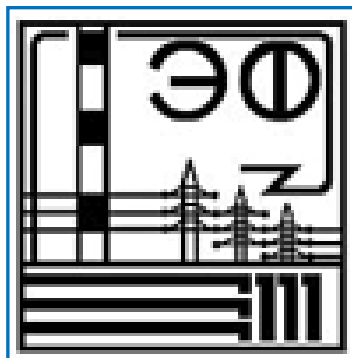


Министерство образования Республики Беларусь

Белорусский национальный технический
университет

Энергетический факультет

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ



**Материалы 73 – й
научно – технической конференции
студентов и аспирантов**

Электронный учебный материал

Минск 2017

УДК 621.311
ББК 31 я 43
А 43

Рецензент

Заведующий кафедрой «Электротехника» УО БГАТУ, к.т.н., доцент
В.А. Ковалев

В сборник включены материалы 73–й научно-технической конференции студентов и аспирантов БНТУ по секциям: «Электрические станции»; «Электрические системы и сети»; «Электроснабжение»; «Тепловые электрические станции»; «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника»; «Электротехника и электроника»; «Экономика и организация энергетики».

Белорусский национальный технический университет.

Энергетический факультет.

пр - т Независимости, 65/2, г. Минск, Республика Беларусь

Тел.: (017) 292-42-32 Факс: 292-71-73

E-mail: ef@bntu.by

<http://www.bntu.by/ef.html>

Регистрационный № ЭИ БНТУ/ЭФ39 - 43.2017

© Жуковская Т.Е., редак., компьютерный дизайн.

© БНТУ ЭФ, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

- [Секция 1 «Электрические станции»](#)
- [Секция 2 «Электрические системы и сети»](#)
- [Секция 3 «Электроснабжение»](#)
- [Секция 4 «Тепловые электрические станции»](#)
- [Секция 5 «Промышленная теплоэнергетика и
теплотехника»](#)
- [Секция 6 «Электротехника и электроника»](#)
- [Секция 7 «Экономика и организация энергетики»](#)

СЕКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ГИБКОЙ ОШИНОВКИ ШИННЫХ ПРОЛЕТОВ ТИПОВЫХ КОНСТРУКЦИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 110 КВ

БАРАН А.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

МОДЕЛИРОВАНИЕ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В СРЕДЕ SIMULINK MATLAB

БАРАНОВ В.Б.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – АРТЕМЕНКО К.И.

КООРДИНАЦИЯ УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

БАШАРКЕВИЧ Я.В., ЗАРИХТА К.С., ПОЗНЯК Д.О., РУСЕЦКИЙ К.И.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ КАБЕЛИ

БУХТИК Е.П.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ГУБАНОВИЧ А.Г.

ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ ОРУ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА БАЗЕ КОМПАКТНОГО ЭЛЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ЧЕРНЯВСКАЯ А.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ПОТАЧИЦ Я.В.

ОПТИКО-ЭЛЕКТРОННЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

БУЦЕНКО М.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

ПРОГРАММА ТК315

ВИШЕВАТЫЙ А.Д., ЗАРИХТА К.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ДОЦЕНТ БОБКО Н.Н.

БЛУЖДАЮЩИЕ ТОКИ В КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ

ГУЛИДА В.Д.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ГУРОВ А.В., БАРАН Ю.Г., АНТОНОВ И.И.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – КИСЛЯКОВ А.Ю.

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЛИНЕЙНЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

ДУДАРЕВ А.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ДЕРЮГИНА Е.А.

АВТОМАТЫ ГАШЕНИЯ ПОЛЯ ГЕНЕРАТОРОВ И КОМПЕНСАТОРОВ

ЕЛИСЕЕВ В.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – КЛИМКОВИЧ П.И.

КОМПЬЮТЕР КАК ИСТОЧНИК ПОМЕХ

КАРАНИК А.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В КОНСТРУКЦИЯХ ТОКОПРОВОДОВ МОЩНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Емельянов А.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент БУЛАТ В.А.

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СХЕМАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ

Бурло В.В., Зарихта К.С.
Научный руководитель – доцент БОБКО Н.Н.

ДИСКРЕТНОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ЛАПЛАСА

Жиркова К.Ю.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОКОВ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ПРОЛЕТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 110 КВ С ОДНИМ ПРОВОДОМ В ФАЗЕ АС-185/29

Баран А.Г., Баран Ю.Г.
Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

КОМПЬЮТЕРНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Башаркевич Я.В., Зарихта К.С.
Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОДВОДНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИИ

Исмоилов Н.А.
Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

ПУТИ ПРОНИКНОВЕНИЯ ПОМЕХ В МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА

Калитуха А.А.
Научный руководитель – ГУРЬЯНЧИК О.А.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ

Плющев Б.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент РУМЯНЦЕВ В.Ю.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ МОНИТОРИНГ ВЕРОЯТНЫХ ТОЧЕК ОТКАЗА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Баран А.Г., Баран Ю.Г., Антонов И.И.
Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

ДИСКРЕТНОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ФУРЬЕ

Жиркова К.Ю.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ОСОБЕННОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ГЕНЕРАТОРНЫХ ЭЛЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ

Лашук М.С.
Научный руководитель – ТЕТЕРИНА Л.В.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И ТОКОВЫХ ЦЕПЕЙ ЗАЩИТЫ

Башаркевич Я.В.
Научный руководитель – АРТЕМЕНКО К.И.

ПОВЫШЕНИЕ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ С ГИБКИМИ ПРОВОДАМИ

Ложечников И.И.
Научный руководитель – к.т.н., доцент ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

ПРОГРАММНЫЙ МОДУЛЬ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ СИСТЕМЫ КОМПЬЮТЕРНОЙ АЛГЕБРЫ МАТНСАД

Баран А.Г.
Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ГИБКИХ ШИН РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

МАНЦЕВИЧ А.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР СЕРГЕЙ И.И.

ЭКРАНИРОВАНИЕ КАБЕЛЕЙ СВЯЗИ

МУХА В.О.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГУРЬЯНЧИК О.А.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЕЙ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ ДО 1 КВ

БАРАН А.Г., ЗАРИХТА К.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

ЦИФРОВЫЕ ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЕ КОМПЛЕКСЫ RTDS

МШАР Д.И.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ РУМЯНЦЕВ В.Ю.

ГАЗАПОРШНЕВЫЕ АГРЕГАТЫ

НИКОЛАЕНКО Д.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – КИСЛЯКОВ А.Ю.

RTDS – ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИРУЮЩИЕ КОМПЛЕКСЫ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

РАБУШКО П.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ НОВАШ И.В.

КОНТРОЛЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

КОЗАК С.И., БАРАН Ю.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

ВИЗУАЛЬНЫЕ ЯЗЫКИ ПРОГРАММИРОВАНИЯ

РУМЯНЦЕВ В.О.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ НОВАШ И.В.

ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ СХЕМ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

СКУРЧАЕВ А.Ф., БАШАРКЕВИЧ Я.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – КЛИМКОВИЧ П.И.

СПОСОБЫ КОМПЕНСАЦИИ ОДНОФАЗНОГО ТОКА НА ЗЕМЛЮ

СТРУНЕЦ К.П.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ПРОФЕССОР СИЛЮК С.М.

РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

ФАЙЛЕР Р.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ПРОФЕССОР СИЛЮК С.М.

НАЗНАЧЕНИЕ И РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

ЧЕМЕРКО П.П.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ПОТАЧИЦ Я.В.

ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ С ГИБКИМИ ПРОВОДНИКАМИ

МАТИНАЙТИС А.Э.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР СЕРГЕЙ И.И.

БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНОЕ

СЕВРУК Д.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ ОРУ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА БАЗЕ КОМПАКТНОГО МОДУЛЯ КМ-ОРУ-110

ЧЕРНЯВСКАЯ А.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ПОТАЧИЦ Я.В.

ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ГИБКОЙ ОШИНОВКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 110 КВ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ

БАРАН А.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕРКОНОВ

ЯКУШЕВ Д.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., БУЛОЙЧИК Е.В.

КОНСТРУКЦИЯ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

КАРАЧЕВ П.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ БУЛАТ В.А.

ПРИНЦИП РАБОТЫ И ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

ПЕТРАШКО В.Ю.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – КИСЛЯКОВ А.Ю.

МОДЕЛИРОВАНИЕ БРОСКА ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В СРЕДЕ SIMULINK MATLAB

Бойков А.Д.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – АРТЕМЕНКО К.И.

ЗАЩИТА ОТ ДУГОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ

Лобачев В.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГУРЬЯНЧИК О.А.

ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6–35 КВ

Турук К.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н. БУЛОЙЧИК Е.В.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ С ГИБКИМИ ОШИНОВКОЙ

Масюк С.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР СЕРГЕЙ И.И.

ЦИФРОВЫЕ ФИЛЬТРЫ НА ОСНОВЕ ДИСКРЕТНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ФУРЬЕ

Хомяков Э.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ РУМЯНЦЕВ В.Ю.

ВРАЩАЮЩИЕСЯ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Китаев А.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ТЕТЕРИНА Л.В.

ЦИФРОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Сороко В.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – САПОЖНИКОВА А.Г.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЕМЛИТЕЛЕЙ ПРИ СТЕКАНИИ ТОКОВ ВЫСОКОЙ ЧАСТОТЫ

Лазаревич И.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ТОКА

Власюк И.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н. БУЛОЙЧИК Е.В.

НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ БОЛЬШОЙ ЕМКОСТИ

Федорович В.Л.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – САПОЖНИКОВА А.Г.

ОЦЕНКА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ГИБКИХ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ

МАКСИМОВА М.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

АВТОМАТИКА ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА

БАРКИН А.К.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ВРЕМЯ ИМПУЛЬСНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ НАПРЯЖЕНИЯ

ГРИЦКЕВИЧ Д.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ИЗУЧЕНИЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СРЕДЕ SIMULINK MATLAB

ИЗОИТКО О.Л.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – АРТЕМЕНКО К.И.

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

РОЖКО А.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – САПОЖНИКОВА А.Г.

НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

МАЗУРОВ А.Ю.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

БАРАН А.Г., БАРАН Ю.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – БОГУСЛАВСКИЙ С.И.

ЭЛЕКТРОЗАЩИТНЫЕ СРЕДСТВА И КОНТРОЛЬ ИХ СОСТОЯНИЯ

АНДРАЛОЙТЬ О.Ю.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

МЕТОДЫ ПРОВЕРКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

МАГЕР Н.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНО-ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГИИ В СЕЛЬСКОЙ МЕСТНОСТИ

АПЕТЁНОК В.О.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ТОКИ НЕБАЛАНСА В ТОКОВОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЕ

РОМАНОВИЧ Л.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н. БУЛОЙЧИК Е.В.

НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕМЕНТОВ АВТОМАТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ

ТЫЦИК И.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ ИЛИ КОМПЕНСИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

КУЦ И.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СЕРИИ РЕТОМ

ЛИСОВЕЦ А.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н. БУЛОЙЧИК Е.В.

АКТИВНЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

БОРОДИЧ М.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК

КАЗАК А.В.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ БЕЗОПАСНОСТЬ РАБОТ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ СО СНЯТИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ

МИХНЕВИЧ Ю.Ч.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ СВЯЗЬ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

ДОБРОЛИНСКАЯ А.С.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

АППРОКСИМАЦИЯ АМПЛИТУДНО-ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЧАСТОТНЫХ ФИЛЬТРОВ

БРИКУН Г.А.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЕ ПОЛЕ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ЗДОРОВЬЕ ЧЕЛОВЕКА

СТОЛЯР Р.В.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

ПИЛЬСТЬ В.Г.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ДАТЧИКИ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

ДУБРОВ И.А.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

ПОЗНЯК Д.А.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ДУГОВАЯ ЗАЩИТА

ЗАЯЦ Д.В.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

РЕЛЕ ВРЕМЕНИ

ТИМОФЕЙЧИК И.А.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

ЗАЩИТНОЕ ЗАНУЛЕНИЕ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

КНИГА К.С.
Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

СОЗДАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА ПРИ ОДНОКРАТНОЙ ПРОДОЛЬНОЙ НЕСИММЕТРИИ СЕТИ

МАХНАЧ Д.Н.
Научный руководитель – к.т.н., доцент БУЛАТ В.А.

КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА С ИНДИВИДУАЛЬНЫМИ И ОБЩИМ ЭКРАНАМИ

ГЕФТЕР М.В., АЛЕХНОВИЧ А.С.
Научный руководитель – д.т.н., профессор СЕРГЕЙ И.И.

ЧАСТОТНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

БУРОВ Н.А.
Научный руководитель – КЛИМЕНТИОНОВ А.К.

ВЫБОР РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ШИННОЙ КОНСТРУКЦИИ КОМПЛЕКТНЫХ ШКАФОВ К-БЭМН

БАРАН А.Г., АЛЕХНОВИЧ А.С., КЛИМКОВИЧ И.П.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР СЕРГЕЙ И.И.

ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЕТОВ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ТК315

БАЗЫЛЬЧИК В.С., БАШАРКЕВИЧ Я.В., ЗАРИХТА К.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ДОЦЕНТ БОБКО Н.Н.

МЕТОДЫ НЕ РАЗРУШАЮЩИХ ИСПЫТАНИЙ ИЗОЛЯЦИИ

ТАРАСОВ В.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – КЛИМЕНТИОНОК А.К.

УЧЕТ УПРУГОЙ ПОДАТЛИВОСТИ НАДСТАВОК СБОРНЫХ ШИН ПРИ ОЦЕНКЕ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ КРУ 6–10 КВ

АЛЕХНОВИЧ А.С., БАРАН А.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР СЕРГЕЙ И.И.

ПРОГРАММИРУЕМЫЕ ЛОГИЧЕСКИЕ КОНТРОЛЛЕРЫ

КАРПОВИЧ В.П.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – КЛИМЕНТИОНОК А.К.

ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ГЛАВНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

АЛЕХНОВИЧ А.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ В КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ

ГРИБ В.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ГУБАНОВИЧ А.Г.

УДК 621.316

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ГИБКОЙ ОШИНОВКИ ШИННЫХ ПРОЛЕТОВ ТИПОВЫХ КОНСТРУКЦИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 110 кВ

Баран А.Г.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

В электроустановках высокого напряжения энергосистем широко применяются токоведущие конструкции с гибкими проводами [1–3]. Особенностью их динамики является недопустимое сближение и даже схлестывание соседних фаз в результате электродинамического действия токов короткого замыкания (КЗ), сопровождающегося ударными нагрузками на конструктивные элементы распределительных устройств (РУ) и воздушных ЛЭП [3–5]. Электродинамические воздействия больших токов КЗ – ключевые факторы, влияющие на выбор геометрических размеров и механической прочности токоведущих конструкций с гибкими проводами.

При выполнении работы использованы типовые материалы для проектирования 407-03-539.90 «Открытые распределительные устройства 110 кВ на унифицированных конструкциях». Проведен вычислительный эксперимент по оценке электродинамической стойкости шинных пролетов типовых конструкций распределительного устройства 110 кВ длиной 18 и 27 м с различным количеством и сочетанием отпаек к конструктивным элементам РУ (рисунок 1 и 2). Количество отпаек в исследуемых пролетах (не более трех) ограничивается техническими особенностями используемого инструмента исследования – компьютерной программы FleBus [5]. Вычисления проводились для пролетов с проводом АС-500/27. Подвес провода выполнен гирляндами изоляторов 9×ПС6-А. Стрела провеса провода составляет 5 % от длины пролета. Расчеты выполнены для климатического режима: температура воздуха 25 °С, отсутствие ветра и гололедного отложения.

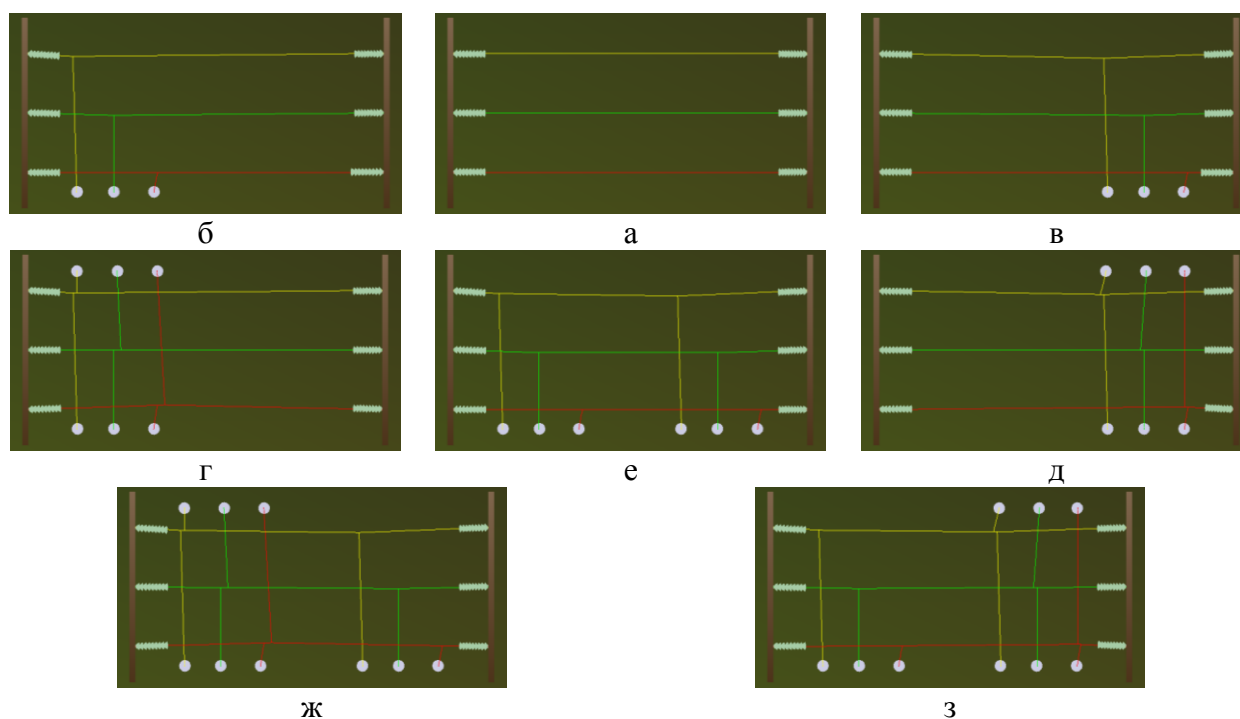


Рисунок 1 – Шинные пролеты длиной 18 м

Механический расчет проводников шинных пролетов распределительного устройства выполнен по компьютерной программе MR215, а расчет электродинамической стойкости – по компьютерной программе FleBus [5].

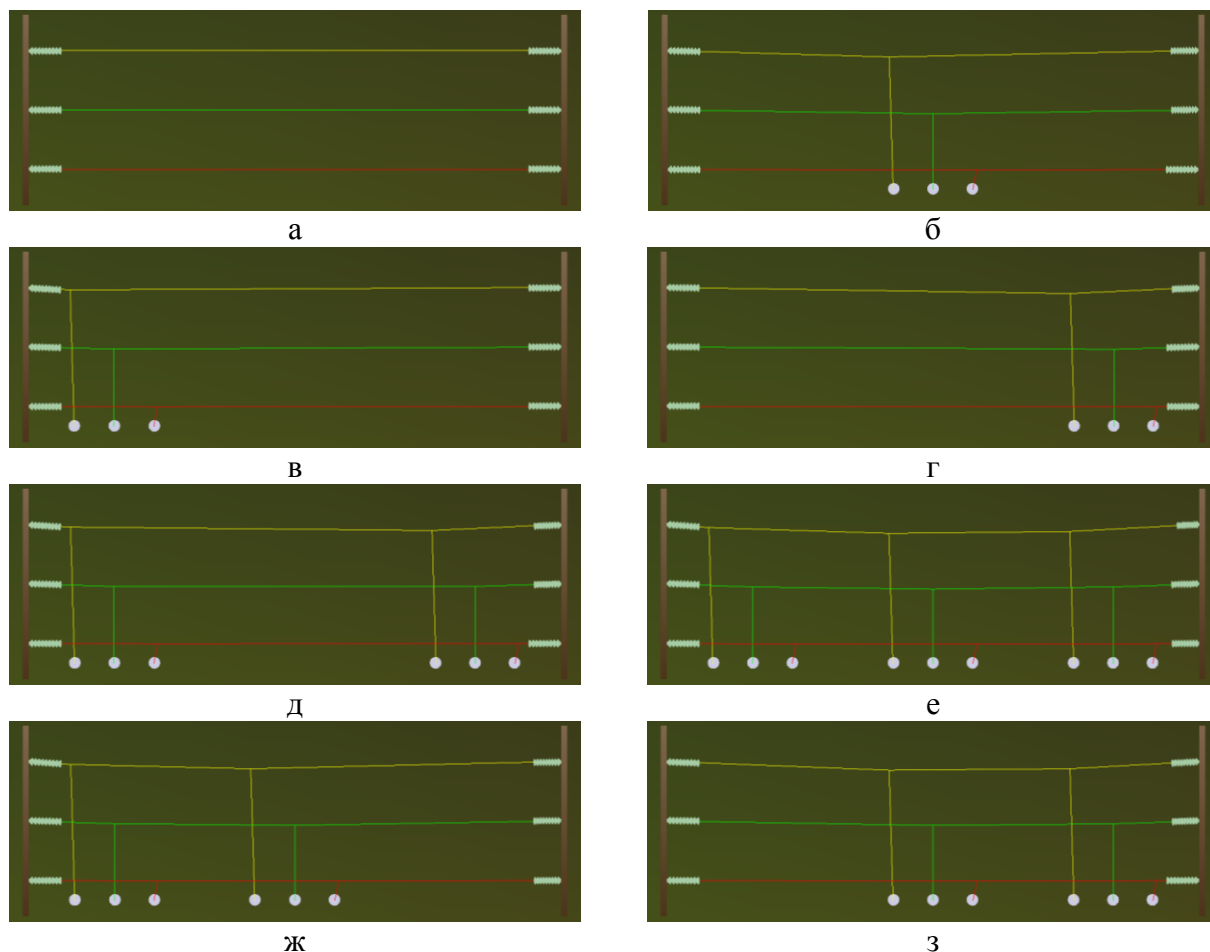


Рисунок 2 – Шинные пролеты длиной 27 м

В проектной практике при оценке электродинамической стойкости токоведущих конструкций нельзя полагаться на результаты одного расчета [5]. Необходимо выполнить серию расчетов с подбором наиболее тяжелых условий КЗ, изменяя величину тока, продолжительность, вид и место КЗ, климатические условия и другие параметры [5]. Исходя из изложенного вычислительный эксперимент выполнен путем проведения серийных расчетов для токов двухфазного КЗ от 0 кА до 50 кА с шагом 0,5 кА.

Таблица 1 – Ток электродинамической стойкости шинных пролетов длиной 18 м по критерию – схлестывание проводов фаз

Пролет	КЗ между фазами		
	А и В	В и С	А и С
рисунок 1а	43 кА	43 кА	> 50 кА
рисунок 1б	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1в	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1г	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1д	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1е	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1ж	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1з	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА

Результаты вычислительного эксперимента для шинных пролетов длиной 18 м приведены в таблицах 1 и 2, анализ которых показывает, что:

– по критерию схлестывания проводов фаз (таблица 1) наименьший ток электродинамической стойкости в 43 кА имеет пролет без отпаек (рисунок 1а);

– по критерию схлестывания спусков отпайки с проводниками шин (таблица 2) – наименьший ток электродинамической стойкости в 26 кА имеет пролет с двумя отпайками (рисунок 1е);

– по критерию схлестывания спусков отпайки (таблица 2) – каждый пролет (рисунок 1) имеет ток электродинамической стойкости более 50 кА.

Таблица 2 – Ток электродинамической стойкости шинных пролетов длиной 18 м

Пролет	Отпайка	Схлестывание спусков отпайки с проводниками шин			Схлестывание спусков отпайки		
		КЗ между фазами			КЗ между фазами		
		А и В	В и С	А и С	А и В	В и С	А и С
рисунок 1а	–	–	–	–	–	–	–
рисунок 1б	1	29 кА	31 кА	40 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1в	1	27 кА	42 кА	41 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1г	1	31 кА	> 50 кА	45 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	> 50 кА	27 кА	40 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1д	1	> 50 кА	30 кА	45 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	28 кА	> 50 кА	42 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1е	1	35 кА	41 кА	46 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	26 кА	32 кА	40 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1ж	1	38 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	> 50 кА	27 кА	40 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	3	29 кА	> 50 кА	46 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 1з	1	36 кА	50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	> 50 кА	30 кА	45 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	3	29 кА	> 50 кА	46 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА

Результаты вычислительного эксперимента для шинных пролетов длиной 27 м приведены в таблицах 3 и 4, анализ которых показывает, что:

– по критерию схлестывания проводов фаз (таблица 3) наименьший ток электродинамической стойкости в 26 кА имеет пролет без отпайки (рисунок 2а);

– по критерию схлестывания спусков отпайки с проводниками шин (таблица 4) – наименьший ток электродинамической стойкости в 23 кА имеют пролет с одной отпайкой (рисунок 2б) и пролеты с двумя отпайками (рисунок 2ж и 2з);

– по критерию схлестывания спусков отпайки (таблица 4) – каждый пролет (рисунок 2) имеет ток электродинамической стойкости более 50 кА.

Таблица 3 – Ток электродинамической стойкости шинных пролетов длиной 27 м по критерию – схлестывание проводов фаз

Пролет	КЗ между фазами		
	А и В	В и С	А и С
рисунок 2а	26 кА	26 кА	> 50 кА
рисунок 2б	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 2в	33 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 2г	31 кА	29 кА	> 50 кА
рисунок 2д	33 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 2е	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 2ж	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 2з	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА

Таблица 4 – Ток электродинамической стойкости шинных пролетов длиной 27 м

Пролет	Отпайка	Схлестывание спусков отпайки с проводниками шин			Схлестывание спусков отпайки		
		КЗ между фазами			КЗ между фазами		
		А и В	В и С	А и С	А и В	В и С	А и С
рисунок 2а	–	–	–	–	–	–	–
рисунок 2б	1	23 кА	30 кА	32 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 2в	1	27 кА	29 кА	38 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 2г	1	29 кА	33 кА	32 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 2д	1	29 кА	32 кА	41 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	29 кА	30 кА	37 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 2е	1	36 кА	31 кА	38 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	24 кА	27 кА	38 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	3	26 кА	30 кА	32 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 2ж	1	31 кА	40 кА	41 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	23 кА	30 кА	33 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
рисунок 2з	1	23 кА	31 кА	34 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	25 кА	40 кА	34 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА

В ходе вычислительного эксперимента установлено, что наличие отпаек в пролетах ограничивает свободные движения гибких шин, увеличивая ток электродинамической стойкости исследуемого пролета по критерию схлестывания проводов фаз. Однако, наличие отпаек также может привести к снижению тока электродинамической стойкости связанным со схлестыванием спусков отпаек с проводами шин, что наблюдается для каждого из пролетов длиной 18 м, а также для ряда рассмотренных пролетов длиной 27 м (рисунок 2б, 2е–з)

Литература

- 1 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перерад. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. – 9-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 3 Токоведущие части электростанций и подстанций: методическое пособие для студентов специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции», 1-43 01 03 «Электроснабжение» и 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / И.И. Сергей [и др.]. – Минск : БНТУ, 2011. – 82 с.
- 4 Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
- 5 Сергей, И.И. Проверка на схлестывание гибкой ошиновки распределительных устройств электростанций: методические указания для студентов специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции», 1-43 01 02 «Электроснабжение» и 1-43 01 03 «Электрические системы и сети» / И.И. Сергей, Е.Г. Пономаренко. – Минск : БНТУ, 2008. – 44 с.

УДК 621.3

МОДЕЛИРОВАНИЕ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В СРЕДЕ SIMULINK MATLAB

Баранов В.Б.

Научный руководитель – АРТЕМЕНКО К.И.

Коммутационные перенапряжения формируются в результате резкого изменения режима работы электросети, связанными с изменениями включениями/отключениями мощных приемников, с емкостным или индуктивным характером нагрузки. Исследования коммутационных перенапряжений реализуются методами математического моделирования. Одной из программ является MatLab со своим приложением Simulink. Simulink выполняет симуляции работы моделируемых систем и устройств.

Целью работы является изучение возникновения коммутационных перенапряжений, их видов, особенностей и способов ограничения.

Задача исследования – определение уровней перенапряжений в момент коммутации.

Классификация коммутационных перенапряжений:

- перенапряжения при включении линий;
- перенапряжения при отключении линий;
- перенапряжения при включении индуктивных элементов;
- перенапряжения при отключении индуктивных элементов;
- перенапряжения при дуговых замыканиях на землю;
- перенапряжения при отключении конденсаторных батарей.

Главной причиной перенапряжений при включении линий является перезаряд в колебательном режиме емкости C_3 , линии через индуктивность L_3 от начального значения напряжения $U_{c0} = \text{const}$ до устанавливающегося напряжения, зависящего от мгновенного напряжения источника электродвижущей силы (ЭДС) e_3 в момент включения. Наиболее высокие напряжения возникают, если от предшествующего режима работы на линии осталось напряжение противоположной полярности $U_{c0} = -U_m$, а включение происходит в момент положительного максимума ЭДС $U_{уст} = U_m$ величина перенапряжения в этом случае составит:

$$U_{\max} = E_m + (E_m + E_m) \cdot 2 = 3 E_m$$

где E_m – амплитуда ЭДС источника питания.

Кратность перенапряжений на емкости линии представляется в виде произведения двух сомножителей:

$$k_n = \chi \cdot V, \quad (2)$$

где V – кратность квазистационарной составляющей перенапряжения на холостой линии, равная отношению амплитуды напряжения установившегося режима $U_{уст}$ к амплитуде ЭДС источника питания E_m ;

χ – коэффициент коммутационных перенапряжений, равный отношению амплитуды перенапряжения U_{\max} к амплитуде напряжения установившейся составляющей $U_{уст}$.

Максимальное значение напряжения на линии:

$$U_{1\max} = U_{\text{нач}} + (U_{\text{уст}} - U_{\text{нач}}) \cdot K_{\text{уд}} = E_m + (-E_m - E_m) \cdot 1,8 = -2,6 E_m, \quad (3)$$

где $K_{\text{уд}} \approx 1,8$ – ориентировочное значение ударного коэффициента в эквивалентном контуре с учетом потерь в сопротивлении R_1 .

Перенапряжения при коммутации ненагруженных линий электропередачи связаны с включениями или отключениями выключателями емкостных токов. Отключения ненагруженной линии малообъемным масляным выключателем усугубляется тем, что перекрытие ее изоляции может повлечь разрушение выключателя. Радикальной мерой борьбы с этим видом коммутационных перенапряжений является применение выключателей без опасных повторных зажиганий дуги при отключении линии. Эффективным оказывается

подключение к линии шунтирующего реактора, также ограничение перенапряжений при отключении линий может осуществляться с помощью вентильных разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений.

При проведении исследования простейшей электрической схемы, модель которой представлена на рисунке 1, уровни перенапряжений в момент коммутации превысили номинальное напряжение и составили:

- для фазы А – 1200 В;
- для фазы В – 600 В;
- для фазы С – 1100 В.

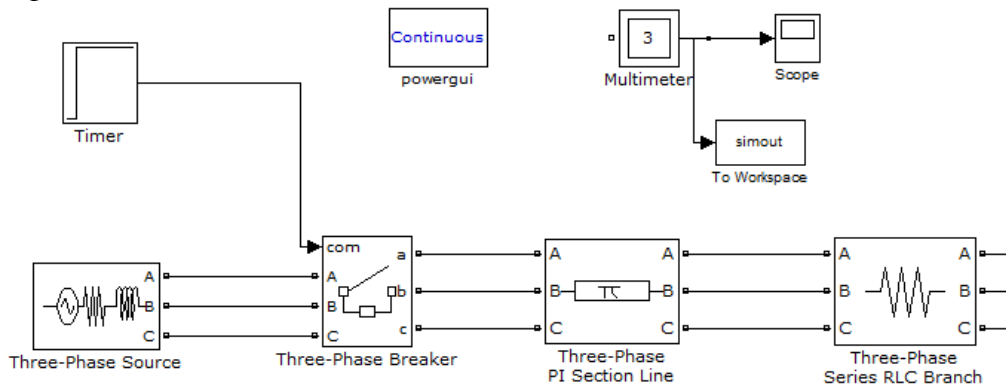


Рисунок 1 – Модель электрической цепи

Литература

- 1 Черных, И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPower-Systems и Simulink / И.В. Черных. – М. : ДМК Пресс; СПб. : Питер, 2008. – 288 с.
- 2 Халилов, Ф.Х. Классификация перенапряжений. Внутренние перенапряжения / Ф. Х. Халилов. – СПб. : НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2013. – 80 с.
- 3 Стариков, С.В. Исследование в оболочке MatLab коммутационных перенапряжений на кабельном присоединении трансформатора с элементами защиты в виде ОПН и RC-цепочки / С.В. Стариков, В.А. Чевычелов, В.И. Гуль // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. Сер. 4, Энергетика. Электроэнергетика. – 2009. – № 11. – С. 47–50.

УДК 621.316.5

КООРДИНАЦИЯ УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Башаркевич Я.В., Зарихта К.С., Позняк Д.О., Русецкий К.И.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

Протекание токов короткого замыкания (КЗ) сопровождается повышенным нагревом токоведущих частей и контактных соединений, а также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Для защиты токоведущих частей и их изоляции от разрушения в результате действия токов КЗ принимаются меры, которые позволяют координировать уровни токов КЗ и ограничивать их при развитии электроэнергетических систем.

Для координации уровней токов КЗ в эксплуатации целесообразно использовать:

- модернизацию оборудования с целью получения более высоких параметров;
- токоограничивающие реакторы;
- трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения;
- различного рода токоограничивающие устройства;
- отказ от автотрансформаторных связей (исключение автотрансформаторов из схем или замена их соответствующими трансформаторами);
- изменение схемы электроустановки путем переключения отдельных элементов с одной секции (системы шин) распределительного устройства на другую или путем дробления мощности установленных трансформаторов;
- деление сети стационарное на секционных, шиносоединительных или линейных выключателях;
- деление сети автоматическое на секционных и шиносоединительных выключателях, а также на выключателях автотрансформаторов связи распределительных устройств различных напряжений;
- заземление нейтралей части трансформаторов;
- заземление нейтралей части трансформаторов через резисторы, реакторы или устройства с нелинейными характеристиками;
- кратковременное размыкание третичной обмотки автотрансформаторов при коротких замыканиях, сопровождающихся большими (недопустимыми) токами.

На практике в зависимости от местных условий для ограничения уровней токов КЗ может быть принят один или несколько из перечисленных выше способов. Принимаемое решение должно иметь соответствующее технико-экономическое обоснование, включая анализ возможных режимов и показателей надежности работы электроустановки, условий оперативных переключений в схеме при аварийных ситуациях, а также условий последующего расширения электроустановки и реконструкции распределительных устройств.

Следует подчеркнуть, что стационарное и автоматическое деление сетей в эксплуатации является вынужденным решением в условиях отсутствия, эффективных серийно поставляемых электропромышленностью токоограничивающих устройств. Поэтому деление сети должно рассматриваться как внутренний резерв энергосистем.

Для научно обоснованного решения вопроса о координации уровней токов КЗ и параметров оборудования на различных этапах необходима информация о динамике изменения во времени интегральных параметров энергосистем и параметров электрооборудования. Эта информация должна включать в себя как минимум следующие данные: уровни токов однофазного и трехфазного КЗ, кривые распределения уровней токов КЗ по узлам сетей различного напряжения, число и параметры установленных в сетях выключателей, трансформаторов и автотрансформаторов (блочных и связи), генераторов, реакторов и токоограничивающих устройств, число точек стационарного и автоматического

деления сети, потребное количество выключателей различных параметров на перспективу при запланированной структуре и параметрах сетей энергосистемы; общую длину линий электропередачи различного напряжения; площадь электроснабжения энергосистемы, плотность нагрузки; плотность сети; плотность генерирующих мощностей; уровни и кривую распределения наибольших скоростей восстанавливающегося напряжения для основных узлов энергосистемы; технико-экономические параметры электрооборудования, включая зависимость стоимости выключателей различного типа от номинального тока отключения и нормированной скорости собственного восстанавливающегося напряжения; коэффициенты распределения выдаваемой мощности электростанций непосредственно в сети различного напряжения. Естественно, что степень полноты исходной информации, ее достоверность, объективный анализ и учет в значительной степени определяют качество принимаемых решений по координации уровней токов КЗ в энергосистемах.

УДК 621.3

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ КАБЕЛИ

Бухтик Е.П.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ГУБАНОВИЧ А.Г.

Кабельная линия электропередачи – линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами и крепежными деталями. Как правильно, кабельные линии прокладывают в местах, где затруднено строительство воздушных линий.

Силовые кабели предназначены для передачи по ним на расстояние электроэнергии, используемой для питания электрических установок.

Силовые кабели состоят из следующих основных элементов: токопроводящих жил, изоляции, оболочек и защитных покровов. Помимо основных элементов в конструкцию силовых кабелей могут входить экраны, нулевые жилы, жилы защитного заземления и заполнители.

Силовые кабели имеют одну или несколько изолированных жил, заключенных в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься соответствующий защитный покров и в необходимых случаях броня.

Силовые кабели низкого напряжения выпускаются с бумажной пропитанной, резиновой и пластмассовой изоляцией в одножильном, двухжильном, трех- и четырехжильном исполнении. Одно- и трехжильные кабели предназначены для работы в сетях с напряжением 1–35 кВ, а двух- и четырехжильные – с напряжением до 1 кВ. Четвертая жила в кабеле является заземляющей или зануляющей, и поэтому ее сечение, как правило, меньше сечения основных жил.

Для передачи электроэнергии переменным током при напряжениях выше 35 до 500 кВ и выше применяют маслонаполненные и газонаполненные кабели.

Маркировка электрических кабелей и проводов производится буквами и числами.

Расшифровка букв:

– буква № 1 характеризует материал жилы. Алюминию присваивается буква «А», меди буква не присваивается;

– буква № 2 в маркировке характеризует вид провода либо материал оболочки кабеля;

– буква № 3 характеризует материал для изоляции жил. Буква «В» либо «ВР» означает что изоляция поливинилхлоридная, «Р» – резиновая, «Н» либо «НР» – найритовая (резина, которая не горит), «П» – полиэтиленовая, «К» – капроновая, «Ф» – металлическая (фальцованная), «МЭ» – эмалированная, «Л» – лакированная, «Ш» – полиамидный шелк, «О» – полиамидный шелк в качестве оплетки, «С» – стекловолокно, «Э» – экранированная изоляция, «Т» – изоляция с несущим тросом, «Г» – изоляция с гибкой жилой. Помимо этого, следует отметить, что провод с резиновой изоляцией может быть дополнительно защищен следующим видом оболочки: «Н» – найритовая, «В» – ПВХ;

– буква № 4 характеризует особенность конструкции. Если написана

буква «А», значит изделие является асфальтированным, «Б» – бронированным лентами, «Г» – без защитного покрова (если кабель) и гибкий (если провод), «К» – бронированный круглыми проволоками, «Т» – предназначен для прокладки в трубах, «О» – защищен оплеткой.

Расшифровка цифрового обозначения:

– цифра № 1 всегда указывает количество жил, если в маркировке провода либо кабеля цифра перед буквами отсутствует, значит, проводник одножильный;

– цифра № 2 характеризует площадь поперечного сечения в мм²;

– цифра № 3 отображает номинальное напряжение сети.

Токи КЗ могут достигать значений, в десятки раз превышающих номинальные токи присоединенных электроприемников и допустимые токи проводников. Для предотвращения

чрезмерного нагрева проводников и смежного оборудования каждый участок сети должен быть снабжен защитным аппаратом, отключающим поврежденный элемент сети за минимально возможное время.

При рассмотрении режима короткого замыкания необходимо кроме расчета проводников по температуре производить расчет электродинамических усилий, возникающих в проводниках.

Для выбора термически стойкого сечения жил кабеля необходимо знать максимальный установившийся ток короткого замыкания из соответствующего расчета $I_{кз}$ и возможное время прохождения этого тока через кабель, определяемое аппаратом защиты $t_{зщ}$.

Выбор сечения проводов и кабелей без учета экономических факторов может привести к значительным потерям электрической энергии в линиях и существенному возрастанию эксплуатационных расходов. По этой причине сечение кабелей электрических сетей внутреннего электроснабжения значительной протяженности, а также сетей, работающих с большим числом часов использования максимума нагрузки $T_{max} > 4000$ ч – должно быть не менее отвечающего рекомендованной экономической плотности тока.

Расчетное экономическое сечение округляют до ближайшего стандартного и, если оно окажется свыше 150 мм^2 , одну кабельную линию заменяют двумя или несколькими кабелями с суммарным сечением, соответствующим экономическому. Применять кабели с мало изменяющейся нагрузкой сечением менее 50 мм^2 не рекомендуется.

Выбор сечения из условий допустимого нагрева сводится к пользованию соответствующими таблицами длительно допустимых токовых нагрузок I_d при которых токопроводящие жилы нагреваются до предельно допустимой температуры, установленной практикой так, чтобы предупредить преждевременный износ изоляции, гарантировать надежный контакт в местах соединения проводников и устранить различные аварийные ситуации, что наблюдается при $I_d \geq I_p$, где I_p – расчетный ток нагрузки.

При выборе сечения кабелей следует иметь в виду, что при одинаковой температуре нагрева допустимая плотность тока токопроводящих жил большего сечения должна быть меньше.

При окончательном выборе сечения проводов и кабелей из условия допустимого нагрева по соответствующим таблицам необходимо учитывать не только расчетный ток линии, но и способ прокладки ее, материал проводников и температуру окружающей среды.

Кабельные линии на напряжение выше 1000 В, выбранные по условиям допустимого нагрева длительным током, проверяют еще на нагрев токами короткого замыкания.

Сечение жил кабелей сетей внутреннего электроснабжения напряжением до 1000 В согласуют с коммутационными возможностями аппаратов защиты линий – плавких предохранителей и автоматических выключателей.

Литература

- 1 Белоруссов, Н.И. Электрические кабели, провода и шнуры: справочник / Н.И. Белоруссов, А.Е. Саакян. – 5-е изд. – М.: Энергия, 1987. – 536 с.
- 2 Пантелеев, Е.Г. Монтаж и ремонт кабельных линий: справочник электромонтажника / Е.Г. Пантелеев, А.Д. Смирнова. – 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 288 с.
- 3 Привезенцев, В.А. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии / В.А. Привезенцев, Э.Т. Ларина. – М.: Энергия, 1970. – 425 с.

УДК 621.3

ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ ОРУ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА БАЗЕ КОМПАКТНОГО ЭЛЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Чернявская А.Г.

Научный руководитель – ПОТАЧИЦ Я.В.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) – распределительное устройство, оборудование которого располагается на открытом воздухе. Все элементы ОРУ размещаются на бетонных или металлических основаниях. Расстояния между элементами выбираются согласно ПУЭ. Сборные шины ОРУ могут выполняться как в виде жестких труб, так и в виде гибких проводов. Жесткие трубы крепятся на стойках с помощью опорных изоляторов, а гибкие подвешиваются на порталы с помощью подвесных изоляторов. Территория, на которой располагается ОРУ, в обязательном порядке огораживается.

Кроме двух основных (традиционных) решений конструкции ОРУ, существует так же и компактное решение, которое может быть реализовано с применением компонентов открытой установки и с элегазовой изоляцией. Примером такого решения является концепция компактного модуля (рисунок 1) для открытых распределительных устройств типа КМ-ОРУ-110 производства ЗАО «ЗЭТО». Модуль компактный принят межведомственной комиссией и соответствует ТУ3414-061-49040910-2007, согласованным ОАО «ФСК ЕЭС».



Рисунок 1 – Компактный модуль КМ ОРУ 110 кВ

Модули предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 110 кВ, в составе подстанции и используются для электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей, сельскохозяйственных районов и крупных строителей, а также на стороне 110 кВ крупных сетевых подстанций и, при соответствующих условиях, на электрических станциях. Концепция модуля позволяет выполнять ОРУ 110 кВ в любой конфигурации.

Базовый модуль состоит из опорных металлоконструкций, элементов жесткой ошиновки с применением полимерных изоляторов типа ОСК-10-110, трехполюсного колонкового элегазового выключателя, однофазных трансформаторов тока, разъединителя шинного, разъединителя линейного.

Сборные шины выполнены на базе жесткой ошиновки оригинальной разработки. Особенностью конструкции является подвесной шинный разъединитель, не требующий обслуживания, который позволяет создавать схемы ОРУ с одним выключателем на две рабочие системы шин. Применение этой новинки, созданной на ЗАО «ЗЭТО», является более надежным решением, чем выкатной выключатель, совмещающий функции разъединителя (как у зарубежных аналогов). Кроме того, регламентные и ремонтные работы на

выключателе и трансформаторах тока в КМ ОРУ можно проводить без погашения системы сборных шин в полном соответствии с требованиями по электробезопасности.

Базовый модуль может дополняться блоками заземления, измерения, ограничения перенапряжений, обработки ВЧ сигнала, и т. п. для реализации любых схем. По желанию заказчика этот набор может быть дополнен ячейковым порталом, линейным порталом, кабельными конструкциями в пределах ячейки, линейной изоляцией с арматурой, шкафами промежуточных соединений и выносными блоками управления. Строительство и монтаж подстанции в каждом случае осуществляется на основании проекта – привязки, выполненного проектной организацией.

Одним из преимуществ концепции модуля является возможность реализации различных типов модулей (в зависимости от его назначения в схеме) комбинацией блоков и металлоконструкций. Каждый блок имеет опорную металлоконструкцию, состоящую из опорных стоек и продольных швеллеров с растяжками. На продольные швеллеры укладываются поперечные цоколи для установки оборудования. Металлоконструкция собирается на объекте при помощи болтовых соединений. Конструкция опорных стоек позволяет устанавливать последовательно несколько блоков с общей металлоконструкцией, что позволяет при необходимости развития схемы использовать ранее смонтированные блоки на месте без доработки. Оборудование соединяется между собой жесткими или гибкими соединениями в зависимости от компоновки оборудования. Узлы крепления жестких соединений обеспечивают компенсацию температурных изменений длины шин.

Преимущества КМ ОРУ 110 кВ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Преимущества КМ ОРУ 110 кВ

Преимущества	Примеры их реализации
Сокращение площади ОРУ	– оптимизация компоновки оборудования позволяет сократить занимаемую площадь ОРУ до 45 % от общепринятой стандартной; – блочно-модульное исполнение.
Сокращение сроков проектирования	– проектные работы выполняются с использованием разработанных компоновок; – применение модулей и типовых блоков.
Сокращение времени монтажа	– проведение на заводе-изготовителе контрольной сборки и приемо-сдаточных испытаний; – конструкция компактная, легко собирается и устанавливается без сварочных работ.
Удобство обслуживания	– обеспечен свободный доступ к оборудованию.
Адаптируемость	– по выбору заказчика может быть установлено оборудование любого производителя.
Защита от воздействий окружающей среды	– все металлоконструкции имеют покрытие методом горячего цинкования, толщина покрытия обеспечивает стойкость на весь срок эксплуатации модуля (30 лет).
Механическая устойчивость	– несущая конструкция обладает повышенной механической устойчивостью; – сейсмостойкость модуля до 9 баллов по шкале MSK-64.
Сокращение затрат	– не требуется подкрашивание металлоконструкций; – применение полимерной изоляции.

Литература

1 Распределительные устройства 110 кВ на базе компактного модуля типа КМ ОРУ [Текст] : информ.-аналит. журн. / учредитель ЗАО «ЗЭТО». – 2009.

2 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35–750 кВ [Текст] : информ.-аналит. журн. – М. : Энергосетьпроект, 2006.

УДК 621.3

ОПТИКО-ЭЛЕКТРОННЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Буценко М.А.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

Функцию измерения в электроэнергетике несут на себе не только приборы, но и измерительные трансформаторы. Трансформатор тока позволяет учитывать ток в цепях высокого напряжения приборами низкого напряжения, доступными для непосредственного наблюдения обслуживающим персоналом. При этом во вторичную цепь трансформатора тока включаются амперметры, токовые обмотки ваттметров, счетчиков и т. д.

Трансформатор тока не только позволяет свести измерение любого номинального первичного тока и его долей к измерению некоторого стандартного номинального вторичного тока и его долей, но и изолирует реле, измерительные и прочие приборы от цепи высокого напряжения. Таким образом, трансформатор тока имеет следующие основные назначения:

– изолировать обслуживающий персонал и приборы от потенциала сети, в которой производятся измерения;

– позволять производить измерение или учет любых токов стандартными приборами.

Из-за развития энергосистем последнее время возрастает значимость новых методов измерения электрических величин на основе достижений оптоэлектроники, техники полупроводников и вычислительной техники. Эти методы пригодны и для реализации в измерительных трансформаторах (как тока, так и напряжения).

Физическую основу этих методов составляют: преобразование входного электрического сигнала в световой, передача светового сигнала по оптическому каналу и его преобразование снова в электрический сигнал с последующим усилением. Схемы преобразования отличаются одна от другой способом воздействия измеряемого параметра на свойства светового луча (способом модуляции) и, следовательно, разным конструктивным исполнением. Видами модуляции в трансформаторах являются внутренняя и внешняя. При внутренней модуляции воздействие измеряемого параметра на излучение происходит в самом источнике света, при внешней – вне источника света. Внешняя модуляция света может осуществляться изменением прозрачности специального элемента оптической системы модулятора света. В таких измерительных трансформаторах наиболее распространенным является модулятор света, основанный на использовании магнитооптического эффекта Фарадея.

Оптико-электронный трансформатор на основе эффекта Фарадея представляет собой электромагнитный трансформатор без потерь, с полной электрической развязкой первичной и вторичной электрических цепей, имеющий естественную изоляцию между звеньями, связанными световым лучом, высокую разрешающую способность по частоте и погрешность измерения, не зависящую от значения измеряемого тока.

Особенностью устройств и аппаратов с внутренней модуляцией является наличие первичного датчика, связывающего цепь измеряемого параметра с цепью источника излучения. В качестве первичного датчика можно использовать шунт или трансформатор тока в режиме, близком к КЗ. Внутренняя модуляция делится на: амплитудную, частотно-импульсную, кодоимпульсную. Преимущество амплитудной модуляции – простота и высокое быстродействие. Частотно-импульсная модуляция обладает универсальностью источника питания, повышенным быстродействием, повышенной надежностью. У кодоимпульсной модуляции присутствует возможность запоминания информации на длительное время, обработки ее с помощью вычислительных устройств, передачи ее на любые расстояния.

Таким образом, кроме превосходства оптико-электронных трансформаторов тока над классическими трансформаторами в выполнении основных задач, они могут решать дополнительные задачи обработки информации.

УДК 621.3

ПРОГРАММА ТК315

Вишеватый А.Д., Зарихта К.С.

Научный руководитель – доцент БОБКО Н.Н.

Наиболее опасным аварийным кратковременным режимом работы электроустановок является режим короткого замыкания. Короткое замыкание (КЗ) – электрическое соединение двух точек электрической цепи с различными потенциалами, которое не предусмотрено нормальными условиями работы установки. Вследствие явления короткого замыкания резко увеличивается сила тока в электрической цепи. Из-за этого в электроустановках возникают большие механические усилия, и значительно повышается температура проводников, что может привести к повреждениям. Поэтому электрооборудование по режиму КЗ проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты проверяются также на коммутационную способность.

Для расчета токов короткого замыкания предназначена программа ТК315. Она ориентирована на расчет токов КЗ при выполнении курсовых и дипломных работ. Программа позволяет рассчитать полное значение периодической составляющей сверхпереходного тока трехфазного, двухфазного, однофазного и двухфазного короткого замыкания на землю, симметричные составляющие этого тока, а также дает возможность определить распределение этих токов по ветвям схемы.

Несимметричные КЗ рассчитываются на основе метода симметричных составляющих, в соответствии с которым любую n -фазную систему несимметричных векторов можно разложить на n симметричных n -фазных систем. Трехфазную систему несимметричных векторов раскладывают на три симметричные трехфазные системы прямой, обратной и нулевой последовательности.

В нормальном режиме и режиме трехфазного КЗ, которые являются симметричными, протекают только токи прямой последовательности. В несимметричных режимах появляются составляющие токов обратной и нулевой последовательностей.

Рассмотрим алгоритм расчета.

Расчет режима короткого замыкания производится как расчет установившегося режима в схеме замещения, построенной для сверхпереходного режима. Математическая модель такого режима – модель на основе узловых уравнений, которая представляет собой систему алгебраических уравнений, порядок которой соответствует числу линейно независимых узлов схемы. Свертка схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей для заданного узла КЗ выполняется на основе преобразования многолучевой звезды в полные многоугольники. При свертывании происходит запоминание информации об удаленных узлах схем замещения, а в результате свертывания схемы замещения представляются эквивалентными ветвями, по которым производится расчет симметричных составляющих токов КЗ в указанном узле. Для эквивалентных ветвей рассчитываются результирующие ЭДС E , а также результирующие сопротивления прямой x_1 , обратной x_2 и нулевой x_0 последовательностей. Далее происходит расчет токов прямой последовательности для разных видов КЗ:

$$I_1^{(n)} = \frac{E}{j(x_1 + x^{(n)})} \quad (1)$$

где E и x_1 – соответственно результирующие ЭДС и результирующее сопротивление схемы прямой последовательности относительно заданного узла КЗ;

n – индекс несимметричного КЗ:

- $n = 1$ – однофазное КЗ;
- $n = 2$ – двухфазное КЗ;
- $n = 3$ – трехфазное КЗ;
- $n = 1,1$ – двухфазное КЗ на землю.

Для разных видов короткого замыкания дополнительное сопротивление $x^{(n)}$ равно:

- для трехфазного КЗ: $x^{(3)} = 0$;
- для двухфазного КЗ: $x^{(2)} = x_2$;
- для однофазного КЗ: $x^{(1)} = x_2 + x_0$;

- для двухфазного КЗ на землю: $x^{(1,1)} = \frac{x_2 \cdot x_0}{x_2 + x_0}$.

После рассчитываются токи несимметричных коротких замыканий.

Для двухфазного КЗ ток обратной последовательности $I_2^{(2)}$ равен току прямой последовательности с обратным знаком:

$$I_2^{(2)} = -I_1^{(2)}. \quad (2)$$

Для однофазного КЗ токи обратной и нулевой последовательности равны току прямой:

$$I_2^{(1)} = I_0^{(1)} = I_1^{(1)}. \quad (3)$$

Для двухфазного КЗ на землю токи обратной и нулевой последовательностей рассчитываются по формулам:

$$I_2^{(1,1)} = -I_1^{(1,1)} \cdot \frac{x_0}{x_2 + x_0}; \quad (4)$$

$$I_0^{(1,1)} = -I_1^{(1,1)} \cdot \frac{x_2}{x_2 + x_0}. \quad (5)$$

Полный ток в месте несимметричного КЗ пропорционален току прямой последовательности и рассчитывается по формуле:

$$I^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_1^{(n)}, \quad (6)$$

где $m^{(n)}$ – коэффициент пропорциональности ($m^{(3)} = 1$; $m^{(2)} = \sqrt{3}$; $m^{(1)} = 3$).

На этом расчет токов КЗ заканчивается.

Для расчетов этих токов с помощью программы ТК315 необходимо составить файл входных данных, в котором отражаются параметры схемы замещения в относительных или именованных единицах. Для построения схемы замещения узлы расчетной трехфазной системы нумеруются целыми цифрами в произвольном порядке. Для каждой ветви схемы замещения прямой последовательности задаются номера двух узлов (начала и конца), ЭДС, а также сопротивление. Узлам, которые соответствуют нейтралю обмоток генераторов и нагрузок в схеме замещения прямой последовательности задается номер 0.

Схема замещения нулевой последовательности строится только для той части схемы, которая работает с глухозаземленной нейтралью. В некоторых случаях она может не совпадать по конфигурации со схемой замещения прямой последовательности, и вследствие этого в схеме замещения нулевой последовательности могут появиться номера узлов, которые отсутствуют в схеме замещения прямой последовательности.

Программа позволяет производить расчет токов или только междуфазных КЗ, или токов всех видов КЗ. Информация в файле входных данных представляется в виде четырех блоков:

- блок общих данных;
- блок данных о ветвях схемы прямой последовательности;
- блок данных об узлах КЗ;
- блок данных о ветвях схемы нулевой последовательности (когда она задается во входных данных).

В блоке общих данных приводится следующая информация о схеме замещения:

- признак единиц измерения, в которых построена схема замещения: (0 – относительные единицы; 1 – именованные единицы);
- признак наличия схемы замещения нулевой последовательности во входных данных: (0 – схема замещения нулевой последовательности отсутствует; 1 – схема замещения нулевой последовательности присутствует);

– признак вывода симметричных составляющих токов КЗ в ветвях схемы во входной файл: (0 – не выводятся; 1 – выводятся токи прямой последовательности; 2 – выводятся токи обратной последовательности; 3 – выводятся токи нулевой последовательности; 12 – выводятся токи прямой и обратной последовательностей; 13 – выводятся токи прямой и нулевой последовательностей; 23 – выводятся токи обратной и нулевой последовательностей; 123 – выводятся токи прямой, обратной и нулевой последовательностей);

– количество ветвей в схеме замещения прямой последовательности;

– количество узлов короткого замыкания;

– количество ветвей в схеме замещения нулевой последовательности (задается равной нулю, когда признак наличия схемы замещения нулевой последовательности был задан равным нулю);

– количество узлов схемы замещения нулевой последовательности, которые имеют нулевой потенциал (задается равным 0, когда признак наличия схемы замещения нулевой последовательности был задан равным нулю);

– базисная мощность, МВА (комплексный вид), задается равной (1,0.), когда признак единиц измерения был задан равным 1.

В блоке данных о ветвях схемы прямой последовательности записываются номер узла начала и конца ветви, ЭДС и сопротивление ветви.

Блок данных об узлах КЗ несет в себе информацию о номере узла КЗ, а также базисном напряжении в этом узле в кВ.

В последнем блоке описывается информация о схеме замещения нулевой последовательности. Когда признак наличия схемы замещения нулевой последовательности во входных данных был задан равным 0, то четвертый блок информации входных данных отсутствует. Когда этот признак был задан равным 1, то в последнем блоке описываются две группы информации. В первой группе для каждой ветви схемы замещения нулевой последовательности записываются три цифры: номера начала и конца ветвей и сопротивления этих ветвей. Вторая группа информации об узлах схемы замещения нулевой последовательности, которые имеют нулевой потенциал, представляет собой массив номеров узлов схемы замещения нулевой последовательности, которые имеют нулевой потенциал в схеме нулевой последовательности.

После ввода всей информации файлу входных данных присваивается имя типа *AAAA.dat*. Файл с таким именем заносится в программу ТК315, в которой происходит считывание информации. Далее в выходной файл выводятся результаты расчетов токов короткого замыкания, а также их составляющих, которые необходимо было рассчитать. Если узлов КЗ было задано несколько, то расчет производится циклично для каждого из них, а результаты выводятся в выходной файл, которому присваивается имя входного файла.

Когда признак наличия схемы замещения нулевой последовательности был задан равным 0, то в выходной файл выводятся результирующие сопротивления свернутой до узла КЗ схемы замещения прямой последовательности, действующее значение сверхпереходного тока КЗ и его симметричные составляющие для междуфазных КЗ в заданном узле КЗ в комплексной форме.

При наличии схемы нулевой последовательности в выходной файл выводятся результирующие сопротивления свернутых до узла КЗ схем замещения прямой и нулевой последовательностей, действующее значение сверхпереходного тока КЗ и его симметричные составляющие для всех видов КЗ в заданном узле КЗ в комплексной форме.

Если был задан расчет симметричных составляющих токов КЗ в ветвях схемы, то дополнительно в выходной файл выводятся соответствующие симметричные составляющие тока КЗ в ветвях схем замещения прямой и нулевой последовательностей. Для каждой ветви выводятся номера начала и конца узлов и доли тока в узле КЗ в комплексной форме.

Программа используется в основном в обучающих целях для расчета несложных схем в курсовом или дипломном проектировании. Применение этой программы для расчета

объемных электрических схем вызывает значительные трудности из-за сложности ввода исходных данных, а также необходимости ручного расчета параметров схем замещения.

Литература

1 Бобко, Н.Н. Программа ТК315 для расчета токов короткого замыкания на ЭВМ / Н.Н. Бобко. – Минск : БНТУ, 2016. – 14 с.

2 Руководящие указания по расчету тока короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527-98 : утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.98. – М. : ЭНАС, 2002. – 152 с.

УДК 621.3

БЛУЖДАЮЩИЕ ТОКИ В КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ

Гулида В.Д.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

Поверхность земли – проводник электрического тока. Не случайно ее используют как среду для устройства контуров заземления энергообъектов. Но электропроводящие свойства земли приводят и к появлению блуждающих токов – явлению, оказывающему вредное воздействие на коммуникации, расположенные в ней.

В этих случаях не только грунт является здесь проводником, но и металлические конструкции, находящиеся полностью или частично под землей, такие как трубопроводы, кабельные линии, опоры контактных сетей и так далее. Даже просто соприкасающиеся с землей металлические конструкции подвержены действию блуждающих токов.

Блуждающие токи – токи, возникающие в земле при ее использовании в качестве токопроводящей среды. Вызывают коррозию металлических предметов, полностью или частично находящихся под землей, а иногда и лишь соприкасающихся с поверхностью земли. Они характерны, в частности, для трамвайных и железнодорожных путей электрифицированных железных дорог, не обслуживаемых должным образом.

Блуждающие токи опасны, прежде всего, своей электрохимической активностью, которая приводит к ускоренной коррозии подземных металлических сооружений, в том числе трубопроводов и газопроводов. Они могут выводить из строя незащищенные сооружения в течение нескольких месяцев. В ряде случаев эти токи являются следствием аварийной утечки с линий электропередачи.

Переменный блуждающий ток также опасен, но представляют меньшую опасность, чем постоянный ток. Коррозия под действием переменных блуждающих токов менее сильна. Такой коррозии подвержены подземные стальные коммуникации, проходящие вблизи трамвайных путей, сварочных площадок и цехов электролиза.

Источниками блуждающих токов являются трамвай, метрополитен и электрифицированный на постоянном токе пригородный рельсовый транспорт. Как известно, провод (троллей) в этих установках соединяется обычно с плюсом источника постоянного тока, а минус – с обратным проводом, которым являются рельсовые пути. Вследствие слабой изоляции полотна дороги от земли, большого омического сопротивления рельсовых путей, нарушения контакта в стыках рельс часть тока, ответвляясь, проходит к минусу источника питания по земле. Встречая на своем пути проводник, каким являются металлические оболочки кабельных линий, трубопроводы и другие подземные сооружения, блуждающие токи могут пройти по этому проводнику, а затем выйти из него снова в землю, чтобы вернуться к отрицательному полюсу тяговой подстанции. В этой цепи электрического тока, состоящего из рельсового пути (источника), металлических оболочек кабельных линий и земли, имеет место явление электролиза. Рельсовый путь и металлические оболочки кабельных линий являются при этом электродами (анодом и катодом), а окружающая земля, где всегда имеется влага, содержащая некоторое количество различных солей и кислот, – электролитической средой, или электролитом.

Как известно, при прохождении постоянного тока через электролит электрод с высшим потенциалом (анод) растворяется. В месте перехода электрического тока с рельсов в кабель (вход) высший потенциал будет иметь рельс, поэтому он служит анодом, а оболочки кабеля – катодом. Участок, где блуждающие токи ответвляются от рельсовых путей и через землю переходят на металлическую оболочку кабельных линий, называют катодной зоной. В этом случае оболочкам кабельных линий опасность разрушения не угрожает.

Совсем другое дело будет в месте, где блуждающие токи переходят с металлических оболочек кабельных линий в землю (выход). Потенциал оболочек кабеля в этом случае будет выше потенциала земли (анодная зона). В анодной зоне металлические оболочки кабельных линий будут разрушаться. Количество растворяющегося в анодной зоне металла по закону

Фарадея пропорционально величине блуждающего тока, времени, в течение которого он протекает, и зависит от рода металла, из которого выполнены оболочки кабельных линий.

Воздействие блуждающих токов на разные материалы (как правило, металлы, железобетон и бетон) можно оценить по скорости электрокоррозии металла и среднегодовым потерям несущей способности металлических и железобетонных конструкций, соотнесенным с напряженностью поля блуждающих токов. При воздействии блуждающих токов на подземные металлические трубопроводы процесс электролиза сопровождается анодными и катодными реакциями, протекающими на границе металл-грунт. Основной анодной реакцией является растворение стали. Основными катодными реакциями являются ионизация кислорода или выделение водорода.

В результате воздействия блуждающих токов на металлические конструкции на них возникают неравномерно расположенные характерные дыры и язвы.

В районах с блуждающими токами в земле или с агрессивными почвами по отношению к металлическим оболочкам кабельных линий должен производиться контроль за состоянием кабельных линий.

Контроль за состоянием металлических оболочек кабельных линий осуществляется путем систематических осмотров кабельных линий в доступных местах, а также путем использования вскрытия трассы кабельных линий (аварийно или по другим причинам).

Измерения блуждающих токов производятся обычно у тяговых подстанций трамвая, электрифицированных железных дорог, у отсасывающих пунктов, в местах сближения и пересечения кабельной линии с путями трамвая и электрифицированных железных дорог, а также в местах, где были отмечены повреждения кабельных линий или трубопроводов по причине коррозии.

В объем и комплекс измерений на кабельных линиях для оценки опасности коррозии входят следующие измерения:

- разности потенциалов оболочек кабеля по отношению к земле;
- разности потенциалов между оболочками кабелей, рельсами трамвая или другими подземными сооружениями;
- поверхностной плотности тока, сходящего с оболочек кабеля в землю;
- величины и направления тока, протекающего по оболочкам кабеля.

По результатам измерений эксплуатирующая кабельные линии организация проводит следующие мероприятия:

- производит выявление зон опасных для кабельных линий в отношении электрической коррозии и составляет карту анодных зон;
- организует наблюдение за состоянием кабельных линий путем производства систематических измерений в контрольных пунктах;
- делает анализ причин повреждаемости кабельных линий при профилактических испытаниях и в работе, а также выявляет случаи повреждения кабельных линий по причине коррозии;
- производит монтаж изолирующих муфт из эпоксидного компаунда в случае надобности для разрыва цепи блуждающего тока по металлическим оболочкам кабельной линии;
- делает соединение металлических оболочек кабельных линий между собой в целях уменьшения плотности блуждающего тока.

Одним из основных мероприятий по защите кабелей от коррозии блуждающими токами на электрических железных дорогах постоянного тока является ограничение величины токов утечки из рельсовых нитей в землю. Другим мероприятием по защите кабелей от коррозии блуждающими токами является повышение переходного сопротивления между кабелем и окружающим его грунтом, а также между кабелем и рельсами электрической железной дороги или трамвая.

Наряду с перечисленными методами защиты широко применяются электрические методы защиты кабелей от коррозии блуждающими токами.

К электрическим методам защиты относятся электрический дренаж, катодная защита, анодные электроды и электрическое секционирование.

Литература

1 Привезенцев, В.А. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии / В.А. Привезенцев, Э.Т. Ларина. – М. : РАГС, 1995. – 120 с.

2 Фридкин, И.А. Эксплуатация кабельных линий 1–35 кВ / И.А. Фридкин. – М. : Энергия, 1972. – 88 с.

УДК 621.3.08

ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Гуров А.В., Баран Ю.Г., Антонов И.И.

Научный руководитель – КИСЛЯКОВ А.Ю.

Нагрев электрооборудования является одним из основных показателей режима его работы и технического состояния. По нагреву можно судить о нагрузке электрооборудования, обнаружить возникновение неисправности, например, в контактах или системе охлаждения.

Температура оборудования – это первое, на что обращает внимание дежурный персонал в процессе обслуживания. К измерению температуры оборудования в энергетике предъявляются два основных требования: точность и надежность.

В большинстве своем точность измерения температуры оборудования находится в пределах $\pm 1-1,5$ °С, кроме измерения температуры водоохлаждаемых обмоток, где точность лежит в пределах $\pm 0,5$ °С. При различных испытаниях и исследованиях температура измеряется с точностью до $\pm 0,1$ °С.

Требования к надежности измерения температуры оборудования достаточно жесткие, т. к. от термоконтроля зачастую зависит надежность работы. Система термоконтроля должна быть долговечна, допускать простую калибровку в любое время, и не подвергаться влиянию внешних факторов – вибрации, сильных электрических и магнитных полей.

Разработано несколько методов термоконтроля, основными из которых являются: метод терморезистора (прямой и косвенный), метод термопары, инфракрасный метод, методы, использующие изменение физического или химического состояния вещества при изменении его температуры. Каждый из перечисленных способов имеет свои преимущества и недостатки.

Метод терморезистора использует зависимость сопротивления проводника от его температуры. В большинстве случаев сопротивление увеличивается с ростом температуры. Эта зависимость линейна у меди в пределах от -50 °С до $+200$ °С, у железа и вольфрама она в основном нелинейна.

На принципе температурной зависимости сопротивления выполнено много различных устройств и схем для измерения температуры, использующих сопротивление проводников самого аппарата, например, обмоток машин, так и специальные терморезисторы; этот принцип измерения чрезвычайно универсален. Рассмотрим некоторые примеры. Измерения по методу терморезистора (ТР) удобнее всего производить с использованием мостовой схемы.

Логометрическая схема проще, но менее точна, т. к. имеет невысокий класс точности, обеспечивающий измерение температуры с точностью не лучше ± 2 °С. Эта схема широко применяется для штатного термоконтроля за обмотками, подшипниками и подпятниками генераторов, за температурой охлаждающей воды, воздуха и масла в трансформаторах.

Применение метода терморезистора. Простота и универсальность метода терморезистора обеспечили ему широкое применение в практике эксплуатации, наладки и испытаний электрооборудования.

Для измерения температуры обмотки и железа статора электрической машины используют ТР из тонкой медной проволоки диаметром 0,1 мм, намотанной на тонкую пластинку из изоляционного материала, защищенный внешней изоляцией. ТР, измеряющий температуру обмотки (меди), закладывается в пазу статора между секциями обмотки ТРМ. ТР, измеряющий температуру железа статора, закладывается на дно паза (ТРЖ.). Необходимо отметить, что ТРМ практически измеряет температуру на поверхности изоляции обмотки, а не температуру собственно меди обмотки, которая на $1-2$ °С выше за счет температурного перепада на изоляции. Но эта погрешность неизбежна, т. к. невозможно укрепить ТРМ непосредственно на обмотке, находящейся под высоким напряжением. Эта погрешность учитывается во всех нормах и ГОСТ.

Периодическое измерение температуры шин и в особенности шинных и аппаратных соединений можно производить измерительной штангой с ТР.

Метод термопары. Метод является достаточно точным и универсальным, основанным на известном явлении возникновения термо-ЭДС при нагревании спая двух разнородных металлов. Термо-ЭДС спая медь-константан равна приблизительно $0,04 \text{ В}/^\circ\text{С}$. Точное значение термо-ЭДС зависит от материала спая и его технологии. Практически все термопары перед использованием калибруются.

Метод термопары обладает одним недостатком – малой ЭДС при высоких температурах. Поэтому его редко применяют для штатного измерения температуры электрических аппаратов, чаще – для точных измерений при специальных испытаниях и исследованиях. Более широко он применяется для измерений в теплотехнической части электростанции, где температуры достигают сотен градусов и термо-ЭДС достаточно велика.

Бесконтактное измерение температуры применяется в основном в тех случаях, когда перечисленные классические способы неприменимы. Например, при измерении сопротивления обмотки ротора генератора с выпрямительной системой возбуждения на ходу возникают заметные трудности, связанные с наличием на обмотке возбуждения большой переменной составляющей напряжения.

Измерение температуры методом измерения физического состояния измерителя используется для разовых измерений или измерений в дежурном режиме для сигнализации о превышении допустимой температуры.

Легкоплавкие припои с четким переходом из твердой в жидкую фазу при определенной температуре используются для пайки сигнальных флажков-семафоров. При достижении заданной, опасной для оборудования, температуры припой расплавляется и флажок падает. При очередном обходе оборудования дежурный персонал зафиксировывает недопустимый нагрев элемента оборудования.

Из легкоплавких материалов изготавливают «свечи», по оплавлению которых также можно определить температуру оборудования в труднодоступных местах.

Для контроля за температурой в недоступных местах используются термокраски. Термокраска – термореактивное вещество, резко изменяющее свой цвет при достижении заданной температуры. Термокраска наносится на изучаемый элемент оборудования, например, на ротор машины. После проведения эксперимента машину останавливают и наблюдают цвет термокраски: если он изменился, машина нагревалась выше пороговой температуры термокраски. Обычно на объект измерения наносят несколько красок с различными пороговыми температурами. Если были нанесены термокраски с температурами срабатывания 70 , 90 и $100 \text{ }^\circ\text{С}$ и после опыта термокраски на 70 и $90 \text{ }^\circ\text{С}$ изменили свой цвет, а 100 -градусная не изменила, то это значит, что объект нагревался в среднем до $95 \text{ }^\circ\text{С}$ (более 90° и менее $100 \text{ }^\circ\text{С}$).

УДК 621.3

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЛИНЕЙНЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Дударев А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ДЕРЮГИНА Е.А.

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) – электрические аппараты, предназначенные для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений. Основным элементом ОПН является нелинейный резистор – варистор (varistor, от англ. Vari(able) (Resi)stor – переменное, изменяющееся сопротивление).

В настоящее время варисторы для ограничителей изготавливаются как цилиндрические диски диаметром 28–150 мм, высотой 5–60 мм. На торцевой части дисков методом металлизации наносятся алюминиевые электроды толщиной 0,05–0,30 мм. Боковые поверхности диска покрывают глифталевой эмалью, что повышает пропускную способность при импульсах тока с крутым фронтом.

Применяемые в настоящее время разрядники с резисторами, имеющими недостаточную нелинейность, часто не позволяют обеспечить необходимое ограничение перенапряжений. Более глубокое снижение перенапряжений требует уменьшения нелинейного последовательного сопротивления, что приводит к существенному увеличению сопровождающих токов. Включение нелинейных сопротивлений на рабочее напряжение без искровых промежутков оказывается невозможным вследствие большого тока через нелинейное сопротивление при фазном напряжении.

Применение искровых промежутков вызывает дополнительные трудности, связанные с необходимостью уменьшения сопровождающего тока до величины, надежно отключаемой промежутками. Значительное улучшение защитных характеристик разрядников может быть достигнуто при отказе от использования искровых промежутков. Это оказывается возможным в ОПН при использовании резисторов с резко нелинейной вольтамперной характеристикой. Выполненные на основе окиси цинка варисторы отвечают этим требованиям и применяются в ограничителях перенапряжений. ОПН комплектуются из большого числа последовательно и параллельно соединенных оксидно-цинковых варисторов. Число последовательно соединенных в колонку варисторов и число параллельных колонок в ограничителе перенапряжений определяется номинальным напряжением сети и зависит от требований к защитному уровню напряжения и пропускной способности ограничителей по току. Пропускная способность ОПН и характер их повреждения зависят от амплитуды и длительности протекающего через них тока. При импульсах тока большой длительности, характерных для коммутационных перенапряжениях, наблюдается существенный нагрев ОПН, в результате так воздействий может происходить проплавление в варисторах сквозных отверстий и их разрушение при токах с амплитудой 80–120 А. При кратковременных импульсах тока, характерных для грозовых перенапряжений, варисторы не разрушаются даже при воздействии импульсов с амплитудой 1000–1500 А. Дальнейшее увеличение тока может приводить к их перекрытию по боковой поверхности, однако, ток перекрытия может быть значительно увеличен, если покрыть боковую поверхность варисторов специальным изоляционным лаком или залить колонку варисторов полимерным компаундом.

Большинство крупных фирм производителей электротехнической продукции при разработке и выпуске ОПН используют те же конструкторские решения, технологии и дизайн, что и для производства других электроустановочных изделий. Это касается габаритных размеров, материала корпуса, применяемых технических решений для установки изделия в электроустановку потребителя, внешнего вида и других параметров. Дополнительно к конструкции ограничителей перенапряжений могут быть предъявлены следующие требования:

– Корпус устройства должен быть выполнен с соблюдением требований по защите от прямого прикосновения (класс защиты не ниже IP20).

– Отсутствие риска возгорания устройства защиты или короткого замыкания в линии в случае его выхода из строя в результате перегрузки.

– Наличие простой и надежной индикации выхода из строя, возможность подключения дистанционной сигнализации.

В настоящее время вентильные разрядники практически сняты с производства и в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок службы. Построение схем защиты изоляции оборудования как новых, так и модернизируемых подстанций, от грозовых и коммутационных перенапряжений теперь оказывается возможным только с использованием ОПН.

Следующим шагом должна стать установка защитных устройств. При выборе защитных устройств на оксидно-цинковых варисторах необходимо обращать внимание на следующие параметры:

– Номинальное напряжение ограничителя. Это номинальное напряжение сети, для работы в которой предназначен ОПН.

– Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение на ограничителе. Это наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, которое может быть длительно приложено к выводам ОПН. Это напряжение должно быть не ниже наибольшего рабочего фазного напряжения сети, для работы в которой предназначен ОПН.

– Классификационное напряжение ограничителя. Это действующее значение напряжения промышленной частоты, которое прикладывается к ограничителю для получения классификационного тока.

– Номинальный импульсный разрядный ток. Номинальный импульсный разрядный ток ОПН должен пропустить без существенного изменения параметров 20 раз.

– Максимальный импульсный ток. Это значение испытательного грозового импульса тока (обычно формы 8/20 мкс), который устройство может пропустить один раз и не выйти из строя.

– Остающееся напряжение. Это максимальное значение падения напряжения на ограничителе при протекании через него импульса тока.

– Уровень защиты. Это значение остающегося напряжения при протекании через варистор ограничителя номинального импульсного тока разряда.

– Время срабатывания оксидно-цинковых варисторов обычно не превышает 25 нс.

Помимо неверного выбора мест установки и характеристик ОПН еще одной причиной повреждений ОПН являются используемые при их сборке варисторы низкого качества, к которым, прежде всего, относятся китайские и индийские варисторы.

Преимущества ОПН:

– простота конструкции и высокая надежность;

– по сравнению с разрядниками, более глубокое ограничение перенапряжения;

– стойкость к внешнему загрязнению изоляционного корпуса;

– способность ограничивать внутренние перенапряжения;

– большая взрывобезопасность у ограничителей перенапряжения с полимерным корпусом;

– меньшие габариты и масса, чем у разрядников;

– могут использоваться в сетях постоянного тока.

Литература

1 Дмитриев, М.В. Параметры ограничителей перенапряжения / М.В. Дмитриев. – М. : Энергоатомиздат, 2002. – 205 с.

2 Поляков, В.С. Защита сетей 6–35 кВ от перенапряжений / В.С. Поляков. – М. : Энергоатомиздат, 2002. – 272 с.

3 Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях / М.В. Дмитриев. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 311 с.

УДК 621.3

АВТОМАТЫ ГАШЕНИЯ ПОЛЯ ГЕНЕРАТОРОВ И КОМПЕНСАТОРОВ

Елисеев В.С.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

В соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ) в цепи возбуждения каждого синхронного генератора и синхронного компенсатора (за исключением малых машин) устанавливаются устройства для быстрого и безопасного развозбуждения – автоматы гашения поля (АГП).

Гашение поля синхронного генератора – это операция, заключающаяся в снижении магнитного потока машины до величины близкой к нулю, которая проводится как при плановых, так и при аварийных отключениях генератора от сети.

Необходимость в аварийном отключении генератора от сети возникает при повреждениях в энергосистеме, при повреждениях в зоне действия дифференциальной защиты генератора или блока генератор-трансформатор.

При пробоях изоляции дуга горит до тех пор, пока ЭДС генератора не снизится до величины, недостаточной для ее поддержания. При напряжении 500 В происходит естественное погасание дуги переменного тока внутри машины. Для снижения ущерба от повреждения при такой аварии магнитный поток (ток возбуждения) как можно быстрее должен быть снижен до величины, практически равной нулю.

Кроме того, машина при близком КЗ испытывает динамический удар, и силы, возникающие при этом, стремятся отогнуть лобовые части статорной обмотки, что может привести к дополнительному повреждению изоляции этих частей и дорогостоящему ремонту.

Как правило, для гашения поля используют контур возбуждения генератора, поскольку напряжение на обмотке возбуждения (ОВ) является единственным параметром, который одновременно влияет на время гашения поля и, в то же время, является доступным для воздействия на него при гашении поля в различных условиях.

На сегодняшний день применяются следующие способы гашения поля:

– гашение поля выводом энергии в сеть переменного напряжения (в тиристорных системах возбуждения);

– гашение поля рассеиванием энергии магнитного поля ОВ на дугогасительной решетке выключателя;

– гашение поля рассеиванием энергии на резисторе с линейным сопротивлением и на резисторе с нелинейным сопротивлением.

Устройства, реализующие эти способы, различны по эффективности (скорости гашения поля) и стоимости. При гашении поля инвертированием или на резисторе с линейным сопротивлением время гашения поля оказывается большим, что говорит о недостаточной эффективности этих способов. С другой стороны, устройства, осуществляющие гашение поля на резисторе с нелинейным сопротивлением и на дугогасительной решетке выключателя позволяют быстро гасить поле. Однако их стоимость высока и это стимулирует поиск решений, альтернативных уже существующим.

Принцип действия АГП.

В цепи постоянного тока контура возбуждения (рисунок 1) обычно последовательно с обмоткой возбуждения 3 и возбудителем 4 включается автомат гашения поля или выключатель 5, а параллельно с ОВ тиристорный разрядник (элементы 7 и 8) с резистором самосинхронизации (6) и контактором самосинхронизации (9), шунтирующим разрядник.

На базе типовой схемы СВ (рисунок 1) рассмотрим схему устройства гашения поля (УГП) (рисунок 2) по способу, предложенному сотрудниками ЮУрГУ, и алгоритмы ее работы в различных режимах работы синхронного генератора.

В нормальном режиме работы генератора тиристоры УГП 8, 9, 10, стабилитроны 22, 23, 24, диод 11 и транзистор 7 находятся в запертом состоянии. При подаче сигнала на гашение

поля преобразователь 4 СВ переводится в режим инвертирования. Одновременно с подачей импульса на инвертирование подается импульс на отключение выключателя 5 и включение транзистора IGBT 7.

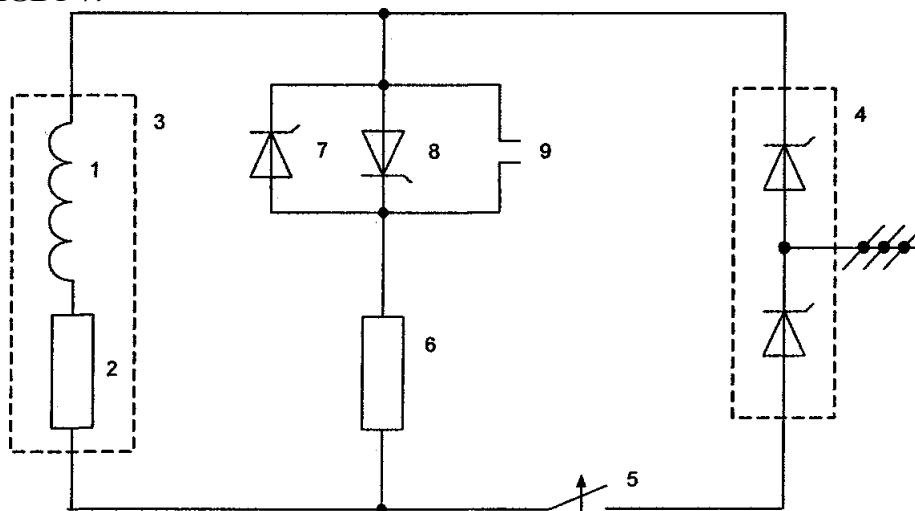


Рисунок 1 – Типовая схема контура возбуждения

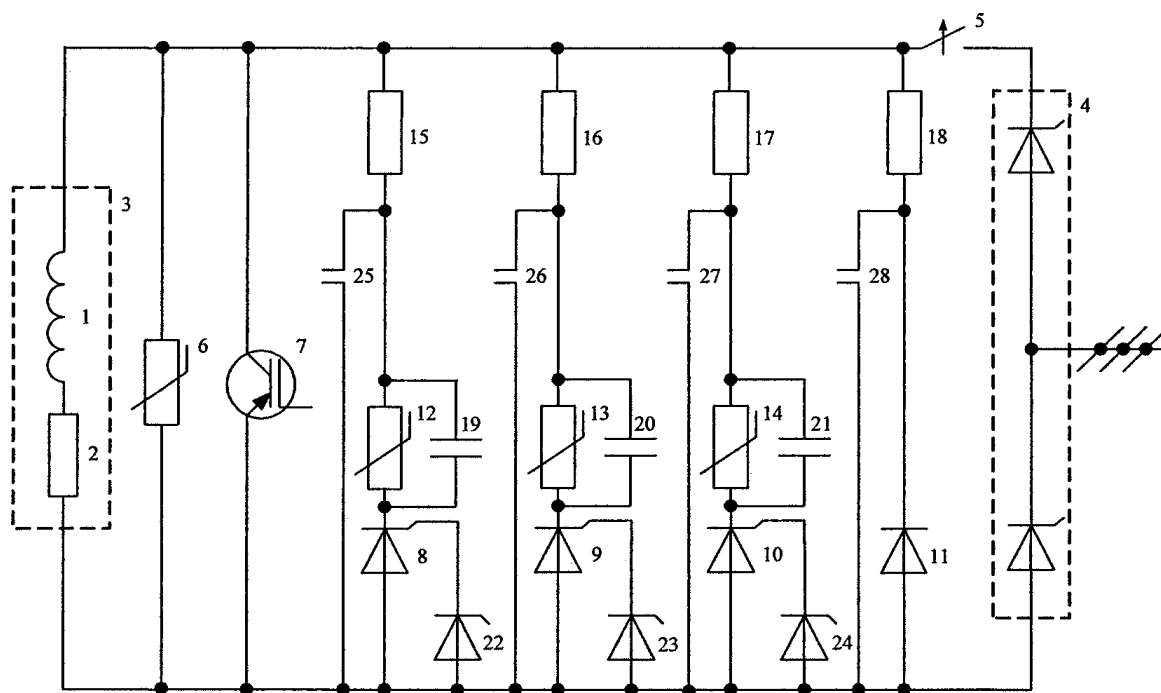


Рисунок 2 – Схема системы возбуждения с УГП, построенном на принципе ступенчатого увеличения сопротивления контура возбуждения

После отключения выключателя 5 снимается импульс управления с транзистора 7, который начинает переходить в непроводящее состояние. При этом напряжение на ОВ быстро увеличивается (из-за быстрого отключения тока индуктивности), и ток ОВ 3 переходит в цепь с диодом 11 и резистором 18 по мере отключения транзистора. Как только напряжение на стабилитроне 24 достигнет величины его срабатывания, наименьшей из всех, этот стабилитрон перейдет в проводящее состояние и в цепи управления тиристора 10 появится ток, тиристор включится и часть тока возбуждения перейдет в цепь этого тиристора (резистор 17, нелинейный элемент 14, конденсатор 21). При этом конденсатор 21 начнет заряжаться до напряжения на нелинейном элементе 14.

Поскольку значения сопротивлений в цепях тиристора 10 и диода 11 велики и транзистор 7 отключается быстро, то напряжение на ОВ будет продолжать увеличиваться. Когда это напряжение достигнет напряжения срабатывания стабилитрона 23, который,

перейдя в проводящее состояние, подключит тиристор 9 аналогично тому, как стабилитрон 24 подключил тиристор 10. Тиристор 9 включится и в его цепь (резистор 16, нелинейный элемент 13 и конденсатор 20) также перейдет часть тока возбуждения. Конденсатор 20 аналогично конденсатору 21 будет заряжен до напряжения элемента 13. Напряжение на ОВ при этом также не будет ограничено и продолжит расти, пока не достигнет напряжения срабатывания стабилитрона 22, который, включившись, подаст ток управления в цепь тиристора 8. Тиристор 8 включится и подключит свою цепь (резистор 15, нелинейный элемент 12 и конденсатор 19). Часть тока возбуждения перейдет в эту цепь и напряжение на ОВ будет ограничено, поскольку теперь подключены все ступени УГП.

По мере снижения энергии магнитного поля ОВ ток возбуждения уменьшается до величины первой уставки УГП. По ее достижении транзистор 7 повторно включается и шунтирует ветви УГП. Это приводит к снижению напряжения на ОВ и ветвях УГП практически до нуля и практически полному переходу тока возбуждения в этот транзистор (сопротивления ветвей УГП велики). При снижении тока возбуждения в ветвях УГП конденсаторы 19, 20 и 21 начинают разряжаться. Первоначально напряжение на конденсаторе велико и больше напряжения ввода в работу нелинейных элементов 12, 13 и 14. По мере разряда конденсаторов, сопротивление этих элементов существенно возрастает (на несколько порядков), и ток разряда конденсаторов начинает протекать в основном по тиристорам, которые находятся в ветвях с конденсаторами. Этот обратный ток способствует выводу из них заряда восстановления и их затиранию. После того, как тиристоры 8, 9 и 10 перешли в закрытое состояние, с транзистора 7 снимается импульс управления, он запирается, и напряжение на ОВ снова увеличивается. Однако при повторном увеличении напряжения на ОВ в работу вступают только тиристоры 9 и 10, а также диод 11, поскольку напряжение на ОВ ограничивается только тремя ступенями УГП (значительная часть энергии уже выведена из ОВ). Это приводит к увеличению напряжения на ОВ практически до уровня первого пика при гашении поля (второй пик будет несколько ниже из-за того, что напряжение срабатывания стабилитронов в цепях управления разное).

Литература

- 1 Брон, О.Б. Автоматы гашения магнитного поля / О.Б. Брон. – М. : Госэнергоиздат, 1961. – 138 с.
- 2 Гольдштейн, М.Е. Вентильные системы возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов : Учебное пособие / М.Е. Гольдштейн. – 2-е изд. – Челябинск : Изд-во ЮУрГУ, 1999. – 100 с.

УДК 621.3

КОМПЬЮТЕР КАК ИСТОЧНИК ПОМЕХ

Караник А.А.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

EMI-фильтры для цепей постоянного тока – это фильтры подавления электромагнитных помех (Electro Magnetic Interference – EMI), используемые во вторичных цепях постоянного тока электронной аппаратуры, такой как цифровая, аудио и видеотехника.

Для создания электронного оборудования с высокой помехозащищенностью и низким уровнем собственных шумов разработчик должен хорошо разбираться в характеристиках различных типов EMI-фильтров и методах их применения. Так как характеристики EMI-фильтров в значительной степени зависят от их конструкции, и на рынке представлена широкая номенклатура производимой продукции, то выбор оптимального варианта может вызвать затруднение.

Блок питания компьютера является источником помех, как для его нагрузок, так и для питающей его сети. Источником помех является инвертор блока питания, он создает помехи в диапазоне частот от десятков кГц до нескольких МГц. Влияние помех минимизируется до допустимых значений встроенными входными и выходными фильтрами. Иногда безымянные блоки питания не имеют таких фильтров или минимизируют их с помощью блокировочных конденсаторов включенных параллельно сетевому кабелю, поэтому их применение не рекомендуется. Если корпус персонального компьютера (ПК) не обеспечивает эффективного экранирования, то излучаемые компьютером электромагнитные помехи могут создать самые разные проблемы.

Гораздо опаснее гармонические составляющие потребляемого тока в сети (линии питания) возникающие из-за нелинейности нагрузки. Такая нелинейность имеет место из-за характера внутреннего сопротивления блока питания. Известно, что на входе блока питания стоят оксидные накопительные конденсаторы на которых формируется напряжение питающее импульсный инвертор. Эти конденсаторы заряжаются импульсами тока, только в момент превышения напряжения питающей сети остаточного напряжения на конденсаторе. Поэтому форма потребляемого тока не синусоидальная, а скорее это импульсы тока с частотой сети. Для того, чтобы уйти от низкочастотных помех в блоке питания компьютера можно применить один изолирующий трансформатор в цепи питания на приемной стороне системы, или для питания компьютеров. Применяя другие схемы включения его обмоток, можно кроме этого существенно усилить работу штатных и дополнительных фильтрующих устройств, применяемых для фильтрации напряжения сети.

Печатная плата портативного ПК (ноутбука) содержит множество сигнальных проводников – источников помех. Как правило, корпус ноутбука изготовлен из пластмассы с нанесенным изнутри проводящим покрытием и обладает более низкими экранирующими свойствами, чем металлический корпус настольного ПК, что является причиной более высокого уровня излучения электромагнитных помех. Кроме того, внешние соединительные кабели также излучают помехи. Компоненты ноутбука смонтированы в ограниченном пространстве. Поэтому, прежде чем устанавливать помехоподавляющие компоненты, сначала необходимо обеспечить подавление излучаемых помех за счет максимально возможного улучшения экранирования. Как показали измерения, значительное улучшение экранирования обеспечивает установка металлических пластин над и под печатной платой ноутбука. В кабельных разъемах для улучшения заземления необходимо обеспечить хороший электрический контакт металлических частей с землей (GND) материнской платы. Кроме того, нужно также устанавливать помехоподавляющие компоненты. При изготовлении пластмассовых корпусов портативных персональных компьютеров на их внутреннюю поверхность наносят проводящее покрытие, однако этого недостаточно для создания хорошего экранирования. Поэтому необходимо устанавливать металлические экранирующие пластины сверху и снизу материнской платы. Эти пластины соединяются

вместе при помощи винтов, чтобы обеспечить надежный электрический контакт между землей (GND) печатной платы ноутбука и проводящим покрытием.

Если помехи компьютера воздействуют на карту расширения, электромагнитное излучение карты не может быть снижено, даже если она содержит помехоподавляющие компоненты. В этом случае слот следует экранировать, используя металлический кожух. Уровень излучаемых картой расширения электромагнитных помех зависит от качества и надежности электрического контакта между землей (GND) карты и слота. Это необходимо учитывать при проведении измерений уровня помех и определении эффективности различных методов их подавления.

Графический контроллер соединен с драйверами ЖК-дисплея множеством линий передачи сигналов, переключающихся одновременно. Эти переключения вызывают протекание по цепям питания и земли большого импульсного тока. Поэтому следует ограничивать ток в сигнальных линиях. Для этих целей хорошо подходят ферритовые чип-бусины серии BLM. На линиях тактовых сигналов, особенно работающих на высоких скоростях и при высоких уровнях помех, применяют фильтры серии NFW31S (чип-фильтры EMIFIL® для линий передачи сигналов), обладающие высокими коэффициентами затухания и крутизной спадов АЧХ.

УДК 621.31

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В КОНСТРУКЦИЯХ ТОКОПРОВОДОВ МОЩНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Емельянов А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент БУЛАТ В.А.

Токопровод – электротехническое устройство для передачи электроэнергии на малые расстояния. При выборе конструкций токопровода существенную роль наряду с основными затратами играют потери энергии в металлических частях поддерживающих и ограждающих конструкций. Значительную долю их составляют потери на перемагничивание стали.

Существуют два основных направления определения потерь: экспериментальные и косвенные. К экспериментальным относятся: измерение на отдельном токопроводе и измерение на действующем токопроводе. К косвенным: измерение потерь по температуре, напряженности магнитного поля.

Измерение мощности потерь в токопроводе при питании его от постороннего источника может быть выполнено по методу трех ваттметров. Источником питания токопровода является трехфазный трансформатор ТС с регулированием тока нагрузки. Измерительные приборы схемы питаются от трансформаторов тока ТТ, установленных в силовой цепи. Выполняется 2 опыта. Вначале необходимо измерить мощность потерь в токопроводе при секционированных экранах (при разомкнутых соединительных элементах экранов). Не изменяя измерительной схемы после соединения экранов фаз опыт повторить. Разница между полученными результатами с достаточной точностью даст потери в металлоконструкциях токопроводов.

Потери энергии в металлоконструкциях можно измерить на действующем токопроводе. Для этого необходимо отделить отпаечный трансформатор собственных нужд и дополнительно установить комплект трансформаторов напряжения ТН, одинаковых с встроенными в токопровод вблизи блочного трансформатора и подключить их к выводам обмотки статора генератора.

Измерение потерь в этом случае проводится в два этапа. Вначале к ваттметрам подается напряжение от встроенных в токопровод ТН, а ток – от встроенных трансформаторов тока ТТ. Затем приборы включаются на дополнительно установленный комплект ТН. Разница между результатами 2-х опытов определяет потери в конструкции токопровода при конкретной схеме соединения экранов. Выполнив аналогичные измерения на токопроводе с электрически разделенными экранами комплектного токопровода и электронепрерывными можно определить величину уменьшения потерь энергии в модернизированных токопроводах. При таком методе измерений погрешность опыта будет определяться в основном не идентичностью характеристик ТН. Большое значение коэффициента трансформации трансформатора напряжения и малое падение напряжения на токопроводе являются причиной того, что вторичные напряжения основных и дополнительных ТН будут отличаться из-за различия характеристик намагничивания трансформаторов. Кроме того, при выполнении эксперимента требуется неоднократное включение и отключение генератора в сеть для изменения схемы соединения экранов, отделение трансформатора собственных нужд, и установка дополнительного комплекта ТН. Поэтому осуществление этого метода измерений потерь энергии в поддерживающих конструкциях токопровода связано со значительными трудностями. Измерительную схему метода можно изменить, применяя для определения мощности потерь счетчики активной энергии. Если подключить 2 комплекта счетчиков – один к основному, а второй к дополнительному комплекту ТН, и перевести питание секций собственных нужд 6 кВ от резервного трансформатора, то разница между показаниями счетчиков за некоторый промежуток времени, будет характеризовать потери энергии в токопроводе совместно с потерями холостого хода отпаечного трансформатора собственных нужд. Изменив способ

соединения экранов фаз токопровода после остановки генератора и поддерживая аналогичный нагрузочный режим работы генератора после его включения в сеть за тоже время -получим потери энергии при другой схеме соединения экранов.

Однако отсутствие комплекта ТН типа 30М-20 или ЗНОМ-20, сложность обеспечения идентичного режима нагрузки генератора при 2-х продолжительных опытах до нескольких суток, снижение надежности работы системы собственных нужд отдельной станции и повышенный расход энергии на собственные нужды в течении длительного периода времени не позволяют рекомендовать этот метод для измерения потерь энергии.

В случае, если известно распределение температуры вдоль поддерживающих и опорных металлоконструкций токопровода, то имеется возможность приближенно рассчитать распределение мощности потерь вдоль этих элементов, а по ним и суммарные потери мощности в конструкции токопровода.

Потери в окружающих металлоконструкциях, в свою очередь, зависят от величины результирующей напряженности магнитного поля токопроводов.

Определение потерь мощности в каждом элементе поддерживающих конструкций требует отыскания тангенциальной составляющей напряженности магнитного поля на поверхности металла. Величину этой напряженности можно рассчитать через напряженность магнитного поля в воздухе при отсутствии металла. Протяженные конструкции разбиваются на элементарные участки, а величина напряженности принимается постоянной по всей длине элементарного участка. Тогда суммарные потери активной мощности в элементарных участках составят полные потери мощности в элементах поддерживающих конструкций.

Литература

- 1 Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. пособие для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 2 Борчанов, Г.С. Индукционный нагрев стальных конструкций в магнитном поле однофазного токопровода / Г.С. Борчанов. // Известия вузов СССР – Энергетика. – 1958. – № 4. – С. 61–66.

УДК 621.3

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СХЕМАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ

Бурло В.В., Зарихта К.С.

Научный руководитель – доцент БОБКО Н.Н.

Наиболее опасным аварийным кратковременным режимом работы электроустановок является режим короткого замыкания. Короткое замыкание (КЗ) – электрическое соединение двух точек электрической цепи с различными потенциалами, которое не предусмотрено нормальными условиями работы установки. Вследствие явления короткого замыкания резко увеличивается сила тока в электрической цепи. Из-за этого в электроустановках возникают большие механические усилия, и значительно повышается температура проводников, что может привести к повреждениям. Поэтому электрооборудование по режиму КЗ проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты проверяются также на коммутационную способность.

Расчет тока КЗ в сети переменного тока напряжением до 1 кВ выполняется, в основном, для следующих целей:

- для выбора электрооборудования по условиям КЗ (отключающая способность электрических аппаратов, термическая и электродинамическая стойкость проводников);
- для выбора уставок защитной аппаратуры сети, проверки ее чувствительности и селективности.

Для выбора электрооборудования по условиям КЗ подлежат определению начальное значение периодической составляющей тока КЗ, апериодическая составляющая тока КЗ, ударный ток КЗ и действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени после КЗ.

Для выбора параметров защитной аппаратуры сети и проверки ее селективной работы определению подлежат максимальные и минимальные значения периодической составляющей тока в месте КЗ в начальный и произвольный моменты времени вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи.

Сети переменного тока напряжением до 1 кВ выполняются с глухим заземлением нейтрали. В таких сетях возможны все виды металлических и дуговых КЗ. Вид КЗ и величина переходного сопротивления в месте КЗ определяются многими факторами возникновения и существования повреждения изоляции электроустановки и являются случайными величинами. При этом в процессе развития повреждения один вид замыкания может переходить в другой: двухфазное в трехфазное или однофазное на землю в двухфазное на землю. Вероятность существования чистого металлического КЗ невысока, а ток дугового КЗ всегда меньше тока металлического КЗ.

Исходя из сказанного, ток металлического КЗ используется для проверки электрооборудования на отключающую способность и на электродинамическую и термическую стойкость. Для проверки селективности защитной аппаратуры необходимо использовать токи дуговых замыканий в конце зоны действия защитных аппаратов с учетом наличия дуги в месте КЗ и с учетом термического эффекта тока КЗ.

В соответствии с ГОСТ 28249-93 при расчетах токов КЗ в электроустановках до 1 кВ необходимо учитывать:

- индуктивные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;
- активные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- активные сопротивления различных контактов и контактных соединений;
- наличие подпитки места КЗ от асинхронных электродвигателей.

При расчетах тока КЗ в соответствии с ГОСТ 28249-93 рекомендуется учитывать:

- сопротивление электрической дуги в месте КЗ;

– изменение активного сопротивления проводников электрической цепи вследствие их нагрева при коротком замыкании.

При расчетах токов КЗ допускается:

– максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

– не учитывать ток намагничивания трансформаторов;

– не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

– коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы. При этом следует использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений: 37; 24; 20; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23 кВ.

– не учитывать влияния асинхронных двигателей (АД), если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета АД.

Токи КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ рекомендуется рассчитывать в именованных единицах. При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выражать в миллиомах.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока $I_{п0}$ трехфазного металлического КЗ в килоамперах при питании от энергосистемы через понижающий трансформатор без учета подпитки от АД рассчитывают по формуле:

$$I_{п0} = \frac{U_{ср.НН}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (1)$$

где $U_{ср.НН}$ – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание. В;

$r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ – соответственно суммарное активное и суммарное реактивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, мОм.

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ от АД.

Если суммарный номинальный ток АД секции превышает 1 % начального значения периодической составляющей тока КЗ от энергосистемы, в соответствии с ГОСТ 28249-93 требуется производить учет влияния АД на ток КЗ.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока $I_{п0АД}$ трехфазного КЗ в килоамперах от АД рассчитывают по формуле:

$$I_{п0АД} = \frac{E''_{\phi АД}}{\sqrt{(r_{АД} + r_{1\Sigma})^2 + (x''_{АД} + x_{1\Sigma})^2}}. \quad (2)$$

В этом случае начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в месте КЗ определяют, как сумму токов от энергосистемы и от АД.

Ударный ток КЗ от энергосистемы рассчитывают по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п0} K_{уд}, \quad (3)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент

Ударный коэффициент рассчитывают по формуле:

$$K_{уд} = (1 + \sin \varphi_k e^{-t_{уд}/T_a}), \quad (4)$$

где φ_k – угол фазового сдвига между напряжением источника и периодической составляющей тока КЗ, град; греческие ровные

$t_{уд}$ – время от начала КЗ до появления ударного тока, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Угол фазового сдвига рассчитывают по формуле:

$$\varphi_k = \arctg \frac{x_{1\Sigma}}{r_{1\Sigma}}. \quad (5)$$

Время от начала КЗ до появления ударного тока рассчитывается по формуле:

$$t_{уд} = 0,01 \frac{\pi / 2 + \varphi_k}{\pi}. \quad (6)$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ рассчитывается по формуле:

$$T_a = \frac{x_{1\Sigma}}{\omega_c r_{1\Sigma}}, \quad (7)$$

где ω_c – синхронная угловая частота напряжения сети, рад/с.

Ударный ток от АД (в кА) рассчитывают с учетом затухания амплитуды периодической составляющей тока КЗ по формуле

$$i_{удАД} = \sqrt{2} I_{п0АД} \left(e^{-\frac{0,01}{T_p}} + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right), \quad (8)$$

где T_p – расчетная постоянная затухания периодической составляющей тока статора, с;

T_a – постоянная затухания аperiodической составляющей тока статора, с.

Постоянные T_p и T_a рассчитываются по формулам

$$T_p = \frac{x''_{АД} + x_{1\Sigma}}{\omega_c r_2}; \quad (9)$$

$$T_a = \frac{x''_{АД} + x_{1кб}}{\omega_c (r_1 + r_{1кб})}, \quad (10)$$

где r_1 и r_2 – соответственно активное сопротивление статора и активное сопротивление ротора, приведенное к статору.

Если точка КЗ делит схему на радиальные, не зависящие друг от друга ветви, то ударный ток КЗ определяют, как сумму токов отдельных ветвей.

В данной работе были рассмотрены основные положения при расчете токов КЗ, параметры сети и факторы, учитываемые при расчете токов КЗ.

Так же был рассмотрен расчет начального значения периодической составляющей тока, ударного тока КЗ.

Литература

1 Бобко, Н.Н. Программа TKZd01kV для расчета токов короткого замыкания на ЭВМ / Н.Н. Бобко. – Минск : БНТУ, 2016. – 14 с.

2 Руководящие указания по расчету тока короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527-98 : утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.98. – М. : ЭНАС, 2002. – 152 с.

УДК 621.3

ДИСКРЕТНОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ЛАПЛАСА

Жиркова К.Ю.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Для исследования дискретных систем автоматического управления используется соответствующий математический аппарат, включающий решетчатые функции, разностные уравнения, дискретное преобразование Лапласа и его разновидности. Одной из важнейших особенностей преобразования Лапласа, является то, что многим соотношениям и операциям над оригиналами соответствуют более простые соотношения над их изображениями. Для исследования импульсных систем большое распространение получило Z-преобразование, которое практически совпадает с дискретным преобразованием Лапласа и отличается только обозначением аргумента изображения.

Автоматические управляющие системы широко применяются в различных отраслях промышленности, в том числе и в энергетике. Назначение автоматической управляющей системы – обеспечить технически правильное и экономически целесообразное протекание процесса производства при наличии возмущающих воздействий. Основными задачами автоматического управления являются: управление отдельными производственными операциями и отдельными управляемыми объектами, координирование производственных операций в сложном процессе производства и распределения электроэнергии, обеспечение технической и экономической оптимизации процесса производства и распределения электроэнергии.

Наряду с непрерывными системами в технике широко применяются дискретные системы автоматического управления. Система автоматического управления называется дискретной, если выходная величина какого-либо из ее элементов имеет дискретный характер. В свою очередь дискретные системы автоматического управления делятся на релейные, импульсные и цифровые. Релейные системы автоматического управления – это системы с квантованием по уровню, импульсные – с квантованием по времени, а цифровые – с применением обоих видов квантования.

В основу метода дискретных преобразований входит понятие о решетчатой функции. Решетчатой функцией называется такая функция, значения которой определены только для дискретных равностоящих друг от друга значений независимой переменной. Решетчатая функция является математической абстракцией реального дискретного сигнала, который образуется из непрерывного сигнала в результате квантования по времени.

В теории импульсных систем используется дискретное преобразование Лапласа. Применение нового математического аппарата дискретного преобразования Лапласа позволило создать теорию импульсных автоматических систем, формально подобную теории непрерывных систем, основанную на операторном методе или методе преобразования Лапласа. Особенностью дискретного преобразования Лапласа по сравнению с непрерывным преобразованием Лапласа, используемым в теории обыкновенных линейных систем, является использование в качестве функций оригиналов дискретного преобразования решетчатых функций. Существует связь между преобразованиями Фурье и Лапласа, которая часто используется для того, чтобы определить частотный спектр сигнала или динамической системы.

Использование дискретного преобразования Лапласа позволяет существенно упростить решение многих задач, связанных с исследованием и проектированием линейных импульсных систем с постоянными параметрами.

Операционное исчисление играет важную роль при решении прикладных задач, особенно в современной автоматике. Обобщением обычного преобразования Лапласа на дискретные функции является дискретное преобразование Лапласа (Z – преобразование), которое является основным математическим аппаратом при анализе линейных импульсных систем. Большое значение Z-преобразование имеет для расчетов рекурсивных цифровых

систем обработки сигналов (фильтров с бесконечной импульсной характеристикой – БИХ-фильтров). Аппарат теории Z -преобразования включает в себя анализ в области z -изображений и переход к временным функциям с помощью теоремы обращения. Наиболее важным свойством Z -преобразования является возможность нахождения оригинала функции способом, не связанным с вычислением полюсов дробно-рациональной функции изображения. По диаграмме состояния системы могут быть получены уравнения пространства состояния. Этот метод прост для реализации на ЭВМ.

УДК 621.316

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОКОВ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ПРОЛЕТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 110 КВ С ОДНИМ ПРОВОДОМ В ФАЗЕ АС-185/29

Баран А.Г., Баран Ю.Г.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

Согласно ГОСТ Р 50254-92 оценка электродинамической стойкости гибких проводов должна производиться по двум условиям [1]:

$$s_{\max} \leq s_{\text{доп}}, \quad (1a)$$

$$T_{\max} \leq T_{\text{доп}}, \quad (1б)$$

где s_{\max} , T_{\max} , $s_{\text{доп}}$, $T_{\text{доп}}$ – соответственно максимальные и допустимые отклонения и тяжения гибких проводов при коротком замыкании (КЗ).

Оба параметра непосредственно связаны с током КЗ. Поэтому, изменяя ток КЗ, можно добиться совпадения максимальных и допустимых значений и тем самым установить максимально допустимое значение тока КЗ. Эти значения по двум условиям могут не совпадать, поэтому из двух полученных значений выбирается наименьшее, которое и будет являться расчетным током электродинамической стойкости.

Вычислительный эксперимент проводится по компьютерной программе FleBus. Исследованы пролеты распределительного устройства 110 кВ длиной 20, 25 и 30 м с междупазным расстоянием 3 м [2]. Расчет проведен для провода АС-185/29 (таблица 1) с гирляндами изоляторов 9×ПС 6А (таблица 2). Влияние гибкости порталов в расчетах не учитывалось.

Таблица 1 – Параметры провода АС-185/29 [2]

Вес одного метра провода, даН/м	0,729
Площадь поперечного сечения, мм ²	210,0
Диаметр провода, мм	18,8
Модуль упругости материала провода, даН/мм ²	8193,0
Допустимое напряжение, Н/мм ²	13,0
Допустимое тяжение, Н	27300

Таблица 2 – Параметры гирлянды изоляторов 9×ПС 6А

Марка изолятора	Длина гирлянды изоляторов, м	Вес гирлянды изоляторов, даН	Число изоляторов в цепи, шт.	Число цепей, шт.
ПС 6А	1,5	41	9	1

Определение токов электродинамической стойкости гибких шин по условию максимально допустимого сближения фаз.

Максимальное сближение соседних фаз гибких шин наблюдается при двухфазном КЗ, когда они сближаются после отключения КЗ в результате колебаний проводов. Поэтому за расчетное принято двухфазное КЗ. За максимально допустимый ток электродинамической стойкости гибких шин принималось значение тока КЗ, соответствующее минимально допустимому расстоянию между проводниками соседних фаз при их сближении после отключения КЗ. Согласно [2] минимально допустимое расстояние для номинального напряжения 110 кВ составляет 0,45 м.

Анализ траекторий движения проводов после отключения КЗ показывает, что в зависимости от длины пролета и стрелы провеса провода могут быть две траектории движения, при которых возможно недопустимое сближение фаз. Первая характерна для средних значений токов КЗ, когда провод после того как поднялся на определенную высоту,

начинает свое падение под некоторым углом к своему первоначальному положению. Вторая обусловлена действием больших токов КЗ, когда импульса ЭДУ достаточно для того, чтобы заставить провод двигаться по круговой траектории.

Результаты расчета тока электродинамической стойкости для гибких шин ОРУ, исходя из условия максимально допустимого сближения фаз, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Токи электродинамической стойкости, определенные по условию (1а), кА

Время КЗ, с	Длина пролета, м		
	20	25	30
0,1	–	33,38	27,15
0,2	20,90	29,15	23,50
0,3	–	26,85	21,80
0,4	–	17,00	12,60
0,5	17,55	15,80	11,20

Анализ результатов расчета показывает, что для пролетов с междуфазным расстоянием более чем в два раза превышающим стрелу провеса провода, опасное сближение фаз не наступает. Поэтому в этом случае ток электродинамической стойкости будет определяться из рассмотрения максимально допустимого тяжения провода при КЗ.

Определение токов электродинамической стойкости гибких шин по условию допустимого тяжения провода при КЗ.

Допустимое тяжение провода определяется по следующему выражению

$$T_{\text{доп}} = \sigma_{\text{доп}} S,$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое напряжение для проводов, Н/мм²;

S – сечение провода, мм².

Результаты расчета тока электродинамической стойкости для гибких шин ОРУ, исходя из условия допустимого тяжения провода, представлены в таблице 4. В ходе проведения вычислительного эксперимента выявлено, что ток электродинамической стойкости, определенный по условию недопустимого сближения проводов меньше тока рассчитанного по условию допустимого тяжения. Поэтому для последнего расчет произведен для продолжительности КЗ равном 0,1 и 0,2 с.

Таблица 4 – Токи электродинамической стойкости, определенные по условию (1б), кА

Время КЗ, с	Длина пролета, м		
	20	25	30
0,1	53,1	60,2	44,2
0,2	54,5	60,0	43,8

Анализ результатов показывает, что значения токов электродинамической стойкости для гибких шин полученные из условия допустимых тяжений в 1,5 и более раза больше значений полученных из условия максимальных сближений. Поэтому для расчетов необходимо использовать значения токов, представленные в таблице 3. В случае если геометрия пролета не допускает опасного сближения проводов, ток электродинамической стойкости определяется исходя из условия максимально допустимого тяжения.

Литература

1 ГОСТ Р 50254-92. Короткие замыкания в электроустановках: Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания. – Введ. 01.01.94. – М. : Госстандарт России, 1993. – 57 с.

2 Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

УДК 621.316.5

КОМПЬЮТЕРНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Башаркевич Я.В., Зарихта К.С.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для правильного проектирования электроустановок, выбора подходящих электрических аппаратов и определения необходимых уставок релейной защиты и автоматики. Необходимость определения токов КЗ в процессе эксплуатации может возникнуть при изменении схемы питания энергетического объекта для проверки электрооборудования на термическое и электродинамическое действие токов КЗ. Также, она может возникнуть при частичной замене электрооборудования на электростанции или подстанции, если намеченные к установке машины и аппараты по своим паспортным данным отличаются от демонтируемых. В связи с громоздкостью ручного расчета для решения практических задач расчетов токов КЗ целесообразно применять специализированные компьютерные приложения. На современном рынке представлен широкий спектр специализированных программ с различными возможностями и для различных целей.

Программный комплекс EnergyCS. Он позволяет выполнять расчеты токов КЗ для выбора и проверки оборудования по условиям термической и динамической стойкости и для проектирования релейной защиты и автоматики. Эта программа охватывает все типы расчетных электротехнических задач, решаемых при проектировании и эксплуатации распределительных сетей низкого (0,4 кВ) и частично среднего напряжения.

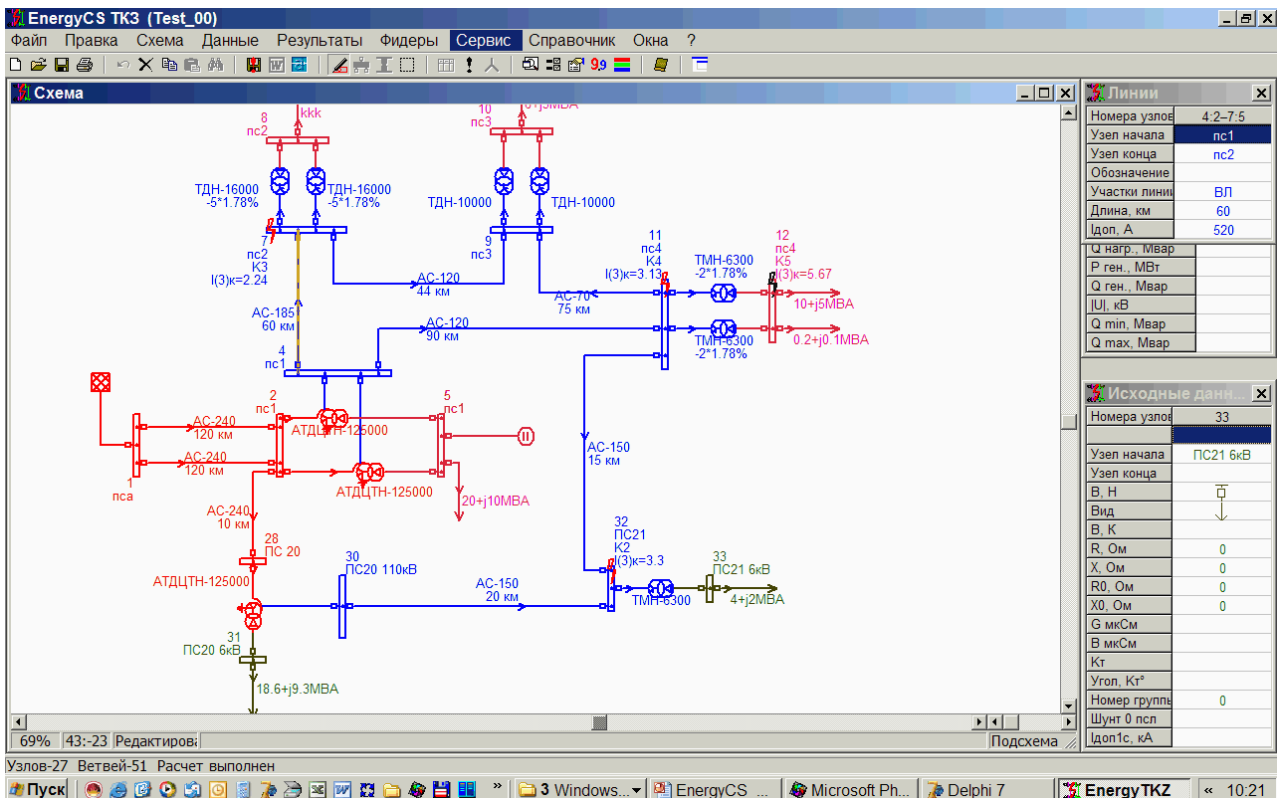


Рисунок 1 – Рабочее окно программы EnergyCS

Модуль расчета токов КЗ ETAP. Он позволяет повысить производительность расчетов в сложных системах, экономя время и обеспечивая точные и надежные результаты за короткое время. Расчеты соответствуют стандартам ANSI/IEEE и IEC. ETAP позволяет

рассчитать КЗ при различных типах повреждений (симметричные и несимметричные КЗ) в сетях с различными режимами заземления нейтрали.

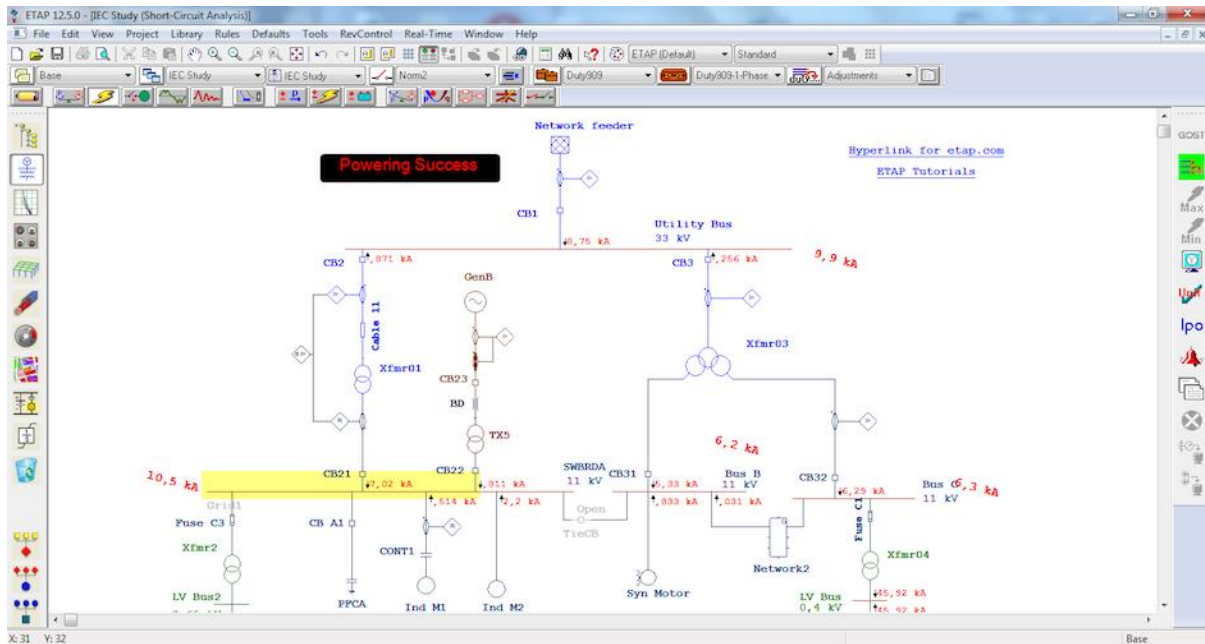


Рисунок 2 – Рабочее окно программы ETAP

Программа расчета токов КЗ АВРАЛ. Она предназначена для расчета токов КЗ в электрических сетях переменного тока до 1000 В специалистами по проектированию систем электроснабжения, а также эксплуатирующим персоналом сетей. С ее помощью можно выполнить расчеты периодической и аperiodической составляющей тока КЗ, ударного тока, термически эквивалентного тока, а также проверить чувствительность аппаратов защиты.

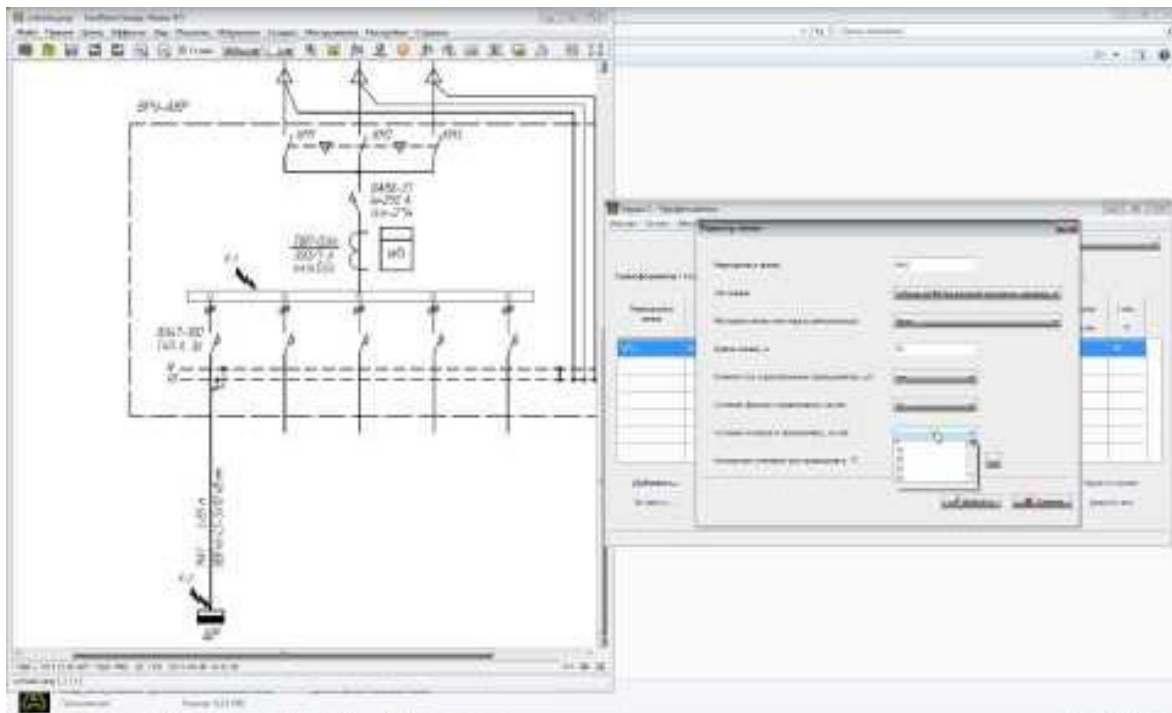


Рисунок 3 – Рабочее окно программы АВРАЛ

Автоматизированный комплекс ДАКАР. Он был разработан на базе операционной системы Windows и предназначен для расчета и анализа установившихся режимов и переходных процессов электроэнергетических систем

Комплекс программ для расчета электрических величин при повреждениях, и расчета уставок релейной защиты ТКЗ-3000. Он позволяет рассчитывать электрические величины в трехфазной симметричной сети любого напряжения при однократной продольной или поперечной несимметрии и уставки защит от замыканий на землю.

Пределыные возможности комплекса:

- Объем сети до 3000 узлов и 7500 ветвей.
- Общее число индуктивно связанных ветвей 2500.
- Количество ветвей в одной группе индуктивно связанных ветвей 20.

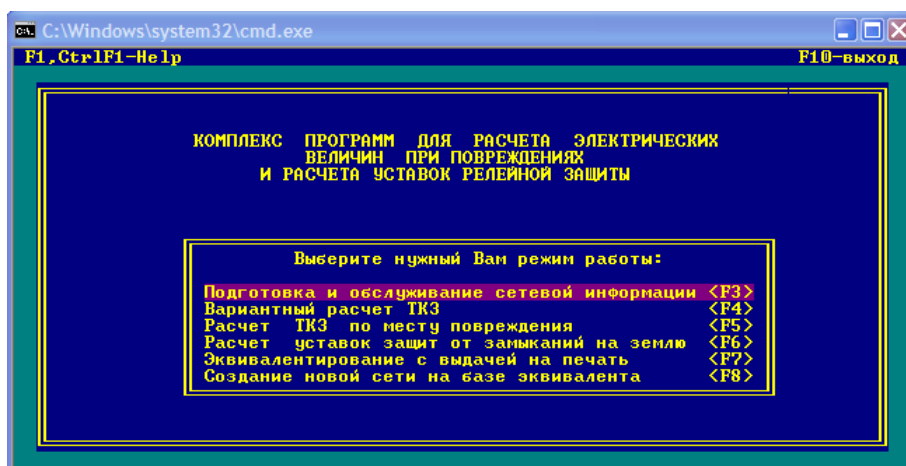


Рисунок 4 – Рабочее окно программы ТКЗ-3000

Программа по расчетам токов КЗ ELPLEK. ELPLEK – это одна из лучших бесплатных программ по расчету токов КЗ и остаточного напряжения в сети. Расчеты могут выполняться несколькими способами. Один из них – это метод наложения. Кроме расчетов токов КЗ программа выполняет расчет потокораспределения в сети по подготовленной схеме.

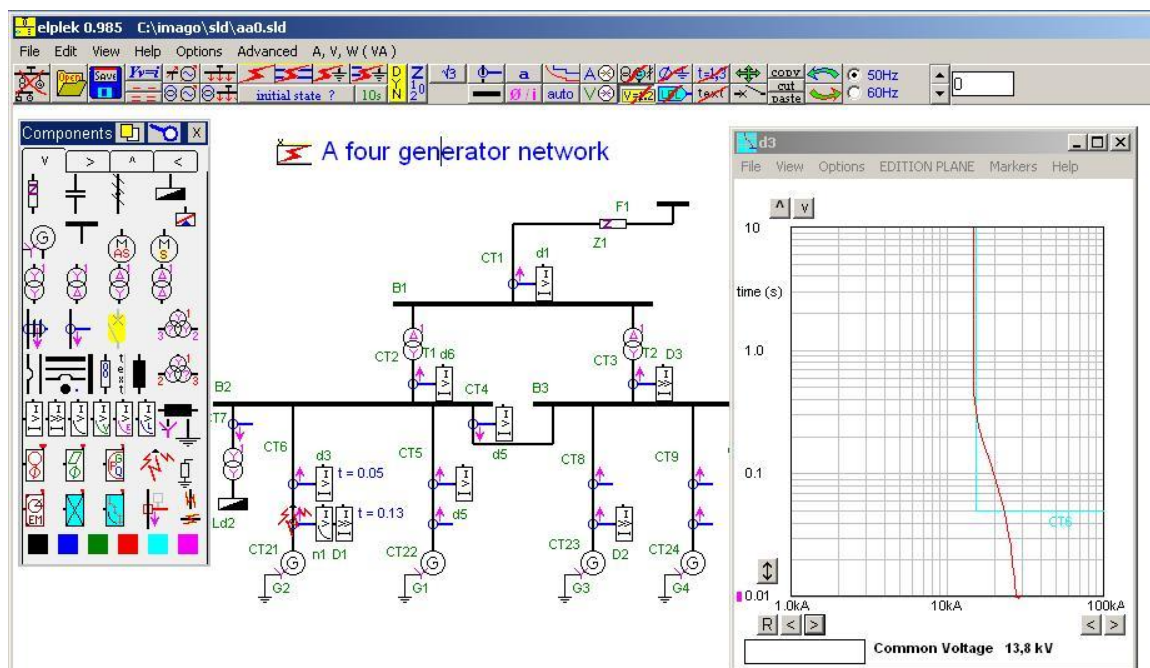


Рисунок 5 – Рабочее окно программы ELPLEK

Программа «ТоКо: Расчет токов КЗ». Она предназначена для расчета токов КЗ в электроэнергетических системах свыше 1 кВ и может быть использована при выборе и проверке электрооборудования, а также уставок РЗ по условиям КЗ.

Программа по расчету токов КЗ в сети напряжением 0,4 кВ. Программа предназначена для расчета токов КЗ в сети напряжением 0,4 кВ электрических станций и подстанций с последующим выбором уставок релейной защиты, параметров автоматических выключателей и силовых кабелей.

Программа Beroes KZ. Она предназначена для персонала предприятий электрических сетей, проектных организаций и студентов учебных заведений. Расчет производится в сетях до 1 кВ. Ее нежелательно использовать для расчета токов в больших электрических системах, насчитывающих более нескольких сотен элементов.

Программа Электрик. Она является хорошим помощником для проектирования и расчета в электрических делах всех уровней, как в быту, так и не только. В ней имеются весьма широкие возможности по произведению всевозможных расчетов, при проектировании и создании электрических систем и устройств. Данная программа сильно облегчает работу при подсчете тех или иных электрических параметров, которые необходимо вычислить для своих нужд, не прибегая к лишней трате времени и сил на поиски справочных материалов по нужному расчету.

Программа TKZdo1kV. Данная программа предназначена для расчета токов КЗ в схемах собственных нужд электрических станций и подстанций напряжением до 1 кВ. Она применяется в операционной среде Windows XP с SP2 и выше и с Microsoft Office 2002 и выше. Программа предназначена для проектировщиков и других специалистов, занимающихся расчетами параметров электрических сетей.

Программный комплекс RastrKz. Предназначен для расчета токов КЗ и несимметричных режимов в сетях 0,4–1100 кВ. Комплекс основывается на платформе ПК RastrWin.

Программный комплекс позволяет выполнять:

- Расчет одно и многократных металлических однофазных, двухфазных, трехфазных и двухфазных на землю КЗ.
- Учет взаимоиндукции линий.
- Учет мнимых коэффициентов трансформации.
- Расчет влияния размыкания линий на ТКЗ и шунты.
- Ускоренный расчет повреждений без рефакторизации матрицы проводимости.
- Расчет шунта для моделирования КЗ в расчете установившегося режима и динамики.

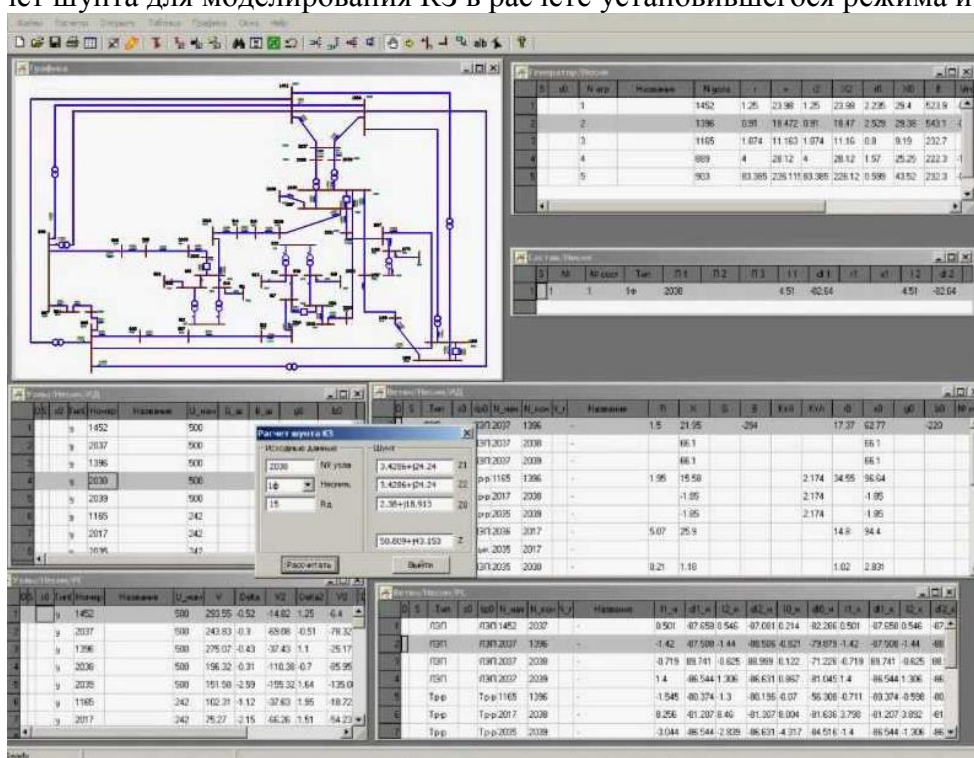


Рисунок 6 – Рабочее окно программы RastrKz

Программа ТКЗ-Д. Используемые методы расчетов программы ТКЗ позволяют определять начальные значения периодической слагающей полного тока КЗ (сверхпереходной ток) как основной расчетной величины для выбора параметров устройств релейной защиты и автоматики. Расчеты токов КЗ для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110–750 кВ. ТКЗ-Д позволяет производить расчеты в сети с, практически, неограниченным числом узлов сети. Окно программы «Расчет токов КЗ» представляет стандартное окно приложений WINDOWS, состоящее из главного меню, через которое посредством мыши активизируются все функции меню.

Программа YULIS. Полностью выполнена в «Excel», и не прихотлива к системным требованиям компьютера. Программа имеет удобный интерфейс для выбора и ввода данных.

Программа EIProtect. Она предназначена для расчета токов КЗ и проверки устройств защиты в электрических сетях напряжением до 1000 В. Возможно экспортирование результатов расчета в MS Excel.

Программа ТКЗ. Предназначена для расчета токов КЗ в сетях выше 1000 В. В основу алгоритма положена математическая модель на основе узловых напряжений. Расчет несимметричных коротких замыкания производится методом симметричных составляющих. В схемах замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей изначально рассчитываются узловые напряжения. А затем токи в ветвях схемы замещения. Параметры схемы замещения рассчитываются пользователем. Схемы замещения прямой и нулевой последовательностей должны топологически совпадать.

Программа ТКЗ15. Является улучшенной модификацией программы ТКЗ, имеющая ряд особенностей:

- параметры схемы замещения задаются в комплексной форме;
 - возможно раздельное построение схем прямой и нулевой последовательностей с различной топологией;
 - расчет может выполняться как в относительных, так и в именованных единицах.
- Программа может быть использована как для расчета токов КЗ в сетях 0,4 кВ и более.

Каждый программный продукт имеет определенные особенности, поэтому для выбора инструмента расчета уровней токов КЗ необходимо отталкиваться от поставленной перед пользователем задачей.

УДК 621.3

ПРИМЕНЕНИЕ ПОДВОДНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Исмоилов Н.А.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

Подводный силовой кабель – кабель, служащий для передачи данных и предназначенный для прокладки под водой по дну водоема. Материалы кабеля должны быть подобраны так, чтобы при механических изменениях (растяжении кабеля в ходе эксплуатации/укладки, например) не изменялись его рабочие характеристики. Первые подводные коммуникационные кабели, положенные в 1850-х, несли движение телеграфии. Последующие поколения кабелей несли телефонный трафик, затем движение передачи данных. Современные кабели используют технологию оптоволокон, чтобы нести цифровые данные, которые включают телефон, интернет и частный поток данных. Современные кабели, как правило, находятся в диаметре и весят приблизительно 10 килограммов за метр (7 фунтов/фут), хотя более тонкие и более легкие кабели используются для глубоководных секций. С 2010 подводные кабели связывают все континенты в мире кроме Антарктиды.

Переход электроснабжения крупных городов на систему глубоких вводов электрической мощности с учетом стоимости земли и отсутствия в некоторых случаях физической возможности строительства высоковольтных линий (ВЛ) также требует кабельного исполнения. Волоконно-оптические кабели. Первые волоконно-оптические кабели были проложены в водном пространстве Европы и Японии в 80-е годы. В 1988 г. был проложен первый трансатлантический кабель, содержащий 6 одномодовых оптических волокон, передающий информацию на длине волны 1300 нм. В дальнейшем число подводных оптических линий непрерывно увеличивалось, а требования к ширине полосы пропускания телекоммуникационных линий повышались. Факторами, влияющими на развитие оптических кабелей, в том числе подводных, являются необходимость расширения полосы пропускания передаваемого сигнала и повышения скорости передачи в связи с появлением Интернета. В результате некоторые цепи линий используются для передачи голосовой информации, а цепи, передающие информацию со скоростью до 10 Гбит/с, проданы операторам Интернета. Рост передач Интернета в среднем на 32 % в год, при этом в развивающихся регионах мира эта цифра значительно выше.

Развитие и расширение выпуска мобильных телефонов, смартфонов, айфонов, устройств типа I-pad и т. д., в результате чего создаются и развиваются информационные системы для обеспечения необходимого сервиса. В результате потребовались волоконно-оптические кабельные линии сначала между Европой и Северной Америкой, а затем и телекоммуникационные системы в Южной Азии и Африке. Экономически выгодным оказалось создавать информационные центры в Исландии, где стоимость электроэнергии невысока, и в Швеции и Гренландии, где климат привлекателен с точки зрения минимальных затрат на кондиционирование. Подводные волоконно-оптические кабельные трассы обеспечивают задержку передаваемого сигнала до 64,8 мс (трансатлантическая линия). По всей длине таких подводных кабельных линий обеспечивается также контроль дисперсии и затухания оптического сигнала за счет применения новых оптических волокон с особыми характеристиками. Стоит понимать, что глубоководный кабель должен иметь следующий ряд базовых характеристик:

- долговечность;
- быть водонепроницаемым;
- выдерживать огромное давление водных масс над собой;
- обладать достаточной прочностью для укладки и эксплуатации.

Подводные волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) являются магистральными каналам передачи данных между континентами – 99 % всего мирового Интернет-трафика между континентами проходит по подводным ВОЛС. Подводные ВОЛС используются для передачи данных на значительные расстояния под водой. Таким образом, телефонные и

Интернет сети между материками прокладываются по океанскому дну именно при помощи подводных ВОЛС. Для подводных ВОЛС используются толстые оптические кабели, толщина которых составляет 7–10 см

Естественно, стоимость прокладки подводных ВОЛС достаточно высокая. Так, чтобы проложить 1 км оптического кабеля придется выложить \$40 тыс. Таким образом, длинный трансатлантический кабель может стоить до \$ 120 млн за 3 тыс. км. Но если считать те объемы трафика, которые проходят через подводные ВОЛС, то получается около \$ 15–20 тыс. за 1 Мбит/с. Планета Земля уже опоясана оптоволоконными магистралями для передачи данных между континентами, для чего используются как наземные, так и подводные ВОЛС. Больше всего в мире трансатлантических подводных магистралей, соединяющих Северную Америку и Европу.

Литература

- 1 Протасов, В.Р. Введение в электро-экологию / В.Р. Протасов. – М. : Энергоатомиздат, 1982. – 335 с.
- 2 Кадомская, К.П. Электромагнитная совместимость с окружающей средой кабельных линий среднего и высокого напряжения с пластмассовой изоляцией / К.П. Кадомская. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 56–62 с.
- 3 Ларина, Э.Т. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии / Э.Т. Ларина. – М. : Энергоатомиздат, 1996. – 343 с.

УДК 621.3

ПУТИ ПРОНИКНОВЕНИЯ ПОМЕХ В МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА

Калитуха А.А.

Научный руководитель – ГУРЬЯНЧИК О.А.

Существенным при рассмотрении технико-экономических проблем электромагнитной совместимости является значение механизмов связи между источником помех и чувствительным к помехам элементом, обусловленных механизмами воздействий и соответствующих основных правил, по которым можно эффективно противостоять этим воздействиям уже на стадии проектирования, создания устройств.

Рассматриваются виды появления помех, обусловленные различными механизмами связи, с целью получить данные, которые можно было бы положить в основу руководящих материалов по обеспечению электромагнитной совместимости на стадии проектирования, создания приборов. Для этого во многих случаях целесообразно и достаточно использовать простые и наглядные модели. Однако при этом не следует забывать, что при проектировании современных электронных приборов и систем, для обеспечения их электромагнитной совместимости, необходимы более точные модели, которые позволяют производить компьютерную обработку влияния и делают возможным введение экспертной системы поддержки работ в области электромагнитной совместимости.

Гальваническое влияние может осуществляться через общие полные сопротивления, как правило, через сопротивления сетевых проводов, систем опорных потенциалов или через систему защитных и заземляющих проводов.

Для снижения гальванического влияния в соединительных проводах цепей питания и сигнальных контурах рекомендуют следующие мероприятия:

- выполнение соединений между двумя или более контурами с наиболее низким полным сопротивлением, особенно низкой индуктивностью;
- гальваническая развязка, то есть устранение совместных проводящих соединений между различными контурами, или гальваническое разделение контуров таким образом, чтобы ток наиболее мощного контура не протекал по слаботочному контуру;
- разделение потенциалов;
- выбор скорости изменения тока не большей, чем требуется по условиям функционирования.

Причиной емкостного влияния могут быть паразитные, то есть неустранимые схемным путем, емкости между проводами или проводящими предметами, принадлежащими разным токовым контурам.

Практический интерес представляют следующие случаи:

- влияющий и испытывающий влияние контуры гальванически разделены;
- оба контура имеют общий провод системы опорного потенциала;
- провода токового контура имеют большую емкость относительно земли.

Следующей возможностью снижения емкостного влияния в гальванически разделенных контурах является применение экранированных с экранами из хорошо проводящего материала, которые, как правило, соединяются с одной стороны с проводом системы опорного потенциала какого-либо контура. Благодаря этому увеличивается емкость связи.

Экранирующее воздействие тем лучше, чем больше емкость проводника относительно емкости экрана. Мероприятия по снижению емкостного влияния контуров с общим проводом системы опорного потенциала следующие:

- обеспечение малой емкости связи, уменьшения диаметра провода, увеличения расстояния между проводами, исключения параллельной их прокладки, применения изоляции проводов и печатных плат с малой диэлектрической проницаемостью;

– увеличение емкости путем размещения сигнальных проводов между проводниками системы опорного потенциала, скрутки сигнальных проводов и проводов системы опорного потенциала, использования свободных жил кабеля в качестве проводников системы опорного потенциала, расположение плоских проводов системы опорного потенциала на минимальном расстоянии при монтаже (на печатных платах, в плоских соединительных жгутах), что также благоприятно сказывается при снижении гальванических влияний;

– выполнение предельно низкоомными токовых контуров, подверженных влиянию;

– ограничение скорости изменения напряжения (в логических схемах скорость переключения должна быть не выше, чем требуемая для функционирования);

– экранирование проводов и контуров.

Индуктивное влияние обусловлено паразитным потокоцеплением между контурами промышленных устройств и образованными при ударах молнии или разрядах статического электричества.

Средства борьбы с помехами сводятся к:

– устранению соединения с землей приемной ступени, точнее, к устранению гальванической связи между системой опорного потенциала и корпусом прибора, что не всегда рекомендуется и при высоких частотах часто не эффективно;

– выполнению сигнального контура предельно низкоомным;

– экранированию сигнальной линии.

Хорошие результаты снижения напряжения помехи могут дать:

– симметричное относительно земли выполнение линий передачи сигналов, при полной симметрии;

– введение на приемном конце элементов, разделяющих потенциалы реле, оптической развязки, разделительного трансформатора. Проникновение помехи в этом случае возможно через паразитную емкость разделяющих элементов.

– применение световодов для передачи сигналов. Этот способ практически устраняет влияние емкости.

Мероприятия по снижению индуктированных напряжений следующие:

– снижение до возможных пределов взаимной индуктивности;

– уменьшение скорости изменения во времени потока при помощи короткозамкнутой петли;

– осуществление связи контуров ортогонально направлению силовым линиям магнитного поля;

– компенсация индуктированного в контуре напряжения путем скрутки проводов;

– снижение действия созданного магнитного потока путем скручивания соединительных проводов контура;

– экранирование кабелей, соединительных проводов, модулей и приборов ферромагнитными экранами.

Причиной воздействия излучения являются электромагнитные волны, излучаемые токовым контуром и распространяющиеся в окружающем пространстве со скоростью света $c = 300000$ км/с.

Защитой от электромагнитного поля как для ослабления излучения, так и для уменьшения проникновения, служат экранирующие стенки, устанавливаемые между источником и приемником. Это обусловлено, с одной стороны, поглощением энергии поля в материале экрана, а с другой, – отражением падающей волны. Затухание зависит от толщины экрана, электропроводности и магнитной проницаемости материала, частоты излучения помехи.

К проблеме помехозащищенности микропроцессорных систем следует относиться с максимальным вниманием, поскольку неправильный выбор схемы подключения, разводки кабелей, системы заземления и экранирования могут свести на нет достоинства дорогой и, казалось бы, крайне надежной электронной части системы.

УДК 621.3

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ

Плющев Б.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент РУМЯНЦЕВ В.Ю.

В результате воздействия различных факторов, современные энергосистемы становятся все более сложными, что во многом связано с необходимостью учета экономических и экологических аспектов. С этой точки зрения, внедрение новых технологий является необходимым условием прогресса, начиная, например, с применения управляемых силовых электронных устройств в сетях переменного и постоянного тока. Все вышеперечисленное, как правило, способствует повышению устойчивости системы, однако без их надежного функционирования энергосистема, может стать неустойчивой. Одним из способов обеспечения наиболее оперативной разработки и тестирования с сохранением высокого качества выполняемой работы является использование так называемого моделирования энергосистемы в реальном времени.

Цифровое моделирование энергосистемы в реальном времени с физическим подключением вторичного оборудования к модели на сегодняшний день является надежным, эффективным и проверенным методом, применяемым для разработки, тестирования, оптимизации вторичного электрооборудования, а также обучения персонала различных специальностей сектора электроэнергетики.

В 1969 году Герман Доммель опубликовал свою работу *Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single-and Multiphase Networks*. Это был революционный шаг в цифровом (компьютерном) моделировании (в реальном и не в реальном времени) электромагнитных переходных процессов в энергосистемах. Появилась возможность перехода от электромеханических и статических моделей к цифровым, что позволило увеличить частоту различных событий, наблюдаемых в энергосистеме.

Основная идея алгоритма Доммеля является идеальной для компьютерного вычисления:

- Преобразовать задаваемую пользователем энергосистему в эквивалентную сеть, состоящую только из источников тока и резисторов (рисунок 1).
- Сформулировать матрицу проводимостей для эквивалентной сети (рисунок 1).
- Используя данные предыдущего временного шага (или исходные условия для первого временного шага), рассчитать новые значения для токов.
- Найти напряжения, используя новые значения тока.
- Рассчитать токи в ответвлении, используя новые значения напряжения и тока.
- Повторить шаги 3–5.

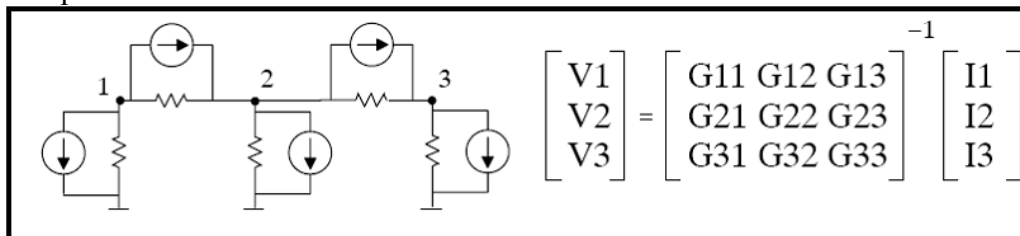


Рисунок 1 – Эквивалентная сеть, состоящая только из источников тока и резисторов с соответствующей матрицей проводимостей

Устройство цифрового моделирования энергосистемы в режиме реального времени (*Real Time Digital Simulator – RTDS*) – симулятор энергосистемы, разработанный в Исследовательском центре силовых систем постоянного тока провинции Манитоба (Виннипег, Канада) в конце 80-х годов прошлого столетия. Система обеспечивает непрерывное моделирование электромагнитных переходных процессов в режиме жесткого реального времени на базе алгоритма Доммеля.

Область применения комплексов:

- для исследований электромагнитных и электромеханических переходных процессов в электрических сетях, генераторах и нагрузках;
- для проверки и исследований вторичного оборудования в режиме реального времени с жесткой обратной связью: проверка функционирования комплексов РЗА в реальных условиях; исследование поведения энергосистем при работе РЗА; разработка новых алгоритмов РЗА; уточнение уставок;
- для исследования и разработки силовых полупроводниковых комплексов: преобразователей постоянного тока; тиристорных схем; тиристорных коммутаторов устройств последовательной компенсации;
- для исследования работы энергосистем при изменении их конфигурации;
- для разработки и проверки новых стратегий управления объектами энергетики;
- для обучения и тренингов персонала, в том числе операторов центров управления режимами электростанций, энергоустановок и сетей;
- для изучения поведения операторов в экстремальных ситуациях;
- для изучения поведения и оптимизации энергосистем при «холодном» пуске;
- для записи и воспроизведения длинных файлов.

В основе принципа действия комплекса *RTDS* лежит принцип параллельных вычислений, что позволяет комплексу моделировать энергосистему в режиме жесткого реального времени (рисунок 2). Моделирование проводится с шагом по времени dt равным 50 мкс для энергосистемы в общем и 1–3 мкс для быстродействующей электронной аппаратуры. Участки схемы и компоненты модели распределяются между процессорными модулями *PB5*. Чем больше задействовано процессорных модулей, тем более крупную модель можно исследовать. Взаимосвязи (*IRC*) между вычислительными модулями позволяют использовать всю мощность комплекса *RTDS*.

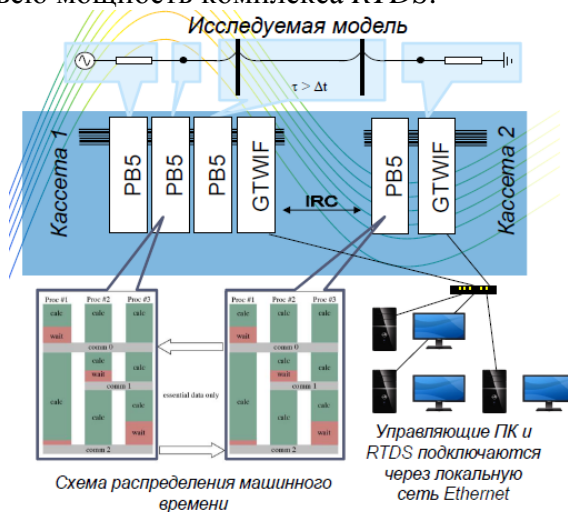


Рисунок 2 – Система параллельных вычислений

Особенности моделирования в реальном времени с помощью *RTDS*: используются параллельные вычисления на нескольких процессорах (в традиционном компьютерном моделировании обычно используется один вычислительный процессор); темп выполнения расчетов задается высокостабильным тактовым генератором; моделирование поведения системы в течение, например, 1 с выполняется ровно 1 с; в системах жесткого реального времени все расчеты, необходимые для определения состояния модели и обработка состояний портов ввода/вывода, завершаются строго в течение заданного шага расчета (в традиционном компьютерном моделировании продолжительность расчетов на каждом шаге значительно больше заданного шага).

Порядок работы с комплексом *RTDS*:

– Разработка модели. Разработка модели энергосистемы производится посредством графического редактора в среде *RSCAD* на ПК (рисунок 3), не связанном с *RTDS*. После завершения разработки модели ПК подключается к *RTDS*.

– Отладка модели. Отладка модели осуществляется посредством сравнения результатов моделирования с результатами аналитических расчетов, с результатами, полученными на ранее проверенных моделях, с экспериментальными данными. Имеется возможность легкого и быстрого переключения симулятора от одного пользователя к другому.

– Исследование оборудования. К отлаженной модели подключается исследуемое оборудование.

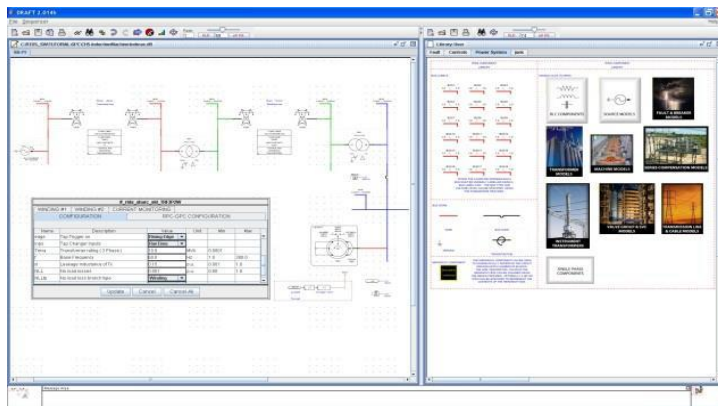


Рисунок 3 – Графический редактор RSCAD

Аппаратное обеспечение симулятора *RTDS* включает в себя: специально разработанный базовый процессорный модуль параллельных вычислений; кассетно-модульную конструкцию (от 1 до 6 процессорных модулей с процессорами, 1 модуль интерфейса рабочей станции; несколько программируемых модулей сетевых интерфейсов); модули ввода и вывода дискретных аналоговых сигналов для сопряжения с физическими устройствами; модуль синхронизации расчетов по сигналам точного времени и формирования тактовых сигналов для подключенных устройств РЗА.

Программное обеспечение *RTDS* имеет несколько уровней. Нижний уровень представлен моделями компонентов (например, линии, трансформаторы, генераторы и т. д.), оптимизированных к режиму работы в реальном времени. Высокий уровень программного обеспечения представлен графическим интерфейсом пользователя, так называемым *RSCAD*, который позволяет создавать, запускать, эксплуатировать схемы моделирования, а также фиксировать и документировать результаты.

Модуль *RSCAD Draft* позволяет создавать имитационные модели графически, путем копирования и соединения компонентов из библиотеки. После создания компоновки сети она компилируется для формирования имитационного кода, необходимого для работы симулятора. Сразу по завершении компиляции процесс имитационного моделирования может запускаться посредством блока *RSCAD RunTime*. Программный блок *RunTime* обменивается по сети данными с платами *GTWIF* симулятора в прямом и обратном направлениях. Двусторонняя связь позволяет загружать и запускать имитационные модели, а также передавать результаты моделирования на экран *RunTime*.

Комплексы *RTDS* – это мощный инструмент для решения инженерных и исследовательских задач в энергетике и электротехнике. При помощи данных комплексов можно проводить всесторонние испытания вторичного оборудования в условиях, максимально близких к реальным. С распространением и принятием технологии цифрового моделирования в реальном времени все больше производителей, энергопредприятий и институтов используют *RTDS* для тестирования в замкнутом цикле систем защиты и управления, а также для моделирования в реальном масштабе времени.

УДК 621.317.33

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ МОНИТОРИНГ ВЕРОЯТНЫХ ТОЧЕК ОТКАЗА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Баран А.Г., Баран Ю.Г., Антонов И.И.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

Рост спроса на передачу и распределение электроэнергии в совокупности со стареющим оборудованием все больше и больше приводит к тому, что распределительное устройство (РУ) в большей мере подвергается проектным нагрузкам не только в пиковых, но и в номинальных режимах.

Известно, что рабочая температура РУ имеет очень высокую корреляцию с эксплуатационным ресурсом оборудования: эксплуатация при очень высоких температурах приводит к резкому возрастанию вероятности отказа.

Следовательно, мониторинг температуры вероятных точек отказа РУ дает неоценимые данные о работоспособности этого оборудования. Раннее обнаружение зарождающихся проблем приводит к своевременному их выявлению и обеспечению оптимального планирования технического обслуживания.

Очевидно, что при необходимости оценки состояния элементов РУ (коммутационная аппаратура, контактные соединения) метод измерения температуры **не должен** способствовать отказу, контролируемого им оборудования. Применение проводных систем контроля температуры оборудования не может гарантировать диэлектрическое разделение необходимое для такого оборудования. Проблемы безопасности и ответственности проводных решений контроля запрещают их использование в высоковольтных устройствах. Следовательно, необходимы беспроводные решения мониторинга температуры РУ среднего и высокого классов напряжения.

Существует несколько вариантов беспроводных решений мониторинга температуры: оптический с использованием инфракрасных термодетекторов и с использованием радиотехнологий.

Ручной оптический мониторинг температуры с использованием инфракрасных термодетекторов. Преимуществом данного решения является простота, точность и безопасность, поскольку измерение может быть выполнено без открытия шкафа распределительного устройства. Однако для такого вида контроля требуется дорогостоящее инфракрасное окно в распределительном шкафу: часто ограничивающее места измерения. Кроме того, требуется специально обученный персонал, и измерения проводятся периодически, как правило, через длительные временные интервалы. Между интервалами измерений по этому методу нет данных о состоянии критически важных зон оборудования.

Существует два типа беспроводного температурного мониторинга с использованием радиотехнологий, один из которых использует беспроводные датчики с питанием от батареек и один с использованием пассивных беспроводных датчиков. Оба этих типа датчиков решают многие из ограничений инфракрасных датчиков: беспроводные радиооптические датчики могут быть сделаны небольшими, легко устанавливаемыми на проводниках РУ и никогда не нарушающими требования к проектированию разделения воздуха и диэлектрика. Еще одним важным преимуществом данного класса является то, что измерения могут проводиться в очень коротких временных рамках (порядка секунд) в течение очень длительных периодов времени (порядка нескольких лет), что обеспечивает непрерывный мониторинг состояния оборудования.

Однако системы контроля с батарейками имеют существенный недостаток – батареи изнашиваются. Кроме того, имеющиеся в настоящее время технологии элементов питания значительно ухудшенный срок службы батарей при повышенных температурах, которые являются нормальным температурным режимом эксплуатируемых РУ. Жизнеспособность аккумуляторов снижается еще больше при работе РУ вблизи или выше номинальной

проектной нагрузки. Существенным недостатком в работе данных систем контроля является – заменить батареи, требующее отключение или одной ячейки или всей секции РУ. Это, в сочетании с относительно коротким сроком службы батарей, делает беспроводное оборудование для мониторинга температуры с батарейным питанием неподходящим для РУ среднего и высокого класса напряжений.

Пассивные беспроводные радиомониторинговые системы контроля температуры идеальны для РУ среднего и высокого напряжения. После установки (во время нормальных периодов обслуживания), пассивные беспроводные датчики температуры имеют все преимущества датчиков с питанием от аккумуляторов, со сроком службы порядка 20 лет.

Непрерывный мониторинг температуры вероятных точек отказа РУ позволяет определить быстро меняющиеся условия эксплуатации и на достаточно раннем этапе может инициировать предупредительные меры для предотвращения выхода из строя оборудования.

УДК 621.3

ДИСКРЕТНОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ФУРЬЕ

Жиркова К.Ю.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

С развитием цифровой техники изменились и способы хранения данных измерений (сигналов). Если раньше сигнал мог записываться на магнитофон и храниться на ленте в аналоговом виде, то сейчас сигналы оцифровываются и хранятся в файлах в памяти компьютера в виде набора чисел (отсчетов).

Дискретное преобразование Фурье (ДПФ) – это одно из преобразований Фурье, широко применяемых в алгоритмах цифровой обработки сигналов, а также в других областях, связанных с анализом частот в дискретном сигнале. Дискретное преобразование Фурье требует в качестве входа дискретную функцию. Такие функции часто создаются путем дискретизации через равные интервалы времени – интервалы дискретизации (выборки значений из непрерывных функций или аналоговых сигналов). Дискретные преобразования Фурье помогают решать дифференциальные уравнения в частных производных и выполнять такие операции, как свертка функций. Дискретные преобразования Фурье также активно используются в статистике, при анализе временных рядов. Существуют многомерные дискретные преобразования Фурье.

Основная область использования ДПФ – спектральный анализ физических данных. При этом интерес обычно представляют только амплитуды отдельных гармоник, а не их фазы, и спектр отображается в виде графика зависимости амплитуды (модуля спектра) от частоты. На практике обычно используется логарифмическая амплитудно-частотная характеристика $L(\omega) = 20 \lg k(\omega)$, при этом за единицу изменения $L(\omega)$ принимается десятикратное изменение мощностей выходного и входного воздействий на фильтр – децибел:

$$1 \text{ дБ} = 10 \lg \frac{P_{\text{вых}}(\omega)}{P_{\text{вх}}} = 10 \lg k^2(\omega) = 20 \lg k(\omega). \quad (1)$$

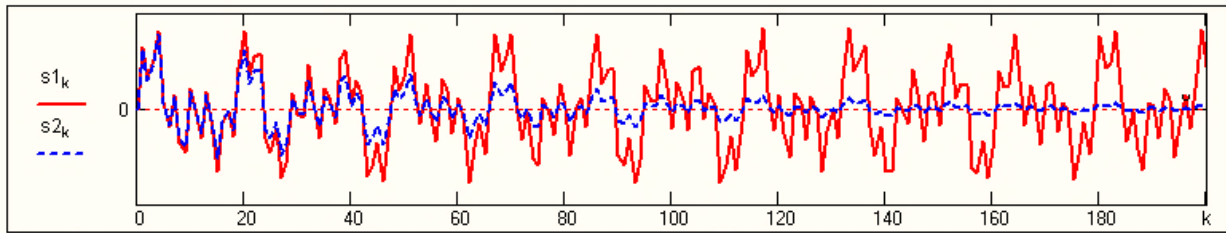
Например, разница на 20 дБ означает различие амплитуд в 10 раз, разница на 40 дБ – 100 раз. Различию амплитуд в 2 раза отвечает разница примерно в 6 дБ. Шкала частот часто градуируется в декадах, где 1 декада – изменение частоты в 10 раз.

При вычислении спектра возможен следующий нежелательный эффект. При разложении участка сигнала в ряд Фурье мы тем самым принимаем этот участок за один период T , который периодически повторяется за пределами участка с фундаментальной частотой $1/T$. При ДПФ вычисляется спектр именно такого периодического сигнала. При этом на границах периодов такая функция наверняка будет иметь разрывы или скачки, тем самым существенно искажая спектр. Для устранения этого эффекта применяются так называемые весовые окна размер, которых равен размеру участка. Анализируемый участок умножается на весовое окно, что плавно сводит сигнал на нет вблизи краев анализируемого участка и в значительной степени устраняют рассмотренные искажения спектра. Методика применения весовых окон подробно рассматривается в курсе цифровой обработки сигналов.

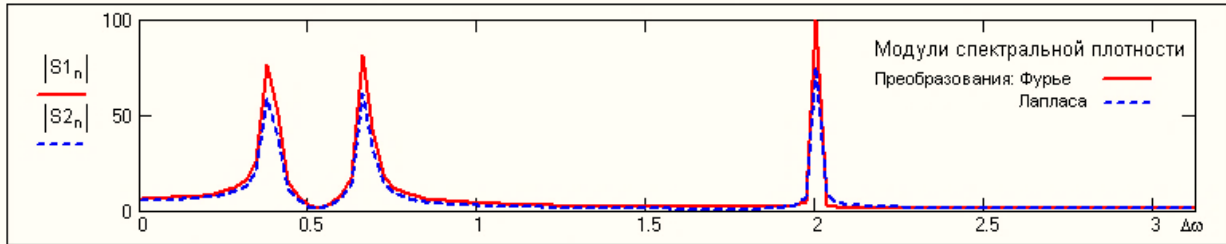
Дискретное преобразование Фурье имеет тесную связь с дискретным преобразованием Лапласа. При выполнении определенных условий преобразование Лапласа превращается в одностороннее преобразование Фурье, а для казуальных сигналов – в полную аналогию преобразования Фурье. Наиболее существенной особенностью преобразования Лапласа является возможность его применения для спектрального анализа функций, не имеющих фурье-образов из-за расходимости интегралов Фурье. Связь между преобразованиями Фурье и Лапласа часто используется для того, чтобы определить частотный спектр сигнала или динамической системы.

Пример реализации сопоставления дискретного преобразований Фурье и Лапласа был выполнен в системе компьютерной алгебры MathCAD. Результаты сопоставления приведены на рисунке 1.

$T := 1000$ $t := 0..T$ $\Delta t := 5$ $K := 2 \cdot \text{floor}\left(\frac{T}{\Delta t \cdot 2}\right)$ $K = 200$ $N := K + 1$ $N = 201$ $k := 0..K$ $\sigma := 0.003$
 $s_0(t) := \sin(0.1333 \cdot t) + \sin(0.0777 \cdot t) + \sin(0.3999 \cdot t)$ $s_{1k} := s_0(k \cdot \Delta t)$ $s_{2k} := s_0(k \cdot \Delta t) \cdot \exp(-\sigma \cdot k \cdot \Delta t)$ **<= Дискретизация**



$\Delta\omega := \frac{2 \cdot \pi}{N}$ $n := 0..K$ $S1_n := \sum_{k=0}^K s1_k \cdot \exp(-j \cdot n \cdot \Delta\omega \cdot k)$ $S2_n := \sum_{k=0}^K s2_k \cdot \exp[-(\sigma + j \cdot n \cdot \Delta\omega) \cdot k]$ **<= ДПФ и ДПЛ**



$y1_k := \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=0}^K S1_n \cdot \exp(j \cdot n \cdot \Delta\omega \cdot k)$ $y2_k := \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=0}^K S2_n \cdot \exp[(\sigma + j \cdot n \cdot \Delta\omega) \cdot k]$ **<= Обратное ДПФ и ДПЛ**

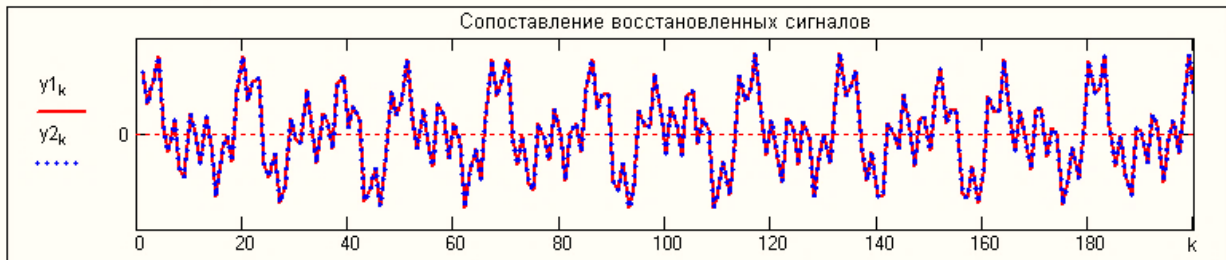


Рисунок 1 – Сопоставление преобразований Фурье и Лапласа

Литература

1 Овчаренко, Н.И. Элементы автоматических устройств энергосистем : учебник для вузов / Н.И. Овчаренко. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1995. – 256 с.

УДК 621.3

ОСОБЕННОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ГЕНЕРАТОРНЫХ ЭЛЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ

Лашук М.С.

Научный руководитель – ТЕТЕРИНА Л.В.

В соответствии с нормативными документами, при проектировании электрических станций всех типов в цепи генератора как единичного (имеющего отпайку к трансформатору собственных нужд), так и укрупненного энергоблока предусматривается установка генераторного выключателя напряжением 6–24 кВ.

Генераторные выключатели составляют основу оборудования электростанции, осуществляя защиту и генератора, и силового трансформатора. Условия работы таких аппаратов отличаются от условий работы обычных выключателей переменного тока. Соответственно и требования, предъявляемые к выключателям, установленным в цепях генераторов, имеют свои особенности.

Генераторный выключатель необходим для:

- повышения надежности электроснабжения собственных нужд энергоблока, и в первую очередь АЭС и ТЭЦ;
- отключения коротких замыканий, если они возникают на генераторном напряжении;
- снижения объема повреждения и предотвращения развития аварии в случае возникновения короткого замыкания в обмотке низшего напряжения трансформатора блока;
- повышения гибкости в управлении энергоблоком.

На ТЭЦ, ГРЭС, ГЭС, а также на гидроаккумулирующих электростанциях (ГАЭС), построенных еще в Советском Союзе, в качестве генераторных выключателей в основном применялись масляные выключатели типа МГГ и ВГМ, а также воздушные типа ВВГ, на номинальные рабочие токи 2–13 кА и номинальный ток отключения короткого замыкания 45–160 кА. Необходимо отметить, что в парогазовых установках (ПГУ), состоящих из двух или трех агрегатов и включаемых по блочной схеме, в блоке, в котором не предусматривается трансформатор собственных нужд, устанавливать генераторный выключатель нецелесообразно.

Все находящиеся в эксплуатации генераторные выключатели выработали свой срок службы, морально и физически устарели и в настоящее время требуют замены.

Генераторные выключатели имеют существенные особенности, касающиеся условий и режимов работы. На них нельзя в полном объеме распространить требования национальных и международных стандартов по выключателям, применяемым в электросетях. К особенностям генераторных выключателей относятся:

- большое число ступеней значений номинальных токов и напряжений;
- высокое содержание апериодической составляющей в токе КЗ от генератора;
- большие значения параметров восстанавливающего напряжения (ПВН) на контактах выключателя, и в первую очередь при отключении КЗ от системы;
- коммутация в режиме рассогласования фаз, например, при неправильной синхронизации, выпадении генератора из синхронизма и работе защиты от потери возбуждения;
- высокий механический ресурс, особенно для гидростанций и станций, работающих в пиковом режиме, например, ГАЭС;
- высокий коммутационный ресурс по нагрузочным токам для гидростанций и ГАЭС, особенно при работе синхронной машины в режиме двигателя (насоса).

Возникает закономерный вопрос: что же применять при новом строительстве и реконструкции – элегазовый выключатель или генераторный элегазовый комплекс?

Ранее в энергетике была принята следующая практика: трансформаторы тока и напряжения, разъединитель, заземляющие ножи поставлялись в виде отдельных единиц, а

компоновочные решения зависели от целого ряда факторов. Вышеперечисленные элементы стали встраиваться в генераторный токопровод. Такое решение в течение длительного времени эксплуатации полностью себя оправдало.

Тем не менее сегодня при замене генераторных выключателей эксплуатационный персонал часто и совершенно необоснованно настаивает на приобретении дорогостоящих генераторных комплексов. Естественно, в этом случае трансформаторы тока и напряжения находятся внутри комплекса. Но при этом их число, а также мощности вторичных обмоток порой не соответствуют требуемым.

Возникает вопрос, правильно ли такое решение. С технической точки зрения – нет. Необходимо применять генераторные выключатели, а не генераторные комплексы. Следует учесть, что при реконструкции с применением комплексов потребовалось бы выполнение большого объема строительно-монтажных работ. Кроме того, в типовой комплектации комплексов мощность вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения не превышает 20–30 ВА. Она выбирается исходя из предположения, что на электростанции применяемые устройства релейных защит и автоматики, автоматический регулятор напряжения и др. выполняются на микропроцессорной технике.

Но реконструкция, как правило, производится поэтапно, поэтому порой замена вышеназванных устройств во времени происходит позже. В этом случае вторичная мощность трансформаторов тока и напряжения должна быть увеличена. Как следствие, возрастает и их цена. Что касается установки в составе комплекса разъединителя и защитных аппаратов от перенапряжений – это вопрос, который должен решаться отдельно в каждом конкретном случае.

Строительство подстанции 110/20/10 кВ «Кроноспан» г. Сморгонь.

Уникальность нового объекта в том, что ПС «Кроноспан» стала первой в Беларуси высоковольтной электрической подстанцией, построенной «под ключ» в полном соответствии с системой ЕРС-контракт.

Помимо функций генерального подрядчика SIMATEK выполнило значительную часть монтажа оборудования и пусконаладочных работ (телемеханика, РЗА). Объект передавался заказчику под напряжением. Подстанция находится на балансе завода, и эксплуатируется его энергослужбой. Напряжение 20 кВ необходимо для импортного технологического оборудования.

Основное оборудование подстанции: элегазовый выключатель 110 кВ, распределительные устройства 10 и 20 кВ, трансформаторы (силовой, тока и напряжения, собственных нужд, заземляющих резисторов), релейная защита и автоматика и др. производства концерна Siemens AG. Его официальным поставщиком оборудования в Беларуси является SIMATEK, благодаря чему поставки выполнены в кратчайшие сроки и по самым лучшим ценам.

На ПС «Кроноспан» внедрена система телемеханики, спроектированная специалистами SIMATEK. Система обеспечивает централизованное и локальное управление электротехническим оборудованием в реальном масштабе времени. На верхнем уровне используется SCADA (диспетчерское управление и сбор данных) на базе программного пакета WinCC, на нижнем – контроллер Simatic S7-300.

Литература

- 1 Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций : учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 2 Кузин, П.В. Наладка элегазового оборудования : учебник для вузов / П.В. Кузин. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 112 с.

УДК 621.3

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И ТОКОВЫХ ЦЕПЕЙ ЗАЩИТЫ

Башаркевич Я.В.

Научный руководитель – АРТЕМЕНКО К.И.

Трансформатор тока – обычный трансформатор, сердечник и две обмотки, первичная и вторичная. Первичную обмотку, которая содержит небольшое количество витков, включают последовательно в цепь, у которой необходимо измерить ток, а к вторичной, с большим числом витков, подключают амперметр.

К конструктивным особенностям трансформатора тока относятся:

– схемы соединения вторичных обмоток – звезда с нулевым проводом, треугольник, дифференциальные схемы и т. п.;

– значения вторичных нагрузок, при необходимости с учетом их неодинаковости в различных фазах, наличия нелинейных индуктивностей в составе нагрузки и т. п.;

– характеристики намагничивания сердечника с возможностью задания остаточных индукций, учета динамики процесса перемагничивания;

– учет конструктивных особенностей – обычное или каскадное исполнение, наличие немагнитных зазоров в магнитопроводе и др.

Для питания токовых цепей РЗ применяются ТТ простейшей конструкции без каких-либо дополнительных средств уменьшения погрешностей, за исключением витковой поправки. Устройство ТТ этого типа в общем случае с небольшим немагнитным зазором в сердечнике, и схема его включения приведены на рисунке 1.

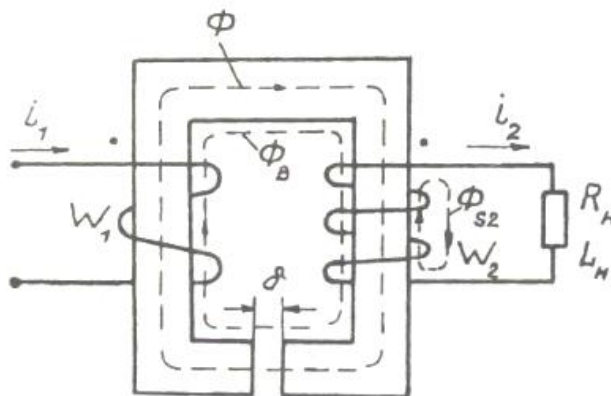


Рисунок 1 – Схема одиночного трансформатора тока

В переходном режиме падение напряжения в нулевом проводе оказывает существенное влияние на форму кривой вторичных токов. Поэтому математическое моделирование трехфазной группы ТТ этого вида необходимо выполнять с учетом сопротивлений нулевого провода и включенных в него нагрузок.

Математическое описание схемы содержит три дифференциальных уравнения равновесия ЭДС в контурах вторичных обмоток и уравнения равновесия МДС в сердечниках ТТ:

$$p y_i = \frac{1}{W_2 S_c} (R_{2j} i_{2j} + R_0 i_0) \quad (j = A, B, C), \quad (1)$$

$$y_j = B_j - \frac{L_{2j}}{W_2 S_c} i_{2j} - \frac{L_0}{W_2 S_c} i_0, \quad (2)$$

$$i_{2j} = \frac{W_1}{W_2} i_{1j} - \frac{l_c}{W_2} H_j, \quad (3)$$

$$i_0 = i_{2A} + i_{2B} + i_{2C}, \quad (4)$$

где $R_{2j} = R_{об} + R_{hj}$; $L_{2j} = L_{об} + L_{hj}$.

Трехфазная группа ТТ с соединением вторичных обмоток в треугольник находят применение в дифференциальных защитах силовых трансформаторов.

Продольная дифференциальная токовая защита электроэнергетического объекта содержит несколько трехфазных групп ТТ, имеющих общую нагрузку дифференциальной цепи. В защитах синхронных генераторов, высоковольтных электродвигателей содержится две, а в защитах сборных шин – более двух групп с соединением вторичных обмоток в звезду. Защиты силовых трансформаторов, автотрансформаторов, блоков генератор – трансформатор содержат несколько групп ТТ с разнородными схемами соединения вторичных обмоток.

В комплексных математических моделях дифференциальных защит целесообразно использовать модель токовых цепей, позволяющую задавать нужную схему соединений каждой трехфазной группы ТТ. Наиболее просто это осуществляется при одинаковых нагрузках отдельных фаз в плече защиты, когда группа ТТ с соединением вторичных обмоток в треугольник.

С целью сокращения объема исходной информации сопротивления дифференциальной цепи и характеристики намагничивания сердечников ТТ, их геометрические размеры в различных фазах каждой трехфазной группы приняты одинаковыми. Для исследования влияния различия этих параметров на токи в плечах защиты и дифференциальной цепи соответствующие математические модели могут быть составлены на базе приведенных выше выражений.

Литература

- 1 Романюк, Ф.А. Информационное обеспечение вычислительного эксперимента в релейной защите и автоматике энергосистем / Ф.А. Романюк, В.И. Новаш. – Минск : ВУЗ-ЮНИТИ, 1998. – 174 с.
- 2 Электрическая часть станций и подстанций : Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др ; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 3 Важнов, А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока / А.И. Важнов. – Л. : Энергия, 1980. – 256 с.

УДК 621.3

ПОВЫШЕНИЕ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ С ГИБКИМИ ПРОВОДАМИ

Ложечников И.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

Типовыми решениями в открытых распределительных устройствах (ОРУ) напряжением 35 кВ и выше в качестве токоведущих частей рекомендуются гибкие проводники тех же марок и сечений, что и для воздушных линий электропередачи ЛЭП. При указанных напряжениях в ОРУ с жесткой ошиновкой требуется большое количество опорных изоляторов. Опорные изоляторы и жесткие шины сравнительно дороги. Жесткие шины чувствительны к сейсмическим воздействиям, а также к просадкам и наклонам опорных конструкций, требуют точной установки изоляционных опор и высокого качества строительно-монтажных работ.

В проектной и эксплуатационной практике для системы подвешенных проводов распределительных устройств (РУ) применяется термин «гибкая ошиновка». Широкое применение гибкой ошиновки в ОРУ напряжением 35 кВ и выше объясняется ее универсальностью, простотой монтажа, высокой механической прочностью. Внедрение глубоких вводов 110–220 кВ в большие города и крупные промышленные предприятия и размещение ТЭЦ и ГРЭС на стесненных площадках, при неблагоприятных условиях работы изоляции, привели к необходимости применения закрытых РУ (ЗРУ), аппараты и ошиновка которых размещаются в специальном помещении. В настоящее время ЗРУ 110–220 кВ сооружаются, как правило, с применением оборудования и ошиновки, предназначенных для ОРУ.

Компьютерный расчет параметров электродинамической стойкости гибких шин РУ производится с помощью, разработанной на кафедре «Электрические станции» БНТУ КП FLEBUS. В программе FLEBUS применяется расчетная модель провода в виде гибкой упругой нити. Представление провода расчетной моделью с распределенной массой позволяет более точно выполнить расчет электродинамического взаимодействия и вычислить характеристики любой его точки. Пространственное движение провода в виде гибкой упругой нити при КЗ описывается нелинейными дифференциальными уравнениями второго порядка в частных производных с переменными коэффициентами.

С помощью программы можно рассчитывать пролеты с числом отпаек от одной до трех. Это соответствует большинству конструкций типовых пролетов РУ. В программу заложен алгоритм расчета длин спусков, поэтому если длины неизвестны, можно ввести нулевые значения. Для удобства пользования в программу встроены каталоги проводов и гирлянд изоляторов. Предусмотрена возможность добавления новых данных в каталоги. Имеется также расширенная справочная система, которая вызывается из программы. В ней приведен курс обучения пользованию приложением и описаны все его возможности. В программу заложен алгоритм анализа условий электродинамической стойкости пролета. Если электродинамическая стойкость будет нарушена, в файле результатов расчета будет сделана соответствующая запись. Выбор расчетных условий короткого замыкания и климатического режима остается в компетенции пользователя. Для оптимизации рабочего времени пользователя в программе предусмотрена возможность проведения серии расчетов с изменением тока в заданном диапазоне. Приложение производит серию расчетов без участия пользователя.

Токи электродинамической стойкости гибкой ошиновки $I_{\text{дин}}$ возрастают с увеличением сечения проводника. Это объясняется большей инерционностью тяжелых проводников. Однако это увеличение не столь значительно, поэтому выбор проводника большего сечения во вновь сооружаемых РУ приведет к росту затрат и не даст желаемого эффекта в долгосрочном периоде с учетом вероятного роста токов КЗ. В существующих РУ такое

решение вообще неприемлемо из экономических и технических соображений. Одним из мероприятий, ограничивающих размах колебаний, может стать уменьшение стрелы провеса. Однако это приводит к дополнительным нагрузкам на опорные и изоляционные конструкции.

Наиболее действенным решением, не требующим больших материальных и временных затрат, является установка междуфазных распорок. Их можно применять как во вновь сооружаемых, так и в существующих РУ.

Для того чтобы ограничить сближение сборных шин и спусков соседней фазы в шинных пролетах, наиболее действенным решением представляется установка дополнительных опорных изоляторов.

Литература

1 Сергей, И.И. Упрощенный расчет максимальных тяжений проводов на двух стадиях их движения при коротком замыкании / И.И. Сергей, А.П. Андрукевич, Е.Г. Пономаренко // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2006. – № 6. – С. 12–26.

2 Сергей, И.И. Численный анализ токов электродинамической стойкости гибких проводов электроустановок и способов их повышения / И.И. Сергей, Е.Г. Пономаренко // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2010. – № 5. – С. 10–17.

УДК 621.316.5

ПРОГРАММНЫЙ МОДУЛЬ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ СИСТЕМЫ КОМПЬЮТЕРНОЙ АЛГЕБРЫ MATHCAD

Баран А.Г.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) является одной из главных задач электроэнергетики. Он необходим для правильного проектирования электроустановок, выбора подходящих электрических аппаратов и определения необходимых уставок релейной защиты и автоматики. Необходимость определения уровня токов КЗ в процессе эксплуатации может возникнуть при изменении схемы питания энергетического объекта для проверки электрооборудования на термическое и электродинамическое действие токов КЗ. Также она может возникнуть при частичной замене электрооборудования на электростанции или подстанции, если намеченные к установке машины и аппараты по своим паспортным данным отличаются от демонтируемых.

В общем случае расчет токов КЗ является сложной задачей. Нормативными документами регламентируются методики расчета в зависимости от поставленной цели и расчетного вида короткого замыкания. Так для выбора электрических аппаратов и токоведущих частей можно ограничиться расчетом трехфазного КЗ непосредственно в точке короткого замыкания. А при расчете уставок релейной защиты и автоматики может возникнуть необходимость расчета любого вида несимметричного повреждения и расчета распределения тока короткого замыкания по всем ветвям схемы. Так же руководящими документами оговариваются допустимые упрощения, которые не должны привести к увеличению погрешности вычисления более 5–10 %.

В связи с громоздкостью ручного расчета для решения практических задач расчетов токов короткого замыкания следует применять вычислительную технику. Поэтому для выполнения данных расчетов возможно использование среды математического моделирования MathCAD.

MathCAD является интегрированной системой программирования, ориентированной на проведение математических, инженерно-технических, статистических и экономических расчетов. Что является подходящей системой для решения поставленной задачи расчета токов короткого замыкания. Система математического моделирования MathCAD имеет встроенный язык программирования для создания модульных программ. Основная идея модульного программирования заключается:

– в разбиении алгоритма решения задачи на слабо зависимые друг от друга фрагменты вычислений (на подзадачи) и реализацию каждого такого фрагмента в виде программных модулей;

– в вызове в нужных местах «основной» программы соответствующих модулей с передачей необходимых данных.

Программа, реализующая алгоритм вычислений в виде модулей и обращения к ним, получила название модульной программы. К основным преимуществам модульного программирования можно отнести следующее:

– Слабая зависимость модулей между собой позволяет при необходимости разделить разработку программы на отдельные этапы.

– Модульную программу легче отлаживать, так как модули могут быть подвергнуты «автономному» тестированию и отладке, т. е. каждый модуль может проходить тестирование и отладку отдельно на подготовленном наборе тестовых данных. Автономное тестирование дает возможность протестировать все ветви вычислительного алгоритма, реализуемого в модуле.

– Модульное построение программы позволяет сократить программу при необходимости проведения большого круга схожих вычислений в разных частях программы.

– Модульную программу легче сопровождать и модифицировать. В модуль можно ввести изменения, переписать его или заменить без внесения изменений в другие модули.

– Возможность использования библиотек «готовых» модулей, ориентированных на решение определенного класса научно-технических задач.

В MathCAD программный модуль может быть реализован в виде подпрограммы-функции. Это обстоятельство приносит свои недостатки и преимущества, так результат расчета подпрограммы-функции может быть присвоен только в одной переменной. Этот недостаток нивелируется возможностью системы MathCAD работать с векторами и матрицами и дополнительным модулем присваивания значений элементов вектора отдельным переменным. Преимуществом такого подхода является независимость вычислений в модуле от вычислений в других модулях и предыдущих вычислений данного модуля.

Основные инструменты, для создания подпрограмм-функций в среде математического моделирования MathCAD, присутствуют на наборной панели программных элементов Programming.

Разработанный программный модуль расчета токов короткого замыкания для математической системы компьютерного моделирования MathCAD позволяет достоверно рассчитывать необходимые значения благодаря сочетанию принципов и методов расчета токов КЗ, обусловленных нормативными документами в данной области, и необходимых для их реализации средствам модульного программирования.

Исследования показали, что наиболее подходящим является метод расчета схем замещения основанный на уравнениях узловых потенциалов (напряжений). Данный метод реализуется через построение матрицы узловых проводимостей, что является оптимальным решением при большом количестве линейно независимых узлов в схеме и связей между ними. В данном программном продукте матрица узловых проводимостей в явном виде не составляется, что обуславливается более трудоемким вводом данных в обратном случае. Решение полученной системы уравнений производится методом Гаусса, что позволяет при обратном ходе этого метода определить распределение токов по всем ветвям. В случае, когда нет необходимости в коэффициентах распределения токов по ветвям схемы, можно воспользоваться методом преобразования многолучевой звезды в многоугольник для нахождения значения тока КЗ. Этот метод так же может быть реализован на основании матрицы проводимостей с помощью прямого хода метода Гаусса.

Для расчета токов несимметричного КЗ, нормативные документы предписывают создание комплексной схемы замещения, и использование правила Щедрина, что так же реализовано в разработанном программном модуле.

Перед началом расчета токов КЗ в разработанном программном модуле необходимо предварительно по исходной расчетной схеме составить соответствующую схему замещения. Затем необходимо ввести параметры схемы замещения и другие исходные данные в файл исходных данных. При этом следует строго следить за правильностью и последовательностью вводимых данных, так как чаще всего ошибка в вычислениях происходит из-за неправильного ввода данных. После ввода исходных данных и запуска программного модуля будут рассчитаны необходимые значения, а именно:

- результирующее сопротивление относительно узла КЗ для токов прямой последовательности;
- результирующее сопротивление относительно узла КЗ для токов обратной последовательности;
- периодическая составляющая сверхпереходного тока КЗ (для различных видов КЗ);
- симметричные составляющие тока КЗ (для различных видов КЗ);
- коэффициенты распределения симметричного суммарного тока КЗ по ветвям схемы;
- коэффициенты распределения полного тока КЗ по ветвям схемы (для различных видов КЗ).

УДК 621.3

ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ГИБКИХ ШИН РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Манцевич А.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор СЕРГЕЙ И.И.

Типовыми решениями в открытых распределительных устройствах (ОРУ) напряжением 35 кВ и выше в качестве токоведущих частей рекомендуются гибкие проводники тех же марок и сечений, что и для воздушных линий электропередачи ЛЭП. При указанных напряжениях в ОРУ с жесткой ошиновкой требуется большое количество опорных изоляторов. Опорные изоляторы и жесткие шины сравнительно дороги. Жесткие шины чувствительны к сейсмическим воздействиям, а также к просадкам и наклонам опорных конструкций, требуют точной установки изоляционных опор и высокого качества строительно-монтажных работ.

В проектной и эксплуатационной практике для системы подвешенных проводов распределительных устройств (РУ) применяется термин «гибкая ошиновка». Широкое применение гибкой ошиновки в ОРУ напряжением 35 кВ и выше объясняется ее универсальностью, простотой монтажа, высокой механической прочностью. Внедрение глубоких вводов 110–220 кВ в большие города и крупные промышленные предприятия и размещение ТЭЦ и ГРЭС на стесненных площадках, при неблагоприятных условиях работы изоляции, привели к необходимости применения закрытых РУ (ЗРУ), аппараты и ошиновка которых размещаются в специальном помещении. В настоящее время ЗРУ 110–220 кВ сооружаются, как правило, с применением оборудования и ошиновки, предназначенных для ОРУ.

Компьютерный расчет параметров электродинамической стойкости гибких шин РУ производится с помощью, разработанной на кафедре «Электрические станции» БНТУ КП FLEBUS. В программе FLEBUS применяется расчетная модель провода в виде гибкой упругой нити. Представление провода расчетной моделью с распределенной массой позволяет более точно выполнить расчет электродинамического взаимодействия и вычислить характеристики любой его точки. Пространственное движение провода в виде гибкой упругой нити при КЗ описывается нелинейными дифференциальными уравнениями второго порядка в частных производных с переменными коэффициентами.

С помощью программы можно рассчитывать пролеты с числом отпаек от одной до трех. Это соответствует большинству конструкций типовых пролетов РУ. В программу заложен алгоритм расчета длин спусков, поэтому если длины неизвестны, можно ввести нулевые значения. Для удобства пользования в программу встроены каталоги проводов и гирлянд изоляторов. Предусмотрена возможность добавления новых данных в каталоги. Имеется также расширенная справочная система, которая вызывается из программы. В ней приведен курс обучения пользованию приложением и описаны все его возможности. В программу заложен алгоритм анализа условий электродинамической стойкости пролета. Если электродинамическая стойкость будет нарушена, в файле результатов расчета будет сделана соответствующая запись. Выбор расчетных условий короткого замыкания и климатического режима остается в компетенции пользователя. Для оптимизации рабочего времени пользователя в программе предусмотрена возможность проведения серии расчетов с изменением тока в заданном диапазоне. Приложение производит серию расчетов без участия пользователя.

Токи электродинамической стойкости гибкой ошиновки $I_{\text{дин}}$ возрастают с увеличением сечения проводника. Это объясняется большей инерционностью тяжелых проводников. Однако это увеличение не столь значительно, поэтому выбор проводника большего сечения во вновь сооружаемых РУ приведет к росту затрат и не даст желаемого эффекта в долгосрочном периоде с учетом вероятного роста токов КЗ. В существующих РУ такое

решение вообще неприемлемо из экономических и технических соображений. Одним из мероприятий, ограничивающих размах колебаний, может стать уменьшение стрелы провеса. Однако это приводит к дополнительным нагрузкам на опорные и изоляционные конструкции.

Гибкие шины распределительных устройств (РУ) обладают существенной гибкостью и могут принимать форму, обусловленную действием распределенных электродинамических усилий (ЭДУ), возникающих при коротком замыкании. Поэтому динамика гибких шин в общем случае описывается с использованием расчетной модели гибкой нити с распределенной по длине массой. Движение гибкой нити под воздействием распределенных нагрузок описывается дифференциальными уравнениями второго порядка в частных производных. Получить решение таких уравнений можно лишь численными методами.

Гибкая ошиновка с расщепленной фазой моделируется одной нитью с эквивалентной массой, включающей в себя массы фазных проводников и дистанционных распорок, масса которых распределяется равномерно по всей длине проводов.

подавляющее большинство пролетов гибкой ошиновки распределительных устройств высокого напряжения расположены в горизонтальной плоскости. Для расчета их электродинамической стойкости широко применяются упрощенные методы расчета, основанные на представлении провода сосредоточенной массой или физическим маятником. Они положены в основу межгосударственного и республиканского стандартов на расчет электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительных устройств.

Наиболее действенным решением, не требующим больших материальных и временных затрат, является установка междуфазных распорок. Их можно применять как во вновь сооружаемых, так и в существующих РУ.

В ходе данной работе было рассмотрено электродинамическое действие токов КЗ на гибкие проводники, условия и параметры электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительных устройств, упрощенный расчет максимальных тяжений шин при коротком замыкании. Для того чтобы ограничить сближение сборных шин и спусков соседней фазы в шинных пролетах, наиболее действенным решением представляется установка дополнительных опорных изоляторов.

Литература

- 1 Сергей, И.И. Упрощенный расчет максимальных тяжений проводов на двух стадиях их движения при коротком замыкании / И.И. Сергей, А.П. Андрукевич, Е.Г. Пономаренко // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2006. – № 6. – С. 12–26.
- 2 Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. пособие для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

УДК 621.3

ЭКРАНИРОВАНИЕ КАБЕЛЕЙ СВЯЗИ

Муха В.О.

Научный руководитель – ГУРЬЯНЧИК О.А.

Эксплуатируемое на электрических станциях и подстанциях оборудование подвергается воздействию многочисленных помех, источниками которых могут быть удары молнии, токи короткого замыкания (ТКЗ), коммутации в высоковольтной и низковольтной сети, радиопередающие устройства, силовое оборудование, разряды статического электричества и т. д. Экранирование применяется там, где требуется защита от воздействия электромагнитных полей, которые образуются проходящими по кабелю токами или наоборот, защитить сигнал от внешних помех. Помимо основной задачи, экранирование может повышать прочность и стойкость изоляции, защищать от агрессивной внешней среды, заземлять кабель, а при эксплуатации в муфте сводит к минимуму возможность появления электрических потенциалов на поверхности кабеля. В данной работе рассмотрим экранирование контрольных кабелей связи (рисунок 1).



Рисунок 1 – Контрольный экранированный кабель

Экран кабеля располагается между сердечником и внешней оболочкой. В случае, если кабель многожильный, экран может обвивать все жилы одновременно или, в случае, если необходимо избежать влияния сигналов одной жилы на другую, каждую жилу отдельно.

Существует множество различных вариантов экранирования, каждый тип имеет свои преимущества и недостатки, которые необходимо учитывать для выбора наиболее подходящего и экономичного варианта. В работе осуществляется сравнение различных типов экранов, отражены их преимущества и недостатки.

Оплетка сохраняет хорошую гибкость кабеля и имеет большой срок службы. Она отлично препятствует влиянию низкочастотных помех и имеет меньшее сопротивление, чем фольга, для постоянного тока. Данный тип экрана подходит для аудио кабелей и кабелей, передающих информацию в радиочастотном диапазоне. Чем больше процент перекрытия, тем эффективнее экранировка. Пример экрана из оплетки изображен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Оплетка

Пленочные экраны состоят из алюминиевой фольги, покрытой слоем полипропилена или полиэфира. Они полностью покрывают проводник, дешевле, легче и тоньше. Благодаря малой толщине фольгу удобно использовать для экранирования отдельных компонентов кабеля. При помощи клея ее легко соединить с внешней оболочкой или слоем диэлектрика. Пленочный экран лучше борется с помехами на высоких частотах, но при частых изгибах имеет короткий срок службы. Для того, чтобы в конструкции экрана из фольги отсутствовал

шов, через который может проходить электромагнитное поле, вызывающее помехи, один из краев фольги складывается, обеспечивая замыкающий слой. Один из возможных видов пленочных экранов показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Пленочный экран

Комбинированный экран, состоящий из нескольких защитных слоев, позволяет эффективно бороться с помехами во всем частотном диапазоне. Сочетание фольги и оплетки позволяет обеспечить стопроцентное покрытие кабеля экраном и высокую гибкость, прочность и низкое сопротивление постоянному току. Пример кабеля изображен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Комбинация фольги и оплетки

Кабель должен обеспечивать защиту не только от электрических воздействий, но и от механических повреждений при монтаже и эксплуатации. Дополнительную механическую защиту обеспечивает бронирование. Бронирование осуществляется двумя методами, либо добавлением слоя гофры из алюминия или стали, что принято в США, либо оплетки из стальных проволок, что характерно для Европы. Пример кабеля приведен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Бронирование

УДК 621.316.5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЕЙ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ ДО 1 кВ

Баран А.Г., Зарихта К.С.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

Электрическая сеть – это совокупность электроустановок, предназначенных для передачи, преобразования и распределения электроэнергии. Электрические сети подразделяются по выполняемым функциям в энергосистеме и классу напряжения. Наиболее разветвленными и сложными являются распределительные сети, т. е. сети напряжением 0,4–10 кВ, служащие для распределения электрической энергии. Большую часть таких сетей представляют собой сети напряжением до 1 кВ, формирующие системы внутреннего электроснабжения цехов промышленных предприятий и гражданских зданий. К сетям напряжением до 1 кВ предъявляются следующие требования: экономичность; надежность (в том числе гибкость, универсальность и обеспечение потребителей электроэнергией требуемого качества); безопасность и удобство технического обслуживания и ремонта. Безопасность электрических сетей может быть обеспечена только при их правильном проектировании и эксплуатации, которые в свою очередь невозможны без правильного расчета токов короткого замыкания.

Расчет тока короткого замыкания (КЗ) в сети переменного тока напряжением до 1 кВ выполняется, в основном, для следующих целей:

- для выбора электрооборудования по условиям КЗ (отключающая способность электрических аппаратов, термическая и электродинамическая стойкость проводников);
- для выбора уставок защитной аппаратуры сети, проверки ее чувствительности и селективности;
- для выбора и проверки заземляющих устройств.

Для выбора электрооборудования по условиям КЗ подлежат определению следующие величины:

- начальное значение периодической составляющей тока КЗ;
- апериодическая составляющая тока КЗ;
- ударный ток КЗ;
- действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени после КЗ.

Для выбора параметров защитной аппаратуры сети и проверки ее селективной работы определению подлежат максимальные и минимальные значения периодической составляющей тока в месте КЗ в начальный и произвольный моменты времени вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи.

Для выбора и проверки заземляющих устройств расчету подлежит значение тока в режиме однофазного короткого замыкания.

В соответствии с нормативными документами (ГОСТ 28249-93, ПУЭ и др.) при расчетах токов КЗ в электроустановках до 1 кВ необходимо учитывать:

- индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- активные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- активные сопротивления различных контактов и контактных соединений;
- наличие подпитки места КЗ от синхронных и асинхронных электродвигателей (АД).

При расчетах тока КЗ так же рекомендуется учитывать:

- сопротивление электрической дуги в месте КЗ;
- изменение активного сопротивления проводников электрической цепи вследствие их нагрева при КЗ;

В целях упрощения расчетов токов КЗ допускается:

– максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

– не учитывать ток намагничивания трансформаторов;

– не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

– принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы.

– не учитывать влияния АД, если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета АД.

Токи КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ рекомендуется рассчитывать в именованных единицах. При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выражать в миллиомах.

Исходя из изложенных выше допущений и требований, можно выделить наиболее явные особенности расчета токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1 кВ:

– При расчете токов КЗ необходимо учитывать индуктивные и активные сопротивления всех элементов схемы, в том числе и составляющие сопротивлений проводников, трансформаторов тока, токовых катушек автоматов, дуги, контактов и контактных соединений.

– Обязательный учет подпитки места КЗ токами от асинхронных и синхронных машин, даже если они не подключены непосредственно в точку КЗ.

– Учет изменения сопротивления элементов схемы при их нагревании токами КЗ.

– Расчет ведется в именованных единицах.

Необходимость учета активных составляющих сопротивления проводников, трансформаторов тока, токовых катушек автоматов, дуги, контактов и контактных соединений и др. объясняется их величиной для данной сети. Так для сетей более высокого напряжения активное сопротивление не значительно по отношению к суммарному, и его отсутствие в расчетах не вызывает погрешности более 10 %, в отличие от рассматриваемой сети.

Если суммарный номинальный ток АД секции превышает 1 % начального значения периодической составляющей тока КЗ от энергосистемы, в соответствии с ГОСТ 28249-93 требуется производить учет влияния АД на ток КЗ. Начальное действующее значение периодической составляющей тока $I_{п0АД}$ трехфазного КЗ в килоамперах от АД рассчитывают по формуле:

$$I_{п0АД} = \frac{E''_{\phi АД}}{\sqrt{(r_{АД} + r_{1\Sigma})^2 + (x''_{АД} + x_{1\Sigma})^2}}.$$

При определении минимального значения тока КЗ в соответствии с ГОСТ 30323-95 необходимо производить учет увеличения активного сопротивления кабеля к моменту отключения цепи вследствие нагревания его током КЗ. Значение активного сопротивления r_v кабеля в миллиомах с учетом нагрева его током КЗ рассчитывается по формуле:

$$r_v = c_v r_{v,20},$$

где c_v – коэффициент, учитывающий увеличение активного сопротивления кабеля;

$r_{v,20}$ – активное сопротивление кабеля при температуре v_0 , равной 20 °С, мОм.

При приближенных расчетах значение коэффициента c_v допускается принимать равным 1,5. При уточненных инженерных расчетах коэффициент c_v следует определять в соответствии с расчетными кривыми в зависимости от материала и сечения жил кабеля, тока КЗ и продолжительности КЗ. Так для кабелей с медными жилами кривые представлены на рисунке 1а – для продолжительности КЗ 0,2 с (сплошные линии) и 0,6 с (пунктирные линии)

с; а на рисунке 1б – для продолжительности 1,0 с (сплошные линии) и 1,5 с (пунктирные линии).

Данные расчетные графики получены при следующих расчетных условиях:

- КЗ происходит в радиальной схеме, содержащей ветвь с источником неизменной по амплитуде ЭДС;
- температура кабеля изменяется от ν_0 , равной 20 °С, до $\nu_{доп}$, равной 200 °С;
- продолжительность КЗ составляет 0,2, 0,6, 1,0, 1,5 с.

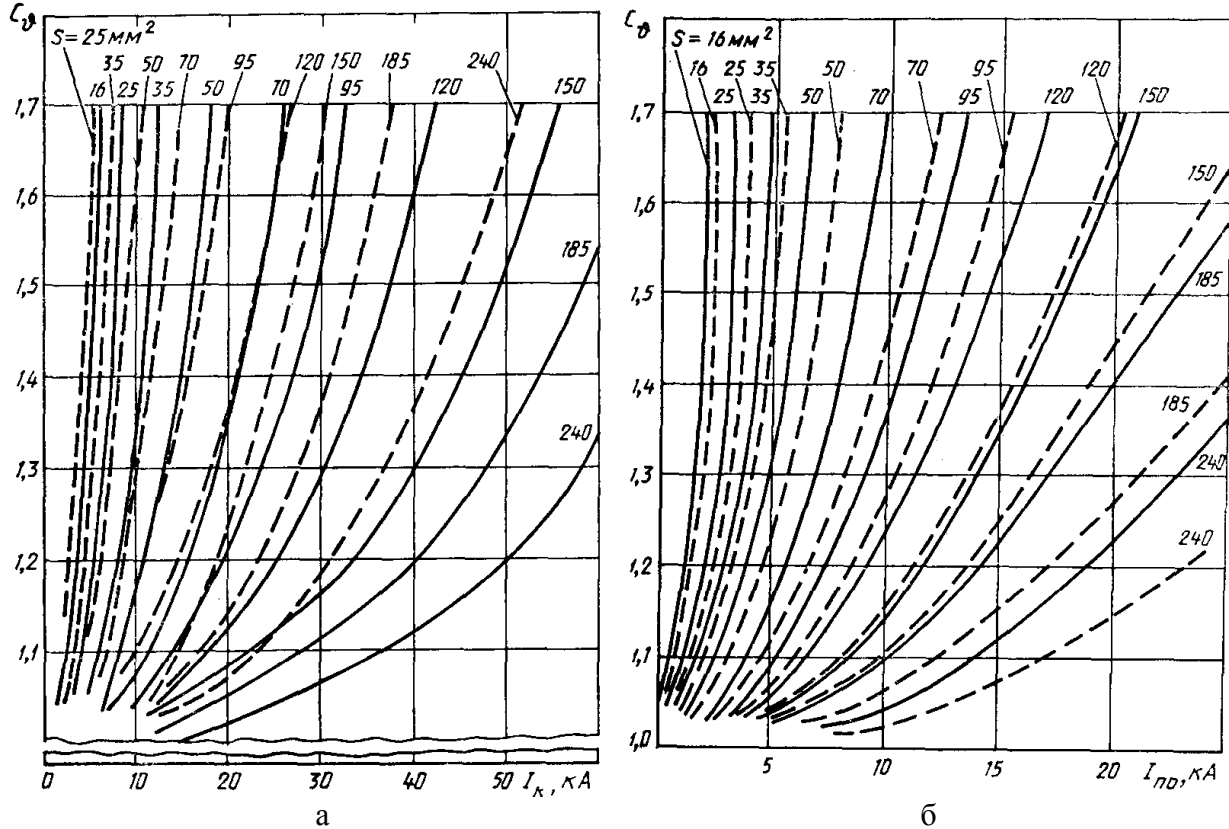


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента увеличения активного сопротивления кабелей различного сечения для различной продолжительности КЗ от тока КЗ

Литература

- 1 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. ГОСТ 28249-93. – Введ. 01.01.95. – Минск : Стандарт информ, 2006. – 47 с.
- 2 Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
- 3 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98 / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М. : Изд. «НЦ ЭНАС», 2002.
- 4 Методические указания по расчету токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ электрических станций и подстанций с учетом влияния электрической дуги. СТП 09110.20.145-07. – Введ. 02.04.2007. – Минск : ГПО «Белэнерго», 2007. – 60 с.
- 5 Жуков, В.В. Короткие замыкания в электроустановках напряжением до 1 кВ / В.В. Жуков. – М. : Издательство МЭИ, 2004. – 192 с.

УДК 621.3

ЦИФРОВЫЕ ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЕ КОМПЛЕКСЫ RTDS

Мшар Д.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент РУМЯНЦЕВ В.Ю.

Будучи первыми в своем роде, цифровые программно-аппаратные комплексы RTDS (Real Time Digital Simulator) являются мировым эталоном для выполнения моделирования системы электроснабжения в реальном времени. RTDS Simulator был первоначально разработан в исследовательском проекте, созданном в исследовательском центре Манитоба в Канаде в 1980-е годы. Здесь впервые в мире в 1989 году и произошло моделирование цифровых систем в режиме реального времени.

Сама компания RTDS Technologies Ltd. была основана в 1993 году и по сей день является крупнейшим производителем программно-аппаратных комплексов для моделирования энергосистем в реальном времени, так же они являются «законодателем мод» в этой области.

RTDS – это специализированный комплекс, предназначенный для изучения стационарных режимов и электромагнитных переходных процессов в электроэнергетической системе в реальном масштабе времени.

RTDS позволяет решать следующие задачи:

- полный цикл проверки релейной защиты, единой защиты и схем управления;
- разработка различных устройств и связанных с ней средств управления;
- изучение работы систем переменного тока, включая режим генерации и передачи электрической энергии;
- исследование взаимодействия оборудования для энергетики;
- обучение и тренировка инженерно-технического персонала объектов электроэнергетики.

Через устройства ввода-вывода к RTDS подключается различное внешнее оборудование, такое как измерительные устройства, релейная защита и контроллеры, например, устройства управления регулируемых электроприводов или управляемых компенсаторов реактивной мощности. При этом условия функционирования подключенного оборудования соответствуют реальным условиям. Это позволяет тестировать функционирование устройств без их включения в реальную энергосистему (рисунок 1).

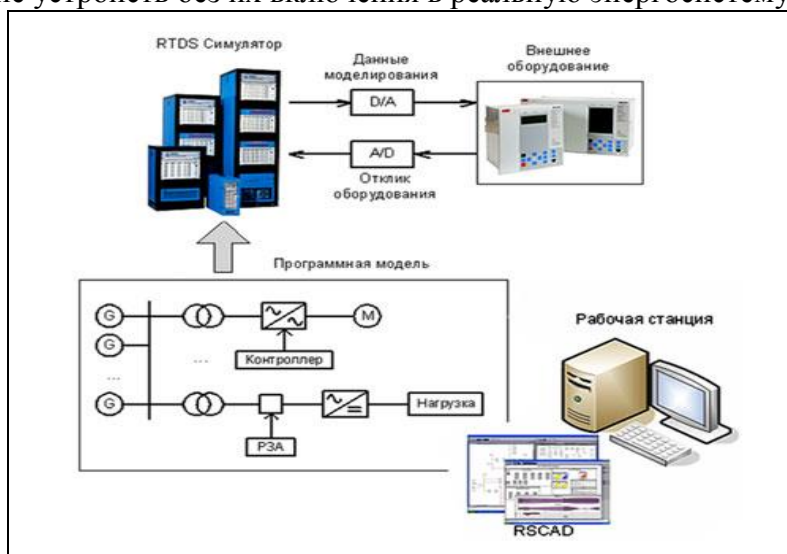


Рисунок 1 – RTDS и взаимодействие его составных частей и внешнего оборудования

Важнейшим преимуществом RTDS является возможность представить в модели электрической системы, в частности, средства релейной защиты, автоматики и управления

как в виде запрограммированных внутренних блоков RTDS, так и в виде реальных терминалов (контроллеров), которые соединяются с симулятором через аналоговые и цифровые порты ввода-вывода.

В качестве примера использования RTDS на рисунке 2 приведены результаты моделирования режима электроэнергетической системы и исследование действия терминала релейной защиты REL 670 для случая асинхронного режима.

В процессе опытов регистрировались:

- все измеряемые фазные токи и напряжения;
- все сигналы цифровых входов и выходов терминала.

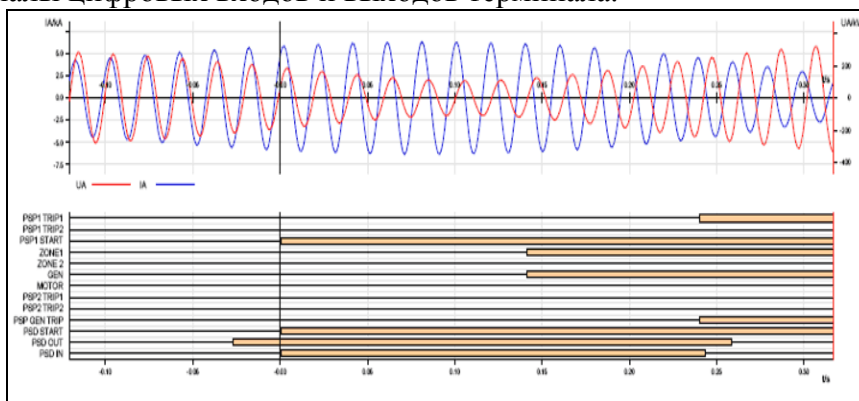


Рисунок 2 – Моделирование режима асинхронного хода энергосистемы и проверка действия защит с помощью RTDS

Цифровые программно-аппаратные комплексы RTDS применяются в следующих областях:

- для исследований электромагнитных и электромеханических переходных процессов в электрических сетях, генераторах и нагрузках;
- для проверки и исследований вторичного оборудования в режиме реального времени с жесткой обратной связью;
- для исследования и разработки силовых полупроводниковых комплексов.

Структурная схема испытательной установки приведена на рисунке 3. В состав испытательной установки входит модель реального времени, созданная в программно-аппаратном комплексе RTDS.

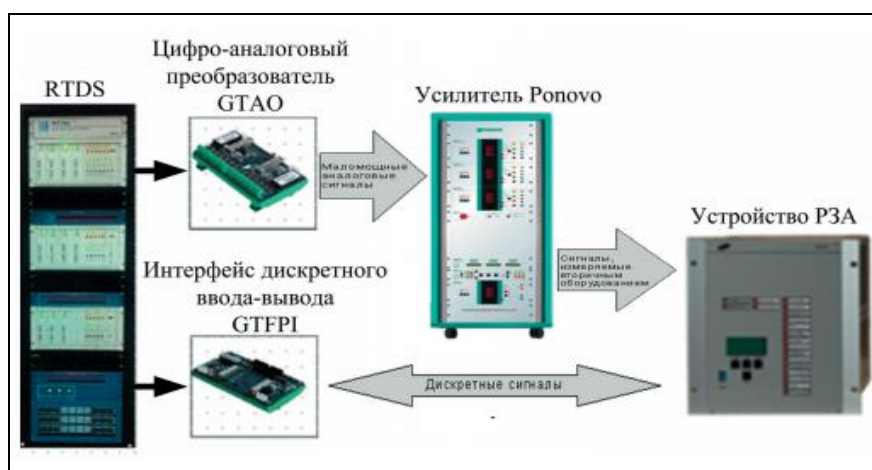


Рисунок 3 – Структурная схема испытательной установки

Перед проведением испытаний на RTDS создается модель понизительной подстанции с прилегающей сетью. Моделируемая схема представлена на рисунке 4 и содержит энергосистему 110 кВ; линию электропередачи 110 кВ; секцию шин 110 кВ, от которой

также отходит линия электропередачи; двухобмоточный трансформатор 110/10 (6) кВ; секцию шин 10 (6) кВ с отходящими линиями, питающими нагрузку.

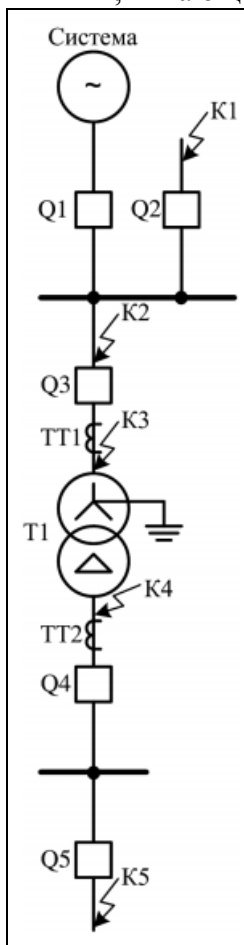


Рисунок 4 – Схема модели сети 110 кВ

Схема модели испытания защиты трансформатора представлена на рисунке 5.

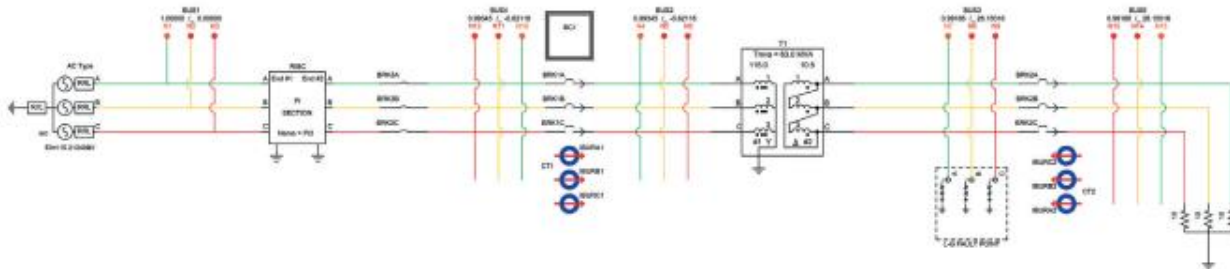


Рисунок 5 – Схема модели испытания защиты трансформатора

Одним из видов испытания дифференциальной защиты трансформатора является режим включения трансформатора под напряжение при отсутствии нагрузки на трансформаторе.

Трансформатор T_1 включается под напряжение со стороны 110 кВ выключателем Q_3 при отключенном выключателе Q_4 , в результате чего возникает бросок намагничивающего тока (БНТ) трансформатора. Осциллограмма БНТ представлена на рисунке 6.

Режим БНТ является неаварийным для трансформатора, однако он может приводить к ложной работе дифференциальной защиты

Поэтому испытание дифференциальной защиты трансформатора на RTDS в режиме БНТ позволит выявлять ложные работы защиты, а также разработать рекомендации по выбору параметров срабатывания.

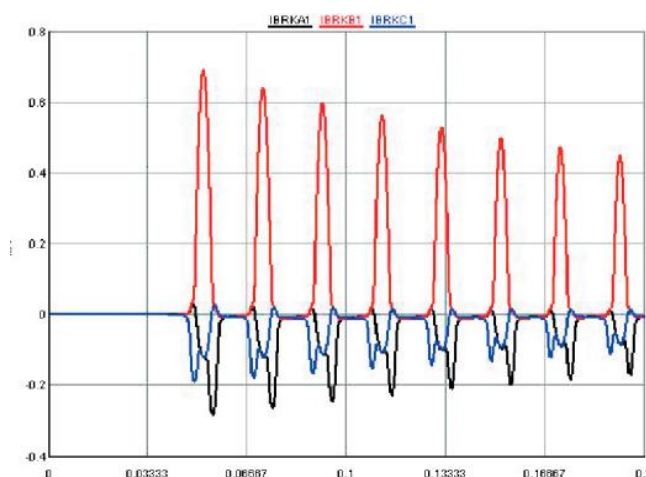


Рисунок 6 – Осциллограмма броска тока намагничивания трансформатора

На основе данной модели можно также провести испытания дифференциальной защиты трансформатора при различных вторичных нагрузках на трансформаторе тока. Осциллограмма в нормальном режиме представлена на рисунке 7, а. При превышении допустимой вторичной нагрузки трансформатор тока входит в насыщение, в результате чего происходит искажение его вторичного тока (рисунок 7, б).

Результатом насыщения трансформатора тока является повышение погрешностей, которые в переходных режимах КЗ оказываются значительно выше, чем в установившемся режиме, что затрудняет обеспечение селективности и снижает быстродействие дифференциальных защит.

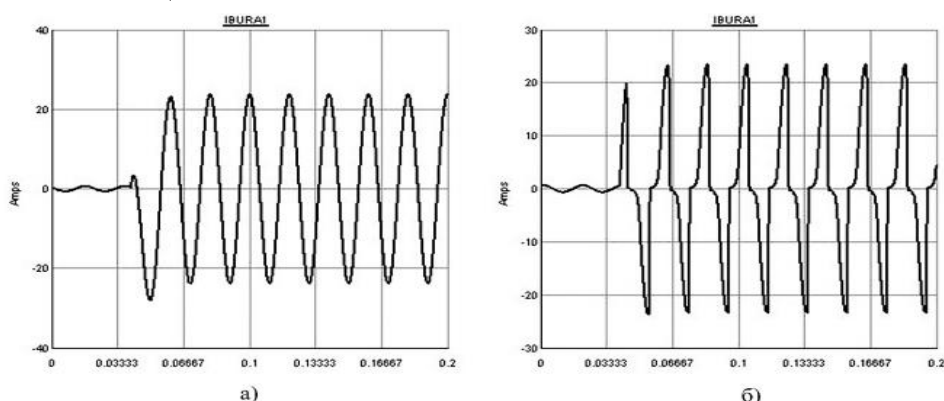


Рисунок 7 – Осциллограмма тока КЗ во вторичной обмотке трансформатора тока

Из вышеизложенного видно, что применение моделирования в реальном времени на программно-аппаратном комплексе RTDS позволяет производить испытания устройств релейной защиты и автоматики, что позволит повысить техническое совершенство РЗА и в конечном итоге – качество электроснабжения потребителей.

Комплексы RTDS позволяют решать широкий спектр технических проблем без необходимости проведения сложных, дорогостоящих и опасных натурных испытаний, без проведения пилотной эксплуатации оборудования на энергообъектах. Комплексы RTDS существенно упрощают процедуры аттестации различных видов вторичной аппаратуры, повышают объективность аттестации.

Так же комплексы RTDS широко используют в обучающих целях как для проведения занятий со студентами вузов, так и для повышения квалификации персонала энергопредприятий.

УДК 621.3

ГАЗАПОРШНЕВЫЕ АГРЕГАТЫ

Николаенко Д.В.

Научный руководитель – КИСЛЯКОВ А.Ю.

Газопоршневые агрегаты – универсальные генерирующие устройства, предназначенные для удовлетворения энергетических потребностей. Они могут быть как источниками автономного гарантированного энергоснабжения, если отсутствует доступ для подключения к централизованным сетям, так и эффективно работать в параллель с этими сетями для снижения энергозатрат.

Высокие эксплуатационные качества газопоршневых агрегатов (КПД, расход топлива, уровень шума, безопасность) позволяют их использовать для снабжения потребителей различного профиля. Это энергозатратные производства, объекты, удаленные от централизованных сетей, предприятия и учреждения с высокими требованиями к надежности энергообеспечения, всевозможные потребители со средними и низкими нагрузками – малые и средние предприятия, социальные объекты и учреждения.

Принцип модульности, применяемый при строительстве газопоршневых электростанций, позволяет их комплектовать в соответствии с потребностями и особенностями использования. Такие электростанции бывают одномодульного и многомодульного исполнения, гибко покрывающими широкий диапазон нагрузок.

Преимущества газопоршневых агрегатов:

- низкая себестоимость вырабатываемой энергии за счет низкой стоимости, экономичного расхода энергоносителя (природного газа), и низких затрат на техническое обслуживание и эксплуатационные материалы;

- низкие сроки окупаемости оборудования от 3 до 5 лет за счет низкой себестоимости вырабатываемой энергии, которая на 30–40 % ниже цены электроэнергии у сетевых поставщиков;

- экономия до 40 % энергоносителя за счет одновременной выработки электрической и тепловой энергии по сравнению с традиционными отдельными способами производства на ТЭЦ;

- длительный срок службы газопоршневых агрегатов, составляющий до 300 тысяч моточасов, за счет высокой ремонтопригодности;

- высокая степень работоспособности за счет постоянной круглогодичной эксплуатации в режиме до 8000 часов в год;

- широкий диапазон мощностей газопоршневых агрегатов от 140 до 4300 кВт электрической энергии;

- высокая надежность и качество узлов и комплектующих оборудования;

- незначительные потери при передаче энергии за счет непосредственной близости генерирующего оборудования к конечному потребителю, и минимизация затрат на сооружение инженерных сетей;

- пониженный объем выбросов вредных веществ в окружающую среду по сравнению с традиционными видами выработки энергии на угле;

- максимальная автоматизация управления и широкий выбор средств диспетчеризации.

ГПА могут работать на газах различных типов:

- природный газ Пропан;

- факельный газ;

- газ сточных вод;

- биогаз;

- газ мусорных свалок;

- коксовый газ;

- попутный газ.

Основным назначением работы ГПА является **выработка электроэнергии**, а также когенерация и тригенерация.

Когенерация – непосредственное использование тепловой энергии конечными потребителями (горячее водоснабжение (ГВС), отопление, технологические нужды).

Тригенерация – частичное преобразование тепловой энергии в энергию холода (холод вырабатывается абсорбционной холодильной машиной, потребляющей не электрическую, а тепловую энергию, что дает возможность достаточно эффективно использовать тепло летом для кондиционирования помещений или для технологических нужд).

Прежде всего, когенерационные электростанции по экологическим параметрам удовлетворяют всем современным требованиям. При этом главные преимущества этих установок – повышенная эффективность сжигания первичного топлива и минимальные выбросы токсичных веществ в атмосферу. Они в 2, 3 раза ниже по сравнению с агрегатами на базе традиционных технологий. В качестве недостатков таких систем выступают ограничение мощности одного энергоблока, повышенная удельная стоимость и потребность в расходах на реконструкцию традиционных котельных и ТЭС.

Литература

- 1 Гительман, Л.Д. Энергетический бизнес / Л.Д. Гительман. – М. : Дело, 2006. – 600 с.
- 2 Самойлов, М.В. Основы энергосбережения: учеб. пособие / М.В. Самойлов, В.В. Паневчик, А.Н. Ковалев. – 2-е изд. – Минск : БГЭУ, 2002. – 198 с.

УДК 621.3

RTDS – ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИРУЮЩИЕ КОМПЛЕКСЫ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Рабушко П.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент НОВАШ И.В.

Повышение качества и надежности энергетического оборудования неразрывно связано с применением на всех этапах его жизненного цикла современных цифровых технологий, а также методов математического моделирования энергетических систем.

В результате воздействия различных факторов, современные энергосистемы становятся все более сложными, что во многом связано с необходимостью учета экономических и экологических аспектов. С этой точки зрения, внедрение новых технологий является необходимым условием прогресса, начиная, например, с применения управляемых силовых электронных устройств в сетях переменного и постоянного тока, а также использование других элементов гибких систем передачи переменного тока. Все вышеперечисленное, как правило, способствует повышению устойчивости системы, однако без их надежного функционирования энергосистема может стать неустойчивой.

Изменения в первичных энергосистемах требуют нового, более комплексного подхода к соответствующим вторичным системам. Это касается релейной защиты, автоматики и управления энергосистемами в обычных и аварийных режимах работы. При этом нельзя забывать о том, что должна обеспечиваться возможность быстрого действия управления современными силовыми электронными устройствами, гораздо более оперативного по сравнению с традиционным силовым оборудованием. В связи с этим, требования, предъявляемые к таким устройствам в отношении надежности несрабатывания и надежности срабатывания, должны быть более высокими, время их срабатывания (быстродействия) должно быть меньше, а обнаружение аварийных режимов должно осуществляться гораздо быстрее, чем когда-либо ранее.

Одним из способов обеспечения наиболее оперативной разработки и тестирования с сохранением высокого качества выполняемой работы является использование так называемого моделирования энергосистемы в реальном времени.

RTDS – это специализированный комплекс, предназначенный для изучения стационарных режимов и электромагнитных переходных процессов в энергосистеме в реальном масштабе времени. Исследования энергосистем высокого напряжения переменного и постоянного тока выполняются путем цифрового моделирования процессов с использованием алгоритмов.

RTDS позволяет решать следующие задачи:

- полный цикл проверки релейной защиты, единой защиты и схем управления;
- полный цикл проверки систем управления для электрических систем постоянного тока, статических регулируемых компенсаторов, тиристорно-управляемых последовательных конденсаторов и синхронных машин;
- разработка устройств гибких систем передачи электроэнергии переменным током и связанных с ней средств управления;
- изучение работы систем переменного тока, включая режим генерации и передачи электрической энергии;
- исследование взаимодействия оборудования для энергетики;
- изучение взаимодействия между объединенными системами постоянного и переменного тока;
- обучение и тренировка инженерно-технического персонала объектов электроэнергетики.

Через устройства ввода-вывода к RTDS подключается различное внешнее оборудование, такое как измерительные устройства, релейная защита и контроллеры,

например, устройства управления регулируемых электроприводов или управляемых компенсаторов реактивной мощности. При этом условия функционирования подключенного оборудования соответствуют реальным условиям. Это позволяет тестировать функционирование устройств без их включения в реальную энергосистему.

Модели электрических систем формируются из моделей отдельных элементов. Важнейшим преимуществом RTDS является возможность представить в модели электрической системы, в частности, средства релейной защиты, автоматики и управления как в виде запрограммированных внутренних блоков RTDS, так и в виде реальных терминалов (контроллеров), которые соединяются с симулятором через аналоговые и цифровые порты ввода-вывода.

Устройства релейной защиты были первыми пользователями цифрового моделирования замкнутого цикла в реальном времени. Сегодня практически невозможно представить реализацию современных интеллектуальных устройств защиты и управления сетей со сложной конфигурацией без проверки этих устройств, оптимизации их уставок и конфигураций без помощи цифрового моделирования.

Цифровое моделирование замкнутого цикла в реальном времени является самым надежным методом наиболее оперативной разработки и тестирования для реализации новых технологий в современных энергосистемах.

Разработка защиты и автоматики энергосистем за последнее десятилетие сделала значительный шаг вперед, хотя еще большие изменения ожидают нас впереди.

Существует ряд компаний по всему миру, которые сформулировали свои требования к сертификации и методике испытаний для различных типов устройств защиты. Большая часть испытаний, которые должно (независимо от производителя) пройти сертифицируемое устройство, осуществляется на стандартизованных моделях системы при помощи RTDS. Кроме того, для ряда специальных проектов, в особенности применительно к системам сверх- и ультравысокого напряжения, выполняются проектно-ориентированные испытания.

С увеличением сложности энергосистемы методы обучения и изучения на различных этапах обучения идут в ногу с развитием и предлагают студентам новые инструменты и методы, которые позволят им лучше подготовиться к решению сложных задач при их самостоятельной работе. Многие университеты уже отметили потребность в моделировании студентом систем и событий в реальном времени и подготовили для своих студентов полный курс лекций с различными характерными примерами.

Различные энергопредприятия по всему миру признали необходимость всестороннего обучения своего персонала при введении новых технологий в энергосистеме, поскольку не могут полностью зависеть от каждого конкретного поставщика. Кроме того, возникает потребность в изучении и анализе различных событий в ходе работы системы, а также необходимость в изменении со временем некоторых параметров. Именно поэтому в практику входит заказ цифрового симулятора реального времени одновременно с приобретением готового проекта.

На данный момент системы моделирования в реальном времени имеют довольно широкое распространение в мире. Поставлено около 250 комплексов, состоящих из более чем 1100 вычислительных кассет в 36 стран мира, в том числе 8 из них в Россию. На территории Беларуси подобных комплексов не имеется, однако проводятся семинары о целесообразности их приобретения.

Литература

1 Моделирование энергосистем в реальном времени с использованием комплекса RTDS [Электронный ресурс]. – Электронные данные. – Режим доступа: <http://www.digitalsubstation.com/blog/2013/12/02/modelling/>. – Дата доступа: 01.12.2016.

2 Перспективы использования современных цифровых симуляторов энергетических систем [Электронный ресурс]. – Электронные данные. – Режим доступа: <http://www.энергетик.бел/index.php?newsid=976>. – Дата доступа: 03.12.2016.

3 Технический обзор комплекса RTDS [Электронный ресурс]. – Электронные данные. – Режим

доступа: <http://www.enlab.ru/rus/product/15>. – Дата доступа: 27.11.2016.

4 Рябов, В.А. Цифровое моделирование электромеханических процессов в режиме реального времени / В.А. Рябов // Новости электротехники. – 2012. – № 4. – С. 18–23.

5 Real Time Power System Simulation [Электронный ресурс]. – Электронные данные. – Режим доступа: <http://www.rtds.com/real-time-power-system-simulation/>. – Дата доступа: 21.11.2016.

УДК 621.3

КОНТРОЛЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Козак С.И., Баран Ю.Г.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

За последнее время существенно изменился подход к методам диагностики электрооборудования. Наряду с традиционными методами диагностики, применяются современные высокоэффективные способы контроля, обеспечивающие выявление дефектов электрооборудования на ранней стадии их развития. К таким способам относится температурный контроль.

При обслуживании подстанций оперативный персонал ведет контроль состояния контактных соединений, как правило, по степени их нагрева в периоды прохождения максимальных токов нагрузки. Двумя другими методами (измерения падения напряжения и переходного сопротивления) пользуется ремонтный персонал. Правильность отбраковки дефектных контактов этими методами выше, чем при измерении температуры нагрева контакта.

Измерение температуры нагрева контакта производится переносным электротермометром или при помощи термосвеч, которые позволяют лишь ориентировочно определить степень нагрева. Нагрев контактных соединений контролируют при осмотрах при помощи термопленочных указателей многократного действия в закрытых распределительных устройствах (РУ) и термоуказателей однократного действия с легкоплавким припоем – на открытых РУ. В последние годы для выявления перегрева контактов используются тепловизоры и инфракрасные радиометры.

Измерение температуры токоведущих поверхностей, контактов, изоляции, частей электрооборудования контактным способом – очень опасный процесс, поэтому для данных измерений в основном использовали пирометры (бесконтактные термометры), а в настоящее время тепловизоры.

В заключение следует отметить основные преимущества тепловизионного контроля перед традиционными методами оценки состояния оборудования.

Тепловизионный контроль производится в рабочем состоянии оборудования, то есть под нагрузкой и напряжением. Результаты обследования в таком состоянии являются более достоверными, чем результаты обследований после снятия нагрузки или напряжения. Так, например, для гирлянды изоляторов нагрузкой является не только напряжение, но и тяжесть провода. Замеченное тепловизором повреждение изолятора гирлянды может оказаться незамеченным при осмотре гирлянды после снятия с опоры. Тепловизионный контроль проводится без отключения оборудования и в любое время. Поэтому тепловизионное обследование оборудования не мешает предприятию выполнять свою основную задачу по передаче и распределению электроэнергии.

Поскольку повреждения выявляются на работающем оборудовании, то имеется запас времени для подготовки вывода дефектного оборудования в ремонт, не отключая электроустановку и сокращая время ремонта до минимума.

Наряду с другими видами современной диагностики тепловизионный контроль позволяет:

- предупредить возникновение аварийных ситуаций в электрооборудовании и тем самым повысить надежность электроснабжения потребителей;
- значительно снизить затраты на ремонты, поскольку повреждения выявляются на ранних стадиях;
- оценить действительное состояние электрооборудования с определением запаса его работоспособности, что особенно актуально для оборудования, отработавшего большие сроки (15 лет и более).

УДК 621.3

ВИЗУАЛЬНЫЕ ЯЗЫКИ ПРОГРАММИРОВАНИЯ

Румянцев В.О.

Научный руководитель – к.т.н., доцент НОВАШ И.В.

Визуальное программирование – способ создания программы для ЭВМ путем манипулирования графическими объектами вместо написания ее текста. Визуальное программирование часто представляют, как следующий этап развития текстовых языков программирования. В последнее время визуальному программированию стали уделять больше внимания – в связи с развитием мобильных сенсорных устройств.

Визуальное программирование в основном используется для создания программ с графическим интерфейсом для операционных систем с графическим интерфейсом пользователя. Среда визуального программирования позволяет написать Веб-приложение для браузеров. Среда визуального программирования позволяет создать консольное приложение (программа без графического интерфейса и без вывода сообщений в консоль) для программирования микроконтроллеров, программируемых микросхем.

Визуализация – это процесс графического отображения (построения) сложных процессов на экране компьютера в виде графических примитивов (графических фигур). Визуализировать можно абсолютно любые процессы: управления, построения, рисования и т. д.

Визуальное программирование – способ создания приложений без написания программных кодов. Часто под визуальным программированием понимают технологию программирования, предоставляющую программисту наглядные средства конструирования интерфейса. При этом программист показывает, что должно получиться в результате, а текст программы генерируется автоматически с помощью визуального прототипа. При таком способе программирование осуществляется помещением на специальные формы объектов и настройкой их свойств и поведения.

Объектно-ориентированное программирование удачно использует концепцию визуального программирования.

Для визуализации интерфейсов программного обеспечения существует целый ряд специально разработанных элементов интерфейса – визуальных компонент, позволяющих отображать различную информацию и осуществлять управление программой в целом. Простейший пример – визуальная кнопка на экране компьютера. Данная кнопка имитирует поведение обычной кнопки на пульте управления любого прибора. Ее можно нажимать как настоящую.

В настоящее время распространено большое количество систем визуального программирования. Это системы программирования для языков C++ (фирм Borland, Microsoft, Symantec), Basic (фирмы Microsoft), Pascal/Delphi (фирмы Borland). Кроме языков программирования, визуальный подход используется и в других системах (VisualFoxPro, Paradox для Windows, программы пакета Microsoft Office).

Ladder Diagram – язык релейной (лестничной) логики предназначен для программирования промышленных контроллеров (ПЛК). Синтаксис языка удобен для замены логических схем, выполненных на релейной технике. Ориентирован на инженеров по автоматизации, работающих на промышленных предприятиях. Обеспечивает наглядный интерфейс логики работы контроллера, облегчающий не только задачи собственно программирования и ввода в эксплуатацию, но и быстрый поиск неполадок в подключаемом к контроллеру оборудовании.

Программа на языке релейной логики имеет наглядный и интуитивно понятный инженерам-электрикам графический интерфейс, представляющий логические операции, как электрическую цепь с замкнутыми и разомкнутыми контактами. Протекание или отсутствие тока в этой цепи соответствует результату логической операции (истина – если ток течет; ложь – если ток не течет).

Основными элементами языка являются контакты, которые можно образно уподобить паре контактов реле или кнопки. Пара контактов отождествляется с логической переменной, а состояние этой пары – со значением переменной.

VisSim – визуальный язык программирования, предназначенный для моделирования динамических систем, а также проектирования, базирующегося на моделях, для встроенных микропроцессоров. VisSim сочетает в себе характерный для Windows интуитивный интерфейс для создания блочных диаграмм и мощное моделирующее ядро. Язык разработан американской компанией Visual Solutions, которая находится в Уэстфорде.

Язык и программная среда VisSim широко используется в разработке систем управления и цифровой обработки сигналов для моделирования и дизайна. Она включает в себя блоки для арифметики, булевых и трансцендентных функций, а также цифровые фильтры, передаточные функции, численного интегрирования и интерактивного вывода.

Основными областями моделирования являются эрокоsmическая, биологическая, медицинская, Digital Power, электродвигатели, электрические, гидравлические, механические, тепловые процессы, эконометрика.

Академическая программа VisSim предоставляет образовательным институтам бесплатную лицензию на VisSim версии 3.0. Более поздние версии VisSim и расширения также доступны для студентов и научных учреждений по значительно сниженным ценам.

Свободно распространяемый VisSim Viewer предоставляет возможность обмениваться моделями с коллегами и клиентами, не имеющими лицензии VisSim. Viewer способен выполнить любую модель VisSim и при этом позволяет изменять параметры блоков и модели, чтобы проиллюстрировать различные сценарии. Если модель содержит бегунки и кнопки, то они также будут активны.

Построение модели – это способ визуального представления некоторой ситуации. При построении модели, вместо вывода и решения системы уравнений для решения проблемы, используются графические блоки. Сила этого метода особенно хорошо проявляется на задачах, обычно содержащих математические уравнения, решение которых представляется сложным или проблематичным. Однако, если может быть построена модель, которая иллюстрирует данную ситуацию, то становится понятно, где искать решение, и иногда оно становится просто очевидным.

Программный комплекс JMCAD успешно применяется для проектирования систем автоматического управления, следящих приводов и роботов-манипуляторов, тепловых энергетических установок, а также для решения нестационарных краевых задач (теплопроводность, гидродинамика и др.).

Широко используется в учебном процессе, позволяя моделировать различные явления в физике, электротехнике, в динамике машин и механизмов и т. д. Может функционировать в кластерах, в том числе и в режиме удаленного доступа к технологическим и информационным ресурсам.

Версии JMCAD доступны с исходными текстами ядра, библиотек и является открытой системой с полной документацией и набором демонстрационных примеров. Также в состав комплекса входят модули для обеспечения максимальной производительности и контроля в реальном времени (JMCADRTS, JMCADRTC).

Литература

1 Ахметзянов, И.М. Визуальное программирование / И.М. Ахметзянов, И.К. Ракова, В.Н. Гусев // Программирование... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2008. – № 6. – С. 121–126.

2 Баранов, В.Н. Применение микроконтроллеров AVR: схемы, алгоритмы, программы / В.Н. Баранов. – 2-е изд., испр – М.: Издательский дом «Додэка», 2006. – 288 с.

УДК 621.3

ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ СХЕМ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Скурчаев А.Ф., Башаркевич Я.В.

Научный руководитель – КЛИМКОВИЧ П.И.

Для электроснабжения потребителей собственных нужд (СН) электростанций производится отбор мощности на генераторном напряжении. Питание РУ (распределительных устройств) собственных нужд осуществляется от трансформаторов (токоограничивающих реакторов), которые работают отдельно.

Для питания потребителей СН используются два уровня напряжения: 6 кВ – для питания мощных электродвигателей (более 200 кВт), 0,4 кВ – для остальных потребителей меньшей мощности.

На ТЭС примерно две третьих всей мощности СН идет на обслуживание основного теплосилового оборудования и только оставшаяся одна третья часть – на обслуживание потребителей общестанционного назначения.

Схема СН блочных ТЭС (рисунок 1), как и их главная электрическая схема, строится по блочному принципу – точка присоединения рабочих трансформаторов СН находится между генератором и блочным трансформатором. Распределительное устройство 6 кВ СН выполняется по схеме с одной секционированной системой сборных шин.

Наиболее мощными рабочими механизмами СН на ТЭС являются: питательные, циркуляционные и сетевые насосы; воздуходувки; механизмы тягодутьевой группы. Механизмы СН каждого блока питаются от двух и более секций. Это сделано для того, чтобы при аварии (ремонте) одной из секций блок оставался в работе.

Механизмы СН каждого блока питаются от двух и более секций. Это сделано для того, чтобы при аварии (ремонте) одной из секций блок оставался в работе. Как уже было сказано выше, к секциям РУ 6 кВ подключаются электродвигатели мощностью 200 кВт и выше и трансформаторы второй ступени трансформации (с 6 на 0,4 кВ).

Резервное питание секций РУ СН 6 кВ осуществляется по резервным магистралям, которые присоединяются к резервным трансформаторам СН.

Число резервных трансформаторов СН определяется числом установленных на электростанции энергоблоков (энергоблоки выполняются с генераторным выключателем).

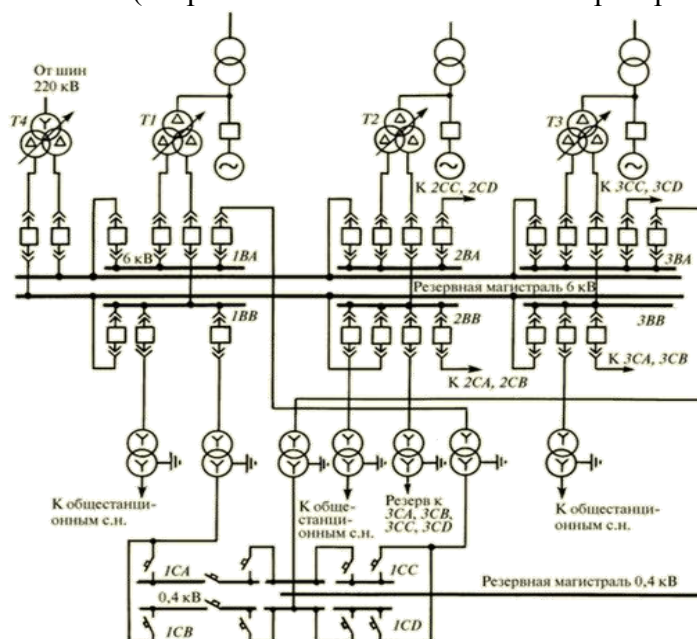


Рисунок 1 – Схема собственных нужд станции с тремя энергоблоками

На рисунке 2 представлена схема электроснабжения СН ГЭС большой мощности с раздельным питанием агрегатных и общестанционных потребителей.

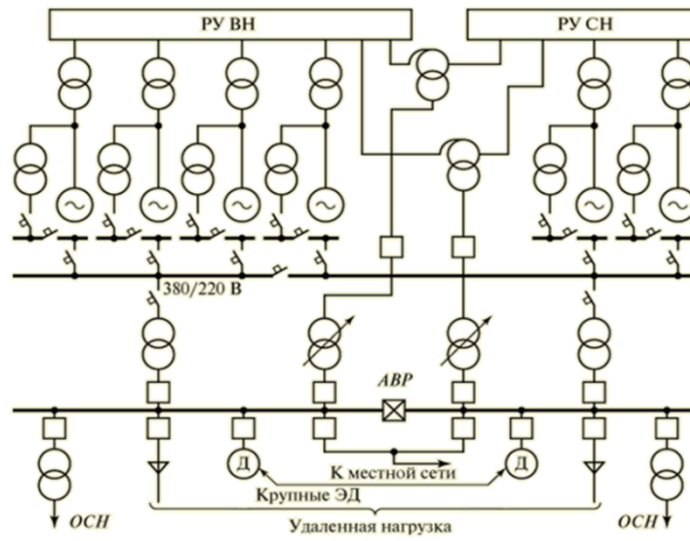


Рисунок 2 – Схема электроснабжения собственных нужд ГЭС большой мощности с раздельным питанием агрегатных и общестанционных потребителей

Технологический процесс производства электроэнергии на ГЭС значительно проще, чем на ТЭС и АЭС, поэтому и число механизмов СН на них значительно меньше. Все потребители СН ГЭС делятся на агрегатные – маслонасосы маслонпорной установки, насосы откачки воды с крышки турбины, охлаждение трансформаторов и другие.

АЭС представляет собой надежный источник энергии, поэтому рабочее и резервное электроснабжение их СН осуществляется от главной электрической схемы через понижающие трансформаторы.

Для особо ответственных потребителей СН предусматриваются дополнительные независимые источники энергии – аккумуляторные батареи с обратимым агрегатом или инвертором, автономные дизель-генераторы, вспомогательные генераторы, устанавливаемые на валу основного генератора.

Все потребители СН АЭС по степени надежности электроснабжения и допустимому времени перерыва питания (отсутствия напряжения) разделяются на три основные группы.

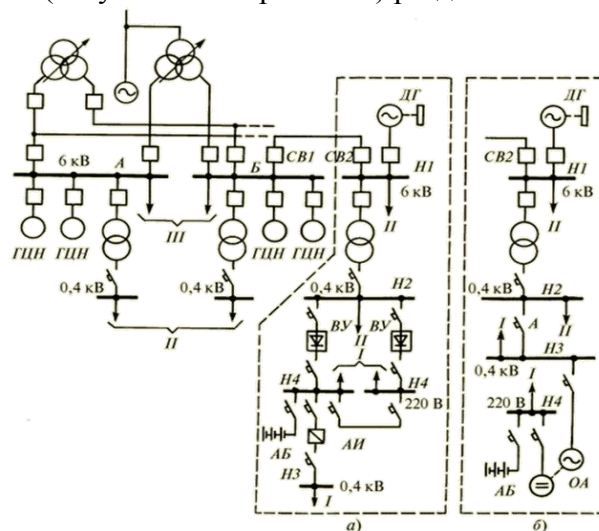


Рисунок 3 – Принципиальная схема электроснабжения собственных нужд АЭС

Электроснабжение наиболее ответственных потребителей СН ПС (цепей управления, защиты, телемеханики, связи, пожаротушения) осуществляется от сети переменного тока через стабилизаторы напряжения и выпрямители или от независимого источника – аккумуляторной батареи. В последнем случае предусматриваются преобразователи для ее заряда.

Подзарядное выпрямительное устройство включается между шинами АБ и шинами 0,4 кВ системы СН. В этом случае в нормальных условиях питание потребителей оперативного тока происходит от сети через выпрямительное устройство, а АБ воспринимает «толчковую» нагрузку (например, при включении выключателей). При исчезновении напряжения переменного тока и отключении подзарядного устройства АБ принимает на себя всю нагрузку.

На рисунке 4 представлена схема питания СН ПС. На ПС с оперативным переменным током (ПС на напряжения 35–220 кВ без выключателей на высшем напряжении) трансформаторы СН с помощью отпайки присоединяются к выводам главных трансформаторов, что обеспечивает питание цепей управления при потере напряжения на шинах 6–10 кВ. Шины 0,4 кВ секционируются, оперативные цепи переменного тока питаются через стабилизаторы напряжения СТ.

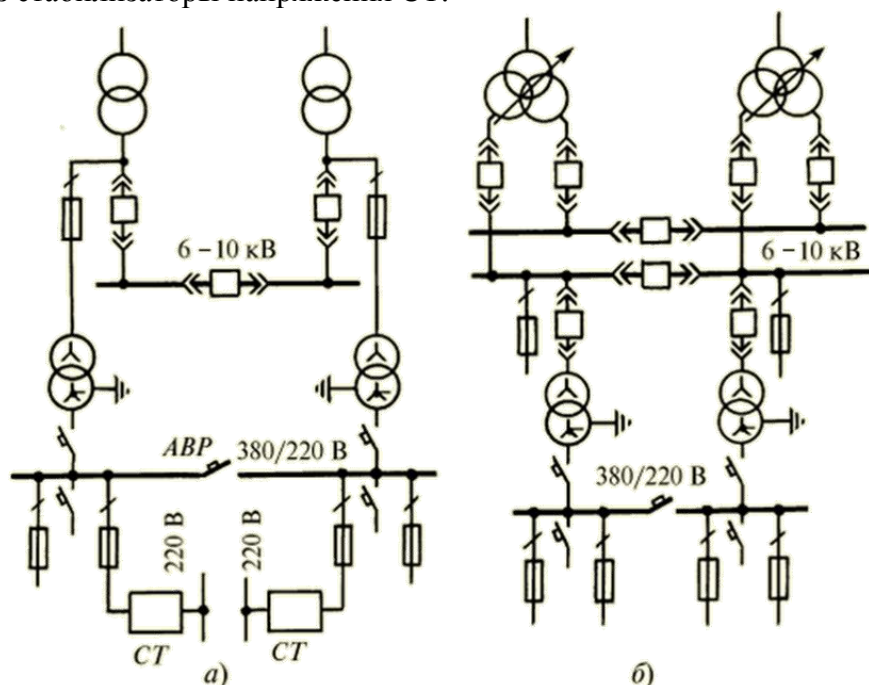


Рисунок – 4 Схемы питания собственных нужд подстанций
а – с оперативным постоянным током; б – с оперативным переменным током

На ПС с оперативным постоянным током трансформаторы СН присоединяются к шинам 6–10 кВ РУ НН, от которого осуществляется электроснабжение местной нагрузки. Постоянный оперативный ток применяется на всех ПС с высшим напряжением 330–750, 110–220 кВ с числом масляных выключателей три и более, 35–220 кВ с воздушными выключателями.

Литература

- 1 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учеб. пособие для вузов / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Балаков, Ю.Н. Коммутационные узлы энергосистем / Ю.Н. Балаков. – М.: Энергия, 1997. – 183 с.

УДК 621.3

СПОСОБЫ КОМПЕНСАЦИИ ОДНОФАЗНОГО ТОКА НА ЗЕМЛЮ

Струнец К.П.

Научный руководитель – к.т.н., профессор СИЛЮК С.М.

В настоящее время используются три способа заземления нейтрали в рассматриваемых сетях: изолированная, компенсированная и резистивно-заземленная, начинает применяться и четвертый с резистором и дугогасящим реактором в нейтрали. Установлено, что существует 4 вида заземления нейтрали:

- изолированная;
- глухозаземленная;
- заземленная через дугогасящий реактор;
- заземленная через резистор.

Рассмотрим подробнее способы заземления нейтрали и дадим им общую характеристику.

Изолированная нейтраль. При этом способе нейтральная точка источника (генератора или трансформатора) не присоединена к контуру заземления. В распределительных сетях 6–10 кВ обмотки питающих трансформаторов, как правило, соединяются в треугольник, поэтому нейтральная точка физически отсутствует.

Достоинством такой сети являются: отсутствие необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю, малый ток в месте повреждения (при малой емкости сети на землю).

Недостатками такой сети являются: возможность возникновения дуговых перенапряжений при перемежающемся характере дуги с малым током в месте однофазного замыкания на землю; возможность возникновения множественных повреждений (выход из строя нескольких электродвигателей, кабелей) из-за пробоев изоляции на других присоединениях, связанных с дуговыми перенапряжениями; возможность длительного воздействия на изоляцию дуговых перенапряжений, что ведет к накоплению в ней дефектов и снижению срока службы; необходимость выполнения изоляции электрооборудования относительно земли на линейное напряжение; сложность обнаружения места повреждения; опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети; сложность обеспечения правильной работы релейных защит от однофазных замыканий, так как реальный ток замыкания на землю зависит от режима работы сети (числа включенных присоединений).

Недостатки режима работы с изолированной нейтралью весьма существенны, а такое достоинство, как отсутствие необходимости отключения первого замыкания, достаточно спорно. Так, всегда есть вероятность возникновения второго замыкания на другом присоединении из-за перенапряжений и отключения сразу двух кабелей, электродвигателей или воздушных линий.

Нейтраль, заземленная через дугогасящий реактор. Этот способ заземления нейтрали, как правило, находит применение в разветвленных кабельных сетях промышленных предприятий и городов. При этом способе нейтральную точку сети получают, используя специальный трансформатор.

Достоинствами этого метода заземления нейтрали являются: отсутствие необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю; малый ток в месте повреждения; возможность самоликвидации однофазного замыкания, возникшего на воздушной линии или ошиновке; исключение феррорезонансных процессов, связанных с насыщением трансформаторов напряжения и неполнофазными включениями силовых трансформаторов.

Недостатками этого режима заземления нейтрали являются: возникновение дуговых перенапряжений при значительной расстройке компенсации; возможность возникновения множественных повреждений при длительном существовании дугового замыкания в сети;

возможность перехода однофазного замыкания в двухфазное при значительной расстройке компенсации; возможность значительных смещений нейтрали при недокомпенсации и возникновении неполнофазных режимов; возможность значительных смещений нейтрали при резонансной настройке в воздушных сетях; сложность обнаружения места повреждения; опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети; сложность обеспечения правильной работы релейных защит от однофазных замыканий, так как ток поврежденного присоединения очень незначителен.

Нейтраль, заземленная через резистор (высокоомный или низкоомный). Этот режим заземления используется очень редко, только в некоторых сетях собственных нужд блочных электростанций и сетях газоперекачивающих компрессорных станций. В то же время, если оценивать мировую практику, то резистивное заземление нейтрали – это наиболее широко применяемый способ.

Достоинствами резистивного заземления нейтрали являются отсутствие дуговых перенапряжений высокой кратности и множественных повреждений в сети, отсутствие необходимости в отключении первого однофазного замыкания на землю (только для высокоомного заземления нейтрали), исключение феррорезонансных процессов и повреждений трансформаторов напряжения, уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц при однофазном замыкании (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения), практически полное исключение возможности перехода однофазного замыкания в многофазное (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения), простое выполнение чувствительной и селективной релейной защиты от однофазных замыканий на землю, основанной на токовом принципе.

Недостатками резистивного режима заземления нейтрали являются: увеличение тока в месте повреждения; необходимость в отключении однофазных замыканий (только для низкоомного заземления); ограничение на развитие сети (только для высокоомного заземления).

Отсутствие дуговых перенапряжений при однофазных замыканиях и возможность организации селективной релейной защиты являются неоспоримыми преимуществами режима резистивного заземления нейтрали. Именно эти преимущества способствовали широкому распространению такого режима заземления нейтрали в разных странах.

Литература

1 Маньков, В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения [Текст]: Справочное пособие / В.Д. Маньков. – СПб.: ЭлектроСервис, 2010. – 664 с.

2 Методические указания по заземлению сетей 6–35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор: СТП 09110.20.187-09. ; введ. 01.03.10. – Минск: НИПИ РУ1 «Белэнергосетьпроект», 2009. – 182 с.

УДК 621.3

РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Файлер Р.В.

Научный руководитель – к.т.н., профессор СИЛЮК С.М.

При использовании атомной энергии, как и при использовании любого другого вида энергии, должен быть поставлен надежный заслон самой возможности отрицательного воздействия на человека новой техники и технологии. Применительно к атомной энергии – это комплекс мероприятий, предотвращающий вредное воздействие ионизирующих излучений на человека и объекты окружающей среды. Таким заслоном в атомной технике является система радиационной безопасности.

Радиоактивные выбросы АЭС и других объектов атомной промышленности значительно ниже регламентируемых. Система транспортирования и захоронения радиоактивных отходов достаточно надежно обеспечивает их локализацию и препятствует распространению радионуклидов по объектам окружающей среды.

Радиационная безопасность является одним из разделов техники безопасности. Из перечисленных задач следует, что для их решения необходимы компетенция и усилия специалистов различных отраслей знаний – радиобиологов, физиков, математиков, инженеров и гигиенистов.

Безусловно, что АЭС, как и любая электростанция другого типа, оказывают определенное влияние на окружающую среду. Однако в действии атомных станций нет ничего специфического, характерного только для них

Рассмотрим, какой вклад в повышение уровня облучения дает использование каменного угля, при сгорании которого выделяется гораздо больше частиц, чем при сгорании любого другого вида топлива, вследствие высокого содержания в нем золы. Годовое потребление угля в мире составляет несколько миллиардов тонн, из которых 70 % сжигается в топках электростанций, 20 % в коксовальных печах и 10 % используется для целей отопления. Современная тепловая электростанция (ТЭС), работающая на угле, потребляет 3 млн. т угля на производство 1 ГВт электроэнергии в год и выбрасывает 0,1 млн. т золы в воздух.

В золе угля содержание естественных радионуклидов возрастает примерно на порядок величины вследствие исключения органического компонента при его сжигании. Среднеарифметическая концентрация естественных радионуклидов в летучей фракции золы приведена в таблице 1. Рассеиваясь в атмосфере вместе с золой, естественные радионуклиды становятся источником дополнительного облучения населения, проживающего в районе расположения ТЭС, в первую очередь за счет ингаляционного поступления при прохождении шлейфа выброса. Наряду с этим выпадающие на поверхность земли естественные радионуклиды поступают в организм человека с пищевыми продуктами, вдыхаемым воздухом и питьевой водой.

Таблица 1 – Концентрация естественных радионуклидов в летучей фракции золы, образующейся при сжигании угля

Нуклид	Концентрация		Нуклид	Концентрация	
	Бк/кг	Ку/кг		Бк/кг	Ку/кг
⁴⁰ K	265	$7,2 \cdot 10^{-9}$	²¹⁰ Po	1700	$4,6 \cdot 10^{-8}$
²³⁸ U	200	$5,4 \cdot 10^{-9}$	²³² Th	70	$1,9 \cdot 10^{-9}$
²²⁶ Ra	226	$5,9 \cdot 10^{-9}$	²²⁸ Th	110	$3,0 \cdot 10^{-9}$
²¹⁰ Pb	930	$2,5 \cdot 10^{-8}$	²²⁸ Th	130	$3,5 \cdot 10^{-9}$

При практическом использовании атомной энергии человек, как правило, подвергается воздействию малых доз ионизирующего излучения, за исключением крайне редких,

единичных случаев воздействия больших доз излучения. При облучении людей в малых дозах нельзя обнаружить каких-либо видимых изменений в состоянии здоровья данного индивидуума сразу же после облучения. Эффекты облучения в этом случае проявляются через много лет в виде отдаленных последствий, которые носят стохастический характер. Для стохастических эффектов нельзя установить четкую причинную связь между лучевым воздействием и реакцией организма для данного индивидуума. Она может быть выявлена только на основе статистического анализа последствий воздействия ионизирующего излучения на большой контингент людей.

В настоящее время концепция беспорогового действия радиации является официальной доктриной, на базе которой ведется нормирование, оцениваются возможные неблагоприятные последствия при развитии тех или иных направлений атомной техники и на этой основе принимаются рекомендации по радиационной защите.

Помимо технических мер, направленных на повышение уровня безопасности АЭС, нужна постоянная информация о работе ядерных реактивов, остановках блоков, их причинах. В регионах, где намечается строительство АЭС, необходимо проводить широкое общественное обсуждение, т. к. атомная энергетика не может развиваться без поддержки со стороны населения. Обсуждение проблем ядерной энергетике и участие населения в этом процессе требуют определенных знаний о социальных, экологических, экономических аспектах энергетике.

В 2015 году Указом Президента Республики Беларусь от 16.02.2015 №62 «Об обеспечении безопасности при сооружении Белорусской атомной электростанции» введен особый порядок организации и осуществления контроля (надзора) за обеспечением безопасности при ее сооружении и вводе в эксплуатацию, который позволил всем надзорным органам осуществлять постоянный контроль (надзор) в своей сфере с применением санкций и иных мер воздействия. Порядок его организации и осуществления определен отдельным Положением, которое утверждено постановлением Правительства

Установлены 2 вида проверок – комплексные и в режиме постоянного контроля. Комплексные проверки осуществляются контролирующими органами по решению рабочей группы для координации надзора за строительством Белорусской АЭС в соответствии со своей компетенцией на основании программы проверки. Их особенность в том, что в них одновременно участвуют сразу несколько надзорных органов, что позволяет получить одномоментную полную картину обеспечения безопасности Белорусской АЭС с учетом многих аспектов, связанных между собой и влияющих друг на друга. Проверки в режиме постоянного контроля (надзора) осуществляются надзорными органами с целью оперативной оценки состояния безопасности в целях предупреждения и пресечения нарушений и устранения их последствий с периодичностью, устанавливаемой надзорными органами. Эти проверки проводятся в рамках компетенции надзорных органов, которые самостоятельно устанавливают требования к их проведению.

Литература

1 Гродненский областной центр гигиены, эпидемиологии и общественного здоровья [Электронный ресурс]. – Электронные данные. – Режим доступа: http://gigiena.inbel.biz/state/AC:DS_SELECTED_ID..DS_START_INDEX.295/1781339987. – Дата доступа: 12.12.2016.

2 Госатомнадзор [Электронный ресурс]. – Электронные данные. – Режим доступа: http://www.gosatomnadzor.gov.by/phocadownload/dokladi_i_obzori/The_review_of_a_status_of_NRS_in_Belarus_2015_ru.pdf. – Дата доступа: 12.12.2016.

УДК 621.3

НАЗНАЧЕНИЕ И РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

Чемерко П.П.

Научный руководитель – ПОТАЧИЦ Я.В.

Основные потребители электрической энергии, кроме активной мощности, потребляют от генераторов системы реактивную мощность. К числу потребителей, требующих большие намагничивающие реактивные токи для создания и поддержания магнитного потока, относятся асинхронные двигатели, трансформаторы, индукционные печи и другие. В связи с этим распределительные сети обычно работают с отстающим током.

Реактивная мощность, вырабатываемая генератором, получается с наименьшими затратами. Однако передача реактивной мощности от генераторов связана с дополнительными потерями в трансформаторах и линиях передач. Поэтому для получения реактивной мощности становится экономически выгодным применение синхронных компенсаторов, располагаемых на узловых подстанциях системы или непосредственно у потребителей.

Синхронные двигатели благодаря возбуждению постоянным током они могут работать с $\cos \varphi = 1$ и не потребляют при этом реактивной мощности из сети, а при работе, с перевозбуждением отдают реактивную мощность в сеть. В результате улучшается коэффициент мощности сети и уменьшаются падение напряжения и потери в ней, а также повышается коэффициент мощности генераторов, работающих на электростанциях.

Синхронные компенсаторы предназначаются для компенсации коэффициента мощности сети и поддержания нормального уровня напряжения сети в районах сосредоточения потребительских нагрузок.

Синхронным компенсатор – синхронная машина, работающая в двигательном режиме без нагрузки на валу при изменяющемся токе возбуждения.

В перевозбужденном режиме ток опережает напряжение сети, то есть является по отношению к этому напряжению емкостным, а в недовозбужденных – отстающим, индуктивным. В таком режиме синхронная машина превращается в компенсатор – в генератор реактивного тока.

Нормальным являемся перевозбужденный режим работы синхронного компенсатора, когда он отдает в сеть реактивную мощность.

Синхронные компенсаторы лишены приводных двигателей и с точки зрения режима своей работы в сущности являются синхронными двигателями, работающими на холостом ходу.

В связи с этим компенсаторы, как и служащие для этих же целей батареи конденсаторов, устанавливаемые на потребительских подстанциях, называют также генераторами реактивной мощности. Однако в периоды спада потребительских нагрузок (например, ночью) нередко возникает необходимость работы синхронных компенсаторов также в недовозбужденном режиме, когда они потребляют из сети индуктивный ток и реактивную мощность, так как в этих случаях напряжение сети стремится возрасти и для поддержания его на нормальном уровне необходимо загрузить сеть индуктивными токами, вызывающими в ней дополнительные падения напряжения.

Для этого каждый синхронный компенсатор снабжается автоматическим регулятором возбуждения или напряжения, который регулирует величину его тока возбуждения так, что напряжение на зажимах компенсатора остается постоянным.

Помимо компенсации реактивных токов индуктивных промышленных нагрузок, синхронные компенсаторы необходимы на ЛЭП. В длинных ЛЭП при малых нагрузках преобладает емкость линии, и они работают с опережающим током. Для того чтобы компенсировать этот ток, синхронный компенсатор должен работать с отстающим током, то есть недовозбужденным.

При значительной нагрузке ЛЭП, когда преобладает индуктивность потребителей электроэнергии, ЛЭП работает с отстающим током. В этом случае синхронный компенсатор должен работать с опережающим током, т. е. перевозбужденным.

Изменение нагрузки на ЛЭП вызывает изменение потоков реактивных мощностей по величине и фазе, приводит к значительным колебаниям напряжения в линии. В связи с этим возникает необходимость его регулирования.

Синхронные компенсаторы обычно устанавливаются на районных подстанциях.

Для регулирования напряжения в конце или середине транзитных ЛЭП могут быть созданы промежуточные подстанции с синхронными компенсаторами, которые должны регулировать либо поддерживать напряжение неизменным.

Работа таких синхронных компенсаторов автоматизируется, в связи с чем создается возможность плавного автоматического регулирования величины вырабатываемой реактивной мощности и напряжения.

Для осуществления асинхронного пуска все синхронные компенсаторы снабжаются пусковыми обмотками в полюсных наконечниках или их полюсы делаются массивными. При этом используется способ прямого, а в необходимых случаях – способ реакторного пуска.

В некоторых случаях мощные компенсаторы пускаются в ход также с помощью пусковых фазных асинхронных двигателей, укрепляемых с ними на одном валу. Для синхронизации с сетью при этом обычно используется метод самосинхронизации.

Так как синхронные компенсаторы не развивают активной мощности, то вопрос о статической устойчивости работы для них теряет остроту. Поэтому они изготавливаются с меньшим воздушным зазором, чем генераторы и двигатели, Уменьшение зазора позволяет облегчить обмотку возбуждения и удешевить машину.

Номинальная полная мощность синхронного компенсатора соответствует его работе с перевозбуждением, то есть номинальной мощностью синхронного компенсатора считается его реактивная мощность при опережающем токе, которую он может длительно нести в рабочем режиме.

Наибольшие значения тока и мощности в недовозбужденном режиме получаются при работе в реактивном режиме.

В большинстве случаев в недовозбужденном режиме требуются меньшие мощности, чем в перевозбужденном, но в некоторых случаях необходима большая мощность. Этого можно достигнуть увеличением зазора, однако это приводит к удорожанию машины, и поэтому в последнее время ставится вопрос об использовании режима с отрицательным током возбуждения. Поскольку синхронный компенсатор по активной мощности загружен только потерями, то, согласно он может работать устойчиво также с небольшим отрицательным возбуждением.

Литература

1 Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций: учеб. пособие для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

2 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., 1987. – 648 с.

УДК 621.3

ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ С ГИБКИМИ ПРОВОДНИКАМИ

Мартинайтис А.Э.

Научный руководитель – д.т.н., профессор СЕРГЕЙ И.И.

Типовыми решениями в открытых распределительных устройствах (ОРУ) напряжением 35 кВ и выше в качестве токоведущих частей рекомендуются гибкие проводники тех же марок и сечений, что и для воздушных линий электропередачи ЛЭП. При указанных напряжениях в ОРУ с жесткой ошиновкой требуется большое количество опорных изоляторов. Опорные изоляторы и жесткие шины сравнительно дороги. Жесткие шины чувствительны к сейсмическим воздействиям, а также к просадкам и наклонам опорных конструкций, требуют точной установки изоляционных опор и высокого качества строительно-монтажных работ. Они подвержены также ветровому резонансу, для борьбы с которым применяются специальные гасители вибрации.

Оценка электродинамической стойкости расщепленных проводов воздушных линий заключается в проверке их схлестывания и механической прочности. Для проверки схлестывания нужно выявить наибольший размах колебаний при коротких замыканиях (КЗ). Небольшие (на порядок меньше междуфазных) расстояния между проводами расщепленной фазы обуславливают большие электродинамические усилия, действующие внутри расщепленной фазы при КЗ. Испытания в опытных пролетах показали, что при определенном сочетании конструктивных параметров расщепленной фазы и величины токов КЗ возникает схлестывание проводов. После схлестывания провода фазы двигаются под действием междуфазных электродинамических усилий (ЭДУ). В момент максимального стягивания проводов в пучке под действием внутрифазных ЭДУ происходит резкое увеличение тяжения фаз.

Под электродинамической стойкостью гибких проводов электроустановок понимают их способность противостоять электродинамическому действию токов КЗ до и после автоматического отключения цепи КЗ без повреждений. ПУЭ указывает на ток КЗ в 20 кА, по достижении которого необходимо производить расчет гибких шин на электродинамическую стойкость. С возрастанием токов КЗ их электродинамическое действие становится ключевым фактором, определяющим габариты и механические характеристики токоведущих конструкций с гибкими проводами при проектировании.

В проектной и эксплуатационной практике для системы подвешенных проводов распределительных устройств (РУ) применяется термин «гибкая ошиновка». Широкое применение гибкой ошиновки в ОРУ напряжением 35 кВ и выше объясняется ее универсальностью, простотой монтажа, высокой механической прочностью. Внедрение глубоких вводов 110–220 кВ в большие города и крупные промышленные предприятия и размещение ТЭЦ и ГРЭС на стесненных площадках, при неблагоприятных условиях работы изоляции, привели к необходимости применения закрытых РУ (ЗРУ), аппараты и ошиновка которых размещаются в специальном помещении. В настоящее время ЗРУ 110–220 кВ сооружаются, как правило, с применением оборудования и ошиновки, предназначенных для ОРУ.

Анализ и обобщение результатов экспериментальных исследований позволяет составить подробную картину поведения гибких проводов при КЗ. В траекториях движения проводов выделяют два участка. На первом провода движутся с ускорением под действием электродинамических усилий (ЭДУ). Началом второго участка является положение провода в момент отключения КЗ. После отключения движение провода определяется сочетанием действия инерционных и упругих сил и тяжения провода. Из-за влияния температурных удлинений проводов, податливости опор, а также изменения формы проводов и гирлянд изоляторов траектории движения гибких проводников приобретают более сложную форму.

При компьютерных расчетах большое количество времени тратится на сбор массива исходных данных, а также на анализ результатов расчета. В проектной практике целесообразно применение упрощенных методов расчета параметров электродинамической стойкости гибких шин, реализованных в виде простых формул и таблиц. Практика применения упрощенных методик одобрена в международном и межгосударственном стандартах.

В общем случае провода движутся по разным траекториям с различной угловой скоростью из-за влияния ветра, наличия отпаяк в пролете и несимметричности пролета. Наиболее сближенными при КЗ могут оказаться провода сборных шин одной фазы с проводами спусков соседней фазы.

Следует заметить, что для расчета параметров электродинамической стойкости в случае пролетов со спусками предпочтительным является использование компьютерных программ. Упрощенные методы расчета позволяют определить только предельные отклонения гибких шин в таких пролетах.

Наиболее слабыми по механической прочности элементами являются опорные конструкции и аппараты РУ. Поэтому для них динамические усилия при КЗ наиболее опасны. При определении их механической прочности расчетные максимальные моменты и перерезывающие силы в любом сечении сравниваются с допустимыми значениями.

Гибкие шины распределительных устройств (РУ) обладают существенной гибкостью и могут принимать форму, обусловленную действием распределенных электродинамических усилий (ЭДУ), возникающих при коротком замыкании. Поэтому динамика гибких шин в общем случае описывается с использованием расчетной модели гибкой нити с распределенной по длине массой. Движение гибкой нити под воздействием распределенных нагрузок описывается дифференциальными уравнениями второго порядка в частных производных. Получить решение таких уравнений можно лишь численными методами.

Гибкая ошиновка с расщепленной фазой моделируется одной нитью с эквивалентной массой, включающей в себя массы фазных проводников и дистанционных распорок, масса которых распределяется равномерно по всей длине проводов.

подавляющее большинство пролетов гибкой ошиновки распределительных устройств высокого напряжения расположены в горизонтальной плоскости. Для расчета их электродинамической стойкости широко применяются упрощенные методы расчета, основанные на представлении провода сосредоточенной массой или физическим маятником. Они положены в основу межгосударственного и республиканского стандартов на расчет электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительных устройств.

В ходе данной работе было рассмотрено электродинамическое действие токов КЗ на гибкие проводники, условия и параметры электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительных устройств, упрощенный расчет максимальных тяжений шин при коротком замыкании.

Литература

1 Сергей, И.И. Упрощенный расчет максимальных тяжений проводов на двух стадиях их движения при коротком замыкании / И.И. Сергей, А.П. Андрукевич, Е.Г. Пономаренко // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2006. – № 6. – С. 12–26.

2 Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций: учеб. пособие для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

УДК 621.3

БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ

Севрук Д.А.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

Котельная установка представляет собой комплекс устройств, размещенных в специальных помещениях и служащих для преобразования химической энергии топлива в тепловую энергию пара или горячей воды.

Блочно-модульные котельные – это установки полной заводской готовности, предназначенные для отопления и горячего водоснабжения объектов производственного, жилищного и социального назначения. Блочно-модульные котельные являются конструкцией, представляющей из себя набор модулей, которые при поставке заказчику и дальнейшей сборке образуют готовую к эксплуатации производственную мощность.

Основные элементы котельной установки – котел, топочное устройство (топка), питательные и тягодутьевые устройства. Топочное устройство служит для сжигания топлива и превращения его химической энергии в тепло нагретых газов. Питательные устройства (насосы, инжекторы) предназначены для подачи воды в котел. Тягодутьевое устройство состоит из дутьевых вентиляторов, системы газоздуховодов, дымососов и дымовой трубы, с помощью которых обеспечиваются подача необходимого количества воздуха в топку и движение продуктов сгорания по газоходам котла, а также удаление их в атмосферу. Продукты сгорания, перемещаясь по газоходам и соприкасаясь с поверхностью нагрева, передают тепло воде.

За внешней простотой водогрейного модуля скрывается оптимальная схема теплообмена, что позволяет получить КПД 94 %, не падающее в течении всего срока эксплуатации. Универсальность конструкции водогрейных котлов способствует тому, что водогрейные котлы одинаково успешно применяются как для технологических нужд (сушки пиломатериалов или топлива), так и для отопления зданий.

Преимущества блочных котельных заключается в отсутствии тепловых магистралей, теряющих до 7 % тепла и обслуживание которых достигает 60 % в оплате за теплоснабжение. Компактность установки блочно-модульных котельных сводит к минимуму монтажные и пусконаладочные работы. Оптимизация всех режимов работы и подбор оборудования позволяют снизить стоимость котельной, что в сочетании с возможностями современной автоматики позволяет значительно повысить КПД.

Котельная на биотопливе предназначена для получения тепловой энергии путем сжигания биотоплива и передачи ее потребителю посредством нагретого теплоносителя с целью отопления жилых и производственных зданий, а также технологических помещений с температурой 95–115 °С. Доставка биотоплива к котельной осуществляется автотранспортом с использованием самосвальных прицепов, обеспечивающих как боковую, так и заднюю выгрузку топлива в механизированный приемник. Приемник имеет защитную откидывающуюся крышку. Открытие крышки перед загрузкой топлива осуществляется механическим приводом. Загруженное в приемник топливо перемещается при помощи подвижных стокеров на наклонный скребковый транспортер, который поднимает топливо к оперативному бункеру-дозатору и далее шнековым транспортером в котлы. В качестве биотоплива используются возобновляемые энергетические ресурсы, такие как торф (кусовой и фрезерный), отходы лесопиления (кора, щепа, опилки). На птицеводческих хозяйствах в качестве топлива можно применять подстилочный материал.

Каждая модульная котельная имеет высокий КПД и автоматически обеспечивает оптимальный режим работы всего отопительного оборудования. Блочные модульные котельные давно и успешно эксплуатируются, обеспечивая тепловой энергией производственные предприятия и объекты жилищно-коммунального хозяйства.

УДК 621.3

ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ ОРУ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА БАЗЕ КОМПАКТНОГО МОДУЛЯ КМ-ОРУ-110

Чернявская А.Г.

Научный руководитель – ПОТАЧИЦ Я.В.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) – распределительное устройство, оборудование которого располагается на открытом воздухе. Все элементы ОРУ размещаются на бетонных или металлических основаниях. Расстояния между элементами выбираются согласно ПУЭ. Сборные шины ОРУ могут выполняться как в виде жестких труб, так и в виде гибких проводов. Жесткие трубы крепятся на стойках с помощью опорных изоляторов, а гибкие подвешиваются на порталы с помощью подвесных изоляторов. Территория, на которой располагается ОРУ, в обязательном порядке огораживается.

Кроме двух основных (традиционных) решений конструкции ОРУ, существует так же и компактное решение, которое может быть реализовано с применением компонентов открытой установки и с элегазовой изоляцией. Примером такого решения является концепция компактного модуля для открытых распределительных устройств типа КМ-ОРУ-110 производства ЗАО «ЗЭТО». Модуль компактный принят межведомственной комиссией и соответствует ТУ3414-061-49040910-2007, согласованным ОАО «ФСК ЕЭС».

Модули предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 110 кВ, в составе подстанции и используются для электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей, сельскохозяйственных районов и крупных строителей, а также на стороне 110 кВ крупных сетевых подстанций и, при соответствующих условиях, на электрических станциях. Концепция модуля позволяет выполнять ОРУ 110 кВ в любой конфигурации.

Базовый модуль (рисунок 1) состоит из опорных металлоконструкций, элементов жесткой ошиновки с применением полимерных изоляторов типа ОСК-10-110, трехполюсного колонкового элегазового выключателя, однофазных трансформаторов тока, разъединителя шинного, разъединителя линейного.

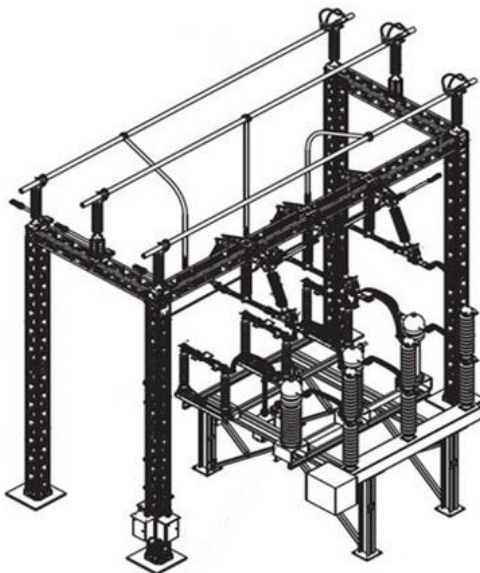


Рисунок 1 – Конструкция базового модуля

Сборные шины выполнены на базе жесткой ошиновки оригинальной разработки. Особенностью конструкции является подвесной шинный разъединитель, не требующий обслуживания, который позволяет создавать схемы ОРУ с одним выключателем на две рабочие системы шин.

Применение этой новинки, созданной на ЗАО «ЗЭТО», является более надежным решением, чем выкатной выключатель, совмещающий функции разъединителя (как у зарубежных аналогов). Кроме того, регламентные и ремонтные работы на выключателе и трансформаторах тока в КМ ОРУ можно проводить без погашения системы сборных шин в полном соответствии с требованиями по электробезопасности.

Базовый модуль может дополняться блоками заземления, измерения, ограничения перенапряжений, обработки ВЧ сигнала, и т. п. для реализации любых схем. По желанию заказчика этот набор может быть дополнен ячейковым порталом, линейным порталом, кабельными конструкциями в пределах ячейки, линейной изоляцией с арматурой, шкафами промежуточных соединений и выносными блоками управления.

Строительство и монтаж подстанции в каждом случае осуществляется на основании проекта – привязки, выполненного проектной организацией.

Таблица 1 – Технические характеристики КМ ОРУ 110 кВ

Наименование параметров	Норма
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	2000
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости), кА	40
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	100
Номинальный ток отключения выключателя, кА	40
Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока, с: – для главных ножей – для заземлителей	3 1
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ: – относительно земли – между разомкнутыми контактами	450 570
Испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты, кВ: – относительно земли – между разомкнутыми контактами	230 230
Сейсмостойкость по шкале MSK-64, баллы	9
Толщина гололеда, мм	20
Скорость ветра при максимальной толщине гололеда, м/с	15
Скорость ветра без гололеда, м/с	40
Степень загрязнения изоляции по ГОСТ 9920	II*
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ1

Одним из преимуществ концепции модуля является возможность реализации различных типов модулей (в зависимости от его назначения в схеме) комбинацией блоков и

металлоконструкций. Каждый блок имеет опорную металлоконструкцию, состоящую из опорных стоек и продольных швеллеров с растяжками.

На продольные швеллеры укладываются поперечные цоколи для установки оборудования. Металлоконструкция собирается на объекте при помощи болтовых соединений. Конструкция опорных стоек позволяет устанавливать последовательно несколько блоков с общей металлоконструкцией, что позволяет при необходимости развития схемы использовать ранее смонтированные блоки на месте без доработки.

Оборудование соединяется между собой жесткими или гибкими соединениями в зависимости от компоновки оборудования. Узлы крепления жестких соединений обеспечивают компенсацию температурных изменений длины шин.

Технические характеристики КМ ОРУ 110 кВ представлены в таблице 1.

Литература

1 Распределительные устройства 110 кВ на базе компактного модуля типа КМ ОРУ [Текст]: информ.-аналит. журн. / учредитель ЗАО «ЗЭТО». – 2009.

2 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ [Текст]: информ.-аналит. журн. – М. : Энергосетьпроект, 2006.

УДК 621.316

ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ГИБКОЙ ОШИНОВКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 110 КВ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ

Баран А.Г.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

Объектом исследования является гибкая ошиновка открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ модернизируемой подстанции 110/10 кВ. Исследования электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительного устройства обусловлены ростом уровня тока короткого замыкания в районе расположения подстанции.

Открытое распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме двойной системы шин, с одним выключателем на присоединение. Элегазовые выключатели располагаются в один ряд. Выход воздушных линий предусмотрен в северном направлении, а силовых трансформаторов – в южном. Проводники расположены в трех ярусах. Первый ярус располагается на высоте около 4 м, второй – шинный порталы – на высоте 7,85 м, а третий – линейные порталы – 11,35 м от уровня земли. Опорные конструкции – железобетонные. Расстояние между точками подвеса проводников на шинных порталах составляет 3 м, а на линейных – 2,5 м. Шаг ячеек – 9 м. При выполнении расчетов высоты аппаратов необходимо будет брать из соответствующего чертежа исследуемой ячейки. Согласно спецификации, ошиновка ОРУ выполнена проводом АС-185/29, для подвеса провода использованы гирлянды изоляторов 10×ПС70Е. Стрела провеса для всех пролетов составляет 5 %.

ОРУ 110 кВ подстанции состоит из 7 ячеек, из которых:

- 1 – ячейка отходящей линии с шинными аппаратами первой системы шин;
- 2 – ячейка отходящей линии;
- 3 – ячейка присоединения силового трансформатора;
- 4 – ячейка резервная;
- 5 – ячейка отходящей линии;
- 6 – ячейка присоединения силового трансформатора;
- 7 – ячейка шиносоединительного выключателя с шинными аппаратами второй системы шин.

В соответствии с конструктивными чертежами распределительное устройство подстанции состоит из шести шинных пролетов (рисунок 1) длиной 18 м, 19 м и 27 м, а также восьми анкерных пролетов ячеек 3, 6 и 7 распределительного устройства длиной – 25 м, 21 м, 16,7 м и 16 м (рисунок 2–4). Длины анкерных пролетов (с севера на юг) составляют для ячейки 3 – 25 м, 21 м и 16,7 м (пролет косой – имеет горизонтальное смещение относительно оси в западном направлении), для ячейки 6 – 25 м, 21 м (пролет косой – имеет горизонтальное смещение относительно оси в западном направлении) и 16,7 м, для ячейки 7 – 25 м и 16 м.

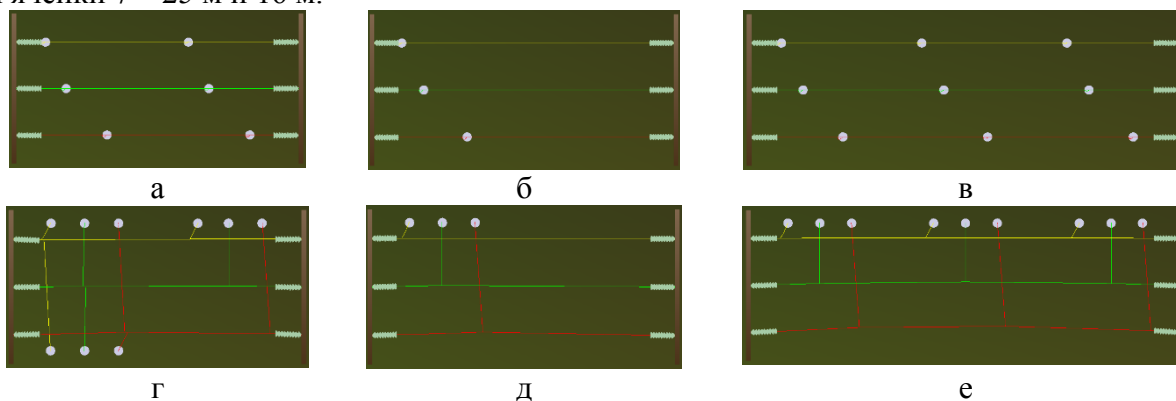
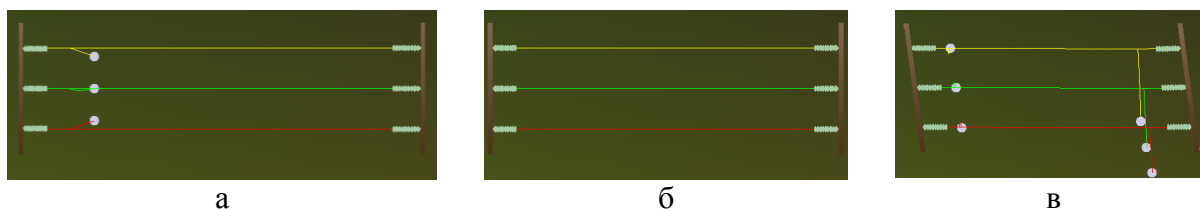
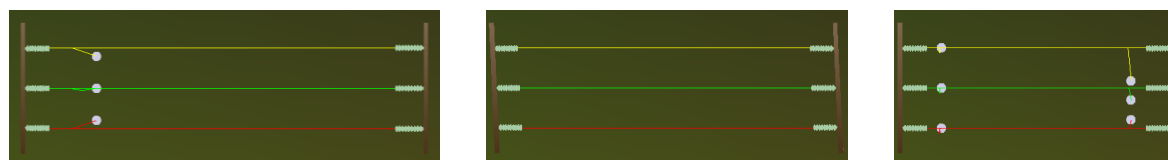


Рисунок 1 – План расположения шинных пролетов
а и г – пролеты длиной 18 м; б и д – 19 м; в и е – 27 м



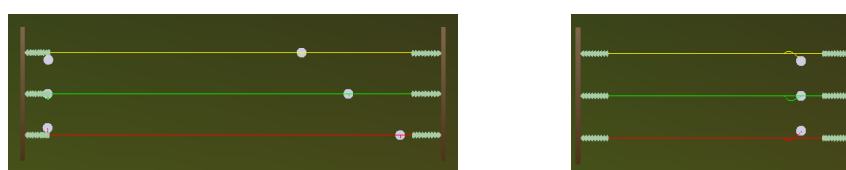
а б в

Рисунок 2 – План расположения пролетов ячейки 3
а – пролет длиной 25 м; б – 21 м; в – 16,7 м (со смещением)



а б в

Рисунок 3 – План расположения пролетов ячейки 6
а – пролет длиной 25 м; б – 21 м (со смещением); в – 16,7 м



а б

Рисунок 4 – План расположения пролетов ячейки 7
а – пролет длиной 25 м; б – 16 м

Состав конструктивного исполнения анкерных пролетов следующий:

- Пролет длиной 25 м (без смещения по оси пролета):
- ячейка 3 и 6 с одной отпайкой (рисунок 2а и 3а);
- ячейка 7 с двумя отпайками (рисунок 4а).
- Пролет длиной 21 м:
- ячейка 3 без отпаек (без смещения по оси пролета) (рисунок 2б);
- ячейка 6 без отпаек (со смещением вдоль оси пролета) (рисунок 3б).
- Пролет длиной 16,7 м:
- ячейка 3 с двумя отпайками (со смещением по оси пролета) (рисунок 2в);
- ячейка 6 с двумя отпайками (без смещения по оси пролета) (рисунок 3в).
- Пролет длиной 16 м (без смещения по оси пролета):
- ячейка 7 с одной отпайкой (рисунок 4б).

Механический расчет выполнен по компьютерной программе MR215 в регламентированных для территории республики ПУЭ [1] четырех климатических режимах (таблица 1). Расчеты выполнены для каждой фазы шинных и анкерных пролетов распределительного устройства. Если же геометрия некоторых или всех фаз одного пролета идентичны, то расчет не дублировался (примером идентичности геометрии служит представленный на рисунке 2 пролет длиной 21 м ячейки 3). Результаты механического расчета используются для построения монтажных кривых и определения начального положения ошиновки для электродинамического расчета.

Таблица 1 – Параметры климатических режимов

Номер климатического режима	1	2	3	4
Температура провода, °С	-5	-5	-5	40
Скорость ветра, м/с	15	30	0	0
Толщина стенки гололеда, мм	15	0	15	0

При оценке электродинамической стойкости конструкции в проектной практике нельзя полагаться на результаты одного расчета [3–4]. Следует провести серию расчетов с подбором наиболее тяжелых условий короткого замыкания для данной конструкции, изменяя величину тока, продолжительность, вид и место короткого замыкания, климатические условия и другие параметры. Причем, наибольшие возможные ток и продолжительность КЗ далеко не всегда будут являться самыми тяжелыми условиями с точки зрения электродинамической стойкости гибких шин со спусками [4].

Расчет электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительного устройства подстанции выполнялся по компьютерной программе FleBus [4]. Вычислительный эксперимент проводился для каждого из пролетов распределительного устройства в режиме «нормальной» эксплуатации при температуре воздуха в 25 °С при отсутствии ветра и гололедного отложения. Также выполнены расчеты в четырех регламентированных ПУЭ климатических режимах (таблица 1). Для пролетов, имеющих отпайки к электрическим аппаратам были выполнены расчеты этих же пролетов без отпайк.

Вычислительный эксперимент выполнен путем проведения серийных расчетов шинных и анкерных пролетов для токов короткого замыкания от 0 кА до 50 кА с шагом 0,5 кА. Расчеты проводились для двухфазных коротких замыканий между шинами А и В, В и С и А и С.

Критериями потери электродинамической стойкости считаем:

- схлестывание проводов фаз;
- схлестывание спусков отпайки с проводниками шин;
- схлестывание спусков отпайки.

Результаты вычислительного эксперимента для режима «нормальной» эксплуатации приведены в таблицах 2–3.

Таблица 2 – Ток электродинамической стойкости пролетов ОРУ по критерию – схлестывание проводов фаз

Пролет	КЗ между фазами		
	А и В	В и С	А и С
Шинные пролеты			
18 м (рисунок 1а)	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
18 м (рисунок 1г)	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
19 м (рисунок 1б)	42 кА	> 50 кА	> 50 кА
19 м (рисунок 1д)	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
27 м (рисунок 1в)	41 кА	39 кА	> 50 кА
27 м (рисунок 1е)	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
Анкерные пролеты			
25 м (рисунок 2а)	22 кА	23 кА	> 50 кА
21 м (рисунок 2б)	21 кА	21 кА	> 50 кА
16,7 м (рисунок 2в)	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
25 м (рисунок 3а)	22 кА	23 кА	> 50 кА
21 м (рисунок 3б)	21 кА	21 кА	> 50 кА
16,7 м (рисунок 3в)	> 50 кА	47 кА	> 50 кА
25 м (рисунок 4а)	27 кА	24 кА	> 50 кА
16 м (рисунок 4б)	40 кА	> 50 кА	> 50 кА

Анализ данных вычислительного эксперимента показывает, что в режиме «нормальной» эксплуатации:

– по критерию схлестывания проводов фаз (таблица 2) наименьший ток электродинамической стойкости в 21 кА имеют анкерные пролеты длиной 21 м (рисунок 2б и 3б);

– по критерию схлестывания спусков отпайки с проводниками шин (таблица 3) – наименьший ток электродинамической стойкости в 16 кА (рисунок В.6) имеет шинный пролет длиной 27 м (рисунок 1е);

– по критерию схлестывания спусков отпайки (таблица 4) – наименьший ток электродинамической стойкости в 23 кА имеет анкерный пролет длиной 16,7 м (рисунок 2в).

Таблица 3 – Ток электродинамической стойкости пролетов ОРУ

Пролет	Отпайка	Схлестывание спусков отпайки с проводниками шин			Схлестывание спусков отпайки		
		КЗ между фазами			КЗ между фазами		
		А и В	В и С	А и С	А и В	В и С	А и С
Шинные пролеты							
18 м (рисунок 1а)	1	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
18 м (рисунок 1г)	1	> 50 кА	23 кА	30 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	33 кА	> 50 кА	39 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	3	49 кА	28 кА	44 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
19 м (рисунок 1б)	1	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
19 м (рисунок 1д)	1	31 кА	21 кА	29 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
27 м (рисунок 1в)	1	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	> 50 кА	40 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	3	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
27 м (рисунок 1е)	1	29 кА	23 кА	27 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	16 кА	18 кА	25 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	3	31 кА	22 кА	41 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
Анкерные пролеты							
25 м (рисунок 2а)	1	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
21 м (рисунок 2б)	–	–	–	–	–	–	–
16,7 м (рисунок 2в)	1	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	23 кА	27 кА	27 кА
25 м (рисунок 3а)	1	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
21 м (рисунок 3б)	–	–	–	–	–	–	–
16,7 м (рисунок 3в)	1	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
	2	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	26 кА	> 50 кА	50 кА
25 м (рисунок 4а)	1	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	38 кА	29 кА	> 50 кА
	2	45 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА
16 м (рисунок 4б)	1	> 50 кА	> 50 кА	> 50 кА	37 кА	29 кА	> 50 кА

Исходя из этого следует, что в режиме «нормальной» эксплуатации ток электродинамической стойкости рассматриваемого распределительного устройства по критерию схлестывания составляет 16 кА.

Анализ результатов вычислительного эксперимента для регламентированных ПУЭ климатических режимов показывает, что:

– по критерию схлестывания проводов фаз наименьший ток электродинамической стойкости в 21 кА имеют анкерные пролеты длиной 25 м (рисунок 2а и 3а) и анкерные пролеты длиной 21 м (рисунок 2б и 3б);

– по критерию схлестывания спусков отпайки с проводниками шин – наименьший ток электродинамической стойкости в 16 кА имеет шинный пролет длиной 27 м (рисунок 1е);

– по критерию схлестывания спусков отпайки – наименьший ток электродинамической стойкости в 21 кА имеет анкерный пролет длиной 16,7 м (рисунок 2в).

Исходя из этого следует, что в регламентируемых ПУЭ климатических режимах ток электродинамической стойкости рассматриваемого распределительного устройства по критерию схлестывания составляет 16 кА.

На основании проведенного анализа результатов вычислительного эксперимента можно сделать заключение, что ток электродинамической стойкости исследуемого распределительного устройства по критерию схлестывания составляет 16 кА.

Литература

1 Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.

2 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. – 9-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

3 Токоведущие части электростанций и подстанций: методическое пособие для студентов специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции», 1-43 01 03 «Электроснабжение» и 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / И.И. Сергей [и др.]. – Минск : БНТУ, 2011. – 82 с.

4 Сергей, И.И. Проверка на схлестывание гибкой ошиновки распределительных устройств электростанций: методические указания для студентов специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции», 1-43 01 02 «Электроснабжение» и 1-43 01 03 «Электрические системы и сети» / И.И. Сергей, Е.Г. Пономаренко. – Минск : БНТУ, 2008. – 44 с.

УДК 621.3

ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕРКОНОВ

Якушев Д.С.

Научный руководитель – к.т.н., БУЛОЙЧИК Е.В.

Геркон – электромеханическое коммутационное устройство, изменяющее состояние подключенной электрической цепи при воздействии магнитного поля от постоянного магнита или соленоида. Геркон представляет собой упругие ферромагнитные контакты, запаянные в герметичную стеклянную колбу и совмещающие функции токопровода, магнитопровода и пружины. Герконы используются как датчики положения, концевые выключатели и т. д. Контакты в герконе изолированы от внешней среды, поэтому использовать его можно и в условиях повышенной запыленности, и в агрессивных средах.

Задача построения релейной защиты без трансформаторов тока (ТА) является весьма актуальной из-за их больших погрешностей в переходных режимах, металлоемкости и необходимости резервировать защиты, и ТА другими устройствами, выполняющими те же функции. Одним из направлений решения этой задачи является построение релейной защиты без ТА на герконах. На них уже разработаны дистанционная, дифференциальная и максимальные токовые защиты. Защита с зависимой выдержкой времени еще не реализована, однако некоторые авторы рассматривают возможность ее реализации, которые представлены в работе. Схема реле на герконах с обратзависимой времятоковой характеристикой представлена на рисунке 1.

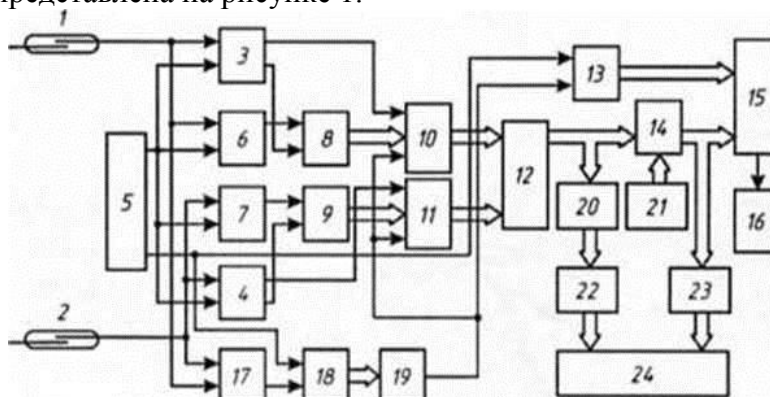


Рисунок 1 – Схема реле на герконах с обратзависимой времятоковой характеристикой

Реле фиксирует время Δt между моментами замыкания и размыкания контактов геркона, предварительно установленного так, чтобы он замыкался при токе $I_{ср}$ в фазе электроустановки и размыкался при токе $I_{отп}$. Определение амплитуды тока по времени между срабатыванием и отпаданием контактов геркона показано на рисунке 2.

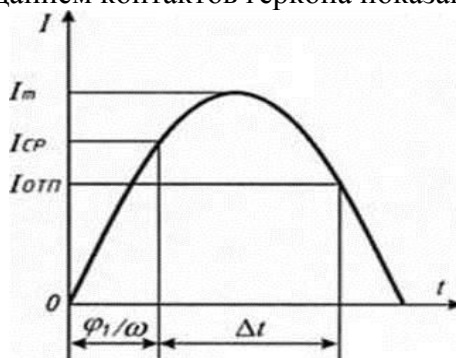


Рисунок 2 – Определение амплитуды тока

По $I_{ср}$, $I_{отп}$ и Δt определяется амплитуда I_m тока в этой фазе по формуле (1):

$$I_m = I_{CP} \sqrt{\frac{1 + (I_{отп} / I_{CP})^2 - 2 \cdot ((I_{отп} / I_{CP}) \cdot \cos(\omega \Delta t))}{\sin(\omega \Delta t)}}, \quad (1)$$

где ω – угловая частота тока.

Однако построение зависимости $I_m = f(\Delta t)$ на основе формулы (1) имеет большие погрешности, так как не учитывает собственное время срабатывания геркона, которое достигает 2–6 мс

Рассмотренное реле на герконах с зависимой выдержкой времени позволяет упростить схему отказавшись от ТА. Так же в работе показано что измерение времени между моментами замыкания и размыкания контактов герконов, расположенных под фазами электроустановки позволяет определить ток в фазе.

В работе рассмотрена возможность создания герконового реле на переменном токе. Рассчитывать на использование для питания катушки управления реле трехфазного выпрямленного тока с частотой пульсаций не менее 300 Гц не приходится. Поэтому для практического использования герконового реле на переменном токе остается лишь одна альтернатива – выпрямитель со сглаживающим фильтром на основе электролитического конденсатора достаточно большой емкости. Существенным недостатком такого включения реле является значительное увеличение времени срабатывания и отпускания из-за наличия конденсатора.

Герконы имеют некоторые специфические особенности, которые следует учитывать при их использовании. По сравнению с обычными реле, герконы имеют очень малую перегрузочную способность, обусловленную малой массой и теплоемкостью контактов, а также малую величину контактного нажатия и относительно продолжительный дребезг контактов при замыкании. По этим причинам даже кратковременное превышение максимально допустимых параметров коммутации приводит к сильной электрической эрозии контактных элементов и их «залипанию».

На основе разветвленных магнитных систем, аналогичных магнитным системам сложных электромеханических реле защиты и чувствительного элемента на основе геркона возможно создание не только простейших реле защиты, таких, как реле максимального тока, но и значительно более сложных устройств защиты, например, таких как реле мощности, реле сопротивления и т. п. Совершенно очевидно, что такие реле не смогут заменить многофункциональные микропроцессорные релейные терминалы, однако они оказываются вполне конкурентоспособными с однофункциональными микропроцессорными устройствами защиты. Как известно, микропроцессорные и электромеханические реле по-разному реагируют на аварийные режимы.

Литература

- 1 Гуревич, В.И. Универсальные защитные реле максимального тока нового поколения / В.И. Гуревич // Электротехника. – 1994. – № 1. – С. 61–65.
- 2 Гуревич, В.И. Микропроцессорные реле защиты. Новые перспективы или новые проблемы? / В.И. Гуревич // Новости электротехники. – 2005. – № 6 (36). – С. 57–60.
- 3 Гуревич, В.И. Микропроцессорные реле защиты: альтернативный взгляд. / В.И. Гуревич // Мир техники и технологий. – 2006. – №2. – С. 8–11.
- 4 Дьяков, А.Ф. Электроэнергетика мира в начале XXI столетия (по материалам 39-й сессии СИГРЭ, Париж) / А.Ф. Дьяков, В.Х. Ишкин, Д.Г. Мамиконянц, В.А. Семенов // Энергетика за рубежом. – 2004. – № 4. – С. 7–16.
- 5 Клецель, М.Я. Реле сопротивления на герконах / М.Я. Клецель, М.А. Жуламанов // Электротехника. – 2004. – С. 38–44.
- 6 Клецель, М.Я. Особенности построения на герконах дифференциально-фазных защит трансформаторов / М.Я. Клецель, П.Н. Майшев // Электротехника. – 2007. – № 12. – С. 2–7.
- 7 Клецель, М.Я. О построении на герконах защит высоковольтных установок без трансформаторов тока / М.Я. Клецель, В.В. Мусин // Электротехника. – 1987. – № 4. – С. 11–13.

УДК621.315.21

КОНСТРУКЦИЯ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

Карачев П.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент БУЛАТ В.А.

Силовой кабель – кабель для передачи электроэнергии токами промышленных частот. Силовые кабели предназначены для передачи по ним на расстояние электроэнергии, используемой для питания электрических установок. Они имеют одну или несколько изолированных жил, заключенных в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься соответствующий защитный покров и в необходимых случаях броня.

Силовые кабели состоят из следующих основных элементов:

- токопроводящих жил, предназначенных для прохождения электрического тока;
- изоляции, служащей для обеспечения необходимой электрической прочности;
- оболочек, защищающих внутренние элементы кабеля от увлажнения;
- защитных покровов, предназначенных для защиты оболочки силового кабеля от внешних воздействий.

Токопроводящие жилы изготавливают из медной проволоки марок ММ (мягкая) и МТ (твердая) и алюминиевой марок АМ (мягкая), АПТ (полутвердая), АТ (твердая) и АТП (повышенной твердости).

Проволоку скручивают в стренгу (часть гибкой многопроволочной жилы, скрученная из нескольких проволок) или в жилу. При правильной скрутке проволока в жиле, в стренге, а также стренги в жиле должны прилегать друг к другу, при этом не должно быть перекрещиваний проволок или стренг, расположенных в одном повиве.

В зависимости от условий прокладки алюминиевые и медные жилы изготавливают различной гибкости и делят на шесть классов. В связи с этим жилы могут быть однопроволочными или многопроволочными. Для неподвижной прокладки применяют жилы I, II и III классов, для подвижной – более гибкие жилы IV, V и VI классов. Для силовых кабелей стационарной прокладки изготавливают жилы круглой или фасонной формы.

Применение секторных и сегментных жил вместо круглых приводит к уменьшению диаметра кабеля на 20–25 % и соответственно к сокращению расхода материалов на изоляцию, оболочку и защитные покровы. Экономия материалов также достигается уплотнением жил, которое выполняется на специальных вальцах. Жилы одножильных кабелей всех сечений и многожильных кабелей до 16 мм² изготавливают круглой формы, а жилы кабелей с поясной изоляцией сечением 25 мм² и более – секторной или сегментной формы.

Применение однопроволочных алюминиевых жил сечением до 240 мм² уменьшает стоимость кабелей (исключается скручивание отдельных проволок), но одновременно увеличивает общую жесткость кабелей, что создает определенные трудности при их прокладке, особенно в зимнее время. В обозначение кабелей с однопроволочными жилами после цифры, указывающей сечение, добавляют буквы ож.

Подушка кабеля представляет собой концентрические слои волокнистых материалов и битумного состава или битума поверх оболочки. Она предназначена для предохранения оболочек кабеля от повреждения лентами или проволоками брони и защиты ее от коррозии и не имеет обозначения. Усиленную подушку с дополнительной обмоткой двумя пластмассовыми лентами, обеспечивающую защиту от коррозии и блуждающих токов, маркируют буквой л. Для повышения стойкости против коррозии подушку изготавливают с двумя слоями пластмассовых лент и маркируют цифрой и буквой – 2л.

Для повышения коррозионно- и влагостойкости подушки поверх лент из ПВХ пластиката (или другого равноценного материала) накладывают слой выпрессованного полиэтилена или ПВХ пластиката. В маркировке этот тип подушки обозначают буквами п (полиэтилен) и в (ПВХ пластикат). Защитные покровы без подушки маркируют буквой б.

Минимальная толщина подушки зависит от конструкции, диаметра кабеля и составляет 1,5–3,4 мм.

Броня служит для защиты кабелей от механических повреждений. Для кабелей, не подвергающихся в процессе эксплуатации растягивающим усилиям, применяют ленточную броню. Она состоит из двух стальных лент толщиной от 0,3 до 0,8 мм (в зависимости от диаметра кабеля по оболочке) и накладывается так, чтобы верхняя лента перекрывала зазоры витками нижней ленты. Для кабелей, подвергающихся растягивающим усилиям, применяют броню из стальных оцинкованных плоских или круглых проволок. Толщина брони из стальных оцинкованных плоских проволок составляет 1,5–1,7 мм, а диаметр круглых – 4–6 мм.

Изоляция служит для обеспечения необходимой электрической прочности токопроводящих жил силового кабеля по отношению друг к другу и к заземленной оболочке (земле). Для изолирования жил кабелей между собой и от наружных металлических оболочек применяют: бумажную, поливинилхлоридную, резиновую и изоляцию из сшитого полиэтилена.

Основные преимущества кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-кабелей) перед кабелями с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ-кабелями):

- термическая стойкость кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена при токах короткого замыкания (КЗ) выше;
- большой срок службы кабелей из сшитого полиэтилена;
- более легкие условия монтажа;
- кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена можно прокладывать при отрицательных температурах;
- отсутствие в конструкции кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена жидких компонентов;
- высокоэкологичны;
- высокие диэлектрические свойства изоляции.

В настоящее время на мировом рынке кабельно-проводниковой продукции наблюдается стабильное увеличение производства-потребления кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Литература

- 1 Алиев, И.И. Кабельные изделия. Справочник / И.И. Алиев. – 2015. – № 12, 13 (250, 251). – С. 9–16.
- 2 Яманова, Л.В. Электроизоляционные материалы кабельного производства / Л.В. Яманова. – М. : Информстандартэлектро, 2010. – 118 с.

УДК 621.3

ПРИНЦИП РАБОТЫ И ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Петрашко В.Ю.

Научный руководитель – КИСЛЯКОВ А.Ю.

В компрессор газотурбинного силового агрегата подается чистый воздух. Под высоким давлением воздух из компрессора направляется в камеру сгорания, куда подается и основное топливо – газ. Смесь воспламеняется. При сгорании газозоудушной смеси образуется энергия в виде потока раскаленных газов. Этот поток с высокой скоростью устремляется на рабочее колесо турбины и вращает его. Вращательная кинетическая энергия через вал турбины приводит в действие компрессор и электрический генератор. С клемм электрогенератора произведенное электричество, обычно через трансформатор, направляется в электросеть, к потребителям энергии.

Газовые турбины описываются термодинамическим циклом Брайтона. Цикл Брайтона – термодинамический цикл, описывающий рабочие процессы газотурбинного, турбореактивного и прямоточного воздушно-реактивных двигателей внутреннего сгорания, а также газотурбинных двигателей внешнего сгорания с замкнутым контуром газообразного рабочего тела.

Цикл назван в честь американского инженера Джорджа Брайтона, который изобрел поршневой двигатель внутреннего сгорания, работавший по этому циклу.

Иногда этот цикл называют также циклом Джоуля – в честь английского физика Джеймса Джоуля, установившего механический эквивалент тепла.

Как и во всех циклических тепловых двигателях, чем выше температура сгорания, тем выше КПД. Сдерживающим фактором является способность стали, никеля, керамики или других материалов, из которых состоит двигатель, выдерживать температуру и давление. Значительная часть инженерных разработок направлена на то, чтобы отводить тепло от частей турбины. Большинство турбин также пытаются рекуперировать тепло выхлопных газов, которые, в противном случае, теряется впустую.

Рекуператоры – это теплообменники, которые передают тепло выхлопных газов сжатому воздуху перед сгоранием. При комбинированном цикле тепло передается системам паровых турбин. И при комбинированном производстве тепла и электроэнергии отработанное тепло используется для производства горячей воды.

Механически газовые турбины могут быть значительно проще, чем поршневые двигатели внутреннего сгорания. Простые турбины могут иметь одну движущуюся часть.

Данное оборудование способно функционировать на разных видах топлива. В ГТУ используются следующие виды горючего:

- природный газ;
- керосин;
- биогаз;
- дизельное топливо;
- нефтяной газ попутного типа;
- коксовый, древесный, шахтный газ и другие виды.

Многие такие турбины способны работать и на низкокалорийном виде топлива, в котором содержится небольшое количество метана (порядка 3 %).

Отличительные особенности газотурбинных установок:

– Незначительный вред, причиняемый окружающей среде. Это малый расход масла. Способность работать на отходах самого производства.

– Небольшие габариты и вес. Это позволяет располагать данное оборудование на небольших площадках, что экономит деньги.

– Незначительный уровень шума, а также вибрации. Данный показатель находится в пределах 80–85 дБА.

– Способность газотурбинного оборудования работать на различном топливе позволяет применять его практически в любом производстве. При этом предприятие сможет само выбирать экономически выгодный вид топлива, опираясь на специфику своей деятельности;

– Продолжительная работа с минимальной нагрузкой. Это касается и режима холостого хода.

– На протяжении одной минуты данное оборудование способно выдерживать превышение номинальной величины тока на 150 процентов. А в течение 2 часов – 110 %.

– При трехфазном симметричном «КЗ» система генератора способна выдержать на протяжении 10 секунд порядка 300 процентов номинального непрерывного тока.

– Отсутствие водяного охлаждения.

– Высокая надежность работы.

– Продолжительный ресурс работы (около 200 000 часов).

– Использование оборудования в любых климатических условиях.

– Умеренная цена строительства и небольшие затраты во время самой работы, ремонта и технического обслуживания.

В зависимости от того, что именно необходимо заказчику, ГТУ могут дополнительно оснащаться водонагревательными и паровыми котлами. Это позволяет получать пар с различным давлением, который будет применяться для решения различных производственных задач. Также, это позволяет получить горячую воду, которая будет иметь стандартную температуру.

При использовании ГТУ в виде оборудования силового типа для мощных ТЭС, а также мини-ТЭЦ, вы получите оправданное экономическое решение. Обусловлено это тем, что сегодня практически все электростанции работают на газе. Они имеют очень низкую для потребителя удельную стоимость, что касается строительства и небольших затрат во время последующего использования.

Лишняя, причем даже бесплатная, тепловая энергия позволяет без каких либо затрат на электроэнергию настроить вентиляцию (кондиционирование) производственных помещений. И это можно делать в любое время года. Охлажденный таким способом теплоноситель, можно использовать для разных промышленных нужд. Такой вид технологии носит название «тригенерация».

Литература

1 Могильницкий, И.П. Газотурбинные установки / И.П. Могильницкий, В.П. Ларионов. – М. : Энергоиздат, 1999.

2 Пешков, И.Б. Газотурбинные установки / И.Б. Пешков, Г.И. Мещанов, М.К. Каменский. – М. : Энергоиздат, 2007.

УДК 621.3

МОДЕЛИРОВАНИЕ БРОСКА ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В СРЕДЕ SIMULINK MATLAB

Бойков А.Д.

Научный руководитель – АРТЕМЕНКО К.И.

Пакет расширения SimPowerSystems является распространенным инструментом для моделирования электротехнических устройств в системе MatLab-Simulink. Представлена модель силового трехфазного двухобмоточного трансформатора из библиотеки SimPowerSystem. В библиотеке данного пакета имеется несколько моделей трансформаторов – линейных и нелинейных, одно- и трехфазных, двух- и трехобмоточных. Особый интерес представляет модель трехфазного двухобмоточного трансформатора, которая является важнейшим элементом как для моделирования энергосистемы любого уровня сложности, так и для проверки работоспособности современных устройств релейной защиты и автоматики. Данная модель основана на использовании каталожных данных силового трансформатора. Основное внимание уделено характеристикам намагничивания стали магнитопровода для модели силового трансформатора. Для всех трансформаторов из библиотеки Simulink-SimPowerSystems параметры схемы замещения задаются в относительных единицах (о. е. в зарубежных источниках р. и.). В более поздних версиях программы появляется возможность задавать параметры в именованных единицах, однако преимущества относительных единиц общеизвестны и при отсутствии известной мощности трансформатора не будет большой ошибкой взять средние значения из известного диапазона. Например, для трансформаторов мощностью от 300 кВ·А до 300 МВ·А индуктивное сопротивление обмоток находится в диапазоне от 0,03 до 0,12 о. е., а активное сопротивление обмоток – от 0,002 до 0,005 о. е.

В ходе моделирования были воссозданы процессы, протекающие в магнитопроводе ненагруженного трансформатора, включаемого под напряжение. Как и ожидалось, при включении трансформатора на холостой ход возникает значительный бросок тока. В момент включения он в несколько раз превышает номинальный ток трансформатора и сопровождается высоким уровнем апериодической составляющей и второй гармоники. Осциллограммы броска тока намагничивания, полученные в ходе моделирования с использованием рассматриваемого трансформатора, подтвердили адекватность модели. Искомые осциллограммы приведены на рисунках 1–3.

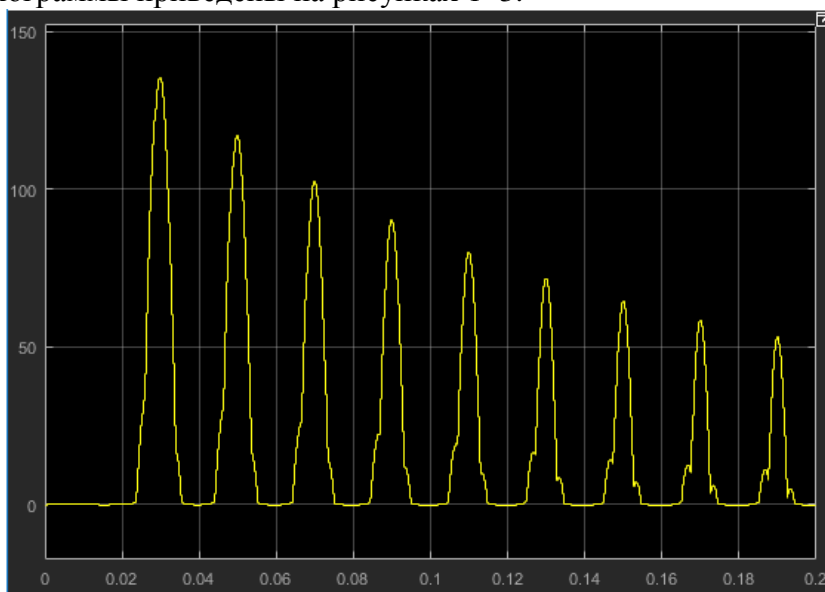


Рисунок 1 – Осциллограмма фазы А

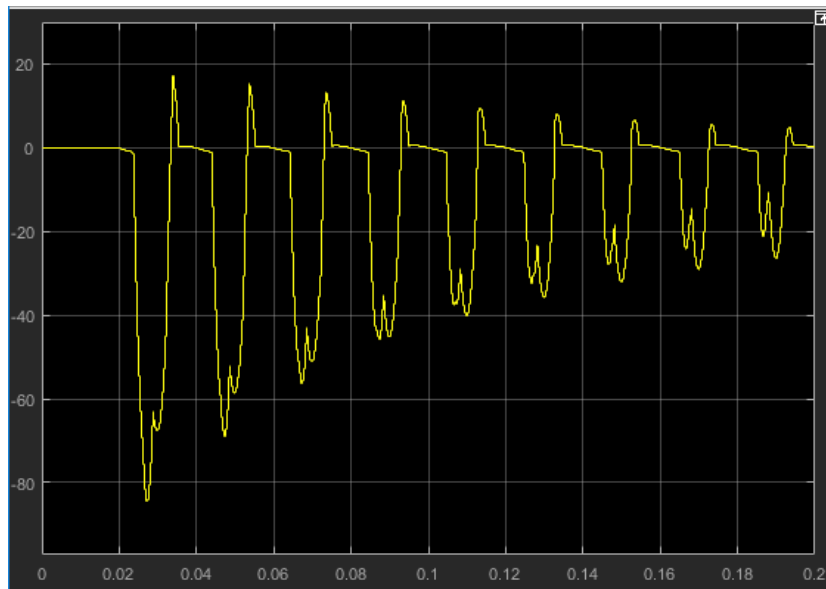


Рисунок 2 – Осциллограмма тока фазы В

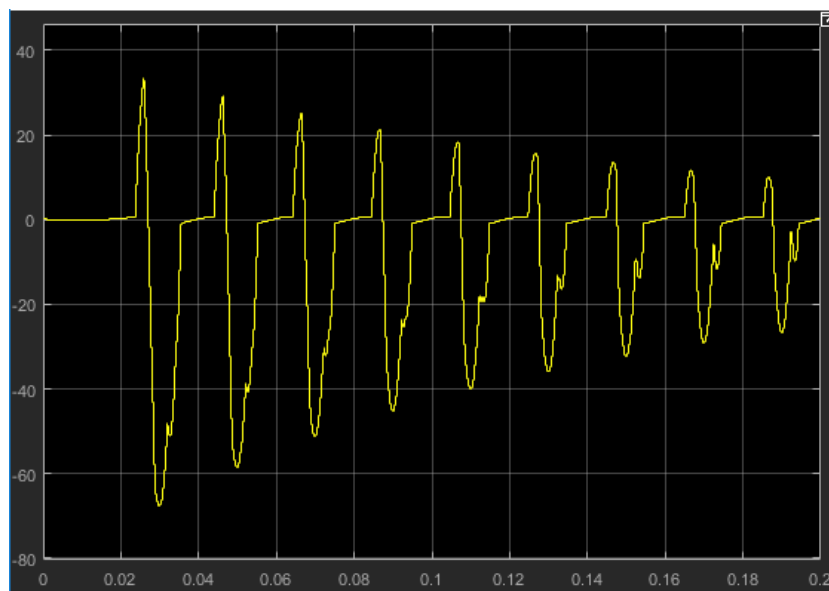


Рисунок 3 – Осциллограмма тока фазы С

Подытоживая результаты работы можно сказать следующее:

- Экспериментально доказаны высокие значения бросков тока в магнитопроводе силового трансформатора.
- Получены осциллограммы броска тока намагничивания для каждой фазы.

Литература

- 1 Дьяконов, В.П. MATLAB 6/6.1/6.5 + Simulink 4/5/. Основы применения : Полное руководство пользователя / В.П. Дьяконов. – М. : СОЛОН-Пресс, 2002. – 768 с.
- 2 Новаш, И.В. Расчет параметров модели трехфазного трансформатора из библиотеки Matlab-Simulink с учетом насыщения магнитопровода. / И.В. Новаш, Ю.В. Румянцев // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2015 – № 1 – С. 5–11.
- 3 Новгородцев, А.Б. Расчет электрических цепей в MATLAB: учебный курс / А.Б. Новгородцев. – СПб. : Питер, 2004. – 250 с.
- 4 Новожилов, М.А. MATLAB в электроэнергетике : учеб. пособие / М.А. Новожилов. – Иркутск : Изд-во ИргТУ, 2008. – 208 с.

УДК 621.3

ЗАЩИТА ОТ ДУГОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ

Лобачев В.В.

Научный руководитель – ГУРЬЯНЧИК О.А.

Устройство дуговой защиты может работать по трем различным схемам, как независимое устройство дуговой защиты, как часть устройства защиты или как интегрированный модуль между главным модулем системы и устройством защиты.

Когда используется традиционная временная селективность и блокировки, основанные на принципе логической селективности, обычные системы защиты не могут обеспечить быстрое обнаружение и реакцию на возникшее повреждение. Дополнительно, высокое полное сопротивление замыкания на землю может вызвать длительное время срабатывания устройства защиты от замыканий на землю, что увеличивает негативные последствия воздействия электрической дуги. Эти факторы приводят к значительному риску для людей и повреждению оборудования. Тип дуговой защиты может быть различным в зависимости от функций, выбранных заказчиком.

У защиты фототиристорного типа на световую вспышку от электрической дуги реагируют на защиту от дуговых замыканий (ЗДЗ) фототиристорного типа. В качестве датчика, реагирующего на световую вспышку от электрической дуги используется фототиристор.

Защита оптоволоконного типа, как и фототиристорного типа, данный тип защиты реагирует на световую вспышку от электрической дуги. В качестве датчика, реагирующего на световую вспышку от электрической дуги используется оптический датчик.

Защита с мембранным выключателем представляет из себя систему из шлангов, вентилях обратного давления и мембранного выключателя. В каждый защищаемый отсек ячейки подводится шланг, объединение шлангов производится через вентили обратного давления, объединенный участок подключается к мембранному выключателю, реагирующему на волны давления, создаваемые электрической дугой.

Клапанный датчик дугового замыкания реагирует на увеличение давления газов, возникающих при горении дуги, сопровождающей короткое замыкание. Как известно, при возникновении дугового перекрытия с токами короткого замыкания более 20 кА возможно прожигание металла стенок ячеек и повреждение соседних ячейки.

Клапанный датчик, снижая давление внутри ячейки, предотвращает разрушение конструктивных элементов ячейки. Место расположения датчика выбирают так, чтобы исключить выброс продуктов горения дуги в коридор обслуживания (рисунок 1).

Клапанный датчик дугового замыкания реагирует на увеличение давления газов, возникающих при горении дуги, сопровождающей короткое замыкание. Как известно, при возникновении дугового перекрытия с токами короткого замыкания более 20 кА возможно прожигание металла стенок ячеек и повреждение соседних ячейки.

Как и ЗДЗ фототиристорного типа, данный тип ЗДЗ реагирует на световую вспышку от электрической дуги. В качестве датчика, реагирующего на световую вспышку от электрической дуги используется оптический датчик (ВОД). ВОД размещаются по одному в каждом отсеке ячейки КРУ:

- в отсеке ввода;
- в отсеке выкатного элемента;
- в кабельном отсеке.

При дуговом КЗ каждый ВОД фиксирует световую вспышку от электрической дуги и формирует сигнал «Срабатывание», которые передается по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС) на терминал ЗДЗ. В свою очередь терминал ЗДЗ на основании сигналов «Срабатывания» от ВОД формирует команды на отключение соответствующих выключателей с целью ликвидации дугового КЗ.

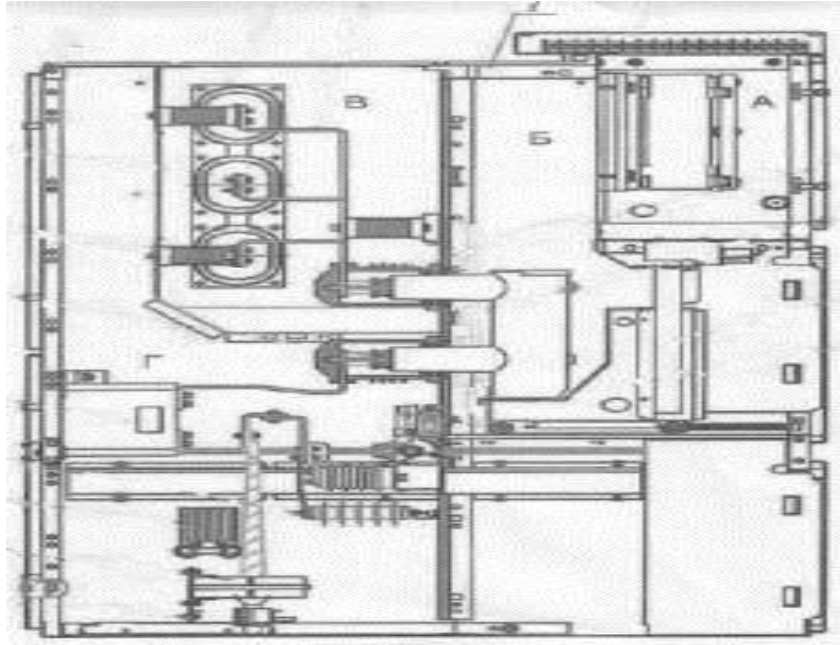


Рисунок 1 – Расположение клапанного датчика в ячейке КРУ

Для предотвращения неправильной работы ЗДЗ предусматривается токовый контроль – сигнал на отключение выдается терминалом ЗДЗ только при наличии двух факторов:

- сигнала «Срабатывание» от ВОД;
- сигнала «Запуск МТЗ» от терминала защиты (терминала защиты ввода КРУ или терминала защиты стороны ВН трансформатора).

При наличии только сигнала «Срабатывание» от ВОД без сигнала «Запуск МТЗ» отключение выключателей от ЗДЗ не происходит и терминал ЗДЗ выдает сигнал «Неисправность ВОД».

Рассмотрим принцип работы клапанной защиты. В замкнутом пространстве горит дуга, повышается давление, за счет чего открывается специальный клапан, снабженный контактами, замыкание которых дает команду на отключение ячейки. При этом у клапанной защиты есть один серьезный конструктивный недостаток. Их работа зависит от величины протекающего тока, ведь чтобы создать давление, необходима определенная мощность. При малых токах клапанная защита может не сработать.

Оптоволоконные и фототиристорные дуговые защиты, реагирующие на свет, более современны, более чувствительны. Они фиксируют возникновение открытой дуги и очень быстро, а оптоволоконная практически мгновенно, дают команду на отключение выключателя, уменьшая тем самым вероятность большого повреждения ячейки. Не случайно практически все ведущие мировые производители в настоящее время перешли на выпуск оптоволоконных дуговых защит.

Литература

1 Нагай, В.И. Релейная защита ответственных подстанций электрических сетей / В.И. Нагай. – М. : Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.

2 Маруда, И.Ф. Релейная защита электрических объектов и энергетических систем / И.Ф. Маруда. – М. : Энергопрогресс, 2015. – 275 с.

УДК 621.3

ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6–35 кВ

Турук К.А.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Однофазное замыкание на землю является наиболее частым видом повреждения в трехфазных электрических сетях всех классов напряжения.

В электрических сетях 6–35 кВ, работающих, как правило, с изолированной или компенсированной нейтралью, значения токов однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) невелики, они не превышают 20–30 А. Поэтому сети этих классов напряжения традиционно называют сетями с малым током замыкания на землю.

Однако ОЗЗ представляют большую опасность для оборудования электрических сетей и для находящихся вблизи места ОЗЗ людей и животных. В связи с этим Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей требуют в одних случаях быстро автоматически отключать ОЗЗ, а в других требуют немедленно приступать к определению присоединения с ОЗЗ и затем отключать его.

Создать селективную и высокочувствительную защиту от ОЗЗ, пригодную для любых видов сетей с малым током замыкания на землю, до настоящего времени не удалось никому. Действительно, трудно создать универсальную защиту от ОЗЗ для таких разных типов электроустановок, как воздушные и кабельные линии, генераторы и электродвигатели, для таких разных режимов заземления нейтральных точек сети, как «изолированная нейтраль», «резонансно-заземленная нейтраль» или «резистивно-заземленная нейтраль» (нейтраль, заземленная через ограничивающее активное сопротивление – резистор).

Особые трудности при выполнении селективных защит от ОЗЗ возникают в сетях 6–10 кВ с резонансно-заземленной нейтралью, где ток повреждения промышленной частоты полностью компенсируется током дугогасящего реактора (ДГР) и поэтому не может быть использован в качестве источника информации для защиты. Дополнительные трудности возникают при необходимости селективного определения присоединения с ОЗЗ в электрических сетях сложной конфигурации, при отсутствии на присоединении кабельной вставки, необходимой для установки трансформатора тока нулевой последовательности, при часто меняющейся первичной схеме защищаемой сети и в других случаях.

Защиты от ОЗЗ должны удовлетворять основным требованиям, которые предъявляются ко всем устройствам релейной защиты:

- селективность;
- быстродействие (особенно при необходимости отключения ОЗЗ);
- чувствительность;
- надежность.

Наряду с этим предъявляются требования, характерные для современных микропроцессорных защит (самодиагностика, запоминание событий, дистанционное получение информации и др.).

Простейшей защитой от замыканий на землю является общая неселективная сигнализация о появлении замыкания на землю без указания поврежденного участка.

Такое устройство состоит из трех реле минимального напряжения включенных на напряжение фаз относительно земли, или схемы с одним реле повышения напряжения, включенным на напряжение нулевой последовательности.

При появлении «земли» схемы дают сигнал, а затем дежурный поочередным отключением присоединений определяет поврежденный элемент. Указанный способ определения повреждения связан с кратковременным нарушением питания потребителей, требует много времени и особенно неудобен на подстанциях без постоянного дежурного персонала. В связи с этим неселективную сигнализацию необходимо дополнять селективной

защитой от замыканий на землю. В качестве селективных защит от замыканий на землю, указывающих поврежденный участок, применяются токовые и направленные защиты, реагирующие на токи и мощность нулевой последовательности.

Для обеспечения селективной работы защиты используется различие в величине и направлении токов, появляющихся при замыкании на землю на поврежденном и неповрежденном присоединениях. Реагируя на это различие, защита должна действовать только на поврежденном присоединении и не работать на не-поврежденных присоединениях.

Однако токи, возникающие при замыканиях на землю на поврежденных и неповрежденных элементах, особенно в компенсированной сети, обладают недостаточно четкими и устойчивыми различиями, в связи с чем создание селективной защиты от замыканий на землю является сложной задачей, пока еще не имеющей полноценного и подтвержденного эксплуатацией решения.

В некомпенсированных сетях наиболее простым решением является применение токовых защит, реагирующих на емкостный ток сети. Но это оказывается возможным только при большом числе присоединений, когда суммарный емкостный ток сети во много раз превосходит емкостный ток каждого присоединения, так, как только при этом условии можно обеспечить требуемую селективность защиты.

В компенсированных сетях емкостный ток основной частоты (50 Гц) компенсируется током дугогасящей катушки.

В связи с этим для действия защиты в компенсированной сети приходится создавать ток искусственным путем или использовать остаточные (естественные) некомпенсированные токи (например, активные и неосновных гармоник) или применять защиты, реагирующие на токи и напряжения, возникающие в переходном режиме в первый момент повреждения.

Таким образом все известные и применяемые на практике защиты можно подразделить на четыре группы:

– защиты, реагирующие на естественный емкостный ток сети. Такой способ защиты возможен только при отсутствии компенсации или при наличии недокомпенсации емкостного тока сети;

– защиты, реагирующие на токи нулевой последовательности, создаваемые искусственным путем;

– защиты, реагирующие на установившиеся остаточные токи, возникающие в поврежденной линии при резонансной компенсации емкостных токов;

– защиты, реагирующие на токи переходного режима, возникающие в первый момент замыкания на землю.

Литература

1 Евдокунин, Г.А. Выбор способа заземления нейтрали в сетях 6–10 кВ / Г.А. Евдокунин и др. // Новости электротехники. – 2003. – № 5. – С. 5–13.

2 Сирота, И.М. Режимы нейтрали электрических сетей / И.М. Сирота, С.Н. Кисленко, А.М. Михайлов. – Киев : Наукова Думка, 1985. – 264 с.

3 Шабад, М.А. Обзор режимов заземления нейтрали и защиты от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ России / М.А. Шабад // Энергетик. – 1999. – № 3. – С. 12–17.

4 Евдокунин Г.А. О принципах построения релейной защиты от однофазных замыканий на землю в сетях 6–35 кВ / Г.А. Евдокунин // Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования : материалы международной научно-технической конференции. (г. Будапешт, 14–18 ноября 2005 г.) / ПЭИПК. – СПб, 2006. С. 33–35.

УДК 621.3

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ С ГИБКИМИ ОШИНОВКОЙ

Масюк С.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор СЕРГЕЙ И.И.

Типовыми решениями в открытых распределительных устройствах (ОРУ) напряжением 35 кВ и выше в качестве токоведущих частей рекомендуются гибкие проводники тех же марок и сечений, что и для воздушных линий электропередачи ЛЭП. При указанных напряжениях в ОРУ с жесткой ошиновкой требуется большое количество опорных изоляторов. Опорные изоляторы и жесткие шины сравнительно дороги. Жесткие шины чувствительны к сейсмическим воздействиям, а также к просадкам и наклонам опорных конструкций, требуют точной установки изоляционных опор и высокого качества строительно-монтажных работ. Они подвержены также ветровому резонансу, для борьбы с которым применяются специальные гасители вибрации.

Оценка электродинамической стойкости расщепленных проводов воздушных линий заключается в проверке их схлестывания и механической прочности. Для проверки схлестывания нужно выявить наибольший размах колебаний при коротких замыканиях (КЗ). Небольшие (на порядок меньше междуфазных) расстояния между проводами расщепленной фазы обуславливают большие электродинамические усилия, действующие внутри расщепленной фазы при КЗ. Испытания в опытных пролетах показали, что при определенном сочетании конструктивных параметров расщепленной фазы и величины токов КЗ возникает схлестывание проводов. После схлестывания провода фазы двигаются под действием междуфазных электродинамических усилий (ЭДУ). В момент максимального стягивания проводов в пучке под действием внутрифазных ЭДУ происходит резкое увеличение тяжения фаз.

Под электродинамической стойкостью гибких проводов электроустановок понимают их способность противостоять электродинамическому действию токов КЗ до и после автоматического отключения цепи КЗ без повреждений. ПУЭ указывает на ток КЗ в 20 кА, по достижении которого необходимо производить расчет гибких шин на электродинамическую стойкость. С возрастанием токов КЗ их электродинамическое действие становится ключевым фактором, определяющим габариты и механические характеристики токоведущих конструкций с гибкими проводами при проектировании.

В проектной и эксплуатационной практике для системы подвешенных проводов распределительных устройств (РУ) применяется термин «гибкая ошиновка». Широкое применение гибкой ошиновки в ОРУ напряжением 35 кВ и выше объясняется ее универсальностью, простотой монтажа, высокой механической прочностью. Внедрение глубоких вводов 110–220 кВ в большие города и крупные промышленные предприятия и размещение ТЭЦ и ГРЭС на стесненных площадках, при неблагоприятных условиях работы изоляции, привели к необходимости применения закрытых РУ (ЗРУ), аппараты и ошиновка которых размещаются в специальном помещении. В настоящее время ЗРУ 110–220 кВ сооружаются, как правило, с применением оборудования и ошиновки, предназначенных для ОРУ.

Анализ и обобщение результатов экспериментальных исследований позволяет составить подробную картину поведения гибких проводов при КЗ. В траекториях движения проводов выделяют два участка. На первом провода движутся с ускорением под действием электродинамических усилий (ЭДУ). Началом второго участка является положение провода в момент отключения КЗ. После отключения движение провода определяется сочетанием действия инерционных и упругих сил и тяжения провода. Из-за влияния температурных удлинений проводов, податливости опор, а также изменения формы проводов и гирлянд изоляторов траектории движения гибких проводников приобретают более сложную форму.

При компьютерных расчетах большое количество времени тратится на сбор массива исходных данных, а также на анализ результатов расчета. В проектной практике целесообразно применение упрощенных методов расчета параметров электродинамической стойкости гибких шин, реализованных в виде простых формул и таблиц. Практика применения упрощенных методик одобрена в международном и межгосударственном стандартах.

В общем случае провода движутся по разным траекториям с различной угловой скоростью из-за влияния ветра, наличия отпаяк в полете и несимметричности полета. Наиболее сближенными при КЗ могут оказаться провода сборных шин одной фазы с проводами спусков соседней фазы.

Следует заметить, что для расчета параметров электродинамической стойкости в случае пролетов со спусками предпочтительным является использование компьютерных программ. Упрощенные методы расчета позволяют определить только предельные отклонения гибких шин в таких полетах.

Наиболее слабыми по механической прочности элементами являются опорные конструкции и аппараты РУ. Поэтому для них динамические усилия при КЗ наиболее опасны. При определении их механической прочности расчетные максимальные моменты и перерезывающие силы в любом сечении сравниваются с допустимыми значениями.

Гибкие шины распределительных устройств (РУ) обладают существенной гибкостью и могут принимать форму, обусловленную действием распределенных электродинамических усилий (ЭДУ), возникающих при коротком замыкании. Поэтому динамика гибких шин в общем случае описывается с использованием расчетной модели гибкой нити с распределенной по длине массой. Движение гибкой нити под воздействием распределенных нагрузок описывается дифференциальными уравнениями второго порядка в частных производных. Получить решение таких уравнений можно лишь численными методами.

Гибкая ошиновка с расщепленной фазой моделируется одной нитью с эквивалентной массой, включающей в себя массы фазных проводников и дистанционных распорок, масса которых распределяется равномерно по всей длине проводов.

подавляющее большинство пролетов гибкой ошиновки распределительных устройств высокого напряжения расположены в горизонтальной плоскости. Для расчета их электродинамической стойкости широко применяются упрощенные методы расчета, основанные на представлении провода сосредоточенной массой или физическим маятником. Они положены в основу межгосударственного и республиканского стандартов на расчет электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительных устройств.

В ходе данной работе было рассмотрено электродинамическое действие токов КЗ на гибкие проводники, условия и параметры электродинамической стойкости гибкой ошиновки распределительных устройств, упрощенный расчет максимальных тяжений шин при коротком замыкании.

Литература

1 Сергей, И.И. Упрощенный расчет максимальных тяжений проводов на двух стадиях их движения при коротком замыкании / И.И. Сергей, А.П. Андрукевич, Е.Г. Пономаренко // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2006. – № 6. – С. 12–26.

2 Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. пособие для вузов / А.А. Васильев, И. П. Крючков. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

УДК 621.3

ЦИФРОВЫЕ ФИЛЬТРЫ НА ОСНОВЕ ДИСКРЕТНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ФУРЬЕ

Хомяков Э.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент РУМЯНЦЕВ В.Ю.

Преобразование Фурье – это разложение функций на синусоиды (далее косинусные функции мы тоже называем синусоидами, т. к. они отличаются от самых «настоящих» синусоид только фазой).

Анализ Фурье закладывает основы многих методов, применяющихся в области цифровой обработки сигналов (ЦОС). По сути дела, преобразование Фурье (фактически существует несколько вариантов таких преобразований) позволяет сопоставить сигналу, заданному во временной области, его эквивалентное представление в частотной области. Наоборот, если известна частотная характеристика сигнала, то обратное преобразование Фурье позволяет определить соответствующий сигнал во временной области.

Несимметричные КЗ рассчитываются на основе метода симметричных составляющих, в соответствии с которым любую n -фазную систему несимметричных векторов можно разложить на n симметричных n -фазных систем. Трехфазную систему несимметричных векторов раскладывают на три симметричные трехфазные системы прямой, обратной и нулевой последовательности.

В дополнение к частотному анализу, эти преобразования полезны при проектировании фильтров. Частотная характеристика фильтра может быть получена посредством преобразования Фурье его импульсной реакции. И наоборот, если определена частотная характеристика сигнала, то требуемая импульсная реакция может быть получена с помощью обратного преобразования Фурье над его частотной характеристикой. Цифровые фильтры могут быть созданы на основе их импульсной реакции, поскольку коэффициенты фильтра с конечной импульсной характеристикой (КИХ) идентичны дискретной импульсной реакции фильтра.

Семейство преобразований Фурье представляет собой преобразование Фурье, ряды Фурье, дискретные ряды Фурье и дискретное преобразование Фурье. С течением времени принятые определения получили развитие (не обязательно вполне логичное) в зависимости от того, является ли сигнал непрерывно-апериодическим, непрерывно-периодическим, дискретно-апериодическим или дискретно-периодическим.

Единственный член этого семейства, который имеет отношение к цифровой обработке сигналов, – это дискретное преобразование Фурье (ДПФ), которое оперирует дискретной по времени выборкой периодического сигнала во временной области. Для того, чтобы быть представленным в виде суммы синусоид, сигнал должен быть периодическим. Но в качестве набора входных данных для ДПФ доступно только конечное число отсчетов (N). Эту дилемму можно разрешить, если мысленно поместить бесконечное число одинаковых групп отсчетов до и после обрабатываемой группы, образуя, таким образом, математическую (но не реальную) периодичность. Фундаментальное уравнение для получения N -точечного ДПФ выглядит следующим образом:

$$X(k) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=0}^{N-1} x(n) \cdot e^{-j2\pi nk/N} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=0}^{N-1} x(n) \cdot \left[\cos\left(\frac{2\pi nk}{N}\right) - j \cdot \sin\left(\frac{2\pi nk}{N}\right) \right] \quad (1)$$

По отношению к этому уравнению следует сделать некоторые терминологические разъяснения. $X(k)$ представляет собой частотный выход ДПФ в k -ой точке спектра. N представляет собой число отсчетов при вычислении ДПФ.

Выходной спектр ДПФ $X(k)$ является результатом вычисления свертки между выборкой, состоящей из входных отсчетов во временной области, и набором из N пар гармонических базисных функций (косинус и синус).

Существует два основных типа ДПФ: вещественное ДПФ и комплексное ДПФ. Так как входные отсчеты во временной области являются вещественными и не имеют мнимой части, мнимая часть входных отсчетов всегда принимается равной нулю. Выход ДПФ $X(k)$ содержит вещественную и мнимую компоненты, которые могут быть преобразованы в амплитуду и фазу. Вещественное ДПФ выглядит несколько проще и, в основном, является упрощением комплексного ДПФ. Уравнения описывают комплексное ДПФ, где и входные, и выходные величины являются комплексными числами.

Большинство алгоритмов вычисления быстрого преобразования Фурье (БПФ) составлено с использованием формата комплексного ДПФ, поэтому важно понимать, как работает комплексное ДПФ и как оно соотносится с вещественным ДПФ. В частности, если известны выходные частоты вещественного ДПФ и требуется использовать обратное комплексное ДПФ для вычисления отсчетов во временной области, надо знать, как разместить выходные точки вещественного ДПФ в формате комплексного ДПФ перед выполнением обратного комплексного ДПФ.

Преобразования Фурье полезны при проектировании фильтров. Частотная характеристика фильтра может быть получена посредством преобразования Фурье его импульсной реакции. И наоборот, если определена частотная характеристика сигнала, то требуемая импульсная реакция может быть получена с помощью обратного преобразования Фурье над его частотной характеристикой. Цифровые фильтры могут быть созданы на основе их импульсной реакции, поскольку коэффициенты фильтра с конечной импульсной характеристикой (КИХ) идентичны дискретной импульсной реакции фильтра.

Литература

1 Умняшкин, С.В. Теоретические основы цифровой обработки и представления сигналов / С.В. Умняшкин. – М. : ДМК Пресс, 2012. – 249 с.

Матюшкин, Б.Д. Цифровые фильтры / Б.Д. Матюшкин. – СПб. : НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2012. – 98 с.

УДК 621.3

ВРАЩАЮЩИЕСЯ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Китаев А.С.

Научный руководитель – ТЕТЕРИНА Л.В.

Вращающимися трансформаторами называют электрические микромашины переменного тока, преобразующие угол поворота ротора в напряжение, пропорциональное этому углу или некоторым его функциям.

Вращающиеся трансформаторы применяются в аналого-цифровых преобразователях, системах передачи угла высокой точности, в качестве датчиков обратной связи в следящих системах, бортовой аппаратуре.

Вращающиеся трансформаторы применяются в автоматических и счетно-решающих устройствах.

Вращающиеся (поворотные) трансформаторы предназначены для получения переменного напряжения, значение которого зависит от угла поворота ротора. По назначению вращающиеся трансформаторы относятся к информационным электрическим машинам и применяются в системах автоматического регулирования в качестве элементов (датчиков угла) для измерения рассогласования между двумя вращающимися осями.

Вращающийся трансформатор конструктивно представляет собой электрическую машину индукционного типа малой мощности. Наибольшее применение получили двухполюсные вращающиеся трансформаторы с двумя парами одинаковых взаимно перпендикулярных обмоток.

Обмотка возбуждения включается в сеть переменного тока, компенсационная обмотка замыкается накоротко или на резистор. Обмотки на роторе называют вторичными: синусная и косинусная.

Электрический контакт с обмотками ротора осуществляется либо с помощью контактных колец и щеток (аналогично контактным сельсином), либо посредством спиральных пружин.

В последнем случае угол поворота ротора вращающегося трансформатора ограничивается максимальным углом закручивания спиральных пружин.

Принцип работы вращающихся трансформаторов основан на взаимной индуктивности между обмотками статора и ротора, которая изменяется в определенной функциональной зависимости от угла поворота ротора. При подключении обмотки возбуждения к сети переменного тока в машине возникает продольный магнитный поток, пульсирующий во времени с частотой сети.

Обмотка статора с потоком не связана, а, следовательно, он не индуцирует в ней ЭДС. Эту обмотку используют для компенсации поперечных потоков, создаваемых обмотками ротора при нагрузке вращающегося трансформатора. Таким образом, в обмотках ротора при холостом ходе индуцируются ЭДС, пропорциональные синусу или косинусу угла поворота ротора относительно соответствующего потока.

Применяя различные схемы включения обмоток статора и ротора, можно получить и другие функциональные зависимости, а также уменьшить погрешности, вызываемые током нагрузки.

Если вращающийся трансформатор используется в качестве измерительного элемента, то поворот ротора осуществляется посредством редукторного механизма высокой точности, который либо встраивается в корпус вращающегося трансформатора, либо монтируется отдельно от вращающегося трансформатора и механически соединяется с его валом.

Если вращающийся трансформатор предназначен для работы в режиме поворота ротора в пределах определенного угла, то в качестве обмоток возбуждения и компенсационной используются обмотки статора, а в качестве вторичных – обмотки ротора.

Если вращающийся трансформатор работает в режиме непрерывного вращения ротора, то обычно применяют «обратное» использование обмоток: обмотки ротора используют в

качестве обмоток возбуждения и компенсационной, а обмотки статора – в качестве вторичных.

Если компенсационная обмотка замыкается накоротко, то при «обратном» использовании обмоток на роторе применяют лишь два контактных кольца, что упрощает конструкцию, повышает надежность и точность вращающегося трансформатора.

Литература

- 1 Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций: учеб. пособие для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 2 Брускин, Д.Э. Электрические машины / Д.Э. Брускин,. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 205 с.

УДК 621.3

ЦИФРОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Сороко В.В.

Научный руководитель – САПОЖНИКОВА А.Г.

Типичная схема цифрового ТТ содержит чувствительный элемент в виде нескольких витков ОВ (оптоволоконна), помещенных в жесткую защитную оболочку из немагнитного материала – токовую головку для ОТТ, и электронно-оптический блок (ЭОБ), соединяемый с чувствительным элементом через оптический кросс (рисунок 1).

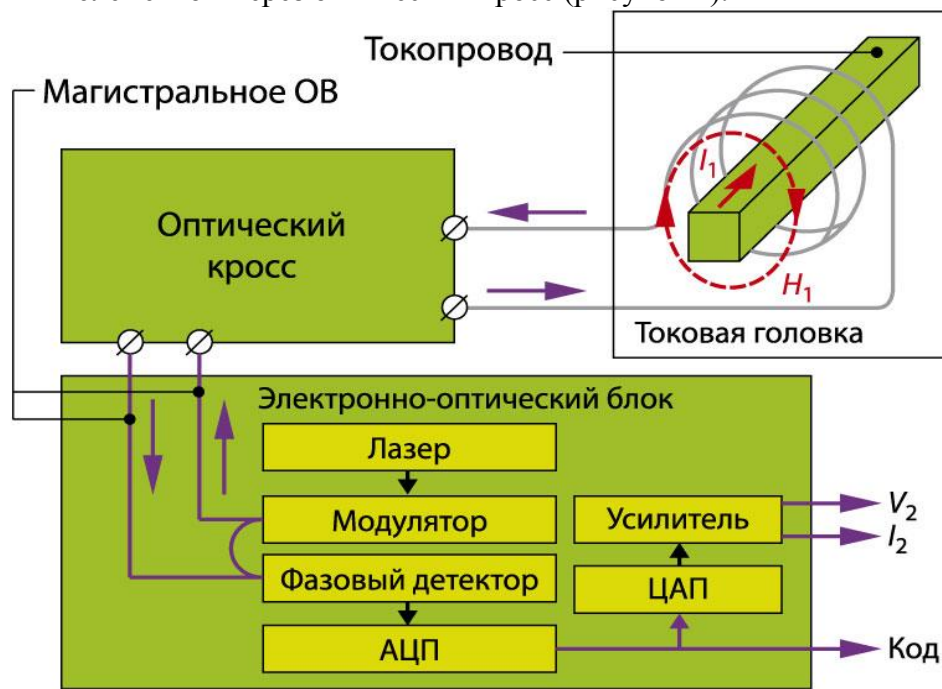


Рисунок 1 – Упрощенная структурная схема оптического ТТ

ЭОБ генерирует с помощью встроенного лазера и модулятора на своем оптическом выходе монохроматический циркулярно-поляризованный световой сигнал, направляемый по поддерживающему поляризацию ОВ на вход чувствительного элемента. В чувствительном элементе плоскость поляризации сигнала подвергается под воздействием магнитного поля H_1 тока I_1 соответствующему повороту на угол Фарадея, и с выхода чувствительного элемента световой сигнал поступает на оптический вход ЭОБ, где на фазовом детекторе из него формируется электрический измерительный сигнал.

Далее этот сигнал через аналого-цифровой преобразователь (АЦП) поступает в виде цифрового кода определенной разрядности на дискретный интерфейсный выход ЭОБ и через цифро-аналоговый преобразователь (ЦАП) на усилитель, где формируются нормированные аналоговые выходные сигналы в виде напряжения или тока для выдачи на аналоговый интерфейс ЭОБ. Таким образом, измерительная информация может быть получена на выходе ЭОБ для дальнейшего использования.

Данные от цифровых измерительных трансформаторов, как оптических, так и электронных, преобразуются в пакеты с использованием сумматоров (СУ, Merging Units), предусмотренных стандартом МЭК 61850-9. Сформированные сумматорами пакеты передаются по сети Ethernet (шине процессора) в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУ ТП, РЗА, ПА и др.) Частота дискретизации передаваемых данных – не хуже 80 точек на период для устройств РЗА и ПА и 256 точек на период для АСУ ТП, АИИС КУЭ и др., поэтому необходим высокоскоростной микроконтроллер (МК), способный вовремя обработать и отправить обработанные данные по каналам связи. В микроконтроллере имеется 12-битный модуль АЦП конвейерного типа. Аналоговые схемы

преобразователя включают аналоговые мультиплексоры с внешним интерфейсом, цепи выборки-хранения, преобразовательное ядро, стабилизаторы напряжения и другие вспомогательные аналоговые цепи. Цифровые схемы включают в себя программируемое устройство циклового управления преобразованием (секвенсор), регистры результатов преобразования, интерфейсы к аналоговым схемам и другим модулям на кристалле.

Секвенсор АЦП может быть настроен на автоматический режим серий преобразований. Это означает, что каждый раз, когда АЦП получает сигнал «начать преобразование», он может совершать множественные преобразования автоматически. Для каждого из них можно выбрать любой из 16 входных каналов, доступных через аналоговый мультиплексор. После завершения преобразования цифровое значение сигнала с выбранного канала будет сохранено в соответствующем регистре результатов.

Для получения результатов от применения эффекта Фарадея необходимо использовать фазовый детектор, который будет сравнивать отправляемый сигнал с полученным. На вход подключаются исходный сигнал и сигнал с фотодиода, а на выходе мы получим напряжение, соответствующее отклонению фазы полученного сигнала от отправленного. Это напряжение будет поступать на АЦП.

Высоковольтные цифровые трансформаторы тока (ЦТТ) и напряжения (ЦТН) разработаны в целях:

- повышения точности измерения первичного тока и напряжения в электроустановках с напряжением 110–750 кВ;
- создания взрывобезопасных высоковольтных измерительных систем с улучшенной, более надежной высоковольтной изоляцией;
- выдачи цифровой информации внедряемым на станциях и подстанциях энергосистем цифровым системам измерения, защиты и управления;
- полноценной замены существующих ТТ и ТН, с выводом информации также и в аналоговой форме (1 А, 5 А, 100 В, 100 / 3 В).

Основными преимуществами ЦТ:

- взрывобезопасность (даже при внутреннем повреждении высоковольтной изоляции взрыва и пожара не произойдет, в отличие от существующих ТТ 110–750 кВ);
- сухая внутренняя высоковольтная изоляция и вандалоустойчивая внешняя изоляция из силиконовой резины;
- высокий класс точности (лучше, чем 0,2s для систем измерений и АСКУЭ, за счет использования магнитопровода из аморфного магнитного материала);
- передача информации и высоковольтная изоляция между микропроцессорами верхнего и нижнего фланцев по оптоволокну;
- передача без искажений всей информации в режимах короткого замыкания, включая апериодическую составляющую тока КЗ для систем РЗА с магнитотранзисторного кольца (не происходит насыщения магнитопровода, в отличие от стандартных ТТ);
- кроме стандартных аналоговых выходов 1 А (5 А) с микропроцессоров ЦТТ информация о первичных токах доставляется на щит управления в цифровой форме по оптоволокну;
- встроенная диагностика и тестовый контроль на компьютере метролога (релейщика);
- позиционирование, точное время по системе GPS со встроенным интернетом (как дополнительная опция);
- вес до 85 кг, что в 5–7 раз легче существующих ТТ.

Литература

- 1 Нагай, В.И. Высоковольтные оптические преобразователи для систем измерения и анализа качества электрической энергии / В.И. Нагай. – М. : Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
- 2 Афанасьев, В.В. Трансформаторы тока и напряжения / В.В. Афанасьев. – М. : Энергопрогресс, 2015. – 275 с.

УДК 621.3

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ ПРИ СТЕКАНИИ ТОКОВ ВЫСОКОЙ ЧАСТОТЫ

Лазаревич И.А.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

Заземляющее устройство (ЗУ) является обязательным элементом любой электроустановки и предназначено, прежде всего, для обеспечения безопасности людей, поэтому правила установки электрооборудования (ПУЭ) нормируют его параметры именно с этой позиции. С другой стороны, ЗУ во многом определяет состояние электромагнитной обстановки на объекте, и для нормальной эксплуатации технических средств его параметры должны удовлетворять также требованиям электромагнитной совместимости.

Существующие нормативные документы, определяют и нормируют параметры ЗУ в предположении, что по нему протекают токи промышленной частоты. Однако по элементам ЗУ могут протекать токи разной величины, формы и частоты. Это могут быть токи короткого замыкания (ТКЗ), токи от ударов молнии, величина которых достигает сотен килоампер, с максимумом в радиочастотном диапазоне, и значительно меньшие токи, обусловленные коммутациями в сети высокого напряжения, несимметрией, работой фильтров, стеканием разрядов статического электричества и др. Параметры ЗУ при протекании токов разной величины, формы и частоты будут различаться, следовательно, будут разными и возникающие эффекты.

Одной из основных характеристик заземляющего устройства является его сопротивление, значение которого должно соответствовать требованиям электрической безопасности и обеспечивать нормальную эксплуатацию электрооборудования. Конструкция заземляющего устройства должна быть безопасной в отношении нагрева, обладать термической и динамической устойчивостью при протекании токов короткого замыкания на землю. Заземляющее устройство должно обладать достаточной механической прочностью и иметь защиту от воздействия на него неблагоприятных внешних факторов.

В общем случае токи, протекающие по ЗУ, можно условно разделить на низкочастотные, высокочастотные и импульсные. Низкочастотные – это токи промышленной частоты и ее гармонические составляющие. Их источником в основном являются токи короткого замыкания (ТКЗ) и токи небаланса. Высокочастотные – токи молнии, высокочастотные составляющие ТКЗ, токи, возникающие в ЗУ при коммутациях в сети высокого напряжения. Их частота может достигать нескольких мегагерц. Источником мощных импульсных токов является молния. Процессы, происходящие в ЗУ при протекании тока, можно изучать на его модели посредством моделирования. Модели должны отражать главные с точки зрения решаемой задачи свойства объекта. При этом необходимо учитывать, что параметры ЗУ во многом зависят от параметров протекающего по нему тока. В некоторых случаях чем-то можно пренебречь, однако иногда пренебрежения недопустимы.

При ударе молнии в молниеприемник по элементам ЗУ объекта будут протекать импульсные токи. Между различными точками ЗУ объекта возникнут импульсные разности потенциалов. Импульсные токи большой величины, протекая по ЗУ, могут значительно изменять его параметры, вызывая ионизацию грунта с последующим местным пробоем. Под действием некоторой критической напряженности удельное сопротивление грунта ρ_0 будет уменьшаться. Процесс в ЗУ происходит в следующем порядке: ток молнии, стекая с заземлителя в грунт, обуславливает подъем потенциала на нем, который вызывает процессы ионизации. При достижении током критического значения происходит пробой грунта, его сопротивление и потенциал при этом снижаются практически до нуля. Последующее снижение величины тока вызывает деионизацию, и сопротивление грунта при этом восстанавливается до первоначального значения.

Мощные импульсные токи приводят к ионизационным процессам и пробоем грунта. Для описания возникающих при таком токе явлений необходимо составление новых моделей, учитывающих особенности физических процессов. Ионизация и пробой грунта приводят к увеличению эффективного радиуса электрода, в результате чего ток стекает в землю с большей поверхности, и максимальная величина потенциала ограничивается. Наряду с этим, при стекании мощных импульсных токов с заземлителя в грунт может возникать искровая зона, которая представляет опасность для проложенных вблизи токоотводов контрольных кабелей.

Протекание токов высокой частоты в ЗУ также имеет ряд особенностей. Например, с возрастанием частоты протекающего тока уменьшается глубина проникновения волны δ , то есть возникает явление поверхностного эффекта. Уменьшение глубины проникновения волны ведет к тому, что ухудшается рассеяние тока в грунте, основная часть которого растекается на расстоянии 3δ от поверхности электрода. Существенное уменьшение величины растекания тока способствует повышению импеданса, а, следовательно, и уровня потенциала.

Следующей особенностью токов высокой частоты является существенный фазовый сдвиг волн тока и напряжения в начале и конце линии. При больших его значениях необходимо учитывать волновые процессы и рассматривать ЗУ как линию с распределенными параметрами.

Еще одной особенностью является возрастание на высоких частотах роли индуктивных и емкостных связей в ЗУ.

Таким образом, модель ЗУ на высокой частоте должна учитывать ряд особенностей: емкостные и индуктивные связи, поверхностный эффект, фазовый сдвиг волн тока и напряжения. Их можно учесть, представив ЗУ в виде линии с распределенными параметрами. Знание особенностей процессов в ЗУ хотя бы на качественном уровне может помочь на практике принятию более правильных и осознанных решений.

Литература

- 1 Фурсанов, М.И. Моделирование и анализ токов в заземляющих устройствах электроустановок / М.И. Фурсанов // Энергия и Менеджмент. – 2010. – № 1. – С. 16–21.
- 2 Карякин, Р.Н. Нормы устройства сетей заземления / Р.Н. Карякин – М. : Энергосервис, 2006.
- 3 Бургсдорф, В.В. Заземляющие устройства электроустановок / В.В. Бургсдорф – М. : Энергоатомиздат, 1987.
- 4 Математическое моделирование ВАХ сопротивления заземлителей при протекании по ним токов молнии: сб. докладов / науч. ред. А.М. Костроминов. – СПб. : ВИТУ, 2008. – 223 с.

УДК 621.3

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ТОКА

Власюк И.А.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

На протяжении долгого времени в электроэнергетике традиционно в качестве основных первичных преобразователей для нужд релейной защиты и автоматики использовались электромагнитные трансформаторы тока (ТТ). В настоящее время эта тенденция продолжается, однако сейчас активно разрабатываются измерительные преобразователи на абсолютно новых принципах, которые в ближайшем будущем будут способны потеснить трансформаторы тока с их позиций.

На современном этапе развития электроэнергетики при повсеместном использовании электрооборудования и электроприборов наиболее актуальным является достоверное измерение силы тока для обеспечения высокой надежности и безопасности промышленных систем и сетей. Для осуществления мониторинга и диагностики цепей, запуска схем защиты, обнаружения отказов электрооборудования и аварийных состояний различных типов нагрузки применяются различные типы преобразователей тока. Достоинства и недостатки различных типов преобразователей тока определяют области их применения.

Современные преобразователи тока подразделяются на следующие типы:

- трансформаторы тока;
- резистивные преобразователи (токовые шунты);
- преобразователи тока на гальваномангнитных эффектах (выполненных на основе датчиков Холла, магнорезисторов, магнитодиодов, магнитотранзисторов);
- волоконно-оптические преобразователи тока на эффекте Фарадея;
- пояс Роговского.

Традиционные трансформаторы тока (ТТ) применяются в энергетике на всех напряжениях от 6 кВ до 1150 кВ и обеспечивают на станциях и подстанциях информацией о первичном токе и первичном напряжении все системы управления и учета электроэнергии, такие как системы измерения, АСКУЭ, РЗА, ПА и диспетчеризации.

Среди требований, предъявляемых к высоковольтным трансформаторам тока и напряжения, выделим главные:

- точность измерения первичного тока и напряжения (обычно для различных потребителей вторичных токов и напряжений точность разная);
- электробезопасность персонала и вторичных цепей всех систем на щите управления станцией или подстанцией, т.е. обеспечение высоковольтной изоляции между первичными и вторичными цепями ТТ.

Эти требования предопределяют конструкции электромагнитных ТТ.

Высоковольтные трансформаторы тока имеют следующие достоинства и недостатки.

Достоинства:

- высокий класс точности – 0,2–0,5S. В лабораторных ТТ, где нет высоковольтной изоляции, достигим класс точности 0,1S и выше;
- простота и надежность ТТ в сетях 6–10–35 кВ;
- температурная стабильность характеристик ТТ.

Недостатки:

- насыщение магнитопровода электромагнитного ТТ аperiodической составляющей тока короткого замыкания (КЗ) и отсутствие передачи информации о первичном токе в первые периоды аварийного переходного процесса, когда эта информация наиболее необходима системам РЗА и ПА для успешной локализации и ликвидации аварии (погрешности трансформации тока электромагнитными ТТ достигают в этом режиме 90 %).

- высокая аварийность из-за проблем с изоляцией.
- взрыво- и пожароопасность трансформаторов с масляной изоляцией (взрывоопасность в элегазовых ТТ сохраняется).

Несимметричное искажение формы кривой вторичного тока ТТ под действием апериодической составляющей в первичном токе КЗ имеет важных следствия:

– информация о первичном токе фактически перестает поступать по вторичным цепям на системы РЗА и ПА через 10 миллисекунд после начала аварии, причем сильно искажена не только апериодическая составляющая тока КЗ, но и периодическая тоже, примерно на 90 % во втором периоде (через 5–10 периодов (100–200 миллисекунд) трансформация первичного тока восстановится);

– в этих условиях системы релейной защиты должны выделить самое начало переходного процесса и по производной первой четверти периода предсказать форму кривой тока КЗ, в противном случае устройства релейной защиты (и микропроцессорные и старые) либо не работают, либо работают ложно, либо просто затягивают процесс до появления информации, хотя по регламенту системы РЗА должны за один-два периода определять место аварии и выдавать команды на соответствующие высоковольтные выключатели для локализации и ликвидации аварии в начальной стадии;

– затягивание ликвидации аварии чревато выпадением из синхронизма крупных электрических двигателей и генераторов на заводах и электростанциях, что превращает простую аварию в системную.

Поскольку насыщение магнитопровода ТТ апериодической составляющей тока КЗ вытекает из физического принципа действия трансформатора (постоянный ток не трансформируется), этот недостаток исправлен быть не может.

Оптические трансформаторы тока содержат оптоволоконный преобразователь в виде катушки с оптическим волокном надетой на токопровод. При протекании тока вокруг проводника возникает магнитное поле, которое оказывает влияние на поляризацию двух поляризованных световых сигналов с противоположным направлением вращения, проходящих по волокну. Изменение поляризации вернувшихся световых сигналов позволяет вычислить угол Фарадея, который прямо пропорционален току в первичной цепи. Одним из ключевых и, соответственно, неотъемлемых элементов системы измерения является блок электроники, который производит формирование световых сигналов и дальнейшую их обработку для вычисления тока. По сути, ТТ становится активным элементом системы вторичной коммутации, поскольку не может функционировать без упомянутого блока, требующего надежного электропитания.

Достоинства:

- широкий диапазон снимаемых данных;
- отсутствием явлений гистерезиса, магнитного насыщения и остаточного намагничивания;
- возможность интеграции в измерительные и информационные системы с использованием различных интерфейсов – аналоговых, дискретных и цифровых;
- полная эколого-, пожаро-, взрыво- и электробезопасность;
- высокая помехоустойчивость;
- долговечность;
- малые габаритные параметры.

Литература

- 1 Линт, Г.Э. Серийные реле защиты, выполненные на интегральных микросхемах / Г.Э. Линт // Библиотека электромонтера. – 1977. – С. 38–46.
- 2 Цытович, Л.И. Датчики напряжения (тока) с повышенной временной и температурной стабильностью характеристик / Л.И. Цытович // Энергетика. – 2009. – № 34. – С. 45–50.
- 3 Лебедев, В.Д. Измерительные преобразователи тока для цифровых устройств релейной защиты и автоматики / В.Д. Лебедев // Энергетика. – 2009. – № 18. – С. 3–8.

УДК 621.3

НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ БОЛЬШОЙ ЕМКОСТИ

Федорович В.Л.

Научный руководитель – САПОЖНИКОВА А.Г.

Накопитель энергии позволяет осуществлять бесперебойное электроснабжение в случае критического падения, понижения или полного отсутствия напряжения в сети.

Накопители энергии (АКБ) – наиболее важный компонент системы бесперебойного энергоснабжения и наращивания мощности: технические характеристики, качество и эффективность АКБ определяют ее потенциал в наращивании мощности.

На подстанциях для питания оперативных цепей постоянного тока используются, как правило, кислотные аккумуляторные батареи (стационарные и переносные) и в отдельных случаях щелочные. Стационарные аккумуляторные батареи состоят из отдельных аккумуляторов, обычно соединенных последовательно.

Аккумуляторные батареи являются независимыми источниками энергии в системах собственных нужд станций и подстанций. Основное их назначение заключается в питании систем управления, автоматики, сигнализации, связи, а также электроснабжении особо ответственных рабочих машин и сети освещения при нарушении нормальной работы установки в течение времени, необходимого для восстановления нормальной работы.

Наиболее предпочтительными типами аккумуляторных батарей (АБ), для использования на объектах энергетики являются свинцово-кислотные АБ закрытого типа с жидким электролитом. Свинцово-кислотный аккумулятор – это вторичный химический источник тока, в основе работы которого лежит работа двух электродов различной природы (свинца и диоксида свинца), ионная проводимость между которыми обеспечивается жидким или твердым электролитом.

Свинцово-кислотные аккумуляторы являются одним из наиболее распространенных типов, среди прочих электрохимических систем. А стоимость энергии (Ватт/час), наиболее выгодной по затратам. Но наряду с относительной низкой стоимостью запасаемой энергии, системы данного типа, имеют существенный недостаток – существует необходимость участия человека в его обслуживании.

На смену свинцово-кислотным аккумуляторам с жидким электролитом, пришли герметичные аккумуляторы с твердым электролитом, которые, в сущности, устранили необходимость участия человека в обслуживании. Строго говоря, полная герметизация не может быть достигнута, т. к. невозможно обеспечить полную рекомбинацию кислорода и водорода. Поэтому данный тип корректней называть – герметизированные аккумуляторы.

Герметизированные необслуживаемые аккумуляторные батареи.

Аккумуляторы этой группы часто обозначают сокращенно VRLA (Valve Regulated Lead Acid, в переводе с англ. Клапанно-Регулируемые Свинцово-Кислотные) или же SLA (Sealed Lead Acid Герметизированные Свинцово-Кислотные).

Аккумуляторы AGM (Absorbent Glass Mat) – это технология изготовления свинцово-кислотных аккумуляторов. Отличие батарей AGM от классических в том, что в них электролит абсорбирован в пористое стекловолокно. Такое решение позволяет исключить вытекание электролита, увеличить рекомбинацию паров обратно в жидкость и следственно герметизировать аккумулятор, но при этом не теряются преимущества классической батареи – ведь электролит все тот же – жидкий.

Емкость, которую должна выдавать АБ рассчитывается исходя из количества электроэнергии в Вт·ч, потребляемого от АБ в режиме разряда. Значение количества электроэнергии рассчитывается исходя из данных нагрузки и режимов ее работы (т. е. когда и сколько будет работать нагрузка данной мощности в течение определенного периода времени). Это количество электроэнергии нужно поделить на напряжение аккумуляторной батареи для получения значения необходимой емкости.

Номинальная емкость АБ (т. е. та, которая указывается в спецификации или названии АБ), будет зависеть от ряда факторов, таких как допустимая глубина разряда, температура окружающей среды, тип АБ и т. д. Значение, полученное в первом пункте, нужно будет умножить на коэффициенты, учитывающие эти условия работы.

Допустимая глубина разряда не должна превышать 30–40 % для герметичных необслуживаемых батарей, и 20 % для стартерных батарей. Это средние цифры, так как при быстром разряде большими токами допускается более низкое конечное напряжение батарей.

Емкость аккумуляторной батареи выбирается из стандартного ряда емкостей аккумуляторов с округлением в большую сторону от расчетной. Количество аккумуляторов, соединяемых последовательно, определяется делением номинального напряжения системы на номинальное напряжение одного аккумулятора, так же необходимо указать глубину разряда АКБ и количество времени, в течении которого питание будет поступать только с АКБ.

На электростанциях, как правило, устанавливается несколько аккумуляторных батарей. Количество зависит от мощности турбоагрегатов и типа тепловой схемы. На ТЭЦ с поперечными связями в тепловой части мощностью до 200 МВт устанавливается одна аккумуляторная батарея, а при мощности более 200 МВт – две одинаковой емкости.

На ТЭЦ с блочными тепловыми схемами выдачи мощности, для каждого из двух блоков, обслуживаемых с одного блочного щита, предусматривается установка, как правило, одной аккумуляторной батареи.

Для блоков мощностью 300 МВт и выше в тех случаях, когда применение одной батареи на два блока невозможно по условиям выбора коммутационной аппаратуры постоянного тока, допускается установка отдельной батареи для каждого блока.

Проверяют работоспособность батареи толчковым током. Для этого необходимо использовать установленные программы. Показатели тока должны быть одинаковыми и не более допустимых норм согласно маркировке. Фактическую емкость можно определить контрольными разрядами.

Эксплуатация АКБ для подстанций проводится в режиме постоянной зарядки.

Согласно технической документации АКБ для подстанций проверочный разряд делают как минимум один раз в 5 лет. Если выявляется снижение фактической емкости, то в таком случае можно проверку каждые полгода.

Необходимо определить и далее поддерживать средние нормативы напряжения, а также постоянно наблюдать за АКБ.

Стабилизация напряжения не должна отклоняться от норм, установленных изготовителем.

Разброс температуры электролита должен быть не больше трех градусов по Цельсию, по сравнению со средним показателем температуры этого составляющего батареи.

Литература

1 Околович, М.Н. Проектирование электрических станций : учебник для вузов. / М.Н. Околович – М. : Энергоиздат, 1982. – 400 с.

2 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций : учебник для техникумов. / Л.Д. Козлова, В.С. Козулин. – 2-е изд. перераб. – М. : Энергия, 1980. – 600 с.

УДК 621.3

ОЦЕНКА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ГИБКИХ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ

Максимова М.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

Оценка электродинамической стойкости гибких проводников электроустановок производится по двум условиям: недопустимого сближения фазных проводников по критерию электрической прочности воздушного промежутка и недопустимых максимальных тяжений проводов при КЗ. Для нахождения параметров электродинамической стойкости необходимо решить задачу динамики гибких проводов под воздействием электродинамических усилий от токов КЗ. Существующие подходы к решению указанной сложной задачи отличаются в первую очередь выбором расчетной модели гибкого провода.

К методам, приближенно учитывающим распределенные параметры провода, можно отнести метод веревочного многоугольника. По этому методу провода, гирлянды изоляторов и поддерживающие конструкции заменяются конечным числом сосредоточенных масс, связанных между собой невесомыми пружинами. Для каждого узла провода в виде такого многоугольника составляются уравнения движения массы под действием ЭДУ и внутренних упругих сил. Недостатком метода является то, что он не имеет строгого обоснования по количеству выбираемых узлов многоугольника, что может привести к искажению результатов расчета.

Наиболее часто применяемым на практике упрощенным методом является метод физического маятника. Использование указанного метода регламентировано в нормативных документах СИГРЭ, изданных в 1996 году. Методика СИГРЭ не учитывает жесткости провода на изгиб. Провод подвергается воздействию растягивающей нагрузки, обусловленной только собственным весом провода, и располагается в вертикальной плоскости, где находятся его точки закрепления.

Современные методы используют расчетные модели провода с непрерывным распределением масс. Такая модель гибкого проводника требует решения системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих движение проводов. При решении уравнений используют методы конечных элементов, либо конечных разностей. Вычисления ведутся с небольшим шагом по времени, что позволяет получить изменяющиеся во времени тяжения и перемещения всех элементов конструкции (проводов, опор, ответвлений, аппаратов).

На воздушных ЛЭП в качестве проводников используют многопроволочные сталеалюминиевые провода со стальным сердечником. Из-за их гибкой конструкции в результате электродинамического действия токов короткого замыкания происходят взаимные сближения и даже схлестывания фазных проводов друг с другом или с заземленными конструкциями ЛЭП. Для обеспечения электродинамической стойкости необходимо на стадии проектирования ЛЭП выполнить оценку ожидаемых максимальных отклонений и тяжений проводов при КЗ.

Анализ методов расчета электродинамической стойкости токоведущих конструкций с гибкими проводниками выявил существование двух принципов оценки недопустимого сближения фаз и максимальных тяжений в них: дифференциального и интегрального (энергетического).

Интегральный (энергетический) принцип механики пригоден для приближенной оценки параметров электродинамической стойкости гибких проводников, расположенных в горизонтальной плоскости, и охватывает частные случаи указанной задачи. Однако он позволяет получить дополнительные условия электродинамической стойкости и уменьшить объем трудоемких компьютерных расчетов.

Разработан численный векторно-параметрический метод расчета электродинамической стойкости проводов воздушных ЛЭП, использующий неявную схему, обладающей абсолютной устойчивостью решений, и позволяющий проводить расчеты электродинамической стойкости с учетом динамики опорных конструкций ЛЭП и других конструктивных элементов.

Провода и гирлянды изоляторов описываются уравнениями гибкой упругой нити с равномерно-распределенной по длине массой. Опорные конструкции представлены в виде сосредоточенной массы, закрепленной на пружинах, жесткости которых определяются жесткостями стойки и траверсы.

На его основе составлена компьютерная программа LINEDYS+, работающая в операционной системе Windows. Программа учитывает натяжные и подвесные гирлянды изоляторов, динамику точек крепления проводов, а также различные параметры КЗ и климатические условия, предшествующие КЗ.

Литература

1 Сергей, И.И. Динамика проводов электроустановок энергосистем при коротких замыканиях / И.И. Сергей, М.И. Стрелюк. – Минск : ВУЗ-ЮНИТИ, 1999. – 252 с.

2 Кудрявцев, Е.П. Инженерный расчет прочности и смещения гибких шин при коротких замыканиях / Е.П. Кудрявцев // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1984. – № 11. – С. 20–25.

УДК 621.3

АВТОМАТИКА ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА

Баркин А.К.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Асинхронный режим (АР) в энергосистеме является одним из самых тяжелых аварийных режимов. Он связан с нарушением устойчивости параллельной работы электростанций и отдельных генераторов, что создает опасность повреждения элементов энергосистемы, нарушения электроснабжения потребителей и сопряжено с большим экономическим ущербом.

Поэтому весьма важным является своевременное, селективное и надежное выявление АР в энергосистеме с целью его быстрой ликвидации и восстановления нормального режима, для чего в энергосистемах СССР применялись специальные устройства для автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

По мере развития электрических сетей и перехода к предельным по условию устойчивости режимам работы электропередач возросла опасность АР и его последствий для энергосистем, что, в свою очередь, потребовало разработки более совершенных устройств АЛАР. В настоящее время проектными организациями Минэнерго предусматриваются для вновь вводимых линий электропередачи устройства АЛАР, поставляемые заводами в виде типовых панелей или отдельных устройств, выполняемых по типовым схемам.

Как известно, устойчивость параллельной работы в нормальном режиме работы энергосистем, при авариях типа КЗ, сложных отключениях линий электропередачи и других отключениях поддерживается в энергосистемах за счет естественных синхронизирующих сил. Кроме того, для этой цели используются устройства противоаварийной автоматики (ПА), действующие в начальный момент аварии путем отключения части генераторов, аварийного управления мощностью паровых турбин, отключения части нагрузки и деления энергосистем на несинхронно работающие части. Эти устройства, получившие название автоматики предотвращения нарушения устойчивости, позволяют избежать многих тяжелых аварий и в то же время повысить эффективность использования электропередач за счет увеличения их загрузки в исходном (до аварийном) режиме.

Однако предотвращение нарушений устойчивости с помощью устройств ПА в ряде случаев оказывается либо невозможным, либо нецелесообразным. В этих случаях применяют устройства АЛАР, действующие в конечном итоге на разрыв связей, устойчивость которых нарушена.

Устройства АЛАР могут использоваться как в качестве резерва к устройствам автоматики предотвращения нарушения устойчивости, так и самостоятельно, без них. В обоих случаях – это автоматика, воздействующая на разрыв связей, потерявших устойчивость.

Основная функция этих устройств – выявление факта перехода режима в асинхронный. В ряде случаев требуется также выявление ускоряющейся и тормозящейся частей энергосистемы, что необходимо для восстановления синхронизма (ресинхронизации) или выбора точек деления с учетом расположения узлов нагрузки. Последнее особенно важно для тех «слабых» связей, которые служат не столько для обмена мощностями между энергосистемами, сколько для обеспечения электроснабжения потребителей, подключенных к промежуточным подстанциям. При этом деление целесообразно производить селективно, то есть в таких точках энергосистемы, чтобы нагрузка промежуточных подстанций осталась подключенной к части энергосистемы, имеющей избыток мощности.

В качестве основных технических требований к устройствам АЛАР могут быть названы:

– селективность выявления АР (отличие его от синхронных качаний, отличие асинхронного хода в контролируемом сечении от внешнего асинхронного хода, определение знака скольжения);

– чувствительность к АР (характеризуется отношением значения контролируемого параметра к его значению, соответствующему моменту наступления АР, или способностью устройства фиксировать изменение какого – либо признака, которое характеризует момент наступления АР);

- быстрота действия (время выявления АР);
- простота выполнения и надежность функционирования;
- универсальность применения в сетях сложной конфигурации.

При дефиците активной мощности в части энергосистемы или в одной из энергосистем по причине отключения части генераторных мощностей (отключение ЛЭП, по которой передаются значительные мощности извне; аварийные остановки генератора или группы генераторов, вносящих весомый вклад в выработку электроэнергии в рассматриваемой системе), нагружаются оставшиеся в работе генераторы, частота вращения их понижается и при несвоевременно принятых мерах они переходят в асинхронный режим («вываливание из синхронизма»), при этом скольжение приобретает значительные величины (магнитное поле начинает вращаться относительно ротора машины).

Начало асинхронного режима может быть спровоцировано глубоким понижением напряжения в системе.

Поскольку развитие асинхронного режима может происходить лавинообразно, то АЛАР должна иметь достаточное быстроедействие. Кроме того, система АЛАР должна различать опасный асинхронный режим и неопасные синхронные качания.

УДК 621.3

ВРЕМЯ ИМПУЛЬСНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ НАПРЯЖЕНИЯ

Грицкевич Д.В.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Современные системы автоматического контроля основаны на широком использовании сбора и обработки информации. Представление информации в дискретном виде целесообразно в случаях объектов контроля, имеющих повышенный уровень шумов и помех. В этих случаях обычные методы повышения помехоустойчивости измерительного комплекса, например, путем применения фильтра, приводят к значительному увеличению времени измерения или к понижению точности измерения.

Методы преобразования аналоговой величины в частоту или длительность временного интервала, основу которых составляет интегрирование измеряемого сигнала, позволяют в значительной мере преодолеть этот недостаток.

При наличии преобразования значительно расширяются возможности электронных частотомеров в результате использования их в качестве цифрового вольтметра, измеряющего среднее значения напряжения или тока. Использование преобразователя, расположенного непосредственно около контролируемой точки, и передача частотного сигнала по линии связи в систему обработки и регистрации повышает помехоустойчивость не только измерителя, но и линии связи.

Современные системы автоматического контроля и управления проектируются, как правило, с использованием унифицированного параметра. В этом смысле частотный сигнал является весьма перспективным унифицированным параметром, ибо позволяет повысить эффективность системы за счет приобретения способности к обработке сигналов как в виде напряжения или тока, так и в частотном виде, всегда имеющемся среди контролируемых параметров.

Преобразователи аналоговой величины в частотно-импульсный сигнал могут выполняться на основе простейших релаксационных генераторов типа мультивибраторов, фантастронов, блокинг-генераторов, имеющих большую нелинейность модуляционной характеристики и нестабильность частоты выходных импульсов. Последняя, зависит от непостоянства напряжения питания, от нестабильности параметров устройств, изменения температуры окружающей среды, уровня помех на входе.

В устройствах время-импульсного кодирования изменение воздействующей на преобразователь аналоговой величины приводит к широтно-импульсной модуляции импульсов, следующих через равные интервалы времени, определяемые тактовыми импульсами.

Устройства время-импульсного кодирования могут иметь как разомкнутую, так и замкнутую структуру.

Если время-импульсные методы преобразования, использующие независимое от входного сигнала формирование эталонного уравнивающего напряжения (пилообразного или ступенчатого), то методы преобразования аналоговой величины в частотный или время-импульсный выходной сигнал, в основе которых лежит интегрирование аналогового сигнала, еще в достаточной степени не описаны.

Вместе с тем в силу таких их особенностей как большая точность и линейность преобразования, помехоустойчивость, большая, чем при всех других методах преобразования, сравнительно небольшой объем и простота они находят все большее применение в измерительных приборах ведущих зарубежных фирм.

Одним из методов повышения метрологических характеристик преобразователей является структурный метод, использующий введение в устройство информационной и аппаратурной избыточности, так называемый метод построения автокорректирующих структур.

Увеличение состава оборудования и введение дополнительных, операций позволяет не только повысить метрологические характеристики, но и снизить требования к входящим в состав преобразователя элементам и к точности их регулировки и настройки.

Основным из структурных методов улучшения метрологических характеристик преобразователя является использование замкнутой структуры, т. е. введение цепи обратной связи, общей или местной.

Использование замкнутой следящей системы со стабильным звеном обратной связи позволяет практически исключить влияние на точность формирования выходного сигнала погрешностей элементов прямой цепи системы.

Для устройств, имеющих замкнутую структуру, является характерным сохранение на всем цикле кодирования преобразуемого сигнала, который последовательно по времени уравнивается эталонным непрерывным или импульсным напряжением.

Согласно этому преобразователи аналоговой величины в число импульсов с промежуточным преобразователем во временной интервал и замкнутой структурой по методу преобразования могут быть разделены на устройства с импульсной обратной связью и устройства, использующие в прямом тракте грубый преобразователь аналоговой величины во временной интервал.

УДК 621.3

ИЗУЧЕНИЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СРЕДЕ SIMULINK MATLAB

Изоитко О.Л.

Научный руководитель – АРТЕМЕНКО К.И.

Переходные процессы возникают при любых изменениях режима электрической цепи: при подключении и отключении цепи, при изменении нагрузки, при возникновении аварийных режимов (короткое замыкание, обрыв провода). Изменения в электрической цепи можно представить в виде тех или иных переключений, называемых в общем случае коммутацией. Физически переходные процессы представляют собой процессы перехода от энергетического состояния, соответствующего до коммутационному режиму, к энергетическому состоянию, соответствующему после коммутационному режиму. Исследования переходных процессов реализуются методами математического моделирования. Одной из программ является MatLab со своим приложением Simulink. Simulink выполняет симуляции работы моделируемых систем и устройств.

Целью работы является изучение возникновения переходных процессов, их видов, особенностей и способов ограничения.

Задача исследования – определение уровней токов в переходном процессе.

При анализе переходных процессов в электрических цепях считается, что:

- рубильники включаются и размыкаются мгновенно;
- время переходного процесса, теоретически бесконечно длительное;
- установившийся режим после коммутации рассчитывают при условии $t \rightarrow \infty$.

Анализ переходных процессов производят путем решения дифференциальных уравнений, составленных для исследуемой электрической цепи на основе законов Кирхгофа или метода контурных токов, рисунок 1.

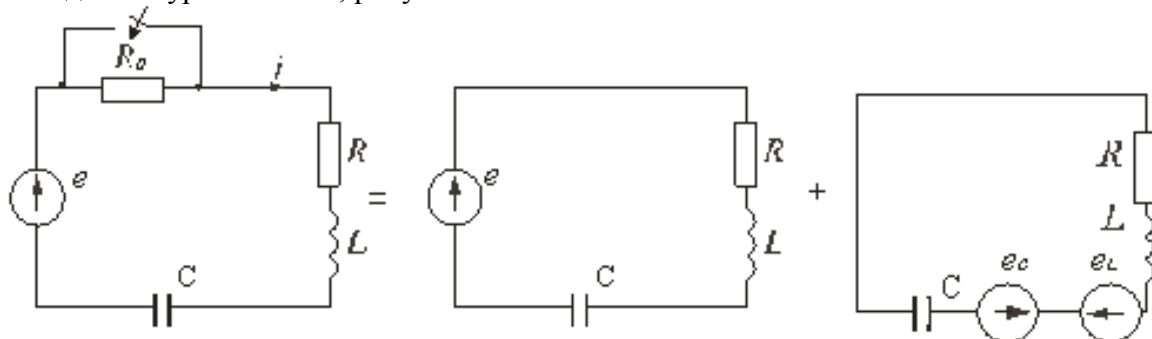


Рисунок 1 – Исследуемая электрическая цепь

Переходные процессы обычно быстро протекающие: длительность их составляет десятые, сотые, а иногда и миллиардные доли секунды. Сравнительно редко длительность переходных процессов достигает секунд и десятков секунд. Тем не менее, изучение переходных процессов весьма важно, так как позволяет установить, как деформируется по форме и амплитуде сигнал, выявить превышения напряжения на отдельных участках цепи, которые могут оказаться опасными для изоляции установки, увеличения амплитуд токов, которые могут в десятки раз превышать амплитуду тока установившегося периодического процесса, а также определять продолжительность переходного процесса. С другой стороны, работа многих электротехнических устройств, особенно устройств промышленной электроники, основана на переходных процессах.

При проведении исследования простейшей электрической схемы уровни токов в момент короткого замыкания превысили номинальные токи и составили:

- для фазы *A* – 800 А;
- для фазы *B* – 1000 А;

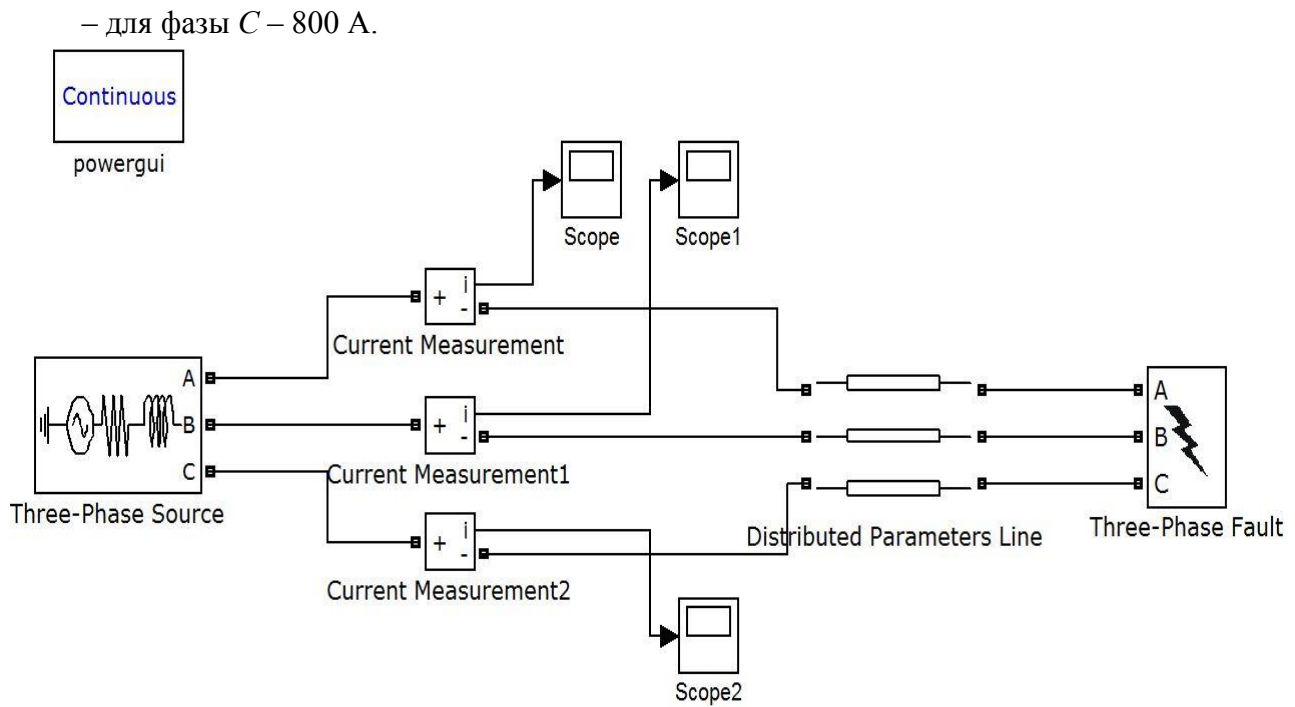


Рисунок 2 – Модель электрической цепи

Литература

- 1 Черных, И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink / И.В. Черных. – М. : ДМК Пресс; СПб. : Питер, 2008. – 288 с.
- 2 Халилов, Ф.Х. Переходные процессы в энергетических системах / Ф.Х. Халилов. – СПб. : НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2013. – 80 с.
- 3 Стариков, С.В. Исследование в оболочке MatLab переходных процессов / С.В. Стариков, В.А. Чевычелов, В.И. Гуль // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. Сер. 4, Энергетика. Электроэнергетика. – 2009. – № 11. – С. 47–50.

УДК 621.3

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Рожко А.С.

Научный руководитель – САПОЖНИКОВА А.Г.

Электрическая энергия как товар используется во всех сферах жизнедеятельности человека, обладает совокупностью специфических свойств и непосредственно участвует при создании других видов продукции, влияя на их качество.

Качество электроэнергии – степень соответствия параметров электрической энергии, к их установленным значениям. В свою очередь, параметр электрической энергии – величина, количественно характеризующая какое-либо свойство электрической энергии. Под параметрами электрической энергии понимают напряжение, частоту, форму кривой электрического тока.

ГОСТ 13109-99 устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии (КЭ) в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей, или приемники электрической энергии (точки общего присоединения – ТОП).

Этот ГОСТ устанавливает 11 основных показателей качества электроэнергии (ПКЭ):

- отклонение частоты δf ;
- установившееся отклонение напряжения δU_y ;
- размах изменения напряжения δU_1 ;
- дозу фликера (мерцания или колебания) P_f ;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_u ;
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения K_n ;
- коэффициент несимметрии напряжений обратной последовательности K_{2U} ;
- коэффициент несимметрии напряжений нулевой последовательности K_{0U} ;
- глубину и длительность провала напряжения $\delta U_n, \Delta t_n$;
- импульсное напряжение $U_{имп}$;
- коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$.

При определении значений некоторых показателей качества электрической энергии используют следующие вспомогательные параметры электрической энергии:

- частоту повторения изменений напряжения K_{2U} ;
- интервал между изменениями напряжения;
- глубину провала напряжения δU_n ;
- частота появления провалов напряжения F_n ;
- длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды $\Delta t_{имп0,5}$;

Установлены два вида норм ПКЭ: нормально допустимые и предельно допустимые. Рассмотрим некоторые показатели качества электрической энергии.

Отклонение частоты в электрической системе, характеризует разность между действительным и номинальным значениями частоты переменного тока в системе электроснабжения и определяется по формуле (1):

$$\delta f = f - f_{ном} \quad (1)$$

Частота переменного тока в электрической системе определяется скоростью вращения генераторов электростанций. Номинальное значение частоты в 50 Гц в электрической системе может быть обеспечено при условии наличия резерва активной мощности. В каждый момент времени в электрической системе должно быть обеспечено равенство между мощностью генераторов электростанций и мощностью, потребляемой нагрузкой с учетом потерь мощности на передачу в электрической сети. Ввод резервной мощности возможен в системе за счет дополнительного расхода энергоносителя турбин электростанций.

Если резерв мощности оказывается недостаточным, не реализуется или отсутствует вообще, возникновение дефицита активной мощности приводит к снижению частоты, в

результате которого снижается производительность механизмов собственных нужд тепловых электростанций и, как следствие, механическая мощность турбин и электрическая мощность генераторов.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) предназначена для предотвращения недопустимого снижения частоты при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме или отдельных ее районах. Действует на отключение части менее ответственных потребителей.

Провал напряжения – внезапное значительное снижение напряжения в точке электрической сети ниже $0,9U_{ном}$, которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня через промежуток времени от десяти миллисекунд до нескольких десятков секунд.

Провал напряжения характеризуется глубиной (по отношению к значению напряжения в нормальном режиме) и длительностью.

Основной причиной провалов напряжения в системе электроснабжения являются короткие замыкания в отходящих от цепи питания данного узла нагрузки ответвлениях электрической сети высокого (35–220 кВ), среднего (6–10 кВ) напряжений и в сетях с напряжением до 1 кВ.

Восстановление напряжения после провала наступает благодаря действию системы автоматического повторного включения (АПВ), а при неуспешном АПВ, при длительных провалах, благодаря устройствам автоматического ввода резервного питания (АВР).

Несинусоидальность напряжения появляется потому, что в кривой напряжения, помимо гармоник основной частоты, есть гармоники других высших частот, кратных основной частоте.

Причиной возникновения несинусоидальности напряжения является наличие потребителей электроэнергии с нелинейной вольт-амперной характеристикой. Основной вклад в несинусоидальность напряжения вносят тиристорные преобразователи электрической энергии, получившие широкое распространение в промышленности.

Для снижения несинусоидального напряжения применяют оборудования, характеризующегося пониженным уровнем генерации высших гармоник, например, многофазных вентильных преобразователей. Использование фильтровых устройств: параллельных узкополосных резонансных фильтров и фильтрокомпенсирующих устройств.

Временное перенапряжение – повышение напряжения в точке электрической сети выше $1,1U_{ном}$ продолжительностью более 10 мс, возникающее в системах электроснабжения при коммутациях или коротких замыканиях.

Для устранения временных перенапряжений используется ограничитель перенапряжения нелинейный (ОПН) – электрический аппарат, предназначенный для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений. ОПН также можно назвать разрядником без искровых промежутков. ОПН на сегодняшний день являются одним из эффективных средств защиты оборудования электрических сетей.

Колебания напряжения характеризуются размахом изменения напряжения, частотой повторения изменений напряжения, дозой фликера, интервалом между изменениями напряжения.

Источниками колебаний напряжения являются потребители электроэнергии с резкопеременным графиком потребления мощности, особенно реактивной. К ним относятся: дуговые сталеплавильные печи, электросварка, поршневые компрессоры и ряд других. При резком возрастании нагрузки происходит резкое увеличение потерь напряжения в ветвях сети, питающих эту нагрузку. В результате резко уменьшается напряжение на приемном узле ветви. При резком уменьшении нагрузки происходит уменьшение потерь напряжения и, следовательно, увеличение напряжения на приемном узле ветви.

Для снижения колебаний напряжения применяются электрооборудования со сниженными пусковым током и улучшенным $\cos\phi$ при пуске. Также снижают сопротивления питающего участка сети.

К основным задачам измерения и анализа показателей качества электроэнергии (ПКЭ) относятся: обнаружение помех и их оценка, регистрация измеренных числовых характеристик в целях обработки и отображения результатов, оценка измеренных значений показателей качества электроэнергии на соответствие установленным требованиям, определение источника помех, проведение коммерческих расчетов между поставщиком и потребителем электроэнергии. Для организации измерений необходимо определить вид контроля, точку осуществления измерений и виды контролируемых ПКЭ.

Литература

- 1 Карташевич, И.И. Нормирование показателей качества электрической энергии / И.И. Карташевич, А.И. Воложин. – Л. : Энергия, 2006. – 134 с.
- 2 Агунов, А.В. Управление качеством электроэнергии при несинусоидальных режимах / А.В. Агунов. – Л. : Энергия, 2009. – 320 с.

УДК 621.3

НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Мазуров А.Ю.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

Накопители энергии – это комплексные, интегрированные решения по накоплению электрической энергии, ее преобразованию и дальнейшему использованию. Рассмотрим различные виды накопителей, их достоинства и недостатки.

Самые массовые «электрические» накопители энергии – это обычные радиотехнические конденсаторы. Они обладают огромной скоростью накопления и отдачи энергии – как правило, от нескольких тысяч до многих миллиардов полных циклов в секунду, и способны так работать в широком диапазоне температур многие годы, а то и десятилетия. Конденсаторы можно разделить на два больших класса – неполярные (т. е. не содержащие жидкого электролита) и полярные (обычно электролитические). Использование жидкого электролита обеспечивает существенно большую удельную ёмкость, но почти всегда требует соблюдения полярности при подключении. Кроме того, электролитические конденсаторы часто более чувствительные к внешним условиям, прежде всего к температуре, и имеют меньший срок службы.

Ионисторы, которые иногда называют «суперконденсаторами», можно рассматривать как своего рода промежуточное звено между электролитическими конденсаторами и электрохимическими аккумуляторами. От первых они унаследовали практически неограниченное количество циклов заряда-разряда, а от вторых – относительно невысокие токи зарядки и разрядки (цикл полной зарядки-разрядки может длиться секунду, а то и намного дольше). Ёмкость их также находится в диапазоне между наиболее ёмкими конденсаторами и небольшими аккумуляторами – обычно запас энергии составляет от единиц до нескольких сотен джоулей.

Ёмкостные накопители энергии (ЕНЭ) относятся к разряду наиболее мощных энергоисточников. Они надежны в работе, обладают высокой эффективностью передачи накопленной энергии в нагрузку. Для зарядки ЕНЭ могут быть использованы маломощные зарядные устройства. Вследствие малой удельной энергоёмкости создание ЕНЭ с запасаемой энергией более 10 МДж затруднительно. Увеличение удельной энергоёмкости возможно за счет применения более совершенных компонентов при изготовлении конденсаторов, совершенствования технологии их сборки, уменьшения ресурса (числа пусков), работы конденсаторов в апериодическом режиме разряда.

Молекулярные накопители энергии (МНЭ) представляют собой конденсаторы с двойным электрическим слоем. Они отличаются от обычных импульсных конденсаторов тем, что для пространственного разделения разноименных зарядов, создающих рабочее электрическое поле, используются не макроскопический диэлектрический слой между проводящими обкладками, а микроскопический поляризованный слой на границе поверхности раздела двух сред.

Индуктивные накопители энергии (ИНЭ) характеризуются высокими выходными параметрами электрической, а также высокими удельными и экономическими показателями. Для накачки энергии в ИНЭ используются источники тока с большой электрической мощностью, чтобы уменьшить время зарядки до единиц секунд. В противном случае джоулевы потери энергии при запитке ИНЭ могут оказаться сравнимыми с запасаемой в накопителе энергией. Для запитки ИНЭ могут быть использованы электромашинные накопители (ударные униполярные и синхронные генераторы), МГД-генераторы кратковременного действия (МГДКД, ЖМГДГ), химические источники тока.

Сверхпроводящие индуктивные накопители энергии (СПИНЭ) имеют широкие перспективы использования, обусловленные возможностью длительного хранения энергии в форме магнитной энергии, что позволяет создавать системы с высоким уровнем времени готовности. Важной в практическом отношении особенностью СПИНЭ является

возможность его запитки от источника с малой электрической мощностью. В конструкции СПИНЭ можно условно выделить три основных конструктивных узла: собственно, магнитная система, криогенная система и система связи с внешней сетью, так называемый преобразователь-инвертор. Метод накопления электроэнергии с помощью СПИНЭ отличается экологической чистотой. Не используются вредные материалы, никаких химических реакций не происходит. Отходы производства отсутствуют. Новые технические возможности в создании СПИНЭ могут быть связаны с разработкой высокотемпературных сверхпроводников. Высокотемпературные сверхпроводящие материалы характеризуются сравнительно высокими значениями критических полей (100 Тл) и все еще высокими температурами сверхпроводящих состояний. Основное развитие импульсных источников данного класса предполагается в направлении роста запасаемой электрической энергии без заметного увеличения выходной мощности. Для импульсных накопителей энергии характерен широкий диапазон изменения выходных токов и напряжений электрических импульсов.

Накопитель энергии позволяет осуществлять бесперебойное электроснабжение в случае критического падения, понижения или полного отсутствия напряжения в сети. В последнее время наблюдается большее расширение сферы применения накопителей электрической энергии (НЭЭ): автомобильный транспорт, электрический транспорт городов, включая метро, система резервирования в электрических системах, системы электроснабжения нетрадиционной энергетики, пригородный транспорт и др. Это свидетельствует о большой области применения накопителей электрической энергии.

УДК 621.317.33

АВТОМАТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Баран А.Г., Баран Ю.Г.

Научный руководитель – БОГУСЛАВСКИЙ С.И.

Непрерывный мониторинг температуры вероятных точек отказа токоведущих частей электрооборудования позволяет определить быстро меняющиеся условия эксплуатации и является опережающим индикатором потенциальной неисправности / отказа оборудования.

Технология поверхностных акустических волн (ПАВ технологий) относится к наиболее передовым [1, 2]. Она помогает создавать умные сети электроснабжения (Smart grid) посредством использования информационных и коммуникационных сетей и технологий для сбора информации об энергопроизводстве и энергопотреблении, позволяющей автоматически повышать эффективность, надежность, экономическую выгоду, а также устойчивость производства и распределения электроэнергии. Применение ПАВ технологий позволяет гибко выделять в составе Smart grid подсистему автоматизированного мониторинга силового электротехнического оборудования. Интеллектуальные решения посредством ПАВ технологий значительно повышают эффективность и надежность работы сети и помогают избежать отключений и поломок оборудования.

Преимуществами ПАВ технологии для контроля температуры являются:

- мониторинг токоведущих элементов;
- пассивные датчики без элементов питания;
- автоматизация и отсутствие человеческого фактора;
- интеграция в промышленные сети и интернет;
- беспроводной контроль токоведущих узлов;
- непрерывный контроль узлов под напряжением;
- длительный срок службы, без обслуживания.

Современный мировой рынок систем автоматического мониторинга температуры токоведущих частей электрооборудования представлен несколькими хорошо известными представителями:

- IntelliSAW – www.intellisaw.com [3, 4].
- SenGenuity – www.sengenuity.com [5].
- Carinthian Tech Research (CTR) – www.ctr.at [6].
- Environetix Technologies Corporation – www.environetix.com [7].
- RF SAW, Inc. – www.rfsaw.com [8] (ПАВ Лаборатория – www.rfsaw.ru [9]).

Каждая из компаний предлагает собственные разработки пассивных беспроводных радиомониторинговых систем контроля температуры с использованием устройств, функционирующих на основе ПАВ технологий. ПАВ технология обеспечивает идеальное решение, так как оно непроницающее, не требует питания для датчиков, имеет высокую степень интеграции, режим реального времени и обеспечивает постоянный 24 часовой и 7 суточный мониторинг оборудования.

Платформа диагностики ответственного производственного оборудования IntelliSAW (рисунок 1) контролирует три основных режима отказа производственного оборудования. Система состоит из блока мониторинга и трех типов датчиков:

- беспроводной SAW датчик температуры: адресуемый датчик термического пробоя.
- частичных разрядов: адресуемый датчик пробоя изоляции.
- влажности / температуры окружающей среды: адресуемый датчик пробоя воздушного диэлектрика.

SenGenuity предлагает пассивную беспроводную систему, основанную на ПАВ технологии измерения температуры (рисунок 2), которая идеально подходит для широкого

спектра применений: высоковольтная коммутационная аппаратура, вращающиеся детали машин и беспроводные зонды.

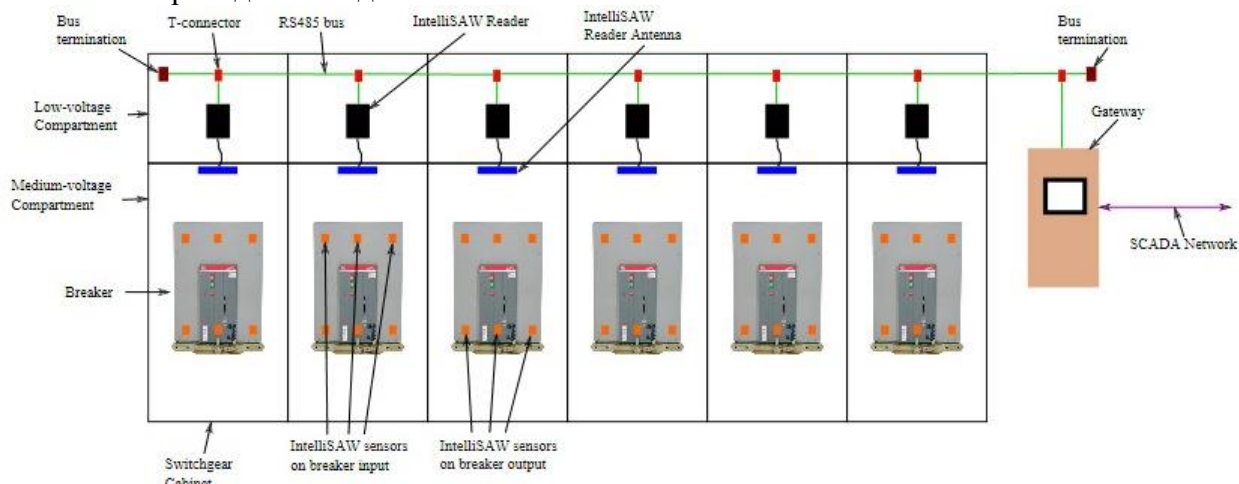


Рисунок 1 – Типовой вариант установки беспроводной системы мониторинга температуры IntelliSAW в распределительном устройстве подстанции

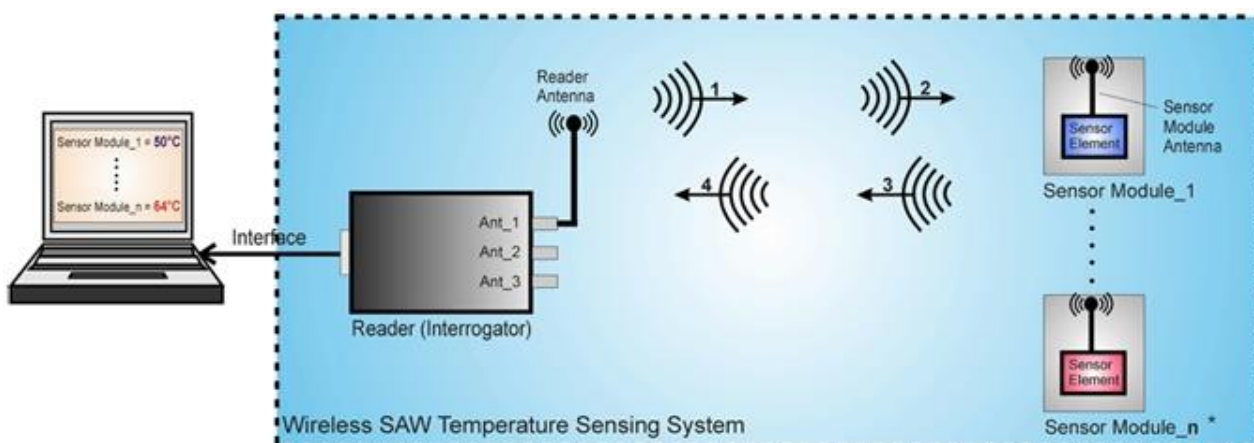


Рисунок 2 – Структурная схема беспроводной системы определения температуры SenGenuity

Беспроводные датчики СТР основаны на технологии поверхностных акустических волн. Датчик получает питание от беспроводного сигнала и передает собранные данные считывающему устройству. Используя особенно надежную ПАВ технологию, которая измеряет изменение скорости поверхностных волн, можно найти решения для экстремальных промышленных условий окружающей среды. Датчики СТР позволяют производить измерения температур в диапазоне от $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+400\text{ }^{\circ}\text{C}$

Беспроводная система датчиков температуры Environetix (рисунок 3) имеет следующие особенности: стабильная и надежная работа до $900\text{ }^{\circ}\text{C}$; несколько датчиков со встроенными радиочастотными антеннами; беспроводная радиочастотная система опроса радиочастот; возможность установки на вращающихся или неподвижных деталях.

Система мониторинга температуры высоковольтных узлов распределительных устройств и высоковольтных линий электропередачи компании «ПАВ Лаборатория» применяется распределительными сетевыми компаниями и эксплуатирующими организациями для предотвращения нарушений условий эксплуатации, которые могут привести к катастрофическим последствиям (рисунок 4). Разработаны технические средства для организации системы контроля температуры высоковольтных узлов в КРУ беспроводные датчики TSAW-РВ для установки на токоведущие шины, TSAW-PL для установки на провода ЛЭП и TSAW-РТ для масляных трансформаторов.

Для каждой из представленных систем данные с датчиков собираются в аппаратное устройство «накопитель данных» (контроллер), который рассчитан на прием широкого диапазона данных по беспроводной связи и имеет возможность передачи данных через общую сеть для записи и интерпретации данных. Данные измерений, полученные от контроллера, посредством протокола Modbus RTU отображаются на экране компьютера (система визуализации SCADA) данные архивируются в базе данных SCADA и отображаются на экране.

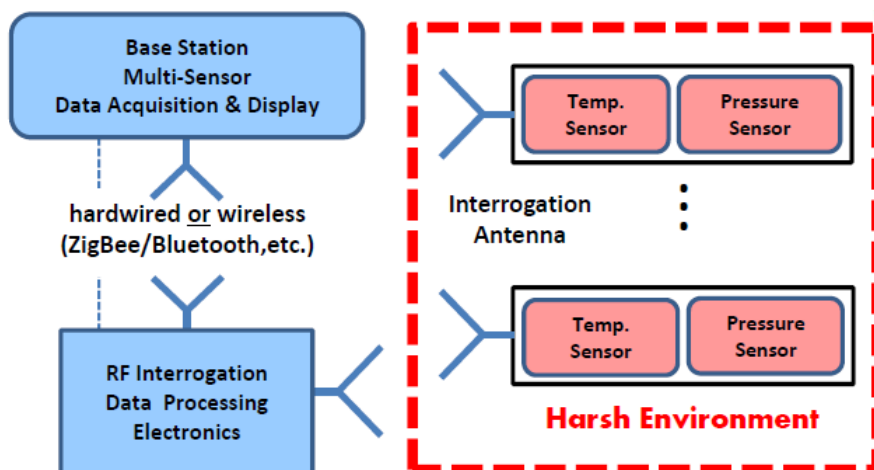


Рисунок 3 – Беспроводная система датчиков температуры для агрессивных сред Environetix Technologies Corporation

Пассивные датчики
sens RF SAW
HIGH RF SAW Voltage

Антенны

Считыватели

Шлюз Modbus TCP/IP

On-line контроль температуры и других параметров энергосистемы

Информационная система мониторинга состояния объектов
ПАВ - Датчик № 9070900
Температура объекта 28.05.2013 г.
27.45
Сетевой модуль

Другие датчики энергетических объектов

Автоматика защиты

Рисунок 4 – Система мониторинга температуры высоковольтных узлов электрооборудования компании «ПАВ Лаборатория»

Применение ПАВ технологий сводит к минимуму риск возникновения аварии благодаря статистическому мониторингу тепловых режимов работы элементов распределительных устройств. Благодаря применению ПАВ технологий система контролирует температуру, выбранных пользователем критических точек

распределительного устройства, и генерирует сигнал тревоги посредством превышения температуры заданной пользователем (сравнение заданной и фактической температуры).

Система мониторинга параметров, связанных с потенциальными режимами отказа электрического оборудования, позволяет решить две ключевые задачи: во-первых, оповестить конечных пользователей о существующем отказе и во-вторых, рекомендовать параметры технического обслуживания и/или проверок, основанных на анализе тенденций изменения параметров, способствующих отказу, а не на запланированных отключениях.

Литература

1 Binder, A. Wireless SAW Temperature Sensor System for High-Speed High-Voltage Motors / A. Binder, R. Fachberger // IEEE Sensors Journal. – 2011. – Volume 11. – Issue 4. – Pp. 966–970.

2 Schuster, S. Performance evaluation of algorithms for SAW-based temperature measurement / S. Schuster; S. Scheiblhofer; L. Reindl; A. Stelzer // IEEE Transactions on Ultrasonics, Ferroelectrics, and Frequency Control. – 2006. – Volume 53. – Issue 6. – Pp. 1177–1185.

3 Advanced Monitoring Solutions for Critical Electric Power Transmission & Distribution Assets // IntelliSAW Features Overview [Electronic resource]. – 2017. – Mode of access : <http://www.intellisaw.com/>. – Date of access : 10.02.2017.

4 Electrical Switchgear Monitoring System // IntelliSAW Features Overview [Electronic resource]. – 2017. – Mode of access : <http://www.intellisaw.com/Technology/intellisaw-electrical-switchgear-monitoring-system.html>. – Date of access : 10.02.2017.

5 Wireless SAW Temperature Sensor System // SenGenuity Sensor Engines [Electronic resource]. – 2017. – Mode of access : <http://www.sengenuity.com/tempsensor.html>. – Date of access : 10.02.2017.

6 Wireless sensors for extreme conditions // Carinthian Tech Research [Electronic resource]. – 2017. – Mode of access : <http://www.ctr.at/en/r-d-technologies/wireless-sensors.html>. – Date of access : 10.02.2017.

7 Wireless SAW// Environetix Technologies Corporation [Electronic resource]. – 2017. – Mode of access : <http://www.environetix.com/technologies-solutions/wireless-saw/>. – Date of access : 10.02.2017.

8 RFID and Temperature Sensing Utilizing SAW Technology // RF SAW, Inc. [Electronic resource]. – 2017. – Mode of access : <http://www.rfsaw.com/Pages/default.aspx>. – Date of access : 10.02.2017.

9 Системы мониторинга температуры // ПАВ Лаборатория [Электронный ресурс]. – 2017. – Режим доступа : http://rfsaw.ru/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=37&Itemid=730&lang=ru. – Дата доступа : 10.02.2017.

УДК 621.3

ЭЛЕКТРОЗАЩИТНЫЕ СРЕДСТВА И КОНТРОЛЬ ИХ СОСТОЯНИЯ

Андралойть О.Ю.

Научный руководитель – ГАВРИЕЛОК Ю.В.

Электронасыщенность современного производства формирует электрическую опасность, источником которой могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование и инструмент, вычислительная и организационная техника, работающая на электричестве. Это определяет актуальность проблемы электробезопасности – ликвидацию электротравматизма.

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Средства защиты – средство, применение которого предотвращает или уменьшает воздействие на одного или более работающих опасных и (или) вредных производственных факторов. Электрозащитные средства – это переносимые и перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих с электроустановками, от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Основные электрозащитные средства – это средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок, и которые позволяют прикасаться к токоведущим частям, находящимся под высоким напряжением.

К электрозащитным средствам относятся:

- изолирующие штанги (оперативные для наложения заземления, измерительные), изолирующие клещи (для операций с предохранителями) и электроизмерительные, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки и так далее;

- изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ и слесарно-монтажный изолирующий инструмент для работы в электроустановках напряжением до 1000 В;

- диэлектрические перчатки, боты, галоши, изолирующие накладки и подставки;

- индивидуальные экранирующие комплекты;

- переносные заземления;

- оградительные устройства и диэлектрические колпаки;

- плакаты и знаки безопасности.

Так как главным свойством большинства защитных средств является их изолирующая способность, то для проверки ее делается испытание приложением к изолирующей части испытательного напряжения промышленной частоты. Величина этого напряжения больше обычного рабочего напряжения и устанавливается в согласовании с «Правилами использования и тесты защитных средств, используемых в электроустановках». Периодичность испытаний защитных средств в эксплуатации также установлена этими Правилами. Нормы и сроки испытаний защитных средств приведены там же.

Защитные средства, выдерживающие какую-либо механическую нагрузку при работе (штанги, изолирующие подставки, предохранительные пояса и страхующие канаты), испытываются также на механическую крепкость нагрузкой, установленной Правилами использования и тесты защитных средств, используемых в электроустановках.

Контроль состояния защитных средств конкретно перед каждым внедрением является неотклонимым. С этой целью наружным осмотром проверяется целостность деталей рабочей части, отсутствие наружных повреждений, способных нарушить защитное действие (трещинок, царапин лакового покрова), отсутствие загрязнения, наличие штампа об испытании, годность защитного средства к использованию в данной электроустановке (по напряжению) и срок годности к использованию (по штампу). Использование защитным средством, срок годности которого истек, категорически воспрещается. Оно должно быть изъято из эксплуатации.

Внедрение изолирующих защитных средств в электроустановках с напряжением выше того, для которого защитное средство было испытано, категорически не допускается.

Средства защиты необходимо хранить и перевозить в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к употреблению, поэтому они должны быть защищены от увлажнения, загрязнения и механических повреждений.

Средства защиты необходимо хранить в закрытых помещениях.

Находящиеся в эксплуатации средства защиты из резины следует хранить в специальных шкафах, на стеллажах, в ящиках и т. п. отдельно от инструмента. Они должны быть защищены от воздействия масел, бензина и других, разрушающих резину веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов. Средства защиты из резины, находящиеся в складском запасе, необходимо хранить в сухом помещении.

Электрозащитными средствами следует пользоваться по их прямому назначению в электроустановках напряжением не выше того, на которое они рассчитаны.

Любая электроустановка несет в себе большую опасность. Опасность заключается в поражении непосредственно электрическим током и электрической дугой. Следовательно, при обслуживании электроустановки необходимо пользоваться электрозащитными средствами.

УДК 621.3

МЕТОДЫ ПРОВЕРКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Магер Н.С.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Основное назначение релейной защиты – обнаружение и автоматическое отключение неисправных электрических устройств. Релейная защита и автоматика – это комплекс устройств, связанных между собой и выполняющий функции контроля работы электросистемы. При обнаружении какой-либо неисправности, в сети включается автоматическая защита цепей, которая отсекает неисправный участок от общей электросети. Для того чтобы обеспечить правильную и надежную работу устройств релейной защиты, необходимо периодически производить их проверку. Периодичность проверок устанавливается с учетом ответственности объекта, состояния аппаратуры, квалификации обслуживающего персонала и других факторов, характерных для каждого конкретного случая.

К методам проверки релейной защиты, исследование которых проводится в работе, относятся: проверка механической части релейной аппаратуры, проверка правильности монтажа и маркировки цепей, проверка изоляции, проверка трансформаторов тока, проверка трансформаторов напряжения, проверка аппаратуры и цепей управления.

Проверка механической части релейной аппаратуры заключается в определении надежности работы реле и устойчивости их электрических характеристик, которые в значительной степени зависят от исправности и правильности регулировки механической части. Поэтому все реле как при новом включении, так и во время полных плановых проверок подвергаются тщательному осмотру, проверке состояния и регулировке механической части. Наиболее полная проверка реле производится при новом включении, а также при обнаружении явных неисправностей.

Проверку правильности монтажа производят сравнением фактического монтажа проводов на панели и кабельных связей между панелями с принципиальной и монтажной схемами. Проверка производится при новом включении, а также после изменения схемы устройства, когда производился полный или частичный ремонт. Правильность скрытого монтажа проводов на панели, а также коротких контрольных кабелей можно проверить с помощью вольтметра, контрольной лампы или мегомметра.

Проверка состояния изоляции включает в себя измерение сопротивления изоляции и испытание ее электрической прочности. Перед проверкой все аппараты, зажимные сборки и другие детали очищают от пыли и грязи. В случае необходимости производят сушку отсыревших деталей и проводки. Измерение сопротивления изоляции жил контрольных кабелей, проводов, обмоток и контактов реле производится по отношению к «земле» и между несвязанными цепями с помощью мегомметра 1000–2500 В. Проверка изоляции с помощью мегомметра производится как при новом включении, так и при каждой плановой проверке устройства.

При новом включении производится осмотр трансформаторов тока и их цепей, проверяются сопротивление постоянного тока и электрическая прочность изоляции вторичных обмоток, определяются однополярные зажимы, проверяются характеристики намагничивания, коэффициенты трансформации. При плановых проверках производятся осмотр трансформаторов тока, проверка сопротивления обмоток, сопротивления изоляции и снятие характеристик намагничивания. Полярность выводов обмоток трансформаторов тока проверяется с помощью магнитоэлектрического прибора с обозначенной полярностью обмотки и нулем в середине шкалы.

Также при новом включении производится осмотр трансформатора напряжения и его вторичных цепей, проверяются электрическая прочность изоляции, полярность обмоток и маркировка вторичных цепей, измеряются напряжение короткого замыкания и сопротивление обмоток на постоянном токе, проверяются исправность вторичных цепей

напряжения и надежность действия плавких предохранителей и автоматов, а также цепей контроля и сигнализации при повреждениях. При плановых проверках, которые проводятся 1 раз в 3–4 года и совмещаются с капитальным ремонтом трансформатора напряжения, производится осмотр, проверяются электрическая прочность изоляции, исправность защиты и контроля цепей напряжения. После ремонтов с отсоединением обмоток от выводов производится проверка однополярных зажимов.

Проверка аппаратуры и цепей управления заключается в проверке механической исправности всех элементов схемы управления и приводов выключателей, разъединителей или автоматов. Особое внимание при проверке необходимо обратить на состояние блокировочных контактов, включенных в цепях отключающих и включающих катушек, а также на правильность и устойчивость их регулировки. Для того чтобы выключатель надежно включался, блокировочный контакт, установленный в цепи катушки отключения, должен всегда замыкаться в самом конце хода привода на включение. Для того чтобы обеспечить надежное отключение выключателя при включении его на короткое замыкание, блокировочный контакт, установленный в цепи катушки отключения, должен замыкаться немного раньше замыкания силовых контактов выключателя. Регулировка блокировочных контактов разных типов осуществляется поворотом их на валу выключателя или изменением длины тяги, действующей на поводок контакта. При регулировке контактов необходимо тщательно проверить исправность отдельных элементов и надежность передачи от вала выключателя к валу контактов. Регулировка блокировочных контактов производится при медленном включении выключателя вручную и опробуется при нормальном включении и отключении выключателя.

УДК 621.3

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНО-ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГИИ В СЕЛЬСКОЙ МЕСТНОСТИ

Апетёнок В.О.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

В последнее десятилетие в Республике Беларусь, наблюдается серьезная заинтересованность государства в развитии альтернативных источников электрической энергии, в том числе и солнечной энергетики. Но в использовании этого вида энергии есть свои проблемы, главная из которых заключается в том, что основная выработка полезной мощности не совпадает с суточными пиками нагрузки. Данную проблему способны решить накопители энергии (аккумуляторы), работающие в связке с инвертором, но такие установки не подходят для хранения большого количества энергии, они дорогостоящи, требуют определенных условий использования, а также занимают много места. В данной работе будет рассмотрен метод решения этой проблемы.

Методом запасаения электрической энергии, может выступить метод известный со школы, а именно электролиз воды. При протекании тока не большой силы через воду на отрицательном электроде (катоде) выделяется водород, а на положительном электроде (аноде) – кислород. Когда же потребуется использовать водород для генерации электрической энергии можно использовать газотурбинную установку, в которой водород будет сожжен, с получением воды на выхлопе.

Но с хранением водорода существуют свои трудности. Первая из них заключается во взрывоопасности смеси водорода и кислорода (гремучий газ). Вторая – водород является очень легким газом и из-за этого он имеет большую способность к улетучиванию. Так же водород способен растворяться в металлах и диффузировать сквозь них, что ведет к дополнительным потерям, а также разрушению стенок баллонов из сплавов металлов.

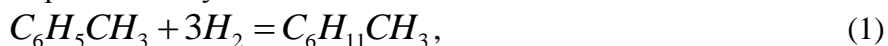
В данной работе рассмотрена целесообразность установок данного типа, а также возможность использования их в различных отраслях хозяйственной деятельности человека.

Хранение водорода так же является не простой задачей, так как водород имеет большой объем и его хранение в чистом виде сопряжено с большими потерями. Использование установки по сжиганию кислорода решает проблему с объемом, но усугубляет проблему потерь, а также постоянное использование холодильных установок для поддержания низкой температуры требует больших затрат электрической энергии.

В случае для приусадебного участка идеально подходит метод хранения водорода основанный на принципе гидрирования толуола.

Основной идеей данной установки является заготовка водорода в летний период и сжигание его в парогазовой установке (ПГУ) во время суточных пиков нагрузки в зимний период, так как при сжигании водорода мы получаем не только электрическую энергию, но и тепловую, которая может пойти на отопление дома.

Использование принципа гидрирования толуола позволяет хранить водород при атмосферном давлении в небольшом объеме и при температуре окружающей среды. Потери водорода при таком хранении стремятся к нулю.



где $C_6H_5CH_3$ – толуол (метилбензол);

H_2 – водород;

$C_6H_{11}CH_3$ –метилциклогексан.

Принципиальная схема установки изображена на рисунке 1.

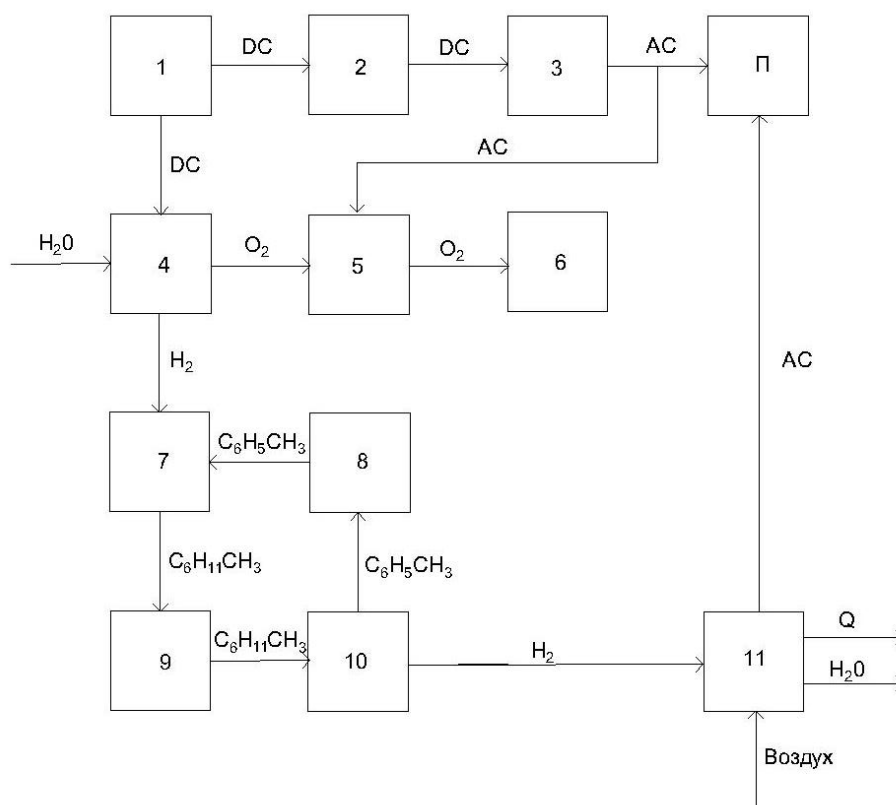


Рисунок 1 – Принципиальная схема солнечно-водородной установки

- 1 – солнечные батареи; 2 – аккумуляторные батареи;
 3 – инвертор; 4 – установка электролиза; 5 – компрессор;
 6 – резервуар с кислородом; 7 – установка гидрирования
 толуола; 8 – резервуар с метилбензолом; 9 – резервуар
 с метилциклогексаном; 10 – установка дегидрирования
 метилциклогексана; 11 – парогазовая установка

При гидрировании толуола мы связываем толуол с водородом и получаем метилциклогексан, который, в нормальных условиях, представляет собой жидкость. Когда же нам нужно выделить водород, проводим дегидрирование метилциклогексана с образованием толуола и водорода.

В результате расчетов получено, что в течении календарного года на установке с солнечными батареями суммарной мощностью 15,86 кВт может быть получено 11438 кВт·ч электроэнергии. А в зимний период времени с помощью ПГУ может быть получено 2230 кВт·ч электроэнергии, таким образом, электрический КПД установки составляет 19,5 %, а срок окупаемости 145 лет.

Следовательно, на данном этапе развития техники, использование такой установки является нерентабельным.

Литература

1 PV Potential estimation utility [Электронный ресурс] – Режим доступа : <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#> – Дата доступа : 22.03.17.

2 Solartime [Электронный ресурс] – Режим доступа : http://solartime.by/oborudovanie/solnechnye_batarei/solnechnye_batarei_solarmodule_KDM_KD-P260.html – Дата доступа : 22.03.17.

3 Альтернативная энергия [Электронный ресурс] – Режим доступа : <http://altenergiya.ru/sun/mnogoobrazie-vidov-solnechnyx-panelej.html> – Дата доступа : 22.03.17.

4 Белобородов, В.Л. Органическая химия / В.Л. Белобородов, С.Э. Зурабян, А.П. Лузин, Н.А. Тюкавкина. – М. : Дрофа, 2003. – 640 с.

5 Низкоамперный электролиз воды [Электронный ресурс] – Режим доступа : http://www.o8ode.ru/article/energo/electroliz_water.htm – Дата доступа : 22.03.17.

6 Новая генерация [Электронный ресурс] – Режим доступа : <http://www.manbw.ru/analytics/elliott.html> – Дата доступа : 22.03.17.

7 Официальный сайт филиала «Энергосбыт» [Электронный ресурс] – Режим доступа : http://www.energosbyt.by/tariffs_ul_ee.php – Дата доступа : 22.03.17.

8 Энергоэффективность & Энергосбережение [Электронный ресурс] – Режим доступа : <http://energosberejenie.org/stati/istoriya-sozdaniya-solnechnykh-batarej> – Дата доступа : 22.03.17.

УДК 621.3.022

ТОКИ НЕБАЛАНСА В ТОКОВОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЕ

Романович Л.А.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Дифференциальная защита – один из видов релейной защиты, отличающийся абсолютной селективностью и выполняющийся быстродействующей (без искусственной выдержки времени).

Дифференциальная защита применяется в качестве основной защиты трансформаторов при повреждениях их обмоток, на вводах и ошиновке.

Коэффициенты трансформации измерительных цепей должны обеспечивать равенство токов на входе и на выходе. На практике это условие недостижимо, потому трансформаторы токов выпускаются со стандартными напряжениями. Для этого в измерительные цепи вводят согласующие трансформаторы и автотрансформаторы.

Дифференциальная токовая отсечка – наиболее простая из дифференциальных защит трансформатора.

Наличие тока небаланса объясняется рядом факторов:

- трансформаторы тока имеют недостаточно идентичные друг другу характеристики.
- некоторое влияние на возникновение тока небаланса может оказывать намагничивающий ток, возникающий в обмотках защищаемого трансформатора.
- неодинаковое соединение обмоток первичной и вторичной стороны защищаемого трансформатора так же влияет на возникновение тока небаланса.

Следует отметить, что современные микропроцессорные устройства защиты способны учитывать эту разницу самостоятельно, и при их использовании, как правило, вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока соединяют звездой на обоих концах защищаемого участка, указав это в настройках устройства защиты.

Одной из основных причин появления тока небаланса в обмотках реле дифференциальных защит как в нормальном режиме, так и при внешнем коротком замыкании являются погрешности трансформаторов тока.

Токи небаланса в переходном режиме, обусловленные апериодической составляющей в первичном токе. В переходном режиме, например, в начальный момент КЗ на величину и характер тока небаланса большое влияние оказывает апериодическая составляющая первичного тока. Апериодический ток, изменяющийся только по величине, а по знаку остающийся постоянным, называется свободной составляющей полного тока. Переменный по знаку синусоидальный ток называется установившейся составляющей полного тока.

Максимальное мгновенное значение полного тока называется ударным током. Ударный ток больше установившегося значения тока короткого замыкания примерно в 1,5–1,8 раза.

Ток намагничивания силового трансформатора проходит только по обмотке, включаемой под напряжение. Для дифференциальной защиты трансформатора такой режим соответствует КЗ в защищаемой зоне, так как вторичные токи поступают в реле только от одного плеча токовых цепей.

Поскольку токи небаланса в установившемся режиме относительно малы, от них можно отстроиться уставкой срабатывания реле. Поэтому ток срабатывания дифференциальной защиты отстраивают от максимального значения тока небаланса в установившемся режиме (после затухания апериодической составляющей переходного процесса). Для предотвращения ложной работы дифференциальной защиты от бросков намагничивающего тока силовых трансформаторов при включении их под напряжение, а также от бросков тока небаланса при внешних КЗ токовые реле включаются в дифференциальные цепи через специальные промежуточные насыщающиеся трансформаторы тока (НТТ).

УДК 621.3.023

НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕМЕНТОВ АВТОМАТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ

Тыщик И.А.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Развитие современной аппаратуры характеризуется значительным увеличением ее сложности. Усложнение обуславливает повышение гарантии своевременности и правильности решения задач.

Проблема надежности возникла в 50-х годах, когда начался процесс быстрого усложнения систем, и стали вводиться в действие новые объекты. В это время появились первые публикации, определяющие понятия и определения, относящиеся к надежности, и была создана методика оценки и расчета надежности автоматических устройств вероятностно-статистическими методами.

Исследование поведения автоматических устройств во время эксплуатации и оценка его качества определяет его надежность. Термин «эксплуатация» происходит от французского слова «*exploitation*», что означает получение пользы или выгоды из чего-либо.

Электроустановки в процессе эксплуатации оказываются под воздействием разнообразных факторов: повышенной влажности, агрессивных сред, пыли, неблагоприятных атмосферных явлений, а также механических и электрических нагрузок. При этом изменяются основные свойства материалов электроустановок, что приводит к возникновению коротких замыканий, вызывающих отключение электроустановок или электросетей, т. е. перерывам в подаче электроэнергии.

Перерывы электроснабжения приводят к простою производства, снижению объема выпускаемой продукции, порче основного технологического оборудования. Следует также учитывать, что существуют технологические процессы, не допускающие даже кратковременных перерывов электроснабжения. В связи с этим возникает потребность принимать обоснованные решения по выбору способов повышения надежности бесперебойного электроснабжения за счет резервирования различных элементов системы электроснабжения, совершенствования организации технического обслуживания, оперативной диагностики неисправных элементов.

Несмотря на многообразие электроустановок систем электроснабжения, методы расчета их надежности основываются на единой теоретической основе. Используемый математический аппарат теории надежности построен на таких разделах современной математики, как теория вероятностей, математическая статистика, теория массового обслуживания, математическая логика и др.

Под надежностью в технике понимают вероятность того, что устройство или система в полном объеме выполняет свои функции в течение заданного промежутка времени при заданных условиях работы.

Для количественного выражения надежности объекта и для планирования эксплуатации используются специальные характеристики – показатели надежности. Они позволяют оценивать надежность объекта или его элементов в различных условиях и на разных этапах эксплуатации.

Расчет показателей надежности элементов, не только автоматических, но и любых других электрических устройств, является залогом долговечной работы устройств.

Надежность элементов автоматических устройств можно повышать разными способами:

- использованием новых элементов, обладающих повышенной надежностью;
- принципиально новыми конструктивными решениями;
- резервированием;
- выбором оптимальных рабочих режимов и эффективной защиты от неблагоприятных внутренних и внешних воздействий;

– эффективным контролем, позволяющим не только констатировать техническое состояние и установить причины возникновения отказа, но и предсказывать будущее состояние с тем, чтобы предупреждать возникновение отказов.

Как бы старательно ни делались расчеты надежности автоматических устройств, в обстоятельствах опыта, всегда замечается, что с течением времени необходимо усовершенствовать оборудование для обеспечения достаточно длительного срока эксплуатации приборов. Расчет надежности — это трудоемкий процесс, но жизненно необходимый, поскольку именно исходя из полученных результатов, можно с достаточной точностью судить о сроке службы приборов.

УДК 621.316.91

ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ ИЛИ КОМПЕНСИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Куц И.А.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Однофазное замыкание на землю – это вид повреждения, когда одна из фаз трехфазной системы замыкается на землю или на элемент электрически связанный с землей. Данный вид повреждения на линиях электропередач является одним из наиболее частых.

Процессы, протекающие в сети при возникновении такого замыкания, значительным образом зависят от режима работы нейтрали данной сети.

В сетях с изолированной нейтралью ток однофазного замыкания на землю замыкается через емкости неповрежденных фаз. Его значение невелико и определяется суммарной емкостью неповрежденных фаз. Соотношения линейных напряжений при возникновении однофазного замыкания на землю не изменяются, что позволяет эксплуатировать сеть, не отключая повреждения данного вида незамедлительно.

Однофазное замыкание на землю (ОЗЗ) представляет значительную опасность для оборудования, вследствие того, что уравнивание потенциала поврежденной фазы и земли приводит к увеличению напряжения между неповрежденными фазами и землей до значения порядка номинального линейного напряжения сети.

Проблема массового применения защит от ОЗЗ состоит в том, что большинство используемых на данный момент устройств показывают низкую эффективность из-за частых отказов в срабатывании, ложных и излишних срабатываний.

Основные факторы, влияющие на работу защиты от замыканий на землю:

- вид замыкания (металлическая связь, замыкание через переходное сопротивление, замыкание через дугу);
- устойчивость замыкания (устойчивые и неустойчивые: прерывистое замыкание и замыкание через перемежающуюся дугу);
- наличие небалансов в сети;
- переходные процессы схожие с процессами при ОЗЗ (включение линии, наводка от других ЛЭП при ОЗЗ на них и т.д.).

В основном защиты от ОЗЗ можно разделить на два типа – индивидуальные и централизованные защиты.

К индивидуальным защитам от ОЗЗ относятся:

- токовая защита нулевой последовательности;
- токовая направленная защита нулевой последовательности;
- защита по активной мощности нулевой последовательности;
- защита нулевой последовательности на токах высших гармоник;
- защита, реагирующая на наложенный ток.

Наиболее простой и распространенной из защит от ОЗЗ является токовая индивидуальная защита нулевой последовательности, реагирующая на ток нулевой последовательности рабочей частоты.

Индивидуальные защиты наиболее просты, но при этом имеют высокий процент ложных срабатываний.

К централизованным защитам относятся:

- централизованная защита с поочередным опросом каналов;
- централизованная защита с параллельным опросом каналов;
- централизованная защита с параллельным синхронизированным опросом каналов.

Защиты на централизованном принципе лишены недостатков индивидуальных защит, таких как ложные срабатывания, связанные с переходными процессами на неповрежденных линиях.

В сетях с заземленной нейтралью однофазное замыкание на землю является коротким замыканием. Ток повреждения в данном случае замыкается через заземленные нейтрали первичного оборудования и имеет значительную величину. Такое повреждение требует немедленного обесточивания поврежденного участка.

Причины однофазных замыканий на землю могут быть весьма различны, но все они возникают из-за нарушения изоляции оборудования электроустановок, особенно на кабельных или воздушных линиях электропередачи. Нарушение изоляции может быть по причине ее старения, а также вследствие механических воздействий на электроустановку, чаще это повреждение кабеля при проведении земляных работ или падение ветки дерева на провод воздушной линии и т. д.

УДК 621.3

ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СЕРИИ РЕТОМ

Лисовец А.В.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Надежность работы устройств релейной защиты и автоматики во многом определяются качеством проверки их характеристик в условиях эксплуатации. Такие проверки должны проводиться регулярно, однако, учитывая наличие большого числа релейных устройств и устройств автоматики в энергосистемах, это требует значительных временных затрат и высокой квалификации персонала. Чтобы облегчить этот процесс проверки, было разработано специальное испытательное оборудование.

Испытательное оборудование – это техническое устройство для воспроизведения условий испытаний. Испытательное оборудование можно разделить на следующие виды:

- испытательные стенды;
- испытательные машины;
- испытательные установки;
- испытательные аппараты;
- испытательные приборы.

Любое испытательное оборудование обладает особыми техническими характеристиками. Технические характеристики испытательного оборудования – совокупность данных, характеризующих его технические и функциональные особенности и возможности. Эти характеристики содержатся в паспорте, эксплуатационной документации. Если испытательное оборудование имеет нормированные метрологические характеристики, оно подлежит аттестации. Основной целью аттестации испытательного оборудования является определение нормированных точностных характеристики оборудования, их соответствия требованиям нормативно-технической документации и установление пригодности оборудования к эксплуатации. Результаты аттестации оформляются свидетельством об аттестации.

Основные примеры испытательных систем реле-томограф:

- РЕТОМ-11М;
- РЕТОМ-21;
- РЕТОМ-41М;
- РЕТОМ-51;
- РЕТОМ-61.

На данный момент РЕТОМ-61 – это прибор нового поколения, при проектировании которого были учтены рекомендации и пожелания потребителей. Основные технические отличия разработанного прибора в элементной базе от прибора РЕТОМ-51 заключаются в формировании:

- двух трехфазных токов и увеличении единичной мощности каждого источника тока в отдельности до 30 А в режиме одного трехфазного источника с диапазоном воспроизводимых частот до 800 Гц;
- однофазного гальванически изолированного напряжения переменного тока с диапазоном воспроизводимых частот до 1000 Гц;
- гальванически изолированного источника оперативного питания постоянного тока с максимальной выходной мощностью 100 Вт и диапазоном выходного тока до 0.7 А.

При необходимости выполнения некоторых сложных видов испытаний устройств возможно одновременное использование до 9 приборов РЕТОМ-61.

В устройствах РЕТОМ имеется программа для воспроизведения аварийного процесса, которая записана в формате COMTRADE и предназначена для:

- масштабирования исходных данных и установки временных параметров при воспроизведении;
- воспроизведения любого процесса, записанного в формате COMTRADE;

- фиксации реакции проверяемого устройства на приложенное воздействие;
- сравнения времен срабатывания контактов испытываемого устройства с записанными данными в формате COMTRADE;
- записи результатов работы в архив и вывод на печать.

Испытательное оборудование серии РЕТОМ позволяет совершить качественную проверку устройств релейной защиты и автоматики, не требуя использования специальных знаний и навыков.

УДК 621.3

АКТИВНЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Бородич М.С.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Измерительный трансформатор – электрический трансформатор, предназначенный для измерения и контроля (например, в системах релейной защиты сетей) напряжения, тока или фазы электрического сигнала, обычно переменного тока промышленной частоты (50 или 60 Гц) в контролируемой цепи. Применяется в тех случаях, когда непосредственное подключение измерительного прибора неудобно или невозможно, например, при измерении очень больших токов или напряжений. Также применяется для обеспечения гальванической изоляции первичной цепи от измерительной или контролирующей цепи.

Измерительный трансформатор тока – трансформатор, предназначенный для преобразования тока до значения, удобного для измерения. В электроустановках трансформаторы тока (ТТ) предназначены для питания токовых катушек измерительных приборов и реле. При этом измерительные приборы надежно изолированы от высокого напряжения, так как в трансформаторах нет электрической связи между обмотками высокого и низкого напряжения. Вторичную обмотку ТТ заземляют, чтобы предотвратить появление высокого напряжения на измерительных приборах в случае аварийного пробоя изоляции между обмотками высокого и низкого напряжения измерительного трансформатора.

В электроустановках трансформаторы тока выполняют три функции:

- преобразование переменного тока к стандартным значениям;
- изолирование вторичных токовых цепей от высокого напряжения первичной цепи;
- защиту вторичных устройств и персонала от высокого напряжения.

Трансформатор напряжения – одна из разновидностей трансформатора, служащая не для преобразования напряжения основного потока передаваемой мощности, а для гальванической развязки цепей высокого (6 кВ и выше) от низкого (обычно 100 В) напряжения вторичных обмоток.

Применение трансформатора напряжения позволяет изолировать низковольтные логические цепи защиты и измерительные цепи от высокого напряжения, что в свою очередь позволяет использовать более дешёвое оборудование в низковольтных сетях и удешевляет их изоляцию. Так как трансформатор напряжения не предназначен для передачи через него потоков мощностей, основной режим работы трансформатора напряжения – режим холостого хода.

Трансформаторы напряжения применяются в электроустановках на напряжение выше 1000 В.

Информацию о состоянии управляемого объекта устройства РЗА получают от пассивных измерительных трансформаторов тока и напряжения. Если защита выполнена электромеханическими измерительными реле, то они непосредственно подключаются к этим трансформаторам. Для микропроцессорных защит требуется предварительное преобразование сигналов, поступающих с трансформаторов тока и напряжения. В частности, это вызвано требованием снижения погрешности преобразования, которые значительны у первичных измерительных трансформаторов тока и напряжения вследствие наличия МДС намагничивания магнитопровода, создающей неравенство МДС первичной и вторичной обмоток

Одно из применений вторичных активных измерительных трансформаторов тока и напряжения, построенных на интегральных операционных усилителях, является использование их в качестве промежуточных преобразователей. За счет общей сильной отрицательной обратной магнитной связи происходит почти полная компенсация МДС намагничивания. В результате этого их погрешности не превышают 1 % от погрешностей пассивных измерительных трансформаторов. Схемы активных измерительных трансформаторов тока и напряжения показаны на рисунке 1.

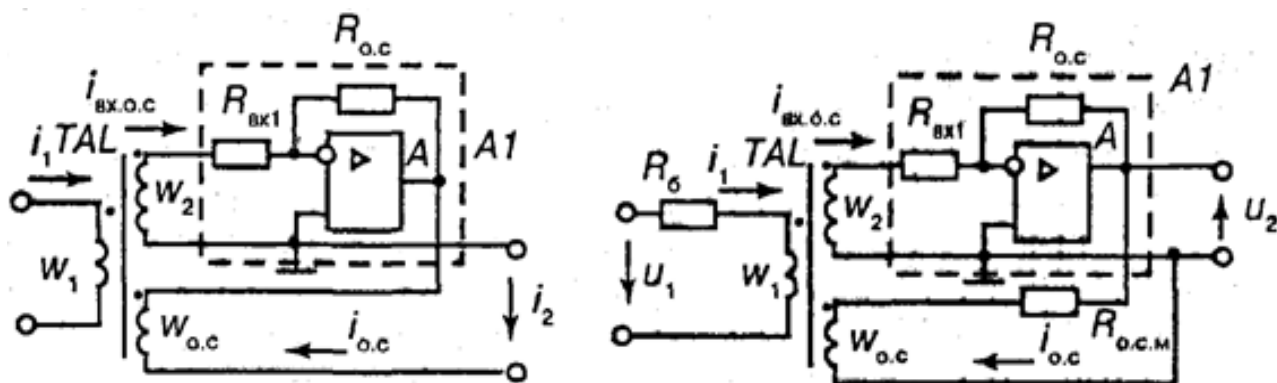


Рисунок 1 – Схемы активных измерительных трансформаторов тока и напряжения

Они содержат операционные усилители $A1$ (интегральный операционный инвертирующий усилитель A с параллельной отрицательной обратной связью) и входные трехобмоточные трансформаторы тока TLA . Одна из вторичных обмоток TLA является обмоткой обратной связи, по которой протекает ток. Для трансформатора тока он равен выходному току.

В основу активного трансформатора напряжения положена схема активного трансформатора тока. Для преобразования напряжения в ток, первичной обмотки TLA включен резистор R_6 . Ток обратной связи определяется напряжением u_2 и резистором $R_{o.c.m.}$.

Активный измерительный трансформатор напряжения типа LV25-P подключается через внешний балластный резистор, формирующий из номинального напряжения 10–500 В номинальный первичный ток 10 мА рассмотренного активного трансформатора тока и выдает номинальный вторичный ток 25 мА и соответствующее внешнему балластному нагрузочному резистору сопротивлением от 30 до 190 Ом номинальное напряжение.

В реальных активных измерительных трансформаторах магнитная отрицательная обратная связь реализуется генератором ЭДС Холла-Холотгоном.

Измерительный орган тока возбуждения функционирует аналогично. В нем используются активные измерительные трансформаторы токов в цепи переменного тока тиристорного преобразователя, нагруженные резисторами для преобразования токов в напряжения.

При автоматической диагностике измерительных органов проверяется наличие напряжений, чередование фаз, несимметрия трёхфазной системы напряжений.

УДК 621.391

ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Казак А.В.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Конденсаторная установка – это электроустановка, которая состоит из конденсаторов и дополнительного электрооборудования, и применяется для компенсации реактивной мощности электрооборудования. Вследствие работы трансформаторов, электродвигателей, пусковых устройств, происходит производство, как активной энергии, так и реактивной.

При эксплуатации конденсаторных установок приходится считаться с возможностью возникновения повреждений и ненормальных режимов работы. Наиболее распространенными и опасными видами повреждений в них являются разного рода короткие замыкания, следствием которых могут быть:

- понижение напряжения в сети промышленного предприятия;
- разрушение поврежденного элемента электрооборудования электрической дугой;
- разрушение оборудования в неповрежденной части сети в результате динамического и теплового действия токов короткого замыкания;
- нарушение устойчивости работы электрической системы.

Наиболее опасным режимом работы конденсаторной установки является длительное повышение напряжения на ее зажимах, а также перегрузка конденсаторов высшими гармониками тока

Все виды релейных защит, которыми оборудуются конденсаторные установки, можно подразделить на:

- общие защиты батарей;
- групповые защиты конденсаторов (секций);
- индивидуальные защиты конденсаторов.

К общим для всей конденсаторной установки защитам относятся: защита от многофазных замыканий, защита от однофазного замыкания на землю, защита от перегрузки и защита от повышения напряжения. Защита от многофазных коротких замыканий конденсаторной установки в целом осуществляется при любых схемах соединения конденсаторов и должна действовать на отключение конденсаторной установки без выдержки времени (мгновенного действия). В конденсаторных установках на напряжения до 1000 В эта защита выполняется в основном предохранителями или автоматическими выключателями.

Монтаж электрооборудования конденсаторных установок, как правило, производится в два этапа. На первом этапе одновременно со строительными работами производятся подготовительные работы. На втором этапе выполняются основные монтажные работы.

Основным техническим документом при выполнении монтажных работ является проект электротехнической установки.

УДК 621.391

ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ БЕЗОПАСНОСТЬ РАБОТ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ СО СНЯТИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ

Михневич Ю.Ч.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Технические и организационные меры защиты направлены на обеспечение недоступности к токопроводящим частям и невозможности случайного прикосновения к ним, устранение опасности поражения при замыкании тока на корпус электрооборудования или на землю; предотвращение ошибочных действий персонала в электроустановках.

На месте производства работ со снятием напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В должны быть отключены токоведущие части, на которых будет производиться работа.

Если токоведущие части не могут быть отключены, то они должны быть ограждены.

Непосредственно после проведения необходимых отключений на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки напряжением выше 1000 В, на ключах и кнопках дистанционного управления ими, на коммутационной аппаратуре напряжением до 1000 В (автоматы, рубильники, выключатели), отключенных при подготовке рабочего места, должны быть вывешены плакаты «Не включать. Работают люди», а отключенных для допуска к работе на высоковольтных линиях (ВЛ) и кабельных линиях (КЛ) – плакаты «Не включать. Работа на линии».

Перед началом всех видов работ в электроустановках со снятием напряжения необходимо проверить отсутствие напряжения на участке работы. Проверка отсутствия напряжения на отключенной для производства работ части электроустановки должна быть проведена допускаящим после вывешивания запрещающих плакатов.

Заземление токоведущих частей производится в целях защиты, работающих от поражения электрическим током в случае ошибочной подачи напряжения на место работы.

Накладывать заземления на токоведущие части необходимо непосредственно после проверки отсутствия напряжения. Переносные заземления сначала нужно присоединить к земле, а затем после проверки отсутствия напряжения наложить на токоведущие части.

В электроустановках напряжением выше 1000 В заземления накладываются на токоведущие части всех фаз, полюсов отключенного для производства работ участка данной электроустановки со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, за исключением отключенных для производства работ сборных шин, на которые достаточно наложить одно заземление.

ВЛ напряжением выше 1000 В заземляются во всех РУ и у секционирующих коммутационных аппаратов, где отключена линия.

УДК 621.391

ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ СВЯЗЬ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Добролинская А.С.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Высокочастотная связь (ВЧ-связь) – это вид связи в электрических сетях, который предусматривает использование высоковольтных линий электропередач в качестве каналов связи. Работа систем ВЧ-связи строится на передаче модулированной электромагнитной волны по проводам и тросам линий электропередачи.

Диапазон частоты ВЧ-каналов связи – от десятков до сотен кГц. Высокочастотная связь организуется между двумя смежными подстанциями, которые соединены линией электропередач напряжением 35 кВ и выше.

Функции ВЧ-связи:

- использование ВЧ-канала в устройствах релейной защиты и автоматики оборудования подстанции;
- определение места повреждения линий электропередач;
- защита линий 110 и 220 кВ – дифференциально-фазная защита и направленно-высокочастотная защита;
- телефонная связь;
- связь с оперативно-выездными бригадами, которые осуществляют ремонт участков поврежденных линий электропередач, ликвидируют повреждения в электроустановках.

Высокочастотные каналы релейной защиты применяются для осуществления передачи ВЧ сигналов с одного конца линии на другой в целях обеспечения взаимодействия между комплектами защиты, установленными на разных концах ЛЭП. Передача ВЧ сигналов по ЛЭП производится одновременно с передачей по этой линии токов промышленной частоты. Поэтому обмен по ЛЭП ВЧ сигналами выполняется через специальные устройства обработки и присоединения, разделяющие токи высокой и промышленной частот.

Присоединение высокочастотных приемопередатчиков к проводам ЛЭП может быть осуществлено по схемам фаза – земля, фаза – две фазы, трос – земля и т. п.

Оборудование ВЧ-связи делится на активное и пассивное. Активное применяется для обработки и передачи сигналов телефонной и диспетчерской связи, с поддержкой сигнализации АДАСЭ, телемеханики (МЭК-101, МЭК-104) и Ethernet в аналоговых или цифровых системах связи. Пассивное оборудование – устройства, с помощью которых, высокочастотный сигнал транспортируется от передатчика к линиям электропередачи и затем от них – к приемнику.

Конденсаторы связи служат для подключения ВЧ аппаратуры к воздушной линии, при этом токи утечки промышленной частоты отводятся через конденсатор связи на землю, минуя аппаратуру высокой частоты. Конденсаторы связи рассчитаны на фазное напряжение (в сети с заземленной нейтралью) и на линейное напряжение (в сети с изолированной нейтралью).

Фильтр присоединения служит связующим звеном между конденсатором связи и ВЧ аппаратурой, разделяя линию высокого напряжения и установку слабого тока, каковой является аппаратура уплотнения. Фильтр присоединения обеспечивает тем самым безопасность персонала и защиту аппаратуры от высокого напряжения.

ВЧ каналы используются в качестве дублирующих цифровые волоконные каналы связи, что гарантирует безотказную работу каналов связи в условиях с наиболее жесткими требованиями к надежности.

УДК 621.3

АППРОКСИМАЦИЯ АМПЛИТУДНО-ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЧАСТОТНЫХ ФИЛЬТРОВ

Брикун Г.А.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

При проектировании фильтровых устройств радиоэлектронной аппаратуры возникает задача воспроизведения требуемых характеристик физически реализуемой передаточной функцией. Определение коэффициентов составляет основу решения задачи построения математической модели заданных характеристик. Построение можно осуществить с использованием известных полиномов. Однако не всегда ясно, какой из них наиболее целесообразен, если заданы достаточно жесткие требования к неравномерности затухания фильтра в полосе пропускания, коэффициенту прямоугольности и гарантированному затуханию в полосе задерживания. Кроме того, могут быть заданы жесткие требования и к линейности фазочастотной характеристики.

В работе анализируются классические решения задачи аппроксимации частотных характеристик фильтровых устройств радиоэлектронной аппаратуры и определяются требования к моделям амплитудно-частотных и фазочастотных характеристик на основе допустимых искажений сигналов.

В фильтрах расчёт обычно начинают с задания параметров фильтра, самым главным из них является амплитудно-частотная характеристика. Сначала осуществляется приведение требований заданного фильтра к требованиям прототипа фильтра нижних частот. В полосе непропускания задается минимальный коэффициент подавления мешающего сигнала. Реальная амплитудно-частотная характеристика фильтра может иметь любую форму. Главное, чтобы она не пересекала границы заданных требований.

Достаточно длительное время расчет фильтра вели методом подбора амплитудно-частотной характеристики с помощью стандартных звеньев. Подобный метод назывался методом аппликации. Он был достаточно сложен и не давал оптимального соотношения качества разработанного фильтра и количества звеньев. Поэтому были разработаны математические методы аппроксимации амплитудно-частотной характеристики с заданными характеристиками.

Наиболее распространенными видами аппроксимации являются: аппроксимация по Баттерворту и аппроксимация по Чебышеву. Отличительной особенностью амплитудно-частотной характеристики фильтра Баттерворта является отсутствие минимумов и максимумов в полосе пропускания и задерживания.

Спад амплитудно-частотных характеристик на границе полосы пропускания этих фильтров равен 3 дБ. Если от фильтра требуется меньшее значение неравномерности в полосе пропускания, то верхняя частота фильтра выбирается выше заданной верхней частоты полосы пропускания. Функция аппроксимации амплитудно-частотных характеристик для фильтра нижних частот – прототипа фильтра Баттерворта ($k^2(\omega)$) представляет собой обратную зависимость от нормированной частоты так же завися от порядка фильтра. При этом реальную амплитудно-частотную характеристику разрабатываемого фильтра можно получить, умножив нормированную частоту на частоту среза фильтра.

Отличительной особенностью фильтров Чебышева является более крутой спад амплитудно-частотной характеристики и существенные пульсации амплитудно-частотной характеристики на частотах полос пропускания и подавления, чем у фильтров других типов. Неравномерность функции аппроксимации амплитудно-частотной характеристики фильтра Чебышева вызывается большей добротностью полюсов. При этом амплитудно-частотную характеристику реального фильтра Чебышева точно также, как и в фильтре Баттерворта

можно получить, умножив нормированную частоту на частоту среза разрабатываемого фильтра.

Однако есть еще один класс фильтров, амплитудно-частотная характеристика которых носит колебательный характер как в полосе пропускания, так и в полосе подавления. Это эллиптические фильтры, или как их еще называют фильтры Кауэра (в отечественной литературе часто их еще называют фильтрами Золотарева-Кауэра).

Обобщим все вышесказанное. Фильтр Баттерворта обладает самой широкой переходной полосой среди всех фильтров, но у него максимально-гладкая амплитудно-частотная характеристика. Внесение в амплитудно-частотная характеристика фильтра Баттерворта колебаний приводит к фильтрам Чебышева, переходная полоса которых уже, чем у фильтра Баттерворта. Так равноволновые колебания в полосе пропускания приводят к фильтрам Чебышева первого рода, а равноволновые колебания в полосе заграждения к фильтрам Чебышева второго рода. Внесение равноволновых колебаний как в полосу пропускания, так и в полосу заграждения амплитудно-частотная характеристика приводит к эллиптическому фильтру с минимальной переходной полосой. При этом, как мы заметили, для разной аппроксимации задаются различные исходные данные для расчета. К примеру, в фильтрах Баттеворта задается только порядок фильтра, а неравномерность в полосе пропускания и уровень подавления в полосе заграждения не задаются. В фильтрах Чебышева первого рода задаются порядок фильтра и неравномерность в полосе пропускания, а уровень подавления в полосе заграждения не задается. В фильтрах Чебышева второго рода задаются порядок фильтра и уровень подавления в полосе заграждения, а неравномерность в полосе пропускания не задается. А в эллиптическом фильтре задаются все три параметра. Кроме того, можно рассчитать любой фильтр путем задания «коридора амплитудно-частотной характеристики» и расчета порядка фильтра через уравнение.

УДК 621.3.022

ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЕ ПОЛЕ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ЗДОРОВЬЕ ЧЕЛОВЕКА

Столяр Р.В.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Электромагнитное поле – это особая форма материи, посредством которой осуществляется взаимодействие между электрически заряженными частицами.

Электрическое поле создается электрическими зарядами и заряженными частицами в пространстве. Магнитное поле – создается при движении электрических зарядов по проводнику. Физической причиной существования электромагнитного поля является то, что изменяющееся во времени электрическое поле возбуждает магнитное поле, а изменяющееся магнитное поле – вихревое электрическое поле. Непрерывно изменяясь, обе компоненты поддерживают существование электромагнитного поля. Поле неподвижной или равномерно движущейся частицы неразрывно связано с носителем (заряженной частицей). Однако при ускоренном движении носителей электромагнитное поле «срывается» с них и существует в окружающей среде независимо, в виде электромагнитной волны, не исчезая с устранением носителя (например, радиоволны не исчезают при исчезновении тока в излучающей их антенне).

Электрическое поле характеризуется напряженностью электрического поля (обозначение «Е», размерность СИ – В/м, вектор). Магнитное поле характеризуется напряженностью магнитного поля (обозначение «Н», размерность СИ – А/м, вектор). Измерению обычно подвергается модуль (длина) вектора.

В качестве основных источников электромагнитного поля можно выделить:

- линии электропередач;
- электропроводка (внутри зданий и сооружений);
- бытовые электроприборы;
- персональные компьютеры;
- телепередающие и радиопередающие станции;
- спутниковая и сотовая связь (приборы, ретрансляторы);
- электротранспорт;
- радарные установки.

Человеческий организм всегда реагирует на внешнее электромагнитное поле. В силу различного волнового состава и других факторов электромагнитное поле действует на здоровье человека по-разному. Вследствие этого в данном разделе воздействие различных источников на здоровье будем рассматривать по отдельности. Однако резко диссонирующее с естественным электромагнитным фоном поле искусственных источников почти во всех случаях оказывает на здоровье находящихся в зоне его воздействия людей негативное влияние.

Особо чувствительными к воздействию электромагнитных полей в человеческом организме являются нервная, иммунная, эндокринно-регулятивная и половая системы. Ниже воздействие поля на эти системы будет рассмотрено по отдельности.

К организационным мероприятиям по защите от действия электромагнитных полей относятся:

- выбор режимов работы излучающего оборудования, обеспечивающих уровень излучения, не превышающий предельно допустимый;
- ограничение места и времени нахождения людей в зоне действия поля;
- обозначение и ограждение зон с повышенным уровнем излучения;
- защита временем;
- защита расстоянием.

УДК 621.3

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Пильсть В.Г.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

В энергосистемах и на предприятиях необходим постоянный контроль режимов работы электрооборудования. Такой контроль производится для учёта электроэнергии, для ведения режимов работы электростанций и сетей и для защиты электрооборудования при авариях. С этой целью устанавливаются измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Трансформатором называется статический электромагнитный аппарат, преобразующий переменный ток одного напряжения в переменный ток другого напряжения той же частоты. Трансформаторы позволяют значительно повысить напряжение, вырабатываемое источниками переменного тока, установленными на электрических станциях, и осуществить передачу электроэнергии на дальние расстояния при высоких напряжениях. Благодаря этому сильно уменьшаются потери энергии в проводах и обеспечивается возможность значительного уменьшения площади сечения проводов линии электропередачи.

В местах потребления электроэнергии высокое напряжение, подаваемое от высоковольтных линий электропередачи, снова понижается трансформаторами до сравнительно небольших значений, при которых работают электрические потребители, установленные на фабриках, заводах, в депо и жилых домах. Трансформаторы переменного тока применяют для уменьшения напряжения, подаваемого из контактной сети к тяговым двигателям и вспомогательным цепям.

Кроме трансформаторов, применяемых в системе передачи и распределения электроэнергии, промышленностью выпускаются трансформаторы: тяговые, для выпрямительных установок, лабораторные с регулированием напряжения, для питания радиоаппаратуры и др. Все эти трансформаторы называют силовыми.

Трансформаторы используют также для включения электроизмерительных приборов в цепи высокого напряжения (их называют измерительными), для электросварки и других целей.

Трансформаторы принято считать самыми надёжными элементами в энергетических системах. Действительно, по сравнению с другими видами энергетического оборудования (котлами, турбинами, генераторами) трансформатор отличается высокой надёжностью в эксплуатации. Однако эта надёжность достигается только при соблюдении всех правил обращения с трансформатором. В случаях каких-либо отклонений или нарушений правил эксплуатации, а также технологической дисциплины производства трансформаторов или нарушений действующих правил монтажа и транспортировки трансформаторов возникает сначала ненормальная их работа, а затем, если меры по выявлению и устранению причин не принимаются, трансформаторы выходят из строя и восстановить их можно только посредством ремонта. Это технологическая причина необходимости ремонта трансформаторов

Технология ремонта трансформаторов напряжения и тока, правила разборки магнитопровода, снятие и ремонт катушек, выполнение намоточных работ при изготовлении катушек, ремонт пластин магнитопровода и т. п. очень сходны с подобными работами силового трансформатора. На все время ремонта или монтажа первичные и вторичные обмотки трансформаторов напряжения в целях безопасности должны быть закорочены, так как случайные соприкосновения с временными проводками, предназначенными для освещения, сварки и измерений, могут вызвать обратную трансформацию и напряжение, опасное для людей. После окончания ремонта трансформаторов тока их подвергают испытаниям, определяя сопротивление изоляции первичной обмотки по отношению к корпусу трансформатора тока и сопротивление изоляции вторичных обмоток. При

прохождении тока по первичной обмотке трансформатора в его разомкнутой вторичной обмотке будет индуцироваться опасное напряжение, сопровождающееся недопустимым нагревом магнитопровода, что может привести к пробое изоляции или к несчастному случаю. При замене трансформатора тока выводы первичной обмотки присоединяют к шинам распределительного устройства и провода вторичных цепей – к зажимам вторичной обмотки, металлический корпус или основание трансформатора тока заземляют. При этом опорные трансформаторы тока устанавливают, как правило, на горизонтальной плоскости, а проходные – в горизонтальном или вертикальном положении на жестких сварных конструкциях из угловой стали.

В данной работе были рассмотрены общие вопросы, касающиеся трансформаторов тока и напряжения. Были изучены назначения, принцип действия и устройство различных конструкций трансформаторов тока и напряжения. В работе приведена основная классификация типов трансформаторов тока и напряжения. Даны сведения об основных параметрах и характеристиках отдельных конструкций трансформаторов тока и напряжения внутренней и наружной установки, а также приведены некоторые сведения об остальных типах трансформаторов тока и напряжения.

УДК 621.3

ДАТЧИКИ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Дубров И.А.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

На современном этапе развития электроэнергетики при повсеместном использовании электрооборудования и электроприборов наиболее актуальным является достоверное измерение силы тока для обеспечения высокой надежности и безопасности промышленных систем и сетей. Для осуществления мониторинга и диагностики цепей, запуска схем защиты, обнаружения отказов электрооборудования и аварийных состояний различных типов нагрузки применяются различные типы датчиков тока. Современные датчики тока подразделяются на следующие типы: резистивные датчики (токовые шунты); датчики тока на эффекте Холла; трансформаторы тока; волоконно-оптические датчики тока на эффекте Фарадея; пояс Роговского; токовые клещи. Достоинства и недостатки различных типов датчика тока определяют области их применения.

Трансформатор тока – трансформатор, предназначенный для измерения больших токов. Первичная обмотка трансформатора тока включается в цепь с измеряемым переменным током, а во вторичную включаются измерительные приборы. Ток, протекающий по вторичной обмотке трансформатора тока, пропорционален току, протекающему в его первичной обмотке. Трансформатор напряжения – трансформатор, предназначенный для преобразования высокого напряжения в низкое в цепях. Применение трансформатора напряжения позволяет изолировать логические цепи защиты и цепи измерения от цепи высокого напряжения. Заземляемый трансформатор напряжения – однофазный трансформатор напряжения, один конец первичной обмотки которого должен быть наглухо заземлен, или трехфазный трансформатор напряжения.

Пояс Роговского – измерительный трансформатор тока, выполненный в виде длинного замкнутого соленоида с произвольной и практически замкнутой формой и равномерной намоткой, один из выводов которой приведен к другому через ось соленоида. Конструкция катушки Роговского представляет собой токовый трансформатор с воздушным сердечником. Хорошо подходит для измерения пульсаций тока в присутствии постоянной составляющей и вообще для измерения токовых импульсов. Катушка Роговского, как трансформатор тока, находит применение в измерительной технике, в том числе в качестве измерительного элемента в счетчиках электрической энергии. Катушка Роговского незаменима при необходимости измерения высоких значений токов, а также полезна если требуется создать гальваническую развязку между измеряемой цепью и измеряющим устройством. Выходное напряжение, будучи проинтегрированным по времени, с точностью до константы соответствует току в измеряемой цепи.

Известные волоконно-оптические датчики тока работают на принципе эффекта Фарадея. Ток, протекающий в проводе, индуцирует магнитное поле, которое через эффект Фарадея поворачивает плоскость поляризации излучения, распространяющегося в оптическом волокне, намотанном вокруг токонесущего провода. Если чувствительное волокно с постоянной по длине чувствительностью к магнитному полю намотано вокруг провода с током в виде контура с целым числом витков, тогда поворот плоскости поляризации излучения на выходе из контура зависит от тока в проводе и не зависит от всех внешне генерируемых магнитных полей, например, от токов в соседних проводах.

Принцип действия токоизмерительных клещей основан на том, что ток, протекающий в проводе создает магнитное поле вокруг себя. Если это поле переменное, то согласно закону электромагнитной индукции в другом проводнике, охватывающем провод с током, возникает ЭДС, которая при определенных условиях пропорциональна измеряемому току. Таким образом, измерив напряжение на вышеуказанном проводнике, возможно определить величину измеряемого тока. Как видно, принцип действия токоизмерительных клещей основан на тех же законах, что и принцип действия электрического трансформатора.

Датчики тока с разомкнутым контуром работают по схеме прямого усиления. Они позволяют измерять постоянный и переменный ток с любой формой сигнала. Такие приборы конструируются для работы с электрическими токами от единиц до сотен тысяч Ампер. Точность измерения составляет единицы процентов. Датчики прямого усиления обладают относительно невысокой стоимостью и небольшими массогабаритными параметрами.

Датчики тока на эффекте Холла с замкнутым контуром обладают отличной точностью, прекрасной линейностью, очень широким частотным диапазоном, очень хорошим быстродействием, хорошей помехоустойчивостью. Компенсационные датчики без повреждений выдерживают токовые перегрузки.

Датчики напряжения на основе эффекта Холла созданы на основе датчиков тока с замкнутым контуром. В первичной цепи датчика имеется задающий резистор первичной цепи и многовитковая катушка, создающая большое значение ампер-витков для увеличения первичной индукции. У таких приборов набор измеряемых напряжений охватывает широчайший диапазон, который зависит от свойств первичной обмотки и сопротивления резистора первичной цепи.

Наиболее распространенным средством измерения силы тока в системах электроснабжения является трансформатор тока. Он способен работать в широком диапазоне температур и номинальных токов, обладает достаточной для практики точностью и может применяться в широком диапазоне номинальных напряжений. Трансформатор тока обеспечивает гальваническую развязку вторичных цепей. Основным недостатком данного датчика заключается в том, что размыкание вторичной измерительной обмотки не допускается, т. к. это приводит к аварийной ситуации, обусловленной высоким перенапряжением и нагревом.

Для целей измерения тока в низковольтных цепях постоянного и переменного тока широко используется резистивный датчик тока. Данный датчик является самым простым в исполнении и обладает высокой точностью измерения, однако главный недостаток состоит в наличии гальванической связи с измерительными цепями, что ограничивает область их применения.

В последнее время для измерения постоянного и переменного тока находят наиболее частое применение датчики тока на эффекте Холла. Основными недостатками данного датчика является зависимость показаний от температуры, невысокий, по сравнению с трансформатором тока, диапазон номинальных напряжений. Для измерения сверхбольших токов при высоких напряжениях в последнее время все чаще применяются оптоволоконные датчики тока.

УДК 621.3.022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Позняк Д.А.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

- селективность;
- быстродействие;
- чувствительность;
- надежность.

Ниже будут приведены примеры обслуживания микропроцессорных устройств защиты и автоматики.

Испытание с модулем Ramping. Состояние линейного изменения определяется как ступенчатое изменение одной физической величины. В этом испытательном модуле могут быть произведены несколько настроек.

– С помощью Режима ввода установок пользователь может определить, следует ли изменять выходные напряжения и токи напрямую или использовать расчетные величины, такие как симметричные составляющие, значения при КЗ или полные сопротивления в местах КЗ.

– Сигнал(ы) и Количество могут быть заданы для определения величин, подлежащих линейному изменению. Можно линейно изменять два различных сигнала и величины одновременно.

– Для испытания должны быть заданы начало и конец линейного изменения. Также должно быть задано значение Приращения, которое является размером шага, а также время между двумя шагами dt . Наклон d/dt вычисляется автоматически.

– Аналоговые выходы Детального просмотра показывают величины, генерируемые испытательным комплектом СМС. Примечание: аналоговые величины должны быть установлены согласно реалистичному значению повреждения.

– Триггер, останавливающий линейное изменение, может быть задан во вкладке Триггер раздела Детальный просмотр. Примечание: длительность шага dt должна быть задана в соответствии с триггером. Ее значение должно быть больше времени переключения триггера.

Испытательный модуль Ramping можно найти на Стартовой странице ПО OMICRON Test Universe. Он также может быть вставлен в файл ОСС (Control Center документ).

Испытание с модулем Pulse Ramping. Линейное изменение импульса определяется как ступенчатое изменение физической величины, которая возвращается к определенному параметру отпускания реле после каждого шага. Несколько настроек могут быть произведены в этом испытательном модуле.

– Сигнал(ы) и Количество могут быть заданы для определения величин, подлежащих линейному изменению. Сигналы и величины, доступные для выбора, определяются Режимом ввода установок.

– Начало и конец линейного изменения импульса должны быть заданы для испытания. То же касается и Δ , которая является размером шага.

– Задайте Время повреждения для определения продолжительности испытательных импульсов.

– Состояние повреждения определяет величины, генерируемые во время испытательных импульсов. С помощью Режима ввода установок пользователь может определить изменять ли выходные напряжения и токи напрямую, или использовать расчетные величины, такие как симметричные составляющие, значения при КЗ или полные

сопротивления в месте КЗ. Величины, показанные на сером фоне, имеют линейные изменения и поэтому не могут изменяться здесь.

Примечание. Аналоговые величины должны быть установлены согласно реалистичному значению повреждения. Например, фазовый сдвиг на 180° токов междуфазных КЗ.

– С помощью Состояния сброса можно определить величины, генерируемые между двумя испытательными импульсами. Эти величины должны обеспечивать отпускание реле.

– Предавварийное время — это время перед первым испытательным импульсом, тогда как Время сброса — это время между двумя испытательными импульсами. В течение этого времени будет активно Состояние сброса. Время сброса должно превышать время отпускания реле.

– Используйте Измерение для выполнения количественной оценки испытания. Здесь пользователь может определить состояние триггера, номинальное значение и допуски. Пользователь также может использовать относительные допуски для количественной оценки.

Примечание. Если активна функция защиты от несимметричной нагрузки (обратная последовательность), то для испытания необходимо использовать трехфазное КЗ.

Для вызова испытательного модуля Pulse Ramping можно использовать значок, размещенный на Начальной странице ПО OMICRON Test Universe. Он также может быть вставлен в файл ОС (Control Center документ).

Испытание дистанционной защиты. Испытание дистанционной защиты рекомендуется выполнять в следующем порядке:

Испытание на срабатывание. Соответствующая функция срабатывания (например, пуск защиты максимального тока) проверена. Это испытание не объясняется в настоящем документе;

Испытание времени отключения. Время отключения функции дистанционной защиты проверены;

Испытание досягаемости зоны. Досягаемости зоны дистанционной защиты проверены.

Испытание времени отключения, а также испытание досягаемости зоны выполнены с помощью испытательного модуля Advanced Distance.

Существуют также и другие способы испытания, такие как испытание направленной токовой защиты, с модулем State Sequencer, направленной максимальной токовой защиты, ненаправленной токовой защиты и так далее.

УДК 621.3

ДУГОВАЯ ЗАЩИТА

Заяц Д.В.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Электрическое дуговое короткое замыкание – это короткое замыкание, где эффект взрывного нарастания давления и нагрева может быть причиной громадного ущерба оборудованию и риска для безопасности обслуживающего персонала. При этом время горения дуги позиционируется как основной критерий для оценки вероятности повреждения оборудования и травмирования персонала.

Открытые дуговые замыкания длительностью до 100 мс, в 90 % случаев не представляют опасности для оборудования и персонала. При горении дуги более 100 мс, но менее 600 мс, в 100 % случае происходит повреждение оборудования и травмирование персонала. Дуговые короткие замыкания, длящиеся более 600 мс, характеризуются обширными повреждениями оборудования и тяжелыми травмами персонала.

Температура газа в канале дугового разряда может достигать 1000 °С. Металлы, попавшие в зону горения дуги, испаряются, а изоляция сгорает, в некоторых случаях – с выделением токсичных газов. Воспламенение кремнийорганической изоляции опорных и проходных изоляторов происходит ориентировочно через 120 мс после возникновения дугового замыкания. Через 180 мс возможно воспламенение меди, из которой выполнены токоведущие части главной цепи. Через 250 мс воспламеняются стальные конструктивные элементы распределительного устройства, находящиеся в зоне действия дуги.

Наилучший путь ограничить ущерб от дугового замыкания – это ограничить время горения дуги. Время горения дуги может быть ограничено путем отключения выключателя, через который происходит питание дуги.

Различают следующие типы защит от коротких дуговых замыканий: дуговая защита шин, клапанного типа, с мембранным выключателем, фототиристорного типа, волоконно-оптического типа, реагирующая на повышение температуры, дифференциальная токовая защита шин.

Дуговая защита шин (ДуЗШ) или защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) применяется для защиты сборных шин и элементов распределительных устройств 6–10 кВ, размещенных в закрытых отсеках комплексного распределительного устройства или комплексного распределительного устройства наружной установки (КРУ или КРУН). Работа защиты основана, в основном, на физическом принципе. Может реагировать на два фактора: вспышка света в отсеках распределительного устройства и на механическое воздействие дуги.

Дуговая защита клапанного типа работает с помощью клапанного датчика. Клапанный датчик дугового замыкания – устройство, обеспечивающее снижения давления в ячейке распределительного устройства. Клапанный датчик дугового замыкания, реагирует на увеличение давления газов, возникающих при горении дуги, сопровождающей короткое замыкание.

ЗДЗ с мембранным выключателем представляет из себя систему из шлангов, вентилях обратного давления и мембранного выключателя. В каждый защищаемый отсек ячейки подводится шланг, объединение шлангов производится через вентили обратного давления, объединённый участок подключается к мембранному выключателю, реагирующему на волны давления, создаваемые электрической дугой.

ЗДЗ фототиристорного типа реагируют на световую вспышку от электрической дуги. В качестве датчика, реагирующего на световую вспышку от электрической дуги используется фототиристор.

ЗДЗ волоконно-оптического типа реагирует на световую вспышку от электрической дуги. В качестве датчика, реагирующего на световую вспышку от электрической дуги используется волоконно-оптический датчик (ВОД).

ЗДЗ реагирующее на повышение температуры. При возникновении дугового КЗ резко повышается температура в области датчиков температуры, соединенных в последовательную цепь и установленных вдоль фаз защитных токопроводов. Датчики температуры состоят из двух металлических пластин, изолированных друг от друга с помощью другой пластины из сегнетокерамики. Известно, что при нагревании пластины из сегнетокерамики выше точки Кюри исчезает ее поляризация и происходит фазовый переход в пароэлектрическое состояние. При этом ее диэлектрическая проницаемость в соответствии с законом Кюри-Вейса убывает обратно пропорционально разности температуры. Датчики нагреваются выше точки Кюри, в результате чего диэлектрическая проницаемость уменьшается на несколько порядков, а сопротивление датчиков значительно возрастает, обратно пропорционально уменьшению их емкости.

Дифференциальная токовая защита шин предназначена для быстрого отключения, при КЗ на сборных шинах или на любом другом оборудовании, входящем в зону действия защиты. Зона ее действия ограничивается трансформаторами тока, к которым подключены реле защиты. В основу выполнения защиты положен принцип сравнения значений и фаз токов электрических цепей при КЗ и в других режимах работы. Для выполнения защиты дифференциальное реле подключают к трансформаторам тока присоединений. При таком включении ток в реле всегда будет равен геометрической сумме вторичных токов присоединений. Основанные на общем принципе, дифференциальные защиты шин могут отличаться друг от друга по схеме, что связано с приспособлением их к той или иной главной схеме подстанции.

УДК 621.391

РЕЛЕ ВРЕМЕНИ

Тимофейчик И.А.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Реле времени – реле, предназначенное для создания независимой выдержки времени и обеспечения определённой последовательности работы элементов схемы. Реле времени применяется в случаях, когда необходимо автоматически выполнить какое-то действие не сразу после появления управляющего сигнала, а через установленный промежуток времени.

Существуют следующие виды реле времени:

– реле времени с электромагнитным замедлением. Применяются только при постоянном токе. Помимо основной обмотки реле этой серии имеют дополнительную короткозамкнутую обмотку, состоящую из медной гильзы. При нарастании основного магнитного потока он создает ток в дополнительной обмотке, который препятствует нарастанию основного магнитного потока. В итоге результирующий магнитный поток увеличивается медленнее, время «трогания» якоря уменьшается, чем обеспечивается выдержка времени при включении. При отключении тока в катушке за счёт индуктивности короткозамкнутого витка магнитный поток в реле какое-то время сохраняется, удерживая якорь. Этот вид реле времени обеспечивает выдержку времени при срабатывании от 0,07 с до 0,11 с, при отключении от 0,5 с до 1,4 с;

– реле времени с пневматическим замедлением. Имеет специальное замедляющее устройство – пневматический демпфер, катаракт. Регулировка выдержки осуществляется изменением сечения отверстия для забора воздуха, как правило, с помощью регулировочного винта. Этот тип реле времени обеспечивает выдержку времени от 0,4 до 180 с, с точностью срабатывания 10 % от установки;

– реле времени с анкерным или часовым механизмом. Работает за счёт пружины, которая заводится под действием электромагнита, и контакты реле срабатывают только после того, как анкерный механизм отсчитает время, выставленное на шкале. Разновидность подобных реле используется в мощных (на токи в сотни и тысячи ампер) автоматических выключателях на напряжение 0,4–10 кВ. Составные части такого реле – механизм замедления и токовая обмотка, взводящая его пружину. Скорость хода механизма зависит от затяжки пружины, то есть от тока в обмотке, по окончании хода механизм вызывает отключение автомата, тем самым выполняя функции тепловой защиты от перегрузок, не нуждаясь при этом в коррекции по температуре окружающего воздуха. Этот тип реле времени обеспечивает выдержку времени от 0,1 до 20 с с точностью срабатывания 10 % от установки;

– моторные реле времени. Предназначены для отсчета времени от 10 с до нескольких часов. Оно состоит из синхронного двигателя, редуктора, электромагнита для сцепления и расцепления двигателя с редуктором, контактов;

– электронные реле времени. В электронных реле для получения временной задержки используются различные аналоговые и цифровые схемотехнические решения. Как правило, это интегральные цепи или цифровые логические устройства (таймеры). Встречаются также реле времени на основе элементов микропроцессорной техники.

УДК 621.3

ЗАЩИТНОЕ ЗАНУЛЕНИЕ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Книга К.С.

Научный руководитель – к.т.н. БУЛОЙЧИК Е.В.

Заземление электроустановки – это обеспечение электробезопасности путём целенаправленной электрической связи корпуса устройства с «землёй». Заземление электроустановок бывает двух типов: защитное заземление и зануление, которые имеют одно и тоже назначение – защитить человека от поражения электрическим током, если он прикоснулся к корпусу электроустановки или других ее частей, которые оказались под напряжением.

Суть защитного заземления в обеспечении безопасной эксплуатации электрооборудования путём соединения его защищаемой части с соответствующим устройством. Главная характеристика заземляющего устройства – его сопротивление, качество защиты улучшается с его понижением. Защитное заземление действует на основе серьёзного уменьшения разности потенциалов между деталью, на которую пробило напряжение (корпус и т. д.), и землёй, вплоть до безопасного для человека уровня. Если заземление отсутствует, контакт с опасным местом электроустановки является непосредственным контактом с фазой.

Зануление – это соединение металлических частей, не находящихся под напряжением, либо с заземленной нейтралью понижающего источника трехфазного тока, либо с заземленным выводом генератора однофазного тока. Зануление – основная мера защиты при косвенном прикосновении в электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью. Поскольку нейтраль заземлена, зануление можно рассматривать как специфическую разновидность заземления.

Принцип работы зануления: при пробое фазной цепи электроприбора на зануленный корпус фактически происходит короткое замыкание «фаза – ноль». Сила тока в цепи при этом увеличивается до очень больших величин, что вызывает быстрое срабатывание аппаратов защиты (автоматические выключатели, плавкие предохранители), которые быстро отключают линию, в которую включен неисправный прибор.

Защитное заземление и защитное зануление в электроустановках:

– В электроустановках напряжением от 110 до 750 кВ должно быть выполнено защитное заземление. Заземляющие устройства следует выполнять по нормам на напряжение прикосновения или по нормам на их сопротивление. Оно должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом. При удельном сопротивлении «земли» ρ , большем 500 Ом·м, допускается повышать сопротивление заземляющего устройства в зависимости от его величины. Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на «землю» не должно превышать 10 кВ. Напряжение выше 10 кВ допускается на заземляющих устройствах, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановки.

– В электроустановках напряжением выше 1000 В в сети с изолированной нейтралью должно быть выполнено защитное заземление. Расчетная сила тока замыкания на землю должна быть определена для той из возможных в эксплуатации схемы сети, при которой сила токов замыкания на землю имеет наибольшее значение.

– В электроустановках напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью должно быть выполнено зануление. При занулении фазные и нулевые защитные проводники должны быть выбраны таким образом, чтобы при замыкании на корпус или на нулевой проводник, возникал ток короткого замыкания, обеспечивающий отключение автомата или плавление плавкой вставки ближайшего предохранителя. В цепи нулевых защитных проводников не должно быть разъединяющих приспособлений и предохранителей.

– Для передвижных электроустановок и ручных электрических машин класса I в сетях напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью зануление следует выполнять в сочетании

с защитным отключением. Зануление или зануление в сочетании с повторным заземлением – для передвижных приемников электрической энергии. При питании передвижных приемников электрической энергии и ручных электрических машин класса I от стационарной сети или передвижного источника питания электроэнергией, имеющих изолированную нейтраль и контроль сопротивления изоляции, защитное заземление должно применяться в сочетании с металлической связью корпусов электрооборудования или защитным отключением.

УДК 621.311.22(075.8)

СОЗДАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА ПРИ ОДНОКРАТНОЙ ПРОДОЛЬНОЙ НЕСИММЕТРИИ СЕТИ

Махнач Д.Н.

Научный руководитель – к.т.н., доцент БУЛАТ В.А.

При расчетах однократной продольной несимметрии электрической сети требуется составлять схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, в каждую из которых входят те элементы, по которым при заданной несимметрии протекают токи соответствующих последовательностей. Составление схем замещения прямой и обратной последовательностей не вызывает особых затруднений. Вследствие того, что система токов нулевой последовательности резко отличается от систем токов прямой и обратной последовательностей, в эту схему вводятся только те элементы расчетной схемы, по которым могут протекать току нулевой последовательности, а именно: системы с заземленными нейтральными, силовые автотрансформаторы, трансформаторы с заземленными нейтральными, воздушные и кабельные линии, соединяющие их и др.

При реализации программы в качестве платформы для разработки использовалась среда Microsoft Visual Studio 2013. Программа выполнена на объектно-ориентированном языке программирования C#. Она стабильно работает ОС Windows XP и более ранних версиях Windows, имеет удобный интерфейс и позволяет строить схемы замещения нулевой последовательности для любой произвольной схемы энергосистемы.

С помощью программы на мониторе создается рабочее поле, на котором собирается схема исследуемой системы. Элементы системы (генераторы, трансформаторы и т. п.) выбираются из базы элементов мышью и простым «перетягиванием» помещаются на рабочее поле.

Чтобы выбрать схему соединения обмоток (например, трансформатора), необходимо кликнуть правой кнопкой мыши на элемент и выбрать нужную схему.

Каждый элемент схемы имеет по два соединительных узла, при помощи которых этот элемент может соединяться с другими и образовывать нужную расчетную схему системы. Для изображения линий электропередачи сначала необходимо кликнуть левой кнопкой мыши на место, где предположительно будет начало линии. Затем кликнуть на место предполагаемого конца линии. В результате на экране появится изображение линии зеленого цвета. Если полученное соединение нас не устраивает, то его легко можно удалить клавишей Del. Для фиксирования линии необходимо нажать на клавишу Esc. В случае необходимости любой элемент схемы можно поворачивать нажатием клавиши R. Поворот будет происходить по часовой стрелке с шагом в 90°.

После составления расчетной схемы программа позволяет установить в нужном месте точку продольной несимметрии. В случае правильного выполнения инструкции, при нажатии на клавишу R программа отобразит красным цветом пути протекания токов нулевой последовательности по элементам сети, по которым легко составляется схема замещения нулевой последовательности.

Данная программа существенно облегчит и ускорит процесс расчета токов однократной продольной несимметрии, частично автоматизируя один из этапов расчета, и тем самым уменьшит вероятность ошибок.

Литература

- 1 Вагнер, К.Ф. Метод симметричных составляющих / К.Ф. Вагнер, Р.Д. Эванс. – М. : ОНТИ ККТП СССР, 1936.
- 2 Фленов, М.Е. Библия C# / М.Е. Фленов. – СПб. : БПВХ-Петербург, 2010.
- 3 Басакер, Р., Конечные графы и сети / Р. Басакер, Т. Саати. – М. : Наука, 1974.

УДК629.735

КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА С ИНДИВИДУАЛЬНЫМИ И ОБЩИМ ЭКРАНАМИ

Гефтер М.В., Алехнович А.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор СЕРГЕЙ И.И.

На сегодняшний день кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) занимают все больший сегмент рынка кабельно-проводниковой продукции. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена в разных странах имеют разное обозначение:

- СПЭ – российское обозначение;
- XLPE – английское обозначение;
- VPE – немецкое обозначение;
- PEХ – шведское.

Кабели с изоляцией из СПЭ имеют ряд существенных преимуществ перед кабелями с бумажно-пропитанной изоляцией (БПИ):

- пропускная способность кабелей с изоляцией из СПЭ в 1,2–1,3 раза выше при более высокой допустимой длительной температуре (зависит от условий прокладки);
- повреждаемость кабелей с изоляцией из СПЭ при протекании токов короткого замыкания (КЗ) в 10–15 раз ниже, чем у кабелей с БПИ, предельная температура кабелей с изоляцией из СПЭ выше, чем у кабелей с БПИ;
- срок службы кабелей с изоляцией из СПЭ превышает 50 лет;
- температура прокладки кабелей с изоляцией из СПЭ без предварительного нагрева до -20°C ;
- условия прокладки кабелей с изоляцией из СПЭ просты, так как данный тип кабелей легче, имеет меньший диаметр, радиус изгиба, в них отсутствует тяжелая свинцовая оболочка в отличие от кабелей с БПИ;
- в кабелях с изоляцией из СПЭ отсутствуют жидкие компоненты изоляции, что уменьшает время и стоимость монтажа;
- при повреждении кабели с изоляцией из СПЭ не создают утечек масла, которые наносят вред окружающей среде;
- кабели с изоляцией из СПЭ имеют более высокие диэлектрические свойства изоляции, чем кабели с БПИ за счет меньшей гигроскопичности конструктивных элементов;
- при прокладке кабелей с изоляцией из СПЭ допустимы изменения уровня кабельной трассы.

Кабель, экранированный медный разделяют, в основном по назначению:

- силовой. Рассчитан на напряжение 6-10 кВ. Назначение экрана в таком случае – защита внешней среды от электромагнитного поля. Силовой экранированный кабель различают по материалу изготовления жилы: медь (ПвП) или алюминий (АПвП). Экран в них изготавливается из пероксидносшиваемой пленки и дополнительная оболочка сверху из медной проволоки и ленты. Толщина экрана высчитывается исходя из планируемой нагрузки;
- комбинированные кабель – два кабеля (силовой и кабель управления) в одной оболочке. Такие кабели тоже часто экранируют. Применяются для подключения к электропитанию передвижных установок: самоходных устройств, экскаваторов, кранов. Материалом для экрана в них служит алюмолавсановая лента с медной оплёткой в марках КППЭУ или электропроводящая резина в марках КГЭУ;
- контрольные кабели применяются для обмена информацией с приборами, к которым невозможен или ограничен доступ. Экран в таких кабелях нужен для защиты информации от внешних электромагнитных полей. Исполняется он в таких кабелях из медной проволоки или тонкой фольги;

– сигнально-блокировочные кабели применяются в тех системах, которые предъявляют строгие требования к защите информации. Это, разного рода и назначения сигнализации (противопожарная, охранная), точные измерительные приборы.

Экран изготавливается из алюмополиэтиленовой ленты. Ещё большие требования защиты передаваемой информации предъявляют кабели связи. К ним же относятся и кабели компьютерной коммуникации. Наибольшее распространение из них имеют кабели FTP или, так называемая витая пара. Экран в них может быть выполнен медной фольгой, плёткой или комбинированно.

Вышеописанные кабели все шире представлены на рынке кабельно-проводниковой продукции, и производители заявляют длительный срок службы и высокие характеристики. Таким образом производимый анализ дает данные для обоснования необходимости применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в электроустановках, а также показывает особенности кабелей с индивидуальным и общим экраном.

УДК 621.314.26

ЧАСТОТНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

Буров Н.А.

Научный руководитель – КЛИМЕНТИОНОК А.К.

Преобразователь частоты – это устройство, преобразующее входное напряжение 220 В или 380 В частотой 50 Гц, в выходное импульсное напряжение посредством ШИМ (широтноимпульсной модуляции), которое формирует в обмотках двигателя синусоидальный ток частотой от 0 Гц до 400 Гц или даже до 1600 Гц.

По типу питающего напряжения преобразователи частоты делятся на следующие виды: с однофазным питанием (однофазный); с трехфазным питанием (трехфазный); высоковольтные устройства.

По типу управляемого электрического двигателя, подключенного к преобразователю, устройства разработаны для управления: однофазными двигателями с расщепленными полюсами и однофазные конденсаторные электрические двигатели; трехфазными асинхронными электрическими двигателями переменного тока; электрическими двигателями с постоянными магнитами.

По области применения типы частотных преобразователей будут следующими: общепромышленного назначения; векторный преобразователь частоты; для управления механизмами, имеющими насосно-вентиляторный тип нагрузки; частотные преобразователи для кранов и прочих подъемных механизмов; адаптированный для использования в тяжелых условиях (частотный преобразователь взрывозащищенный); децентрализованный частотно регулируемый преобразователь, монтируемый непосредственно на электрический двигатель.

Современный высокочастотный преобразователь частоты позволяет не только организовывать наиболее энергоэффективные алгоритмы управления технологическими процессами, но и увеличивать срок службы двигателей и прочих включенных в технологический процесс элементов.

Электронный преобразователь частоты состоит из схем, в состав которых входит тиристор или транзистор, которые работают в режиме электронных ключей. В основе управляющей части находится микропроцессор, который обеспечивает управление силовыми электронными ключами, а также решение большого количества вспомогательных задач (контроль, диагностика, защита).

Выходное напряжение преобразователя формируется из «вырезанных» участков синусоид входного напряжения. Частота выходного напряжения у таких преобразователей не может быть равна или выше частоты питающей сети. Она находится в диапазоне от 0 до 30 Гц, и как следствие – малый диапазон управления частотой вращения двигателя (не более 1–10).

Преобразователи частоты являются нелинейной нагрузкой, создающей токи высших гармоник в питающей сети, что приводит к ухудшению качества электроэнергии.

Частотный преобразователь в комплекте с асинхронным электродвигателем позволяет заменить электропривод постоянного тока. Системы регулирования скорости двигателя постоянного тока достаточно просты, но слабым местом такого электропривода является электродвигатель. Он дорог и ненадежен. Особый экономический эффект от использования преобразователей частоты дает применение частотного регулирования на объектах, обеспечивающих транспортировку жидкостей. До сих пор самым распространённым способом регулирования производительности таких объектов является использование задвижек или регулирующих клапанов, но сегодня доступным становится частотное регулирование асинхронного двигателя, приводящего в движение, например, рабочее колесо насосного агрегата или вентилятора.

Большинство современных преобразователей частоты построено по схеме двойного преобразования. Они состоят из следующих основных частей: звена постоянного тока (неуправляемого выпрямителя), силового импульсного инвертора и системы управления.

Звено постоянного тока состоит из неуправляемого выпрямителя и фильтра. Переменное напряжение питающей сети преобразуется в нем в напряжение постоянного тока. Силовой трехфазный импульсный инвертор состоит из шести транзисторных ключей. В выходных каскадах инвертора в качестве ключей используются силовые IGBT-транзисторы. По сравнению с тиристорами они имеют более высокую частоту переключения, что позволяет вырабатывать выходной сигнал синусоидальной формы с минимальными искажениями.

Применение частотных преобразователей позволило успешно реализовать эффективные системы регулирования скорости нижеприведенных объектов: насосы горячей/холодной воды в системах тепло- и водоснабжения; вспомогательные агрегаты котельных. ТЭС, ТЭЦ и котлоагрегатов; дробилки, мельницы, экструдеры и мешалки; различные песковые и пульповые насосы обогатительных фабрик; лифтовые установки; центрифуги разных типов; производственные линии картона, пленки и прочих ленточных материалов; крановое и эскалаторное оборудование; механизмы силовых манипуляторов; приводы буровых станков, специализированного оборудования и так далее.

Этот тип оборудования позволяет получить существенный экономический эффект: экономия до 50 % электроэнергии в агрегатах путем поддержания двигателя в режиме оптимального КПД; увеличение объема и оптимизация качества выпускаемой продукции; повышение уровня производительности производственного оборудования; снижение степени износа механических звеньев; продление срока эксплуатации технологического оборудования, коммутационной аппаратуры.

Наиболее широкое применение в современных частотно регулируемых модулях находят преобразователи с явно выраженным звеном постоянного тока. Важно для сетей переменного тока система использующая преобразователь частоты служит нелинейной импульсной нагрузкой, где присутствуют токовые гармоники, отрицательно влияющие на качественные параметры линии электропередач в зависимости от значения сопротивления линии. Высшие гармоники обладают более низкой амплитудой и тем легче могут быть отфильтрованы. Гармонические токи способствуют увеличению электрических потерь и снижению коэффициента мощности, способствуют перегреву элементов сети, например, кабелей, трансформаторов, двигателей, конденсаторов.

Применение частотно-регулируемого электропривода является экономически выгодным и эффективным. Поэтому необходимо использовать его повсеместно для получения продукции самого высокого качества без лишних затрат на электроэнергию и ремонты приводных электродвигателей.

В конечном итоге, назначение преобразователя частоты – это обеспечение максимально эффективной и продуктивной работы оборудования со всеми вытекающими положительными аспектами.

Литература

1 Москаленко, В.В. Электрический привод : учеб, пособие для студ. учреждений сред, проф. образования / В.В. Москаленко. – М. : Высшая школа, 2000. – 368 с.

2 Частотные преобразователи // Частотник [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.chastoriik.info>. – Дата доступа : 10.12.2015.

УДК 621.316

ВЫБОР РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ШИННОЙ КОНСТРУКЦИИ КОМПЛЕКТНЫХ ШКАФОВ К-БЭМН

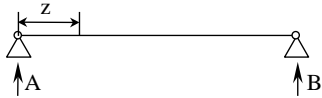

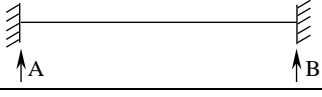
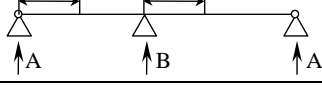
Баран А.Г., Алехнович А.С., Климкович И.П.

Научный руководитель – д.т.н., профессор СЕРГЕЙ И.И.

Исследования сборных шины комплектного распределительного устройства К-БЭМН на 10 кВ с номинальным током 3150 А обусловлены необходимостью проверки шкафов на электродинамическую стойкость при токе короткого замыкания (КЗ) равном 64 кА. Этим требованиям удовлетворяют составные медные шины из двух прямоугольных полос размерами $2 \times (100 \times 10) \text{ мм}^2$, номинальный ток которых равен 3610 А при стандартных условиях окружающей среды [1]. Масса 1 метра однополосной шины $(100 \times 10) \text{ мм}^2$ равна 8,9 кг/м, а допустимое механическое напряжение изгиба шин марок МГМ, МГТ и ШМТ составляет 171,5–212 МПа [1, 2].

Проводники ответвлений к электрическим аппаратам в линейных шкафах К-БЭМН выполнены медными стержнями с размерами $(34 \times 24) \text{ мм}^2$, расчетным сечением 814 мм^2 и допустимым током 1575 А [1, 3]. Для камеры вводной ячейки использованы двухполосные шины $2 \times (100 \times 10) \text{ мм}^2$, как и для сборных шин. Сборные шины расположены в вершинах треугольника и пропускаются в соседнюю ячейку через проходные изоляторы и резиновые вкладыши, допускающие поперечные перемещения шин. Шины жестко закреплены на медных стержнях-надставках в двух соседних камерах и, как правило, образуют многопролетную шинную конструкцию с неразрезными шинами. Расчетной схемой для них является балка с жестким опиранием (защемлением) на обоих опорах пролета (таблица 1) [2]. Для комплектных шкафов с разрезными шинами, длина которых равна длине одного пролета, изменяются коэффициенты расчетной схемы λ и r_1 (таблица 1) [2].

Таблица 1 – Коэффициенты расчетной схемы сборных шин

№ схемы	Расчетная схема	Тип балки и опоры	Коэффициенты		
			λ	β	r_1
1		Однопролетная А и В – изоляторы-опоры	8	1	3,14
2		Однопролетная А – заземление шины; В – изолятор-опора	8	1,25	3,93
3		А и В – заземление шины на жестких опорах	12	1	4,73
4		Балка с двумя пролетами	8	1,25	3,93
5		Балка с тремя и более пролетами	10^* 12^{**}	1,131	4,73

Примечания: * – для крайних пролетов; ** – для средних пролетов

Из конструктивных чертежей К-БЭМН следует (рисунок 1), что сборные шины имеют жесткое крепление к надставкам ответвлений к электрическим аппаратам, а в местах прохода сборных шин через перегородку имеется люфт, величиной 11–13 мм. Сравним его с

максимальным прогибом шин при КЗ. Представим шину стержнем с опертыми концами и приближенно определим ее максимальный динамический прогиб в середине пролета. При этом считаем, что в этой точке к шине приложена мгновенная максимальное усилие как статическая нагрузка, средняя величина которой приближенно равна 2000 Н. В соответствии с [4, 5] максимальный прогиб сборной шины

$$y_{\max} = 1,06 \frac{F_{\max} l^3}{48,7 E J},$$

где F_{\max} – максимальное мгновенное ЭДУ, Н;

E – модуль упругости материала шин, Па;

J – момент инерции поперечного сечения шины, м⁴.

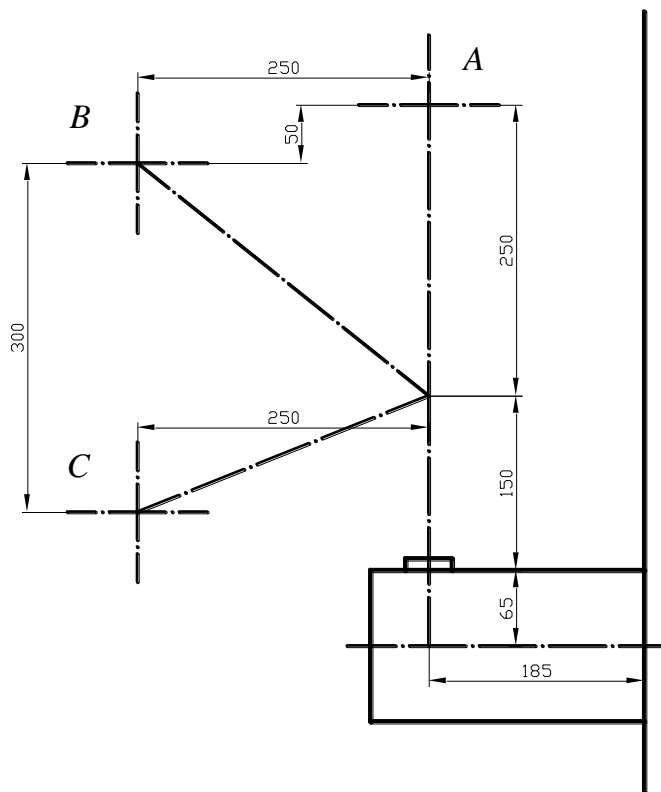


Рисунок 1 – Расположение токоведущих частей в шинном отсеке КРУ

Максимальный прогиб сборной шины фазы B составит

$$y_{\max} = 1,06 \frac{2000 \cdot 0,8^3}{48,7 \cdot 10^{11} \cdot 16,7 \cdot 10^{-9}} = 1,33 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

Для фаз A и C, расположенных несимметрично относительно перегородки, прогибы будут меньше. Таким образом, максимальные прогибы шин при КЗ практически не превышают люфта в проходном изоляторе. Это позволяет принять расчетную схему одного пролета сборных шин между двумя соседними ответвлениями к шинным аппаратам в виде шины-балки, укрепленной на упругих медных надставках, длины которых, как видно из рисунка 1, соответственно равны: $l_{н(A)} = 0,525$ м, $l_{н(B)} = 0,45$ м, $l_{н(C)} = 0,425$ м. Согласно ГОСТ [2] расчетной схемой шинной конструкции с упруго-податливыми опорами считается схема, в которой масса шины распределена по длине пролета, а опоры представлены сосредоточенной эквивалентной массой $M_{оп}$ и пружинами с жесткостью $C_{оп}$. Надставки фаз имеют пространственное расположение, состоят из прямолинейных отрезков шин и крепятся к опорно-проходным изоляторам фирмы PW «Kielce» типа IPWR2-17,5/2,5 с $P_{\min \text{ разр}} = 2,5$ кН. Длинные надставки и невысокая допустимая изгибающая нагрузка изолятора повышают риск нарушения электродинамической стойкости шинной конструкции.

При оценке электродинамической стойкости проводятся исследования для нескольких расчетных схем взаимодействия токов КЗ:

– по сборным шинам пролета протекают сквозные токи КЗ, токи в надставках равны нулю;

– точка КЗ находится в ячейке и ток в надставках равен току КЗ.

Для указанных схем выполняется анализ максимальных напряжений изгиба сборных шин и результирующих максимальных нагрузок, действующих со стороны сборных шин и надставок на опорно-проходные изоляторы фаз.

Литература

1 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

2 ГОСТ 30323-95. Короткие замыкания в электроустановках: Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания. – Введ. 01.03.1999. – Минск: Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2004. – 37 с.

3 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. – 506 с.

4 Кудрявцев, Е.П. Расчет жесткой ошиновки распределительных устройств / Е.П. Кудрявцев, А.П. Долин. – М.: Энергия, 1981. – 96 с.

5 Долин, А.П. Открытые распределительные устройства с жесткой ошиновкой / А.П. Долин, Г.Ф. Шонгин. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 192 с.

УДК 621.3.022

ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЕТОВ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ТК315

Базыльчик В.С., Башаркевич Я.В., Зарихта К.С.

Научный руководитель – доцент БОБКО Н.Н.

В энергетических системах различают нормальный и ненормальный режимы работы. Ненормальные режимы работы вызваны преимущественно короткими замыканиями (КЗ). В электрической системе совпадают моменты выработки и потребления электрической энергии. При нормальном режиме существует баланс между потребляемой и производимой энергиями. Нормальный режим электрической системы характеризуется неизменностью параметров системы или медленным их изменением. Параметры энергосистем такие как: мощность, напряжение, ток, лежат в диапазоне заранее заданных значений. Отклонение от нормального режима связано с ухудшением качества энергии и с большими экономическими потерями. С резким изменением заданных параметров связаны аварийные режимы работы, их причиной, как правило, являются короткие замыкания (КЗ).

Короткое замыкание – это всякое непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными (четырёхпроводных) так же замыкание одной или несколько фаз на землю (или на нулевой провод). В системе с незаземленной нейтралью или с нейтральными заземленными через компенсирующее устройство, замыкание одной из фаз на землю называется простым замыканием. При этом повреждение прохождение тока обусловлено главным образом емкостью фаз относительно земли.

При возникновении короткого замыкания в электрической системе сопротивление цепи уменьшается (степень уменьшения сопротивления зависит от положения точки КЗ в системе), что приводит к увеличению токов в отдельных ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. В свою очередь это вызывает снижение напряжений в системе, которое особенно велико вблизи места КЗ.

Надежный способ ликвидации аварии, это отключение поврежденного участка от электрической системы. Отключение происходит с помощью высоковольтных выключателей, которые срабатывают с помощью устройств релейной защиты и автоматики.

Виды коротких замыканий:

– трехфазное КЗ – является симметричным, так как сопротивления в трех фазах короткозамкнутой цепи будут одинаковыми. Трехфазное КЗ, как правило, является самым тяжелым видом короткого замыкания.

– двухфазное короткое замыкание – является несимметричным КЗ. Возникает между двумя фазами сети

– однофазное короткое замыкание - может происходить в сети с глухо-заземленной нейтралью (сети до 1 кВ) и с эффективно-заземленной нейтралью (сети 110 кВ и выше), когда один из проводов замкнут на землю.

– двухфазное КЗ на землю – это замыкание, когда два провода соединены между собой и замкнуты на землю.

Виды повреждения, которые сопровождаются многократной несимметрией (замыкание различных фаз в различных точках одновременно) называются сложными видами повреждений.

Основной причиной возникновения КЗ является нарушение изоляции линий, электрических аппаратов и др. электрооборудования.

Расчеты несимметричных КЗ, как и расчеты других несимметричных режимов выполняются при помощи метода симметричных составляющих, в соответствии с которым любую n -фазную систему несимметричных векторов можно разложить на n -симметричных n -фазных систем. Соответственно трехфазную систему несимметричных векторов можно разложить на три симметричные трехфазные системы, которые называются: система прямой последовательности (СПП), система обратной последовательности (СОП), система нулевой

последовательности (СНП). Считается, что токи и напряжения разных последовательностей не взаимодействуют между собой, а каждый элемент цепи имеет разные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности. Системы параметров прямой и обратной последовательности являются уравновешенными, система нулевой последовательности – симметричная, но неуравновешенная. Нормальный режим работы энергосистемы и режим трехфазного КЗ являются симметричными; в этих режимах под действием симметричной трехфазной электродвижущей силы (ЭДС) по схеме протекают только токи прямой последовательности. В несимметричном режиме в месте несимметрии возникают токи и напряжения обратной и нулевой последовательностей, но физически единственным источником этих параметров является только ЭДС прямой последовательности, которая создается в генераторах благодаря току возбуждения и вращению ротора.

При расчете параметров несимметричных КЗ (двухфазных, однофазных, двухфазных на землю) пользуются правилом эквивалентности прямой последовательности: ток прямой последовательности при любом несимметричном КЗ можно определить, как ток при трехфазном КЗ в узле, отдаленном от настоящего узла КЗ на некоторое дополнительное сопротивление $x(n)$, которое зависит от результирующих сопротивлений обратной и нулевой последовательности схемы относительно узла КЗ.

Таким образом, расчет параметров несимметричного КЗ в заданном узле трехфазной электросистемы выполняется в следующем порядке:

Строятся схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности, выполняется свертка этих схем к заданному узлу КЗ и рассчитываются результирующие ЭДС E , результирующие сопротивления x_1 , x_2 , x_0 относительно узла КЗ и по формуле токи прямой последовательности для разных видов несимметричных КЗ, а по вышеуказанной формуле рассчитывается полный ток в месте несимметричного КЗ. По формулам для симметричных составляющих ток КЗ рассчитываются симметричные составляющие токов в узле КЗ.

Расчет режимов коротких замыканий значительно проще рассчитывать на ЭВМ, так как она позволяет рассчитать токи с заданным параметром приближения. Одной из таких программ является программа ТКЗ15.

Программа ТКЗ для расчета токов несимметричных КЗ ориентирована на учебный процесс и предназначена для расчета токов КЗ при выполнении курсовых и дипломных работ. Программа дает возможность рассчитать полное значение периодической составляющей сверхпереходного тока трехфазного, двухфазного, однофазного и двухфазного на землю КЗ, симметричные составляющие этого тока и распределение их по ветвям схемы. Нагрузки и активные сопротивления не учитываются. Сопротивления ветвей СПП, СОП, СНП должны быть представлены в относительных единицах. Узлы СПП с нулевым потенциалом (нейтрали генераторов) обязательно должны иметь номер ноль. Остальные узлы СПП нумеруются целыми числами в возрастающем порядке. Один и тот же узел в СПП, СОП и СНП должен иметь одинаковый номер. Сопротивления элементов СОП приняты равными сопротивлениям СПП, потому СОП во входных данных не описывается.

Программа включает в себя главную программу ТКЗ и подпрограмму ZHORTKA. Текст программы ТКЗ обеспечен комментариями, которые дают возможность понять реализацию алгоритмов, порядок создания файла исходных данных и расшифровки файла результатов.

Литература

- 1 Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. – 2-е изд. – М. : Высшая школа, 1985. – 536 с.
- 2 Математические задачи энергетики : учеб.-метод. пособие : в 8 ч. / БНТУ ; авт.-сост. Н.Н. Бобко. – Минск ; БНТУ, 2000. – Ч. 4 : Программа для расчета токов короткого замыкания ТКЗ. – 34 с.

УДК 621.3.048.1

МЕТОДЫ НЕ РАЗРУШАЮЩИХ ИСПЫТАНИЙ ИЗОЛЯЦИИ

Тарасов В.С.

Научный руководитель – КЛИМЕНТИОНОК А.К.

Электрические установки могут нормально работать только с исправной изоляцией. В процессе эксплуатации из-за увлажнения, перегрева, динамических нагрузок и перенапряжений происходит общее старение изоляции, то есть ухудшение ее физико-химических характеристик. В изоляции возникают распределенные и местные (сосредоточенные) дефекты, которые в конечном итоге приводят к ее пробое. Чтобы своевременно выявлять развивающиеся дефекты и не допускать внезапных пробоев электрической изоляции, свойства ее в процессе эксплуатации периодически проверяют. Для этого производят периодический контроль и испытания изоляции, а в случае необходимости – ее ремонт. Такие мероприятия обеспечивают поддержание необходимой степени надежности электрооборудования в процессе его эксплуатации.

К первой группе профилактических методов контроля относятся так называемые неразрушающие испытания, при которых используются малые напряжения и различные косвенные способы оценки характеристик изоляции (измерение сопротивления изоляции, тангенса угла диэлектрических потерь, емкости и других параметров). Контроль параметров изоляции этими методами производится при малых напряжениях, которые не причиняют вреда электрооборудованию и не могут его разрушить. Поэтому их и называют неразрушающими методами контроля.

При неразрушающих испытаниях для оценки качества изоляции большое значение имеет изменение ее характеристик во времени. Поэтому с повышением частоты контроля увеличивается вероятность своевременного выявления дефектов.

На заводах контроль изоляции производится при изготовлении и выпуске изделий с целью проверки качества промежуточных технологических операций и соответствия изоляционных характеристик изделия требованиям ГОСТ или заводским нормам. Часто на заводах измеряются изоляционные характеристики изделий, которые не нормированы, но важны в качестве исходных данных для последующего контроля за состоянием изоляционных конструкций.

Контроль изоляции в эксплуатации, обозначаемый часто термином «профилактика изоляции», служит для выявления дефектов в изоляционных конструкциях и последующей их замены или восстановления на месте.

Контроль изоляции по $\text{tg}\delta$ является одним из наиболее распространенных. Как показывает опыт, по значению $\text{tg}\delta$ можно установить наличие в изоляции различных по характеру дефектов.

Технически правильная эксплуатация, предотвращающая вредные воздействия на изоляцию, служит обязательным условием надежной работы высоковольтного оборудования. Срок службы изоляции в существенной степени зависит от постановки эксплуатационного надзора и контроля за изоляцией. Профилактика изоляции является только одним из элементов этого контроля. В задачу профилактики входит также установление типичных для тех или иных изоляционных конструкций дефектов, разработка эффективных способов устранения этих дефектов и рекомендации по разработке рациональных изоляционных конструкций на заводах.

При профилактических испытаниях качество изоляции оценивают только по абсолютной величине $\text{tg}\delta$, которую измеряют при напряжении не выше 10 кВ независимо от номинального напряжения оборудования. Измерения при более высоких напряжениях в условиях эксплуатации не проводятся, так как для этого требуется громоздкое оборудование.

Величину $\text{tg}\delta$ изоляции измеряют с помощью моста Шеринга. Для уменьшения ошибок измерения вследствие наводок от внешних полей мост экранируется.

Опыт, в котором наблюдается «возвратное» напряжение, состоит в следующем. Неоднородная изоляция, которую для простоты можно считать двухслойной, в течение некоторого времени выдерживается при постоянном напряжении, чтобы в ней накопился заряд абсорбции. Затем она отсоединяется от источника напряжения, и ее электроды замыкаются накоротко на очень малый промежуток времени Δt , после чего вновь размыкаются.

Для контроля качества изоляции по $\text{tg}\delta$ в энергосистемах используются компактные переносные мосты типов МД-16 и Р-595, которые позволяют проводить измерения при напряжениях до 10 кВ по «нормальной» и «перевернутой» схемам. В качестве источника высокого напряжения обычно применяют измерительный трансформатор напряжения типа НОМ-10.

По форме и величине «возвратного» напряжения можно судить о состоянии изоляции. Например, неравномерное увлажнение многослойной изоляции обнаруживается по увеличению «возвратного» напряжения. Однако не всегда ухудшение качества изоляции сопровождается ростом напряжения $U_{\text{возвр}}$. В частности, при сквозном и равномерном увлажнении неоднородность изоляции может уменьшиться, гота «возвратное» напряжение снизится. Поэтому контроль по «возвратному» напряжению недостаточен и должен сочетаться с другими методами.

По емкостным характеристикам наиболее эффективно выявляется увлажнение маслonaполненной изоляции. Поэтому переносные компактные приборы получили название ИКВ – приборов контроля влажности. Они используются для определения степени увлажнения изоляции силовых трансформаторов.

Внедрение неразрушающих методов диагностики силовых КЛ с использованием современного диагностического оборудования позволяет оценивать состояние изоляции и локализовать проблемные места в КЛ не травмируя изоляцию КЛ: принимать обоснованное решение о дальнейшей эксплуатации или сроках замены кабелей, отработавших нормативный срок службы; рационально и обоснованно планировать сроки проведения ремонтов КЛ и в целом будет способствовать повышению надёжности работы силовых кабельных линий.

УДК 621.316

УЧЕТ УПРУГОЙ ПОДАТЛИВОСТИ НАДСТАВОК СБОРНЫХ ШИН ПРИ ОЦЕНКЕ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ КРУ 6–10 КВ

Алехнович А.С., Баран А.Г.

Научный руководитель – д.т.н., профессор СЕРГЕЙ И.И.

Особенностью современных шкафов КРУ является расположение сборных шин по вершинам треугольника, углы которого не равны 90° и 60° . Сборные шины комплектных камер крепятся к опорно-проходным изоляторам с помощью надставок и пропускаются через стальные перегородки через специальные резиновые вкладыши, допускающие прогибы шин до 11–13 мм во всех направлениях. Опорные сечения шин, в которых приложены изгибающие электродинамические нагрузки, действующие на изоляторы, смещены относительно их вершин на длину надставок, которая достигает 0,5 м. В связи с этим повышается риск нарушения механической прочности изоляторов при больших токах короткого замыкания.

Шины вместе с надставками и опорно-проходными изоляторами образуют единую колебательную систему при коротком замыкании. Упругие длинные надставки могут существенно повлиять на частоту колебаний шин [1, 2]. Для оценки этого влияния составлено математическое описание задачи, которое включает в себя уравнения колебаний сборных шин и надставок, представленных упругими стержнями. Согласно [3] изоляторы на напряжение 10 кВ являются жесткими и их колебаниями можно пренебречь.

При формулировке задачи используется принцип связей механики. В соответствии с ним действие сборных шин на надставки заменяется реакциями связей. По отношению к надставкам они являются внешними силами, под действием которых надставки, представленные в расчетах консолью с одним зашечленным и другим свободным концами совершают упругие колебательные движения при коротком замыкании. Учет колебаний надставок (стержней) согласно рекомендациям ГОСТ [4] выполняется приближенно в соответствии со схемой рисунка 1.

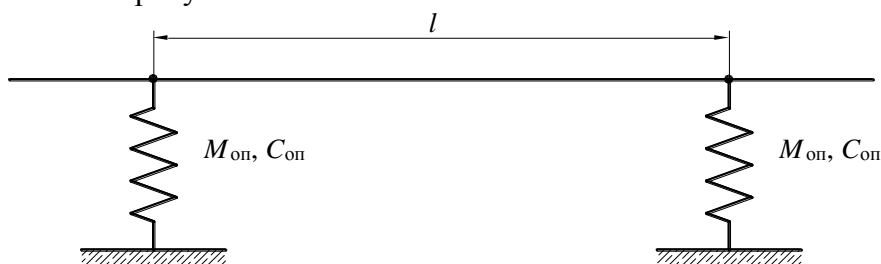


Рисунок 1 – Расчетная схема шинной конструкции с упруго-податливыми основаниями

Определение приведенной массы стержня-надставки $M_{оп}$ производится из условия равенства жесткости $C_{оп}$ и основной собственной частоты колебаний консоли с распределенной массой и расчетной модели изолятора с сосредоточенной массой $M_{оп}$. Приведенная масса надставки по оси x определяется по формуле, приведенной в ГОСТ [4]

$$M_{оп} = \frac{C_{оп}}{(2\pi f_{оп})^2},$$

где $f_{оп}$ – основная частота собственных колебаний стержня надставки, Гц.

Величину $f_{оп}$ можно определить по формуле [5]

$$f_{оп} = \frac{r_1^2}{2\pi l_{оп}^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}},$$

где $r_1 = 1,875$ – корень характеристического уравнения колебаний консоли;

E – модуль упругости материала надставки, Па;

J – момент инерции поперечного сечения, м⁴;

m – масса единицы длины стержня надставки, кг/м.

Жесткость надставки равна

$$C_{\text{оп}} = \frac{3,01 \cdot EJ}{l_{\text{оп}}^3}.$$

После определения приведенной массы $M_{\text{оп}}$ и жесткости $C_{\text{оп}}$ надставок находятся

отношения $\alpha_1 = \frac{C_{\text{оп}} l_{\text{оп}}^3}{EJ}$ и $\alpha_2 = \frac{M_{\text{оп}}}{m l_{\text{оп}}}$ и по зависимости $r_1 = f(\alpha_1)$ при различных α_2

выбирается параметр r_1 [4, 6]. По корню r_1 находится основная частота собственных колебаний шины и динамический коэффициент η . Влиянием упругих колебаний надставок по оси y пренебрегаем, так как они в этом направлении имеют высокую жесткость, обусловленную продольной жесткостью стержня на растяжение или сжатие.

Литература

1 Стрелюк, М.И. Расчет электродинамической стойкости жесткой ошиновки произвольной конфигурации / М.И. Стрелюк, И.А. Прима // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений). – 1990. – № 5 – С. 9–13.

2 Стрелюк, М.И. Динамическая стойкость токоведущих конструкций с жесткой ошиновкой пространственной конфигурации / М.И. Стрелюк, И.А. Прима // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений). – 1991. – № 5. – С. 3–9.

3 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2003. – 506 с.

4 ГОСТ 30323-95. Короткие замыкания в электроустановках: Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания. – Введ. 01.03.1999. – Минск : Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2004. – 37 с.

5 Тимошенко, С.П. Колебания в инженерном деле / С.П. Тимошенко. – М. : Наука, 1967. – 444 с.

6 Долин, А.П. Открытые распределительные устройства с жесткой ошиновкой / А.П. Долин, Г.Ф. Шонгин. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 192 с.

УДК 62-503.55

ПРОГРАММИРУЕМЫЕ ЛОГИЧЕСКИЕ КОНТРОЛЛЕРЫ

Карпович В.П.

Научный руководитель – КЛИМЕНТИОНОК А.К.

Программируемый логический контроллер (сокращенно, ПЛК) – электронный компонент, применяемый в современных системах автоматизации. Программируемые логические контроллеры используются главным образом при автоматизации промышленных и производственных процессов. ПЛК различных типов также применяются для организации автоматизированного управления системами вентиляции и кондиционирования, для поддержания заданного температурного режима в помещении и т. д. Применение логических контроллеров позволяет создать практически полностью автономную систему управления, осуществляющую свою деятельность с учетом свойств, характеристик и состояния контролируемого объекта. Участие оператора сводится к общему наблюдению за процессом управления и, при необходимости – изменению заданной программы работы.

Один из самых важных параметров ПЛК – быстродействие в каталогах фирм указывается в совершенно разных вариантах. Могут фигурировать время выполнения бинарных команд, время опроса 1К дискретных входов, время выполнения смешанных команд и т. д.

Контроллеры ПЛК относятся к категории устройств реального времени и обладают целым рядом существенных отличий от оборудования со сходными назначением и архитектурой. В частности, главным отличием программируемых логических контроллеров от обычных компьютеров является развитая система обработки входящих и исходящих сигналов исполнительных механизмов и различных датчиков; главным отличием от встраиваемых систем управления – схема монтажа, отдельного от объекта управления.

Контроллеры, программируемые с помощью особого языка Ladder Logic Diagram (лестничной логики), стали следующим поколением и заменили собой устройства с жестко заданной логикой. Внутренняя физическая коммутация (то есть, контакты и реле) была заменена в них виртуальной и представляла собой программу, исполняемую микроконтроллером устройства. Современной разновидностью контроллеров, программируемых после проектирования и сборки, являются так называемые свободно программируемые контроллеры. Для изменения рабочих параметров, диагностики и обслуживания этих устройств используются специальные устройства – программаторы, или ПК, оснащенные соответствующими интерфейсами для подключения и программным обеспечением. Кроме того, для управления свободно программируемыми контроллерами применяются различные системы человеко-машинного интерфейса, в частности – операторские панели. Важнейшими элементами комплексов автоматизированного управления являются также датчики и исполнительные устройства, подсоединяемые к ПЛК централизованно или по методу распределенной периферии.

Для программирования ПЛК контроллеров был разработан ряд стандартизированных языков, описанных в международном стандарте МЭК 61131.

Истинная мощь и универсальность ПЛК раскрывается, когда мы хотим изменить поведение системы управления. Поскольку ПЛК является программируемым устройством, мы можем изменить, команды, которые мы задали, без перенастройки компонентов, подключенных к нему.

Используя ПЛК, мы можем без добавления дополнительного оборудования запрограммировать столько контактов для каждого «X» входа, сколько нам хотелось бы (каждый вход и выход должен занимать не больше, чем 1 бит в цифровой памяти ПЛК) и вызывать их столько раз, сколько необходимо. Кроме того, так как каждый выход ПЛК занимает не более одного бита в его памяти, мы можем вносить контакты в программу, приводя «Y» выход в не активизированное состояние.

Современная логика системы управления установлена в ПЛК посредством компьютерной программы. Эта программа определяет, какие выходы находятся под

напряжением и при каких входных условиях. Хотя сама программа напоминает схему логики реле, в ней не существует никаких контактов переключателя или катушек реле, действующих внутри ПЛК для создания связей между входом и выходом. Эти контакты и катушки мнимые. Программа пишется и просматривается с помощью персонального компьютера, подключенного к порту программирования ПЛК.

Одним из преимуществ реализации логического контроля в программном обеспечении, в отличие от контроля с помощью оборудования, является то, что входные сигналы могут быть использованы трех переключателей такое количество раз, какое потребуется.

Учитывая специфику устройств, критерии оценки можно разделить на три группы:

- технические характеристики;
- эксплуатационные характеристики;
- потребительские свойства.

Литература

1 Мишель, Ж. Программируемые контроллеры: архитектура и применение / Ж. Мишел. – М. : Машиностроение, 1986. – 364 с.

2 Парр, Э. Программируемые контроллеры: руководство для инженера / Э. Парр. – М. ; БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. – 516 с.

3 Петров, И.В. Программируемые контроллеры. Стандартные языки и приемы прикладного проектирования / И.В. Петров, В.П. Дьяконов. – М. : СОЛОН-Пресс, 2004. – 256 с.

УДК 621.3.062

ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ГЛАВНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Алехнович А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ПОНОМАРЕНКО Е.Г.

В инструкции по переключениям в электроустановках основной сети ОЭС Республики Беларусь применяются следующие термины:

1. Оперативные переключения – действия коммутационными аппаратами, имеющие целью изменение схемы электроустановки или состояния оборудования.

2. Оперативное управление – управление состоянием оборудования, при котором переключения в электроустановках могут выполняться только по распоряжению оперативного персонала определенного уровня и в заданной им последовательности. Оборудование находится в управлении диспетчера определенного уровня или руководителей, специалистов, если для перевода его из одного состояния в другое, вывод в ремонт или ввод в работу требуется координация действий подчиненного оперативного (дежурного) или оперативно-производственного персонала.

3. Оперативное ведение – управление состоянием оборудования, при котором переключения в электроустановках выполняются по разрешению оперативного персонала определенного уровня.

4. Распоряжение о переключениях – устное задание на выполнение переключений в электроустановках, которое содержит цель операций и последовательность их выполнения, и подлежит фиксации в оперативно-диспетчерской документации всеми участвующими в оперативных переключениях лицами.

5. Разрешение на переключения – согласие персонала, в ведении которого находится оборудование, на выполнение переключений персоналом, который осуществляет оперативное управление этим оборудованием.

6. Бланк переключений – составленное на специальном бланке распоряжение на производстве оперативных переключений на достижение одной конкретной цели. Основной оперативный документ, которым пользуется оперативный персонал непосредственно на месте выполнения переключений, и где поочередно указаны все операции с силовым оборудованием, в цепях РЗА, устройствах ПА и основные проверочные действия.

7. Типовой бланк переключений – бланк, составленный заранее на сложные переключения на конкретном оборудовании и для конкретной схемы соединений, которые часто повторяются и содержат много операций и проверочных действий.

8. Программа переключений – оперативный документ с планом упорядоченной последовательности работ, направленных на решение конкретной задачи по переключениям в электроустановках разных уровней управления и разных энергообъектов или во время испытаний и ввода нового оборудования.

9. Лицо, контролирующее переключения – одно из лиц, непосредственно выполняющих переключения, которое осуществляет пооперационный контроль и следит за ходом переключений в целом согласно бланку переключений.

10. Сложные переключения – переключения, которые требуют определенной последовательности и координации действий оперативного персонала при операциях с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями и устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

11. Простые переключения – переключения, включающие не более 4-х операций с коммутационными аппаратами в главной схеме электрических соединений или цепях релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики и не влияют на надежность работы оборудования и несвязанные с подготовкой рабочего места на электрооборудовании данного энергообъекта.

12. Системообразующая электрическая сеть – электрическая сеть высших классов напряжения, обеспечивающая надежность энергосистем как единого объекта.

13. Распределительная сеть – электрическая сеть, распределяющая электрическую энергию между пунктами потребления.

14. Фазировка – определение соответствия фаз на одноименных зажимах коммутационного аппарата, включением которого может быть осуществлена параллельная работа сетей.

15. Оперативная схема – электрическая схема с нанесенными оперативными названиями оборудования и коммутационных аппаратов с фактическим отображением их состояния.

16. Нормальная схема – электрическая схема с обозначением типов оборудования и утвержденным нормальным состоянием коммутационных аппаратов.

17. Мнемоническая схема – совокупность элементов и средств отображения информации, которые наглядно представляют электрическую схему электростанции (подстанции, электрической сети) и состояние коммутационных аппаратов.

18. Ремонтная схема – документ описательного характера, который определяет условия отклонения от нормальной схемы электроустановки или сети, мероприятия по режиму, РЗА и ПА, которые необходимо при этом выполнить. Также он содержит указания для оперативного персонала при возникновении характерных аварий и способов их ликвидации.

19. Оборудование считается находящимся в работе, если его коммутационные аппараты включены и образована замкнутая электрическая цепь между источником питания и приемником электроэнергии.

20. Оборудование считается выведенным в ремонт, если оно отключено коммутационными аппаратами или разошиновано и подготовлено к выполнению ремонтных работ в соответствии с требованиями ПТЭ.

21. Оборудование считается выведенным в резерв, если оно отключено коммутационными аппаратами, и возможно немедленное включение его в работу с помощью этих аппаратов.

22. Оборудование считается находящимся в автоматическом резерве, если оно отключено только выключателями или отделителями с автоматическим приводом на включение, и его можно ввести в работу автоматическими устройствами.

23. Оборудование считается находящимся в резерве под напряжением, если оно подключено коммутационными аппаратами к источнику напряжения, но не находится в работе (силовой трансформатор на холостом ходу, линия электропередачи, включенная со стороны питающей ее подстанции, система шин под напряжением с отключенным под АВР ШСМВ и т. д.).

Пример бланка оперативных переключений:

Задание: вывести из работы ДЗ ВЛ443 «Слуцк» I комплекса.

1. П.37 «ДЗ ВЛ443 I комплекс»:

1.1. Перевести в положение «Вывод» переключатель SA1 – «Ввод ДЗ I комплекса».

1.2. Вывести накладки:

а) SX5 – «Пуск УРОВ В1-ВЛ443».

б) SX6 – «Пуск УРОВ В12-ВЛ443»;

в) SX7 – «Останов АВЗК-80 ВЛ443»;

г) SX8 – «Пуск передатчика АКПА ВЛ443».

1.3. Вынуть крышки блоков:

а) SG1 – «Цепи отключения В1-ВЛ443»;

б) SG2 – «Цепи отключения В12-ВЛ443»;

в) SG5 – «Цепи тока А, В»;

г) SG6 – «Цепи тока С, О».

Литература

1 Инструкция по переключениям в основной сети ОЭС Республики Беларусь. – Минск : РУП

БелГЭИ, 2008. – 66 с.

2 Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.

УДК 621.3.014.622.235.3

СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ В КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ

Гриб В.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ГУБАНОВИЧ А.Г.

Металлические оболочки кабельных линий, проложенных в земле, подвергаются опасности разрушения в результате электролитической коррозии, вызванной блуждающими токами, а также почвенной – электрохимической коррозии. Источниками блуждающих токов являются трамвай, метрополитен и электрифицированный на постоянном токе пригородный рельсовый транспорт (так как в качестве обратного провода используются рельсовые пути).

Встречая на своем пути проводник, каким являются металлические оболочки кабельных линий, трубопроводы и другие подземные сооружения, блуждающие токи могут пройти по этому проводнику, а затем выйти из него снова в землю, чтобы вернуться к отрицательному полюсу тяговой подстанции.

Участок, где блуждающие токи ответвляются от рельсовых путей и через землю переходят на металлическую оболочку кабельных линий, называют катодной зоной. В этом случае оболочкам кабельных линий опасность разрушения не угрожает. В месте, где блуждающие токи переходят с металлических оболочек кабельных линий в землю, потенциал оболочек кабеля в этом случае будет выше потенциала земли (анодная зона). Металлические оболочки кабельных линий будут разрушаться. Количество растворяющегося в анодной зоне металла по закону Фарадея пропорционально величине блуждающего тока, времени, в течение которого он протекает, и зависит от рода металла, из которого выполнены оболочки кабельных линий. Наиболее интенсивному разрушению, таким образом, подвергается свинцовая оболочка кабельных линий.

В объем и комплекс измерений на кабельных линиях для оценки опасности коррозии входят следующие измерения:

- разности потенциалов оболочек кабеля по отношению к земле;
- разности потенциалов между оболочками кабелей, рельсами трамвая или другими подземными сооружениями (выявляются наличие блуждающих токов и их направление для обнаружения анодных зон, где оболочки кабелей имеют положительный потенциал по отношению к земле);
- поверхностной плотности тока, сходящего с оболочек в землю;
- величины и направления тока, протекающего по оболочкам кабеля (указывающим на наличие в металлических оболочках кабеля процесса электролитической коррозии).

При применении электрических способов защиты кабелей от действия блуждающих токов будет уменьшаться и эффект от почвенной коррозии, потому что сообщаемый оболочкам кабелей отрицательный потенциал подавляет вредное действие веществ, образующихся на поверхности сплава при химической коррозии. Коррозию предотвращают также прокладкой кабелей в изолирующей канализации и применением противокоррозионных покрытий и пластмассовых оболочек.

Для защиты металлических оболочек кабельных линий и других подземных сооружений от электролитической коррозии блуждающими токами необходимо, максимальное снижение продольного омического сопротивления рельсового пути, достигаемое сваркой стыков рельс, и повышение переходного сопротивления для тока от рельс к земле путем изоляции рельс от земли.

Для снижения падения напряжения в рельсах применяют отсасывающие линии, представляющие собой одножильный изолированный кабель, соединяющий различные точки рельсового пути непосредственно с отрицательной шиной тяговой подстанции. При таком устройстве тяговые токовые нагрузки возвращаются на подстанцию не по рельсовой сети, а специальным изолированным одножильным кабелем большого сечения, чем достигается значительная разгрузка рельсовой сети и, естественно, снижение величины блуждающих токов.

Для защиты кабелей от блуждающих токов и снижения положительных потенциалов на оболочках кабелей применяют также следующие способы:

– электрического дренажа, заключающийся в отводе блуждающих токов из оболочек кабеля к источнику (рельсы или непосредственно отрицательные шины трамвайной подстанции);

– катодной поляризации, при которой защита осуществляется тем, что металлическим оболочкам кабельных линий сообщается отрицательный потенциал от постороннего источника тока;

– протекторной защиты, заключающийся в использовании металла (цинк, магний и др.), обладающего в данной коррозионной среде более отрицательным электрохимическим потенциалом, чем потенциал металлических оболочек кабеля, и способного при разложении генерировать электрический ток.

Литература

1 Пантелеев, Е.Г. Монтаж и ремонт кабельных линий / Е.Г. Пантелеев. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 296 с.

2 Фридкин, И.А. Эксплуатация кабельных линий 1–35 кВ / И.А. Фридкин. – М. : Энергия, 1972. – 367 с.

СЕКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ШЕСТИУГОЛЬНИК И ОДНА РАБОЧАЯ СЕКЦИОНИРОВАННАЯ СИСТЕМА ШИН С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ЧЕРЕЗ «ПОЛУТОРНУЮ» ЦЕПОЧКУ

Галтеева Д.В., Король О.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

РАСЧЁТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КЭС-800 МВт

Белько А.И., Кушнер Д.А.
Научный руководитель - к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ОПОР И УСЛОВИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Рыжков Н.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Юршо Е.Л.

РАСЧЁТ НАДЕЖНОСТИ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТРЕТЬЕЙ КАТЕГОРИИ

Спода А.Е., Дашковский А.А.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВТОРОЙ КАТЕГОРИИ

Жукович Я.В., Пинчук Ю.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

СТРУКТУРА КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТЬ. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕМЕНТА, ОБЪЕКТА, СИСТЕМЫ

Крапивина Т.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

УСТОЙЧИВОСТЬ И ЖИВУЧЕСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Янушкевич К.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ СТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ

Андросов В.М., Шурыгин Б.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ПРОСТОЙ ИТЕРАЦИИ

Ничипорков И. А.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

ХАРАКТЕРИСТИКА СПОСОБОВ ПРОКЛАДКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Дроздовская Е.В.
Научный руководитель- ассистент Юршо Е.Л.

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ПРОСТОЙ И УСКОРЕННОЙ ИТЕРАЦИИ

Ничипорков И.А., Скурат Д.А.
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ НЕСИММЕТРИЧНОГО УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Рачкевич В.И.
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

Крапивина Т.С., Янушкевич К.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

МЕТОД НЬЮТОНА ПРИ ЗАДАНИИ НАГРУЗКИ УЗЛАМИ ТИПА PU

Гославский П.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е. В.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Позняк Б.А.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Веракса Р.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

АЛГОРИТМ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМЕ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Голета Д.А.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Камыш В.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6 – 10 КВ

Томиловский А.И.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

СОВРЕМЕННЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ СВЕРХПРОВОДНИКОВ

Жмуренков Ю.С.
Научный руководитель – ассистент Юршо Е.Л.

СОВРЕМЕННЫЕ КОНСТРУКЦИИ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

Веракса Р.В.
Научный руководитель - ассистент Юршо Е.Л.

МЕТОД ПРОСТОЙ И УСКОРЕННОЙ ИТЕРАЦИИ ПРИ ЗАДАНИИ PU-УЗЛОВ

Мальшев С.В., Креч А.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА СЕТИ ПРИ УЧЕТЕ И НЕУЧЕТЕ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

Астровский А.Г., Курченя Ю.В.
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

ВЛИЯНИЕ НЕСИММЕТРИИ НАГРУЗКИ ПО ФАЗАМ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Денисевич Т.А.
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

ВЛИЯНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ МОДЕЛИ НАГРУЗОК НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Горовой Д.Д., Шелест М. В.
Научный руководитель – старший преподаватель. Мышковец Е.В.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГРАММЫ RASTRWIN

Панфило М.И., Прончак В.Ю.
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

ВЛИЯНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПРИ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Горбачевский А.М., Мячин А.В.
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 35-220 КВ В ПРОГРАММЕ RASTRWIN

Касперович А.А.
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ, АНАЛИЗ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ БОРИСОВСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Никончук В.А.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ УПРОЩЕННЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 КВ

Морозов А.Г., Мороз А.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЙ И СОПРОТИВЛЕНИЙ ПО ФАЗАМ ДЛЯ ЗАДАННОЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 0.4 КВ

Швырёв С.С.
Научный руководитель - ст. преподаватель Мышковец Е.В.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Силивончик А.Ю.
Научный руководитель - к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ ВЕЛИЧИН КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ ИСТОЧНИКОВ В ОСНОВНЫХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Печко А.С.
Научный руководитель - к.т.н, доцент Прокопенко В.Г.

РАСЧЁТ РЕЖИМА ЗАМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЗЛОВЫХ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ С МАТРИЦЕЙ ZU ПРИ ЗАДАНИИ ЧАСТИ УЗЛОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ И МОДУЛЕМ НАПРЯЖЕНИЯ

Зайцев П.А.
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ПРОЛЁТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Хилевич Р.А.
Научный руководитель - ст. преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ПРОСТЕЙШИХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

Радкевич А. А., Малашкевич А. Д.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМЕ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Бондарева А.С.
Научный руководитель – доцент Новиков С.О.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И МЕРЫ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ КРУПНЫМ АВАРИЯМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Гаварень А.Д.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

БЕСПРОВОДНАЯ ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

Зубарев А.А.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

ПРИМЕНЕНИЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НОВОГО КЛАССА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ УСТРОЙСТВ

Козлова С.А.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Кощенко П.В.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ НА КОРОНУ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Кривальцевич В.С.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ИЗ-ЗА ТОКОВ УТЕЧКИ

Леонов В.М.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Марчик Р.Г.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

СНИЖЕНИЕ ХИЩЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ ПЕРЕДАЧИ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

Расюк М.В.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

НОВЫЙ ПРОТОКОЛ БЕСПРОВОДНОГО СБОРА ЭНЕРГОДАНЫХ

Савчук А.Н.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЕТА ПОТЕРЬ В ИЗОЛИРОВАННЫХ И НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С УЧЕТОМ РЕЖИМНЫХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Супруненко А.М.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

ЭВОЛЮЦИОННЫЙ АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИТЕМ ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Хацкевич С.В.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

МОДЕЛЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Царевич Е.Н.
Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Царевич Е.Н., Рудак Д.В.
Научный руководитель – ассистент Петрашевич Н.С.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ
ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

Власов А. А.
Научный руководитель – Гапанюк С. Г.

ТРАНСФОРМАТОРЫ С АМОРФНЫМ МАГНИТОПРОВОДОМ

Войтюлович О.А
Научный руководитель – ассистент Гапанюк С.Г

ТРАНСФОРМАТОРЫ С ГИБРИДНОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Трепашко А. Н.
Научный руководитель – Гапанюк С. Г.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Горновская Е.Н., Гославский П.С.
Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

**АНАЛИЗ ОПЕРАЦИЙ ПРИ РЕШЕНИИ УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ МЕТОДОМ
ГАУССА И ПРИ РАСЧЕТЕ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ
ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ**

Зайцев П.А.
Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

**УЧЕТ РЕЖИМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ПРИ РАСЧЕТЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Чернявская А.Г.
Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

**РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
ПРИ НЕСИММЕТРИЧНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ**

Бухтик Е.П.
Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

**ПОВЫШЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОРМОЖЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ**

Халецкая Е.В.
Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЦЕНТРЕ ПИТАНИЯ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

Белько А.И., Янушкевич К.С.
Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

УДК.621.321

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ШЕСТИУГОЛЬНИК И ОДНА РАБОЧАЯ СЕКЦИОНИРОВАННАЯ СИСТЕМА ШИН С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ЧЕРЕЗ «ПОЛУТОРНУЮ» ЦЕПОЧКУ

Галтеева Д.В., Король О.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Основные задачи надежности закладываются при проектировании, обеспечиваются при изготовлении устройств и поддерживаются в эксплуатации. Теория надежности также устанавливает и изучает количественные характеристики надежности и исследует связь между показателями экономичности и надежности. Существуют два направления повышения надежности: повышение надежности элементов, из которых состоит определенный объект, и создание объекта с высокой степенью надежности из относительно не надежных элементов, используя различные виды резервирования. Максимальной эффективности в повышении надежности можно добиться рациональным сочетанием этих двух направлений.

Расчет показателей надежности схем производился таблично-логическим методом. Это индуктивный метод исследования, применяющийся, когда разнообразие отказов велико и до начала исследования нет возможности определить, какие виды отказов и аварий могут возникнуть при разных возмущениях. Метод позволяет выявить все возможные виды аварий, возникающих при наложениях событий отказов и повреждений главной схемы на ремонтные и эксплуатационные режимы, отличающиеся составом оставшихся в работе элементов и их повреждаемостью, а также все виды возможных аварий при развитии отказов в указанных режимах, из-за отказов срабатывания коммутационной аппаратуры и устройств ПА.

Рассмотрим подробнее рассматриваемые схемы и области их применения.

В кольцевой схеме – шестиугольнике (рис. 1) сборные шины замкнуты в кольцо и секционированы с помощью выключателей по числу присоединений. На ответвлениях от сборных шин предусмотрены только разъединители. Отношение числа выключателей к числу присоединений равно единице. Релейная защита каждого присоединения включена на сумму токов, проходящих через ближайšie к присоединению выключатели. Внешнее замыкание в любом присоединении отключается двумя выключателями. При этом кольцо размыкается, но все ветви, кроме поврежденной, остаются в работе. После такого отключения поврежденное присоединение следует изолировать с помощью линейного разъединителя и включить выключатели, чтобы кольцо не оставалось разомкнутым.

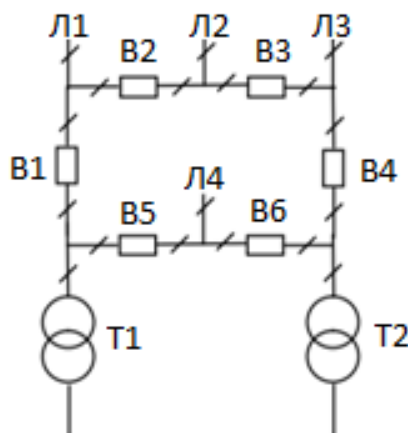


Рисунок 1. Кольцевая система шин (шестиугольник)

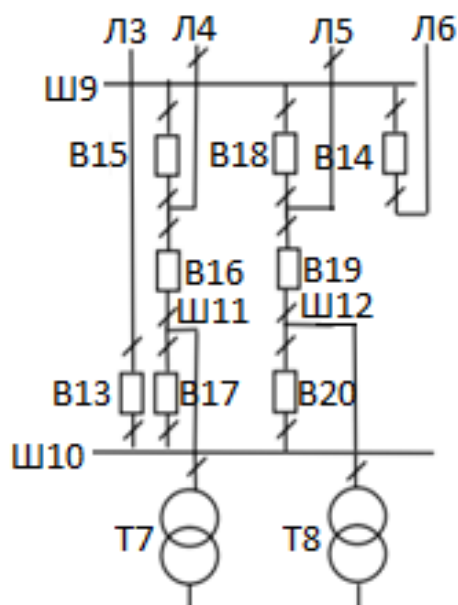


Рисунок 2. Одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку

Замыкание в выключателе или отказ выключателя при внешнем замыкании связаны с отключением двух присоединений. Недостаток такой схемы связан с тем, что при размыкании кольца (ремонт выключателя) внешнее замыкание может привести к отключению вместе с поврежденным присоединением также соседнего поврежденного присоединения, но вероятность такого совпадения мала. В целом эта схема характеризуется, как эксплуатационно надежная и рекомендуется для двухтрансформаторных ПС 110-330кВ с 4-мя ВЛ.

К схемам со сборными шинами и одним выключателем на присоединение относятся схемы с одной секционированной системой шин. Они применяются, как правило, при пяти и более присоединениях. Схемы с одной секционированной системой шин или с одной секционированной и обходной системами шин применяются на напряжении 35–220кВ при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также нерезервируемых, но не более одной на любой из секций, т. е. при отсутствии требования сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию или ремонт рабочей секции шин. Схема применяется на напряжение 35 – 220кВ как альтернатива схеме одна рабочая секционированная выключателем система шин при повышенных требованиях к сохранению в работе особо ответственных ВЛ и силовых трансформаторов.

Расчеты показателей надежности схем производились в программе TOPAS.

Таблица 1 – Показатели надежности элементов электрической сети

Элемент	Ном. напряжение	1/год	$t_{\epsilon},$ ч	$\lambda_{нл},$ 1/год	$t_{нл},$ ч
Выключатели	U ₁₁₀	0,01000	30,7	0,080	100
Силовые трансформаторы	110	0,01400	76,0	0,750	28,0
Воздушные линии на 1 км	110	0,52000	14,4	2,000	14,5
Сборные шины	110	0,48000	5,0	0,166	4,0

Уровень надежности как показатель схемы электроснабжения потребителей может быть оценен в количественном выражении. В качестве такого критерия примем коэффициент неготовности схемы нести нагрузку из-за внезапных отказов ее элементов.

Коэффициент неготовности потребителей:

$$K_{нг} = \frac{\lambda \cdot T}{8760}, \quad (1)$$

где λ – частота погашений потребителей, 1/год;
 T – длительность погашений потребителей.

Таблица 2 – Результаты расчета надежности оборудования схемы «шестиугольник»

Аварии	λ , 1/год	T , ч	$K_{нг}$, о.е.
Отказ одного трансформатора	0,12600	21,25	$3,057 \cdot 10^{-4}$
Отказ одного трансформатора и одной линии	0,04580	0,53	$2,771 \cdot 10^{-6}$
Отказ одного трансформатора и двух линий	0,00140	0,83	$1,32 \cdot 10^{-7}$
Отказ одного трансформатора и трех линий	0,00183	1,31	$2,73 \cdot 10^{-7}$
Отказ двух трансформаторов и четырех линий	0,000578	0,5	$3,2 \cdot 10^{-8}$
Отказ одной линии	2,18	14,49	$3,606 \cdot 10^{-3}$
Отказ двух линий	0,02630	0,56	$1,681 \cdot 10^{-6}$

Таблица 3 – Результаты расчета надежности оборудования схемы «одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полупорную» цепочку»

Аварии	λ , 1/год	T , ч	$K_{нг}$, о.е.
Отказ одного трансформатора	0,12500	21,25	$3,032 \cdot 10^{-4}$
Отказ одного трансформатора и одной линии	0,04400	0,61	$3,063 \cdot 10^{-6}$
Отказ одного трансформатора и двух линий	0,00145	0,81	$1,34 \cdot 10^{-7}$
Отказ одного трансформатора и трех линий	0,00124	1,34	$1,89 \cdot 10^{-7}$
Отказ двух трансформаторов и четырех линий	0,0000592	0,5	$0,33 \cdot 10^{-8}$
Отказ одной линии	2,19	14,64	$3,66 \cdot 10^{-3}$
Отказ двух линий	0,02630	2,22	$6,665 \cdot 10^{-6}$

После сравнения рассчитанных коэффициентов оказалось, что схема «шестиугольник» менее надежна. При полном погашении схемы она имеет коэффициент неготовности больше, чем схема «одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку».

Литература

1. Розанов, М. Н. Надежность электроэнергетических систем – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 200с.
2. Основы надежности систем электроснабжения / В.А. Анищенко и И.В. Колосова; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Электроснабжение". - Минск: БНТУ, 2007. - 150 с.: ил.

УДК.621.321

РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КЭС-800 МВт

Белько А.И., Кушнер Д.А.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Для обеспечения надёжности электроснабжения при проектировании и эксплуатации энергосистем и электрических сетей необходимо производить расчёт надёжности, который включает в себя расчёт вероятности отказов элементов схемы, времени простоя оборудования. Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS».

Моделирование, анализ множества состояний схемы и вычисление показателей надёжности осуществляются в соответствии с учётом характеристик повреждаемости, ремонтпригодности, профилактики основного электрического оборудования и возможности отказов в срабатывании устройств релейной защиты и автоматики (РЗ и А).

Эффективный способ описания схем электрических соединений ЭС достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого являются коммутационные аппараты (КА) различных типов, а узлами - остальные связываемые ими элементы схемы. Гибким и эффективным подходом при моделировании надёжности схем электрических соединений ЭС является логико-цифровой компьютерный анализ, позволяющий производить описание схем с использованием наиболее экономичных матриц, обеспечивающих минимальную трудоёмкость подготовки исходных данных на этапе выполнения расчётов. Одной из таких матриц является матрица границ ветвей [В], для составления которой осуществляется последовательная нумерация элементов графа и последующая запись узлов, связываемых каждой его ветвью. Таким образом, являясь максимально заполненной, матрица [В] имеет размерность $[N,2]$, где N - число ветвей графа.

В соответствии с намеченными расчётными множествами аварийных состояний схемы рассматриваются конкретные пути их возможной реализации в j -м режиме работы (нормальном, плановом или аварийном ремонте) при повреждениях её i -го оборудования с последующей нормальной локализацией аварии и при отказах в срабатывании устройств РЗ и А, КА, а также при переходе к его аварийному восстановлению после проведения оперативных переключений персоналом станции.

Для расчёта надёжности станции используются такие показатели как:

- частота отказов
- время послеаварийного восстановления
- частота планового ремонта
- длительность планового ремонта
- вероятность отказов в срабатывании при отключении КЗ (для выключателей)
- вероятность отказов в срабатывании РЗ при возникновении КЗ

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \quad (1)$$

где $L(k)$ - логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) Q(S/i) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{o.п.} \right\} Q(S/i) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ - относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е.);

$\lambda(i)$ - частота повреждения i -го элемента схемы (1/год);

$t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч);

$t(j)$ - длительность j -го ремонтного режима работы схемы (ч);

$t_{0.п.}$ - время оперативных переключений (ч);

$Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ или КА.

В данной работе был выполнен расчёт надёжности для КЭС мощностью 800 МВт. КЭС состоит из 4 блоков, мощностью по 200 МВт каждый, выдача электроэнергии производится по блочной схеме (генератор - трансформатор) по двум напряжениям - 330 и 110 кВ: 520 МВт генерируемой мощности отдаётся потребителям по 11 ВЛ-110 кВ, а оставшаяся мощность выдаётся на напряжении 330 кВ в энергосистему по двухцепной линии. Между РУ 110 и 330 кВ предусмотрена связь через два автотрансформатора связи (АТС), мощностью по 200 МВА каждый. Блочные трансформаторы выполнены на мощность 250 МВА. В качестве коммутационных аппаратов используются элегазовые выключатели (в т.ч. и для генераторных выключателей). Схема КЭС отображена на рисунке 1.

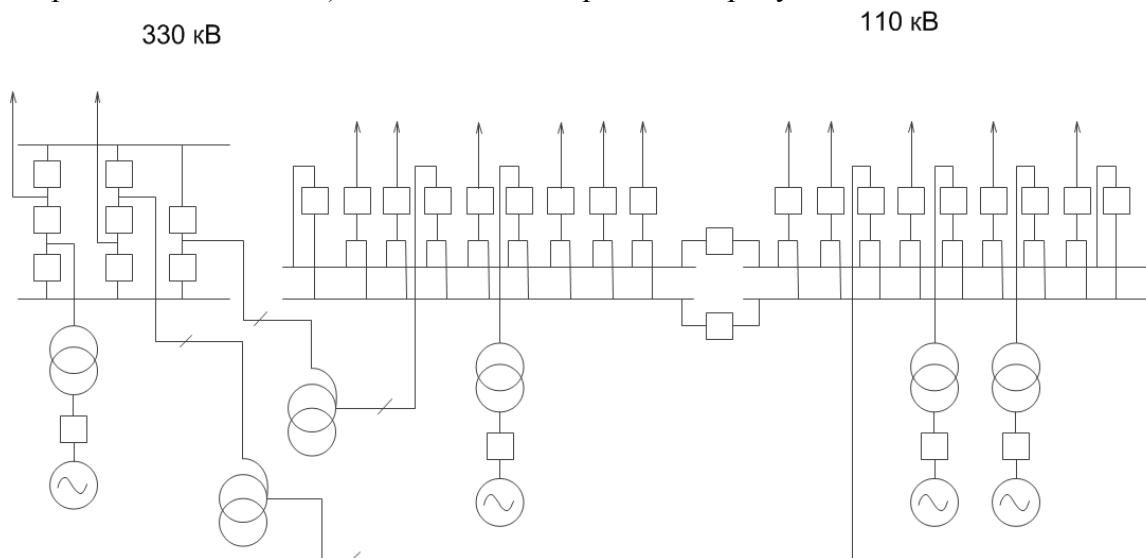


Рисунок 1. Структурная схема КЭС

РУ-330 кВ конструктивно выполнено в виде ОРУ по схеме «три выключателя на два присоединения» (т.н. «полупорционная» схема). В данном случае установлено 8 выключателей на 5 присоединений (см. схему). Эта схема обладает следующими достоинствами:

При ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе

Высокая надёжность (все цепи остаются в работе даже при повреждениях на сборных шинах)

Ремонт оборудования происходит без нарушения работы цепей

Количество необходимых операций разъединителями значительно меньше, чем в схеме с двумя рабочими и обходной системами шин

Однако такая схема обладает и недостатками:

Отключение КЗ на линии производится двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей;

Удорожание конструкции РУ при нечётном числе присоединений;

Снижение надёжности в случае, когда число линий не совпадает количеству трансформаторов (возможное отключение одновременно двух линий (трансформаторов));

Усложнение цепей РЗ;

Увеличение количества выключателей в схеме.

Тем не менее, именно данная схема чаще всего применяется в РУ 330-750 кВ благодаря высокой её надёжности.

РУ-110 кВ выполнено в виде КРУЭ по схеме «две рабочие секционированные системы шин». Так как здесь используются элегазовые выключатели, для этого РУ не предусматривается установка обходной системы шин, однако данная система шин

применяется для других типов выключателей (воздушные, маломасляные). Также необходимо отметить, что в данной схеме секционируются обе системы шин, поскольку число присоединений равняется 16. Такая схема позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения. Помимо этого, секционирование систем шин позволяет уменьшить токи КЗ, а также уменьшает количество отключаемых цепей в случае возникновения КЗ на секции. Однако эта схема обладает следующими недостатками:

Большое количество коммутационных аппаратов (в частности разъединителей);

Отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединённых к данной системе шин;

Повреждение ШСВ равноценно КЗ на обеих системах шин (например, в данном случае отказ выключателя В43 (рисунок 2) равноценен КЗ на шинах Ш28, Ш29);

Увеличение затрат на РУ вследствие необходимости установки ШСВ, ОВ;

При применении элегазовых выключателей (для схемы «две рабочие секционированные системы шин без обходной системы шин») вывод выключателя в ремонт приводит к обесточиванию цепи.

При наличии обходной системы шин такая схема является основной для РУ 110-220 кВ.

Перед расчётом необходимо пронумеровать все элементы (генераторы, линии, АТС, блочные трансформаторы, шины, выключатели, разъединители) (рисунок 2), а также указать связь узлов и ветвей (для КА) (таблица 1).

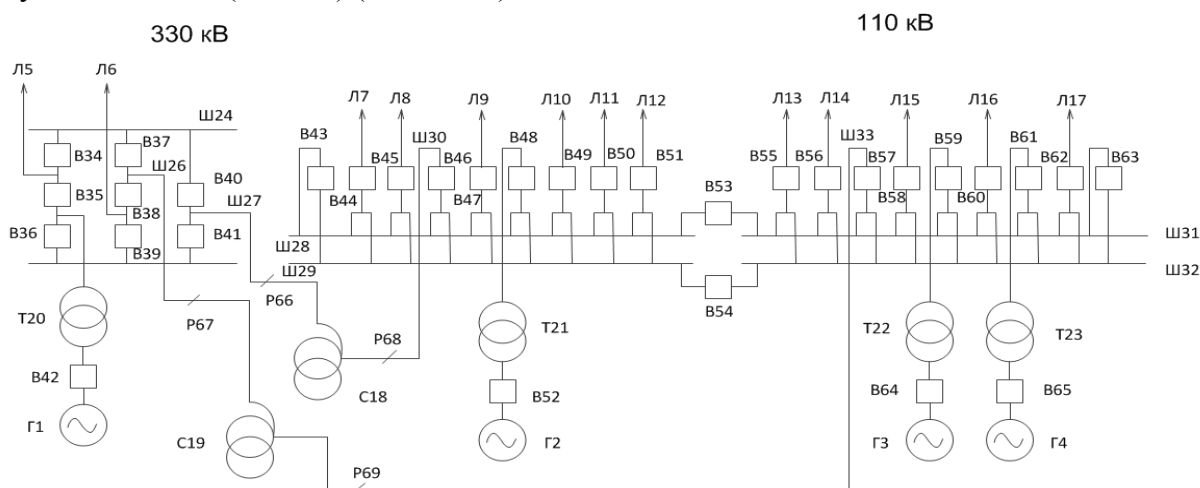


Рисунок 2. Схема с пронумерованными элементами

Таблица 1 - Матрица связей узлов и ветвей

Номер КА	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
1 узел	5	5	20	24	6	25	24	27	1	28	7	8
2 узел	24	20	25	26	26	6	27	25	20	29	28	29

Номер КА	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57
1 узел	30	9	21	10	11	12	2	28	29	13	14	33
2 узел	28	29	28	29	28	29	21	31	32	31	32	31

Номер КА	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
1 узел	15	22	16	23	17	31	3	4	27	26	30	33
2 узел	32	31	32	32	31	32	22	23	18	19	18	19

Чтобы рассчитать надёжность станции необходимо использовать эти показатели по каждому элементу (берутся со справочных данных) (таблица 2). Для определения частот отказов и времени восстановления будем считать, что в плановый и аварийный ремонты будет уходить один из выключателей.

Таблица 2 - Показатели надёжности элементов схемы

Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время п-авар. восст., ч	Частота план. рем-та, 1/год	Длитель. план-го рем-та, ч	Вероятн. отказа при откл. КЗ, о.е.	Вероятн. отказа в срабат. РЗ, о.е.
Генератор 200 МВт	0.87	58	1.0	600.0	-	0.001
ЛЭП 330 кВ	0.002	9.0	0.5	20.0	-	0.001
ЛЭП 110 кВ	0.005	7.0	0.5	14.0	-	0.001
АТС 330 кВ	0.04	45.0	0.5	9.5	-	0.001
Тр-р 330 кВ	0.04	45.0	0.5	9.5	-	0.001
Тр-р 110 кВ	0.005	40.0	0.25	7.5	-	0.001
СШ 330 кВ	0.039	15.0	0.498	9.0	-	0.001
СШ 110 кВ	0.096	8.0	0.996	24.0	-	0.001
Элег. выкл. 330 кВ	0.005	80.0	0.2	80.0	0.002	-
Элег. выкл. 110 кВ	0.005	25.0	0.2	25.0	0.003	-
Генер. выкл.	0.009	10.0	0.5	10.0	0.003	-

Для анализа результатов расчёта надёжности рассмотрим несколько вариантов: отказ одного генератора, двух генераторов; отказ одной линии; отказ одного генератора и одной линии; отказ двух генераторов и шести линий; полное погашение станции (отказ всех генераторов и линий). Сведём данные расчётов в таблицу 3.

Таблица 3 - Результаты анализа надёжности (частоты и длительности аварийных отключений):

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восст., ч	Коэф. неготовности
1Г	3.56	57.55	0.0234
1Г 1Л	0.0289	46.01	$1.52 \cdot 10^{-4}$
2Г	0.011	56.87	$7.14 \cdot 10^{-5}$
1Л	0.132	14.4	$2.17 \cdot 10^{-4}$
2Г 6Л	$3.5 \cdot 10^{-5}$	0.5	$2 \cdot 10^{-9}$
4Г 13Л	$1.14 \cdot 10^{-8}$	0.5	$6.5 \cdot 10^{-12}$

Как видно из результатов, наиболее вероятным считается отказ одного генератора и отказ одной линии (по отдельности). Это необходимо учитывать при краткосрочном и долгосрочном планировании режимов работы энергосистемы и станции, в частности. Также можно отметить преимущество полуторной схемы над схемой «две рабочие секционированные системы шин»: частоты отказов при отключении линий Л5 и Л6 меньше, чем частоты для линий Л7-Л17. Применение элегазовых выключателей также позволило снизить частоту отказов. Для повышения надёжности рекомендуется для РУ-110 кВ использовать схему «одна рабочая (секционированная) система шин».

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - 3-е изд. - М., Энергоатомиздат, 1987 г.

Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. редактор А.И. Попов). - 9-е изд. - М.: Издательство МЭИ, 2004. - 964 с.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ОПОР И УСЛОВИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Рыжков Н.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Юршо Е.Л.

Опоры ЛЭП предназначены для сооружений линий электропередач при расчётной температуре наружного воздуха до $-65\text{ }^{\circ}\text{C}$ и являются одним из главных конструктивных элементов ЛЭП, отвечающим за крепление и подвеску электрических проводов на определённом уровне.

В зависимости от способа подвески проводов опоры делятся на две основные группы:

- опоры промежуточные, на которых провода закрепляются в поддерживающих зажимах;
- опоры анкерного типа, служащие для тяжения проводов; на этих опорах провода закрепляются в натяжных зажимах.

В соответствии с требованиями ПУЭ пересечения некоторых инженерных сооружений, например, железных дорог общего пользования, необходимо выполнять на опорах анкерного типа. На углах поворота линии устанавливаются угловые опоры, на которых провода могут быть подвешены в поддерживающих или натяжных зажимах.

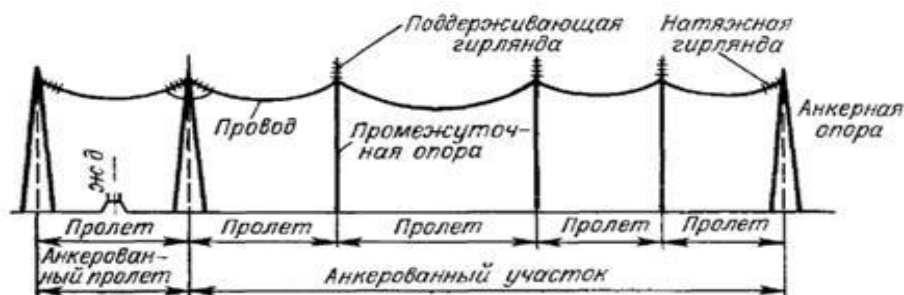


Рисунок 1. Схема анкерованного участка воздушной линии

Эти виды опор делятся на типы, имеющие специальное назначение:

Промежуточные прямые опоры устанавливаются на прямых участках линии. На промежуточных опорах с подвесными изоляторами провода закрепляются в поддерживающих гирляндах, висящих вертикально; на опорах со штыревыми изоляторами крепление проводов производится проволочной вязкой. В обоих случаях промежуточные опоры воспринимают горизонтальные нагрузки от давления ветра на провода и на опору и вертикальные — от веса проводов, изоляторов и собственного веса опоры.

Промежуточные угловые опоры устанавливаются на углах поворота линии с подвеской проводов в поддерживающих гирляндах. Помимо нагрузок, действующих на промежуточные прямые опоры, промежуточные и анкерно-угловые опоры воспринимают также нагрузки от поперечных составляющих тяжения проводов и тросов. При углах поворота линии электропередачи более 20° вес промежуточных угловых опор значительно возрастает. При больших углах поворота устанавливаются анкерно угловые опоры.

Классификация опор

По способу закрепления в грунте:

- Опоры, устанавливаемые непосредственно в грунт
- Опоры, устанавливаемые на фундаменты

По напряжению:

Опоры подразделяются на опоры для линий 0,4, 6, 10, 35, 110, 220, 330, 500, 750, 1150кВ. Отличаются эти группы опор размерами и весом. Чем больше напряжение, тем выше опора, длиннее её траверсы и больше её вес. Увеличение размеров опоры вызвано

необходимостью получения нужных расстояний от провода до тела опоры и до земли, соответствующих ПУЭ для различных напряжений линий.

По материалу изготовления:

1. Деревянные опоры

В качестве материала для опор на сельских линиях широко применяют древесину деревьев хвойных пород, в первую очередь сосны и лиственницы, а затем пихты и ели (для линий напряжением 35кВ и ниже). Для траверс и приставок опор ель и пихту применять нельзя.

Деревянные опоры изготавливают из круглого леса — бревен со снятой корой (рисунок 2). Стандартная длина бревен колеблется от 5 до 13 м через 0,5 м, а диаметр в верхнем отрубе — от 12 до 26 см через 2 см. Толщину бревна в комле, то есть в нижнем, толстом конце, определяют естественной конусностью ствола дерева. Изменение диаметра бревна на каждый погонный метр его длины, называемое сбегом, принимается 0,8 см. Чем больше длина бревен для опор (чем длинномернее лес), тем выше стоимость кубического метра древесины. Древесина опор подвергается воздействию внешних условий и особенно переменной влажности в месте заделки в землю. Вследствие этого она загнивает, разрушается и, если не принять специальных мер, быстро выходит из строя.



Рисунок 2. Бревна для изготовления деревянных опор.

Способы антисептирования древесины для деревянных опор воздушных линий:

Срок службы опор из непропитанной древесины составляет: для опор из сосны 4 - 5 лет, из лиственницы 14 -15 лет, из ели 3- 4 года. В южных районах, где высокие температуры способствуют ускоренному гниению древесины, срок службы непропитанных опор уменьшается в 1,5 - 2 раза против приведенных цифр. В связи с этим необходимо применять бревна, только пропитанные антисептиком, за исключением лиственницы зимней рубки, которая не требует пропитки.

Наилучшим способом антисептирования древесины опор признана пропитка ее каменноугольным маслом, получаемым при перегонке сырой каменноугольной смолы. Хорошие результаты дает также пропитка антраценовым маслом и флегмой. Влажность древесины должна быть не более 25 %.

Бревна, предназначенные для изготовления опор, при пропитке загружают в стальной цилиндр. В него вводят консервирующую жидкость и создают на некоторое время давление до 0,9 МПа для того, чтобы жидкость проникла вглубь древесины. После этого в цилиндре создают разрежение, чтобы жидкость стекла. На этом процесс пропитки заканчивается. Срок службы опор при описанном способе пропитки значительно увеличивается и достигает 25 - 30 лет. В зарубежной практике он принимается даже 35 - 40 лет.

Сосновую и еловую древесину можно пропитывать водорастворимыми антисептиками. Для этой цели рекомендуется доналит разных марок. При пропитке древесины в стальных цилиндрах под давлением влажность ее может быть в пределах от 30 до 80 %. Древесину загружают в цилиндр на 15 мин, создают в нем вакуум, затем на 1...2,5ч подают раствор антисептика под давлением 1,3 МПа.

Для увеличения срока службы опор, пропитанных водорастворимыми антисептиками, рекомендуют через 15 - 17 лет эксплуатации ставить на них антисептические бандажки. Бандаж ставят на часть опоры, расположенную выше поверхности земли на 30 см и ниже ее

также на 30 см. Его изготавливают из полосы толя, рубероида или пергамина шириной 70 см. На опору наносят слой антисептической пасты, бандаж прибивают гвоздями и обвязывают проволокой. Столб возле бандажа и сам бандаж покрывают слоем битума. Учитывая ядовитые и опасные в пожарном отношении свойства антисептиков, работу по пропитке древесины диффузионным методом проводят с соблюдением правил безопасности.

2. Железобетонные опоры воздушных линий

Железобетонные опоры широко применяются на ВЛ до 500кВ включительно. Срок службы железобетонных опор в среднем в два раза выше, чем деревянных, хорошо пропитанных опор. Отпадает необходимость в использовании древесины, повышается надежность электроснабжения.

При изготовлении железобетонных опор для обеспечения необходимой плотности бетона применяются виброуплотнение и центрифугирование. Виброуплотнение производится различными вибраторами (инструментами или навесными приборами), а также на вибростолах. На ВЛ 110кВ (рис. 4) и выше стойки опор и траверсы порталных опор – центрифугированные трубы, конические или цилиндрические. На ВЛ 10-35кВ (рис. 3) стойки – центрифугированные или из вибробетона, а для воздушных линий более низкого напряжения – только из вибробетона. Траверсы одностоечных опор – металлические оцинкованные.



Рисунок 3. - Железобетонная опора 10кВ.



Рисунок 4. - Железобетонная опора 110кВ.

Достоинством железобетонных опор является их стойкость в отношении коррозии и воздействия химических реагентов, находящихся в воздухе. Основной недостаток – значительный вес, относительно высокий процент возникновения дефектов при транспортировке (сколы, трещины) и выкрашивание бетона в приповерхностном слое грунта за счет воздействия влаги и циклического изменения температуры (замерзание-оттаивание).

3. Металлические опоры воздушных линий

Металлические опоры — выполняют из стали специальных марок (рис. 5). Отдельные элементы соединяют сваркой или болтами. Как правило, для предотвращения окисления и коррозии поверхность металлических опор оцинковывают (в том числе методом газотермического напыления) или периодически окрашивают специальными красками. Металлические опоры (стальные), применяемые на линиях электропередачи напряжением 35кВ и выше, достаточно металлоемкие и требуют окраски в процессе эксплуатации для защиты от коррозии. Устанавливают металлические опоры на железобетонных фундаментах. Независимо от конструктивного решения и схемы металлические опоры выполняются в виде пространственных решетчатых конструкций.



Рисунок 5. Металлические опоры воздушных линий

4. Опоры из стальных труб

Композитные опоры — сравнительно новый тип опор (рис. 6). Получают распространение в США, Канаде, Норвегии, Китае. В России введено в экспериментальную эксплуатацию несколько участков ЛЭП различных классов напряжений с композитными опорами. Преимущества композитных опор обусловлены их диэлектрическими свойствами, хорошей устойчивостью к сложным климатическим условиям (ветер, гололед, циклы замораживание-оттаивание), а также малой массой, позволяющей вести их монтаж в труднодоступных местах.

Срок службы железобетонных и металлических оцинкованных или периодически окрашиваемых опор достигает 25 лет и более в определённых климатических условиях. Стоимость металлических и железобетонных опор значительно превышает стоимость деревянных опор. Выбор того или иного материала для опор обуславливается экономическими соображениями, а также наличием соответствующего материала в районе сооружения линии.



Рисунок 6. - Опоры из стальных труб

Выводы

Основным преимуществом высоковольтных ЛЭП постоянного тока является возможность передавать большие объёмы электроэнергии на большие расстояния с меньшими потерями, чем у ЛЭП переменного тока. В зависимости от напряжения линии и способа преобразования тока потери могут быть снижены до 3 % на 1000 км.

Но хотелось бы отметить, что в воздушных линиях сверхвысокого напряжения присутствуют потери активной мощности на корону. Эти потери зависят во многом от

погодных условий (в сухую погоду потери меньше, соответственно в дождь, изморось, снег эти потери возрастают) и расщепления провода в фазах линии. Потери на корону для линий различных напряжений имеют свои значения (для линии ВЛ 500 кВ среднегодовые потери на корону составляют около $\Delta P=9,0 - 11,0$ кВт/км).

Литература

1. Крюков К. П., Новгородцев Б. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. — 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1979. — 312 с.
2. Линии электропередачи-2004 (-2006, -2008, -2010, -2012). Проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: Сборники докладов российских научно-практических конференций с международным участием / Под ред. Лаврова Ю. А. — Новосибирск.
3. Электромонтажные работы. В 11 кн. Кн. 8. Ч. 1. Воздушные линии электропередачи: Учеб. пособие для ПТУ. / Магидин Ф. А.; Под ред. А. Н. Трифонова. — М.: Высшая школа, 1991. — 208 с.

УДК 621.316.11

РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТРЕТЬЕЙ КАТЕГОРИИ

Спода А.Е., Дашковский А.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Схемы городской электрической сети должны обеспечивать электроснабжение коммунально-бытовых потребителей с заданной Правилами устройства электроустановок степенью надёжности.

Для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей второй категории схемы сети имеют резервные элементы, которые вводятся в работу (после повреждения основных элементов) оперативным персоналом. При этом может быть непосредственное резервирование линий напряжением 6-20 кВ, трансформаторов и линий 0,38 кВ, а также взаимное резервирование отдельных элементов сети (трансформаторов через сеть 0,38 кВ, резервирование линий 6-20 кВ и трансформаторов через сеть 0,38 кВ).

Городские электрические сети для питания потребителей третьей категории выполняются по радиальным нерезервируемым линиям напряжением 6-20 и 0,38 кВ, а также по петлевым резервируемым линиям напряжением 6-20 кВ с целью обеспечения двустороннего питания каждой трансформаторной подстанции и радиальным нерезервируемым линиям напряжением 0,38 кВ к потребителям.

В системах электроснабжения ответственных потребителей городской электрической сети, как правило, предполагается, что отключение любого элемента или группы элементов производится одним коммутационным аппаратом, и в схеме нет нормально включенных поперечных связей и электроснабжение любого узла в любой момент времени возможно лишь от одного из нескольких источников питания по единственному пути. Выбор этого пути определяется действиями противоаварийной автоматики и оперативного персонала. Отказы системы электроснабжения какой-либо из секций или групп секций наступают при разрыве всех возможных путей: рабочих, резервных и аварийных.

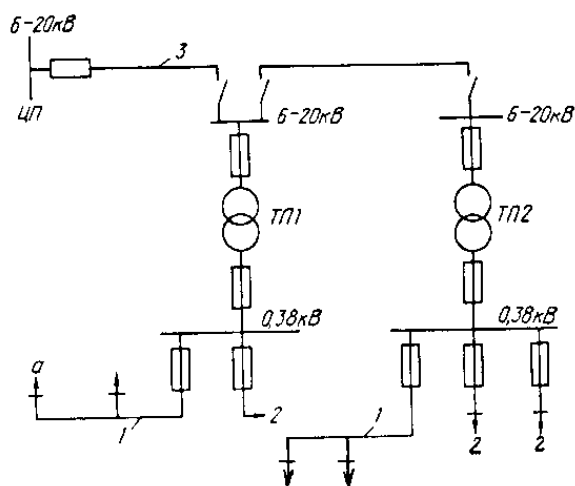


Рисунок 1. Радиальная нерезервированная сеть:

1 — распределительная линия напряжением 0,38 кВ;

2 — вводы к потребителям; 3 — распределительная линия напряжением 6 — 20 кВ

Схема сети, приведенная на рис. 1, применяется в малых городах, где линии напряжением 6—20 кВ выполняются воздушными с нагрузкой, меньшей 400 кВ·А. Эта сеть наиболее дешевая. Длина высоковольтной магистрали составляет до 2 км при максимальной нагрузке до 1,5 МВт. Здесь при повреждении любого элемента распределительной сети питание потребителей может быть восстановлено лишь после ремонта этого элемента или

его замены, так как в сети отсутствуют резервные элементы. Каждая ТП используется для питания своего района сети напряжением 0,38 кВ, которые между собой не связываются.

Поскольку группы приёмников электроэнергии суммарной мощностью свыше 400 кВ·А относятся к приёмникам второй категории, наибольшее распространение получила схема, приведенная на рис. 2. Петлевая линия — это не что иное, как линия с двухсторонним питанием, которая работает по разомкнутой схеме. Работа линий в замкнутом режиме экономически не оправдана из-за необходимости установки большого количества выключателей и устройств релейной защиты от повреждений. Схема, показанная на рис. 2, предназначена для электроснабжения приёмников третьей категории, так как питание отдельных потребителей осуществляется по радиальной сети напряжением 0,38 кВ. В связи с тем, что совокупность потребителей с суммарной нагрузкой более 400 кВ·А должна рассматриваться как приёмник второй категории, питание ТП по сети напряжением 6—20 кВ осуществляется с резервированием. Резерв трансформаторной мощности в ТП не предусматривается.

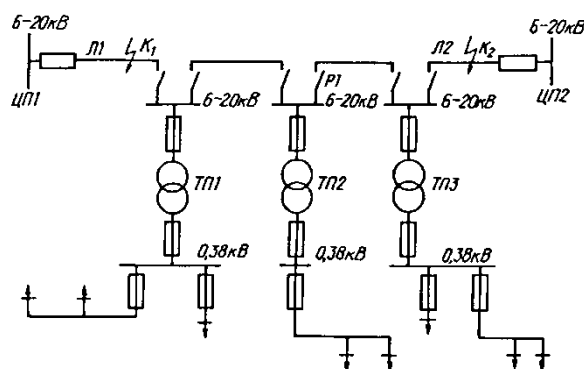


Рисунок 2. Петлевая линия напряжением 6 — 20 кВ и нерезервируемые линии напряжением 0,38 кВ

Петлевая линия может работать и в замкнутом режиме (разъединитель Р1 нормально включен). Однако в этом случае при коротком замыкании в какой-либо точке линии, например, К₁ или К₂, должны отключиться выключатели обоих центров питания, т. е. ЦП1 и ЦП2, и на все ТП будет прекращена подача электроэнергии на время поиска и локализации повреждённого участка. При работе петлевой линии в разомкнутом режиме, как показано выше, погашается при повреждениях на линии лишь часть ТП. Данное обстоятельство имеет решающее значение при выборе режима работы схемы сети.

Дадим количественную оценку уровня надёжности схемам электроснабжения потребителей второй и третьей категорий. В качестве такого критерия примем коэффициент неготовности схемы из-за внезапных отказов её элементов. В качестве примера рассмотрим петлевую линию 6-20кВ имеющую 5 ТП, рис 3. Для этого воспользуемся программой RIESS.

Программа предназначена для вычисления частоты λ (1) и длительности T (2) перерывов электроснабжения одновременно произвольного количества входящих в систему электроснабжения потребителей, а также коэффициента неготовности (3) данных потребителей в отношении такого события.

$$\lambda = \sum_{k=1} \lambda(k) \quad (1)$$

$$T = \frac{1}{\lambda} \sum_k T(k)\lambda(k) \quad (2)$$

$$K_{н} = \frac{T\lambda}{8760} \quad (3)$$

где $\lambda(k)$ и $T(k)$ – соответственно частоты и длительности смоделированных аварий k-го вида, приводящих к расчётному погашению.

Подготовка исходных данных для расчёта структурной надёжности схемы сети сводится к нумерации элементов схемы в определенной последовательности. Затем составляется матрица связности [B]. Здесь для каждого коммутационного аппарата в порядке следования их номеров записываются номера, примыкающих к ним узлов (источников питания, трансформаторов, секций шин, линий и отдельных потребителей).

С помощью программы REISS выполним расчёт надёжности городской распределительной электрической сети третьей категории при различных местах разрыва питающей сети 6-20 кВ, рис 3.

Данные о надёжности отдельных элементов, подключенных к сети напряжением 0,38 кВ системы электроснабжения, представлены в табл. 1.

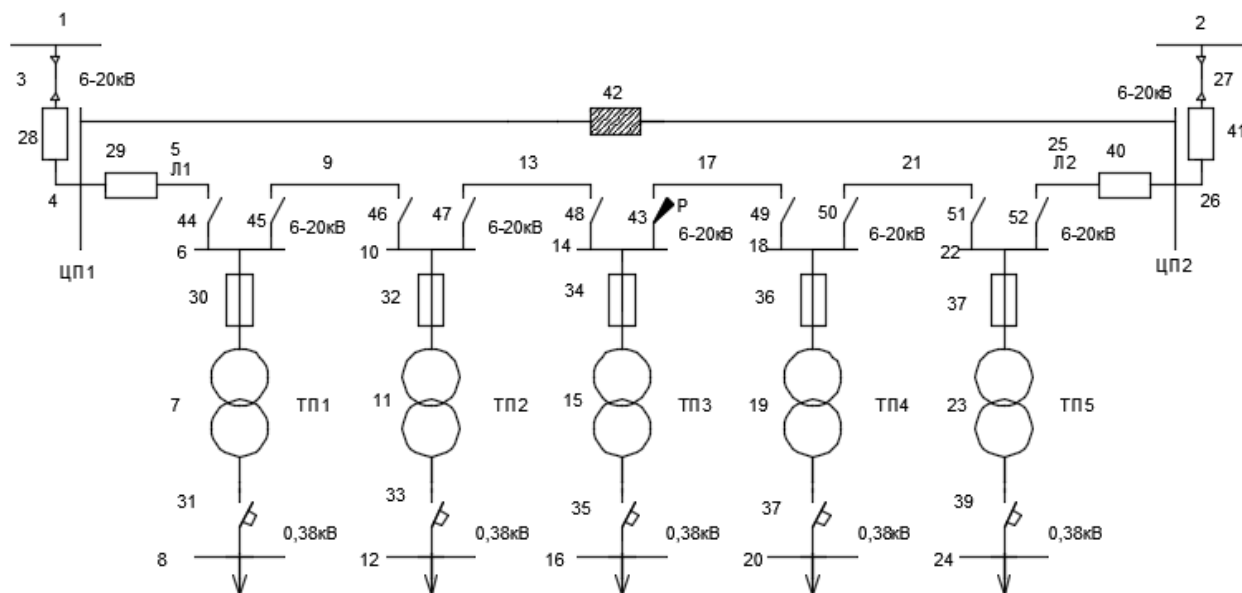


Рисунок 3. Подготовка схемы для расчёта в программе REISS

Таблица 1 - Показатели надёжности элементов городской электрической сети

Элемент	Номинальное напряжение U_n , кВ	λ 1/год	тв, ч/отказ	λ пл, 1/год	тпл, ч/откл.
Масляные выключатели	6-20	0,01000	10,0	0,200	10,0
Силовые трансформаторы	6-20	0,00800	60,0	0,250	6,0
Кабельные линии на 1 км	6-20	0,00500	4,4	1,000	2,0
Воздушные линии	6-20	0,02000	1,2	0,200	10
Сборные шины	6-20	0,09000	2,0	0,498	15,0
	0,38	0,00200	0,9	0,498	15,0
Предохранители	6-20	0,02000	2,0	0,166	4,0
Автоматические выключатели	0,38	0,00130	1,3	0	0,0

Таблица 2 - Показатели надёжности схемы электроснабжения потребителей третьей категории на РП-6-20 кВ

Шины 0,38 кВ	Показатель	Отключенный разъединитель				
		P1	P2	P3	P4	P5
ТП1	λ , 1/год	0,3246	0,5534	0,6325	0,8617	0,9328
	t, ч	3,5310	2,7380	2,2300	1,8120	1,6320
	$K_H \cdot 10^{-3}$, о.е.	0,1202	0,1309	0,1414	0,1521	0,1628
ТП2	λ , 1/год	0,8540	0,5534	0,6325	0,8617	0,9328
	t, ч	2,6550	2,8890	2,4560	2,0410	1,8780
	$K_H \cdot 10^{-3}$, о.е.	0,2592	0,1589	0,1632	0,1811	0,1912
ТП3	λ , 1/год	0,7324	0,8490	0,6325	0,8617	0,9328
	t, ч	2,8220	2,8220	2,8220	2,5210	2,0890
	$K_H \cdot 10^{-3}$, о.е.	0,2223	0,2223	0,1766	0,1859	0,1986
ТП4	λ , 1/год	0,5892	0,5892	0,5892	0,8579	0,9311
	t, ч	3,3010	3,3010	3,3010	2,4120	2,1830
	$K_H \cdot 10^{-3}$, о.е.	0,1527	0,1527	0,1527	0,2143	0,2389
ТП5	λ , 1/год	0,4537	0,4537	0,4537	0,4541	0,9311
	t, ч	3,8670	3,8670	3,8670	3,8670	2,3490
	$K_H \cdot 10^{-3}$, о.е.	0,1447	0,1447	0,1447	0,1447	0,2777

Выводы

Схемы городской электрической сети для электроснабжения потребителей второй и третьей категорий имеют более высокие показатели надёжности при работе в разомкнутом режиме.

Из расчётов видно, что надёжность потребителей, питающихся от шин трансформаторной подстанции напряжением 0,38 кВ, примерно в 1,2-2 раза изменяется при изменении точки разрыва сети напряжением 6-20 кВ (точки 1-5). Наиболее целесообразная, с точки зрения надёжности точка разрыва сети под номером 3.

В разомкнутой схеме чем дальше находится потребитель от центра питания, тем меньше его надёжность получения электроэнергии, так как при этом увеличивается коэффициент неготовности. Поэтому наиболее надёжным является размыкание в середине схемы, деля схему на равные части, для уменьшения дальности потребителей от центра питания.

Литература

1. Короткевич, М.А. Эксплуатация электрических сетей: учебник / М. А. Короткевич. – 2-е изд. - Минск: Вышэйшая школа, 2014. - 350 с.
2. Короткевич, М.А. Соотношение показателей надёжности питающей городской электрической сети напряжением 6–10 кВ и системы глубокого ввода // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики / М. А. Короткевич. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – Вып. 55. – С. 52–59.

УДК 621

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВТОРОЙ КАТЕГОРИИ

Жукович Я.В., Пинчук Ю.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Схема городской электрической сети должна обеспечивать электроснабжение коммунально-бытовых потребителей с определенной степенью надежности, заданной ПУЭ. Уровень надежности является показателем бесперебойной работы систем электроснабжения и оценивается в количественном выражении. В качестве такого критерия примем коэффициент неготовности схемы нести нагрузку из-за внезапных отказов ее элементов [1]. Для исследования выбираем схему городской распределительной электрической сети, которая является частью схемы микрорайона Лошица.

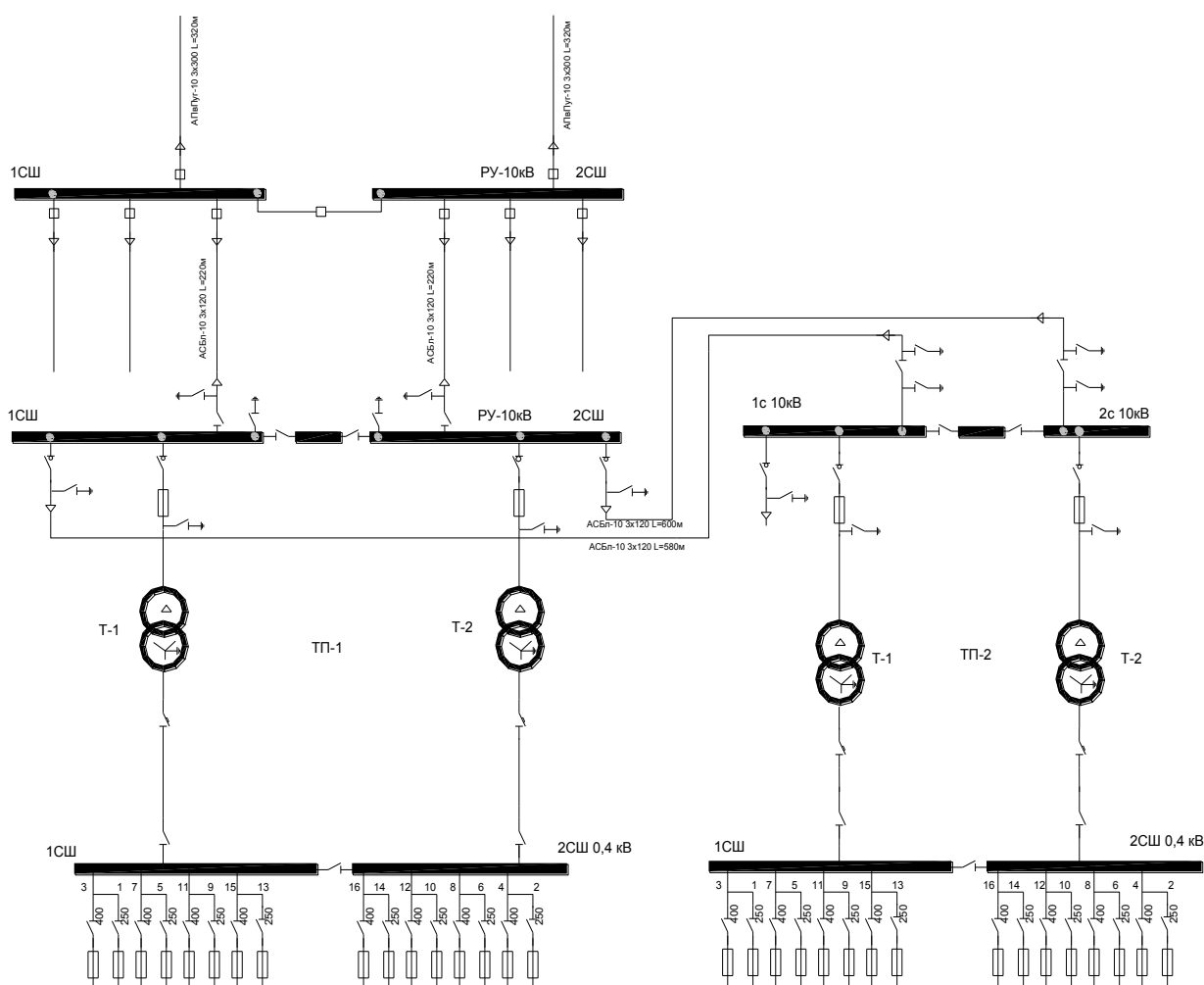


Рисунок 1. Схема электроснабжения городской сети

Для анализа данной схемы электроснабжения городской сети используем программу REISS. Данная программа производит расчет надежности электроснабжения с помощью метода дерева отказов. Дерево отказов – логическое дерево, в котором ветви представляют собой события, приводящие к отказу системы, подсистемы или элементов. А узлы – логические операции, связывающие исходные и результирующие события отказов. При анализе дерева отказов всегда принимаются, что конечные события являются нежелательным событием (отказ системы). Реализованная в программе модель анализа

структурной надежности системы электроснабжения позволяет вычислять частоты λ и длительности T погашений потребителей в нормальном режиме и в режимах аварийного простоя оборудования систем резервного и рабочего электроснабжения с учетом повреждений оборудования системы электроснабжения, возможности отказов в срабатывании устройств релейной защиты (РЗ) и коммутационной аппаратуры (КА) при отключении КЗ, а также отказов в срабатывании АВР.

Показатели надежности определяются по выражениям:

$$\lambda = \sum_{k=1} \lambda(k), \tag{1}$$

$$T = \frac{1}{\lambda} \sum_k T(k)\lambda(k), \tag{2}$$

где $\lambda(k)$ и $T(k)$ – соответственно частоты и длительности смоделированных аварий k -го вида.

$$T(k) = q(k, j)\lambda(k, m) \min \left\{ \frac{t(k, j)}{2}; t(k, m); t_{o.n} \right\} \prod_s Q(k, s), \tag{3}$$

Здесь $q(k, j)$ – относительная длительность ремонтного простоя j -го элемента, о. е.; $\lambda(k, m)$ – частота повреждения m -го элемента схемы, 1/год; $T(k, m)$ и $T(k, j)$ – длительности послеаварийного восстановления m -го и j -го элементов схемы, ч; $t_{o.n}$ – время оперативных переключений, ч; $Q(k, s)$ – вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ, КА или АВР.

Коэффициент неготовности потребителей K_n вычисляется по выражению:

$$K_n = \frac{T \cdot \lambda}{8760}, \tag{4}$$

Показатели надежности схемы городской сети представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1 – Показатели надежности элементов городской электрической сети

Элемент	Номинальное напряжение U_n , кВ	λ_i , 1/год	t_e , ч / отказ	$\lambda_{пл}$, 1/год	$t_{пл}$, ч / откл
Масляные выключатели	6 – 10	0,015	9	0,14	6,8
Вакуумные выключатели	10	0,004	8	0,2	15,4
Силовые трансформаторы	6 – 10	0,014	42	0,25	6
Кабельные линии на 1 км	6 – 10	0,005	4,4	1	2
Сборные шины	6 – 10	0,09	2	0,498	15
Сборные шины	0,38	0,002	0,9	0,498	15
Предохранители	6 – 10	0,02	2	0,166	4
Выключатели автоматические	0,38	0,0013	1,3	0	0
Рубильники	0,38	0,00005	2	0,166	1,8

Для расчета структурной надежности нумеруем элементы схемы в определенной последовательности. Далее составляется матрица связи узлов и ветвей схемы. Здесь для КА в порядке следования их номеров записываются номера, примыкающих к ним узлов [3]. Для ветвей, соответствующих АВР, следует соблюдать последовательность записи: от узла, подводящего резервное питание, к потребляющему узлу. Проведем расчет схемы

электроснабжения городской сети (рисунок 1). Результаты расчета в программе «REISS» представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов надежности схемы электроснабжения потребителей 2 категории с вакуумными и маломасляными выключателями на РП-10 кВ

Показатель надежности	Частота отказов λ , 1/год	Длительности погашений потребителей T , ч	Коэффициент неготовности, 10^{-3} , о.е.
ТП-1 шины 0,4 кВ с.1	0,4388/0,4607	1,601/1,596	0,08017/0,08394
ТП-2 шины 0,4 кВ с.1	0,4388/0,4607	1,601/1,596	0,08017/0,08394
Одновременное погашение шин	0,3332/0,3552	1,5/1,5	0,05705/0,06082

*Примечание – числитель – вакуумные выключатели, знаменатель – маломасляные 0,4 кВ с.1 ТП-1 и ТП-2.

Применение вакуумных выключателей вместо маломасляных на РП-10 кВ позволяет снизить коэффициент неготовности потребителей 0,4 кВ в 1,047 раза.

Выводы

Схема городской электрической сети для электроснабжения потребителей 2 категории имеет близкие показатели надежности (коэффициент неготовности) при отключении шины 0,4 кВ ТП-1 или шины 0,4 кВ ТП-2. Одновременное погашение шин 0,4 кВ ТП-1 и ТП-2 является менее вероятным событием по сравнению с событием погашения шины 0,4 кВ одного из ТП, т.к. коэффициент неготовности ниже в 1,4 раза при установке на РП-10 кВ вакуумных выключателей и в 1,38 раза при установке на РП-10 кВ маломасляных выключателей.

Литература

1. Козлов Б. А., Ушаков И. А. Справочник по расчету надежности М.: Советское радио, 1975. – 471 с.
2. Короткевич М. А. Эксплуатация электрических сетей / М.А. Короткевич. – Минск: Вышэйш. шк., 2005. – 364 с.
3. Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах / А. К. Черновец. – СПб.: Санкт-Петербург, гос. техн. ун-т, 1992. – 89 с.

УДК 621.3

СТРУКТУРА КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТЬ. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕМЕНТА, ОБЪЕКТА, СИСТЕМЫ

Крапивина Т.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Электроэнергетические системы являются динамическими системами сложного типа, состоящими из большого числа составляющих элементов (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, коммутационные аппараты и др.). При этом сложность системы определяется не только числом элементов, но главным образом наличием связей между ними. Для ЭЭС сложность определяется тем, что все ее элементы функционально связаны единством процесса производства, распределения и потребления электрической энергии.

Электроэнергетическая система (ЭЭС) в силу своих технологических особенностей (сложность и многообразие структуры, географическая протяженность, быстрота протекающих процессов, риск потери синхронизма, физическая связь со всеми объектами экономики и социального обеспечения) требует особых подходов при выборе и реализации идеологии и стратегии организационно-технического управления. Составляющим элементом при решении задачи построения устойчивой и адекватной системы управления является контроль управляемости отдельных процессов и объектов в целом, формирование необходимой среды функционирования.

Проблема оценки и выбора рациональной степени надежности электрических станций и электроэнергетических систем является одной из наиболее важных проблем на современном уровне развития электроэнергетики. Этим и определяется повышенный интерес к проблеме надежности в последние годы как в нашей стране, так и за рубежом.

Вообще, под надежностью понимается свойство объекта (оборудования, установки, элемента или системы) выполнять заданные функции в заданном объеме в течение заданного времени при определенных условиях функционирования, сохраняя свои эксплуатационные показатели в пределах, оговоренных в нормативных документах.

Объект в данном случае - предмет целевого назначения, рассматриваемый в период проектирования, производства, эксплуатации, изучения, исследования и испытания на надежность (объектами могут быть системы и их элементы, в частности сооружения, установки, технические изделия, устройства, машины, аппараты, приборы и их части, агрегаты и отдельные детали).

Надежность электроэнергетической системы есть свойство обеспечивать потребителей электроэнергией при отклонениях частоты и напряжения в определенных пределах, оговоренных ГОСТом и ПУЭ, и исключать ситуации, опасные для людей и окружающей среды.

Надежность ЭЭС определяется надежностью ее отдельных элементов.

Сформулируем три основные практические задачи анализа надежности ЭС и ЭЭС:

оценка показателей надежности для существующих и создаваемых установок или оборудования;

обеспечение заданного уровня надежности оборудования и установок;

выбор технических решений и оптимизация уровня надежности.

Решение основных задач надежности ЭЭС предусматривает достижение оптимального соотношения между затратами на производство, передачу и распределение электроэнергии и технико-экономическими последствиями от недоотпуска электроэнергии, для чего необходимо достоверное прогнозирование показателей надежности электрических станций, электрических систем и узлов электропотребления.

Надежность электроэнергетической системы – свойство комплексное, включающее в себя ряд свойств: безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимную управляемость, живучесть и безопасность.

Отечественный и зарубежный опыт решения задач по оценке надёжности систем электроэнергетики показывает, что показатели надёжности в общем случае образуют три группы:

- a. вероятность какого-либо события, например, отказа;
- b. интенсивность событий, например, число отказов в единицу времени;
- c. средняя продолжительность события (математическое ожидание), например, средняя продолжительность времени между отказами, средняя продолжительность времени восстановления после отказа.

Рассматривая иерархическую структуру следует выделить такие уровни:

1. элемент – оборудование, аппаратура и конструкции – включает в себя электросетевое силовое оборудование, коммутационную аппаратуру, элементы и конструкции линий электропередачи и электроподстанций, аппаратуру систем автоматики, релейной защиты и управления. Всё перечисленное относится к заводским изделиям, как правило, серийного выпуска;

К числу возможных задач, решаемых на данном иерархическом уровне рассмотрения, в которых требуется учитывать оценки по надёжности, следует отнести: составление технических требований и рекламаций к предприятиям-поставщикам на выпускаемую ими продукцию в части надёжности, разработка регламентов по обслуживанию основного оборудования, графиков профилактических и ремонтных работ и т.д.

2. объект – электросетевые объекты, фрагменты и узлы электрической сети – к данному уровню относятся большинство типовых технических решений, которые могут повторяться при проектировании линий электропередачи, узлов электроподстанций (сборных шин, систем собственных нужд, трансформаторного блока и другого), внешнего электроснабжения выделенного узла нагрузки, комплекса релейной защиты и автоматики и другого;

К числу возможных задач, решаемых на данном иерархическом уровне рассмотрения, в которых необходимо использовать оценки по надёжности, следует отнести: оценка по надёжности вариантов технических решений и выбор наиболее рационального решения, обоснование резервов электросетевого оборудования, обоснование мероприятий для обеспечения надёжности электроснабжения выделенного узла нагрузки, планирование и обеспечение выполнения ремонтных и профилактических работ на электросетевых объектах.

3. система – электрическая сеть в целом – представляет собой уникальный объект рассмотрения.

К числу задач, решаемых на уровне проектирования и эксплуатации электрической сети на верхнем уровне рассмотрения, относится: обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения при перспективном планировании развития электрической сети, экономические аспекты надёжности электроснабжения потребителей, составление графика проведения профилактических работ на электросетевых объектах с учётом обеспечения надёжности электроснабжения и т.д.

При выборе состава показателей надёжности электрической сети (особенно показателей, подлежащих нормированию) следует учитывать иерархический уровень рассмотрения, степень ответственности объекта, условия его эксплуатации, характер отказов, возможные последствия от них. При этом целесообразно, чтобы число нормируемых показателей надёжности было минимально, они имели простой физический смысл, допускали возможность получения расчетной оценки на этапе проектирования и получения статистической оценки по результатам испытаний или данным эксплуатации.

Оценка надёжности электроснабжения должна производиться на стадиях разработки элементов, планирования развития электроэнергетических систем, проектирования отдельных систем и объектов, а также в процессе эксплуатации. Даже при хорошем качестве оборудования и высоком уровне эксплуатации отказы оборудования в работе неизбежны в силу ряда объективных причин случайного характера и, прежде всего, из-за того, что в

условиях эксплуатации оборудование может подвергаться нерасчетным воздействиям, учет которых при его разработке потребовал бы введения неоправданно больших запасов.

Литература

1. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. / Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Издательство МЭИ, 2004, 964 с.
2. Гук Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике: Учеб. пособие для ВУЗов. – Л.: Энергоатомиздат, 1990-208 с.
3. Петруша Ю.С. Риски потери управляемости при либерализации электроэнергетической отрасли – БНТУ, Минск
4. Скопинцев В.А., Чемоданов В.И., Чичинский М.И. Оценка надежности работы электрической системы (Трактат) - Научно-методический центр по надёжности энергетических систем.- Москва, 2004.
5. Фокин Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчетах систем электроснабжения. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.
6. Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Оценка надежности систем электроснабжения. М.: Энергоиздат, 1981. – 224 с.

УДК 621.311

УСТОЙЧИВОСТЬ И ЖИВУЧЕСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Янушкевич К.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Выбранная тема особо актуальна в условиях стремительного развития современного мира. Производство электроэнергии обладает рядом особенностей, резко отличающих энергетическое производство от других отраслей промышленности. Важнейшая особенность электроэнергетической системы (далее ЭЭС) заключается в том, что производство электроэнергии, распределение и преобразование ее в другие виды энергии осуществляются практически в один и тот же момент времени. Другими словами, электроэнергия нигде не аккумулируется. Именно эта особенность превращает всю сложную ЭЭС в единый механизм, и приводит к тому, что все элементы системы взаимно связаны и взаимодействуют. Энергия, произведенная в системе, равна энергии, потребленной в ней в любой промежуток времени. Поэтому следует рассмотреть проблему устойчивости и живучести ЭЭС в целом.

Устойчивость энергосистемы – это способность ее возвращаться в исходное состояние при малых или значительных возмущениях, т.е. система находится в равновесном положении. Параллельная работа генераторов электрических станций, входящих в энергосистему, отличается от работы генераторов на одной станции наличием линий электропередачи, связывающих эти станции. Сопротивления линий электропередачи уменьшают синхронизирующую мощность генераторов и затрудняют их параллельную работу. Поэтому изучение проблемы устойчивости очень важно, особенно применительно к линиям электропередачи переменным током. Различают два вида устойчивости: статическую (способность системы самостоятельно восстановить исходный режим при малых и медленно происходящих возмущениях) и динамическую (способность системы сохранять синхронизм после внезапных и резких изменений параметров режима или при авариях в системе). Основным способом повышения устойчивости является увеличение предела передаваемой мощности. Основными средствами повышения устойчивости являются следующие:

- применение быстродействующих АРН, увеличивающих ЭДС генераторов при возрастании нагрузки. Для повышения динамической устойчивости при КЗ большое значение имеет форсировка возбуждения;
- повышение напряжений действующих линий, например, со 110 на 150 или 220 кВ;
- уменьшение индуктивного сопротивления линий, достигаемое расщеплением проводов мощных линий на два или три, или применением продольной емкостной компенсации с последовательным включением в линию батареи конденсаторов;
- применение быстродействующих выключателей, защит и АПВ линий.

На устойчивость энергосистемы может повлиять использование компенсирующих устройств.

Живучесть – способность системы восстановить свою работу после аварийных режимов.

В настоящее время вопросам живучести в технических задачах, и в частности в энергетике, начинают уделять все большее внимание. Это связано с тем, что потеря живучести в ЭЭС сопровождается большими народнохозяйственными ущербами и может явиться причиной высокой опасности для жизни человека и окружающей среды. Понятие живучести для ЭЭС еще требует содержательного уточнения и детализации. Если воспользоваться понятиями о «внешних» и «внутренних» целях подсистем, то работу каждой подсистемы ЭЭС можно представить пятью иерархиями целей (далее ИЦ) с соответствующими им узлами управления. К ним относятся две «внешних» иерархии: ИЦ 1 – выполнение подсистемой главных ее функций с точки зрения работы всей системы; ИЦ 2

– обеспечение ресурсом основного функционального процесса; и три «внутренних» иерархии: ИЦ 3 – снабжение ресурсом жизнеобеспечивающих механизмов подсистемы; иерархия определяющих целей (ИЦ 4), характеризующих работу самих механизмов жизнедеятельности подсистемы; иерархия дополняющих целей (ИЦ 5), оптимизирующих как процессы жизнедеятельности подсистемы, так и ее функционирование в отношении ИЦ 2. Нарушение устойчивости по целям ИЦ 1, ИЦ 2, прямо не приводит к потере живучести рассматриваемой подсистемы, хотя через различные обратные связи может вызвать каскадное развитие событий, которое в конце концов приведет к нарушению живучести в своей подсистеме или в других подсистемах. Непосредственное нарушение живучести будет лишь в том случае, если произойдет нарушение устойчивости хотя бы по одной из целей в ИЦ 4. В свою очередь, это дает начало качественно новому этапу развития аварийного режима — процессу умирания. Здесь также можно говорить о реанимации подсистемы за счет действия различных систем защиты и автоматики, ориентированных на прерывание процесса умирания и обеспечение обратимости нарушения живучести. В ЭЭС, как правило, происходит реанимация подсистемы, а полная гибель может быть только на уровне отдельных объектов, подверженных физическому разрушению. Исходя из этого, установим какое-то предельное время $T_{доп}$, больше которого реанимационный период α_p считается недопустимым, и если $\alpha_p > T_{доп}$, то, значит, произошла относительно необратимая потеря живучести. Особенно важны для сохранения устойчивости и живучести системы управления. Однако они сами могут нарушать свое функционирование и терять живучесть, что вызывает в зависимости от их роли в общей структуре управления подсистемой, возникновение каскада нарушений устойчивости. Поскольку в узлах управления ЭЭС находятся люди, следует говорить и об их живучести. Отсюда в ЭЭС следует различать три типа потери живучести:

1. Объектная потеря живучести: физическая (разрушение объекта, необходимость его ликвидации) и функциональная (потеря работоспособности из-за нарушения связей между элементами, прекращение энергопитания).

2. Управленческая потеря живучести: физическая (разрушение элементов системы управления под воздействием теплового фактора или др. причин), функциональная (потеря работоспособности датчиков информации, каналов связи, вычислительной техники как аппаратной, так и программной) и исполнительская (выход из строя исполнительных органов, прекращение их электропитания и т. д.).

3. Диспетчерская потеря живучести: физическая (ранение или гибель операторов), психическая (под действием тех или иных причин потеря способности объективно воспринимать текущую ситуацию и принимать правильные решения) и информационная (нарушение работы систем отображения информации или связи, что лишает оператора способности наблюдать за объектами и управлять ими).

Из всего вышесказанного можно сделать вывод о том, какую роль в ЭЭС играют такие её показатели, как устойчивость и живучесть. Потеря живучести в ЭЭС сопровождается большими народнохозяйственными ущербами, может явиться причиной высокой опасности для жизни человека и окружающей среды. Нарушение устойчивости ЭЭС может иметь следующие последствия: повышение/снижение напряжения сети, нарушение синхронной работы оборудования станций и подстанций, перегрузки работающего оборудования, повышение/снижение частоты сети. Все эти последствия также нарушают бесперебойное энергоснабжение потребителей.

Все виды нарушений могут привести к авариям, финансовым затратам как самих станций (подстанций), так и потребителей электроэнергии.

Литература

1. Гук Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике: Учеб. пособие для ВУЗов. – Л.: Энергоатомиздат, 1990-208 с.

2. Воропай Н.И., Ковалёв Г.Ф., Кучеров Ю.Н. и др. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. – 212 с.
3. Калентионюк Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие. - Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с.
4. Манов Н.А., Хохлов М.В., Шумилова Г.П. и др. Методы и модели исследования надёжности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Российская Академия Наук, 2010. – 291 с.
5. Фёдоров В.К., Фёдоров И.В. Энтропийные аспекты эффективности, устойчивости и живучести электроэнергетических систем // Омский научный вестник. – 2013. - №1. – С. 187-193.
6. Устойчивость энергосистемы. Общие сведения. Способы повышения устойчивости. [Электронный ресурс]. – 2012. – Режим доступа: <http://electric-zone.ru/ustojchivost-energosisitemy-obshhie-svedeniya-sposoby-povysheniya-ustojchivosti/>. – Дата доступа: 27.04.2017.

УДК.621.321

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ СТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ

Андросов В.М., Шурыгин Б.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Для обеспечения надёжности электроснабжения при проектировании и эксплуатации электростанций необходимо производить расчёт надёжности. Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS».

Для расчёта и сравнения надёжности схем электростанций выбраны два варианта распределительных устройств: РУ с тремя выключателями на два присоединения (рис. 1) и РУ с двумя выключателями на одно присоединение (рис. 2).

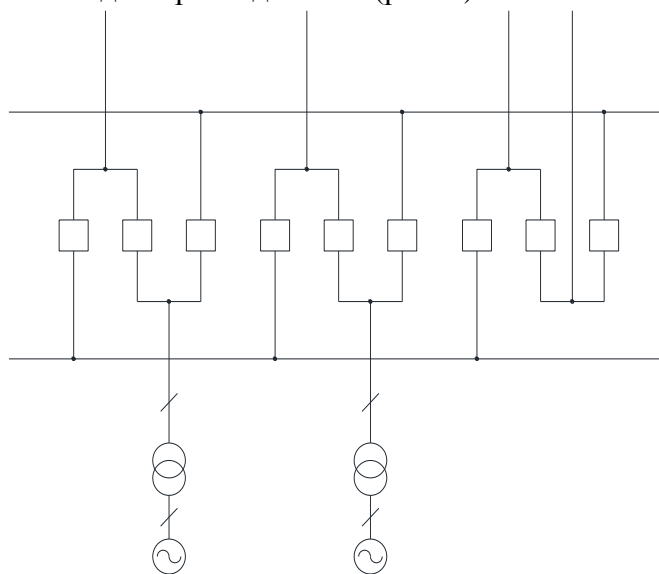


Рисунок 1 – Схема РУ с тремя выключателями на два присоединения

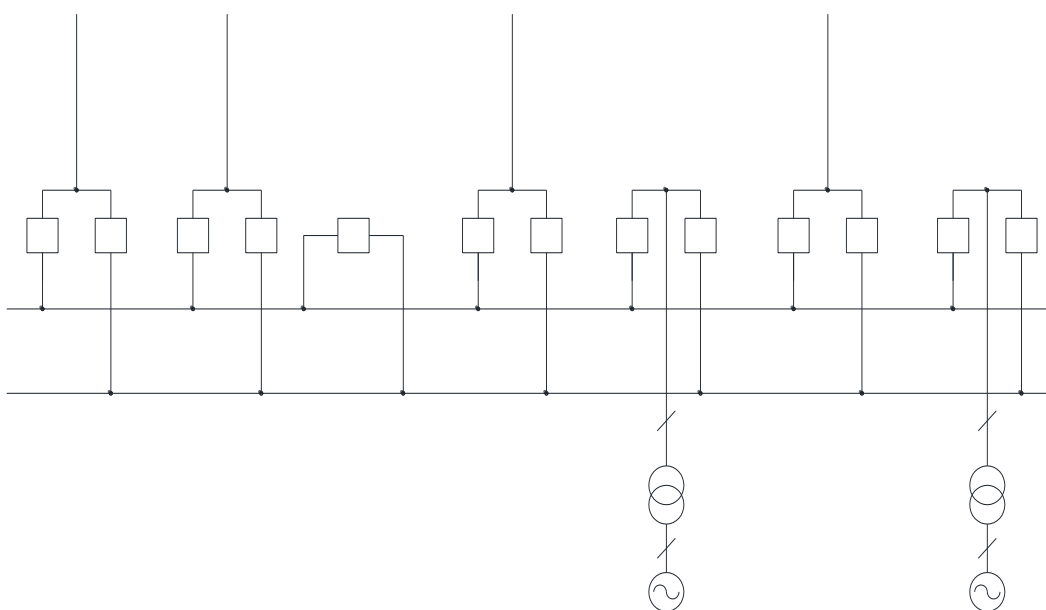


Рисунок 2 – Схема РУ с двумя выключателями на одно присоединение

Для всех элементов схемы были заданы следующие показатели надёжности: частота отказа (λ , 1/год), время послеаварийного восстановления ($T_{в}$, ч), частота планового ремонта

($\lambda_{рем}$, 1/год) и длительность планового ремонта ($T_{рем}$, ч). Показатели надежности для всех элементов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели надежности элементов

Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время послеаварийного восстановления, ч	Частота планового ремонта, 1/год	Длительность планового ремонта, ч	Вероятность отказа в срабатывании РЗ, о.е.
Генераторы	0,6	46	0,236	227	0,001
ЛЭП	0,5	16,2	2,8	15,8	0,001
Трансформаторы	0,085	104	1	30	0,001
Шины	0,016	5	0,166	4	0,001
Выключатели	0,026	32	0,2	105,4	-

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \tag{1}$$

где $L(k)$ - логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \tag{2}$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{о.п.} \right\} Q(s/i) L(k), \tag{3}$$

где $q(j)$ - относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е.); $\lambda(i)$ - частота повреждения i -го элемента схемы (1/год); $t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч); $t(j)$ - длительность j -го ремонтного режима работы схемы; $t_{о.п.}$ - время оперативных переключений (ч); $Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ или КА.

По результатам расчета программы «ТОPAS» получены следующие показатели надежности схем: частота аварийных отключений (λ_{Σ} , 1/год) и среднее время восстановления ($T_{в\Sigma}$, ч). Полученные показатели надежности схем представлены в таблице 2. Также вычислен коэффициент неготовности (K_n , о.е.), представленный в таблице 3.

Таблица 2 – Показатели надежности схем

Код аварии	Частота аварийных отключений, 1/год		Среднее время восстановления, ч	
	2 выключателя на присоединение	3 выключателя на 2 присоединения	2 выключателя на присоединение	3 выключателя на 2 присоединения
1Г	1,5	1,45	49,05	50,76
2Г 4Л	0,0294	0,000751	0,5	3,54
1Г 1Л	0,00208	0,0606	0,5	0,62
1Л	2,2	2,1	15,2	15,92
1Г 2Л	0,00156	0,0303	0,5	0,65

Таблица 3 – Коэффициенты неготовности схем

Код аварии	Коэффициент неготовности	
	2 выключателя на присоединение	3 выключателя на 2 присоединения
1Г	0,008398973	0,008402055
2Г 4Л	1,67808E-06	3,03486E-07
1Г 1Л	1,18721E-07	4,28904E-06
1Л	0,003817352	0,003816438
1Г 2Л	8,90411E-08	2,24829E-06

По результатам, представленным в таблицах 2 и 3 видно, что коэффициенты неготовности при потере одного трансформатора или одной линии различаются не значительно. При потере одного трансформатора и одной линии или одного трансформатора и двух линий коэффициент неготовности у схемы РУ с тремя выключателями на два присоединения примерно в 30 раз больше, чем у схемы РУ с двумя выключателями на одно присоединение. Однако при потере двух трансформаторов и четырех линий коэффициент неготовности у схемы РУ с двумя выключателями на одно присоединение в 5,5 раз больше, чем у схемы РУ с тремя выключателями на два присоединения.

Исходя из всего вышеперечисленного можно сделать вывод о том, что схема РУ с двумя выключателями на одно присоединение является более надежной.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - 3-е изд. - М., Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. редактор А.И. Попов). – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ПРОСТОЙ ИТЕРАЦИИ

Ничипорков И. А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Расчет установившихся режимов электрических систем нужен для того, чтобы знать напряжения и токи в узлах и ветвях, падение и потери напряжения, потокораспределение. Знание этих параметров помогает отражать реальную ситуацию в сетях, а также помогает избежать аварийных режимов, которые могут возникнуть вследствие перегруженности сети, либо наоборот, избавиться от нерационального использования электрических сетей.

1. Составление схемы замещения, определение параметров и нагрузок в узлах

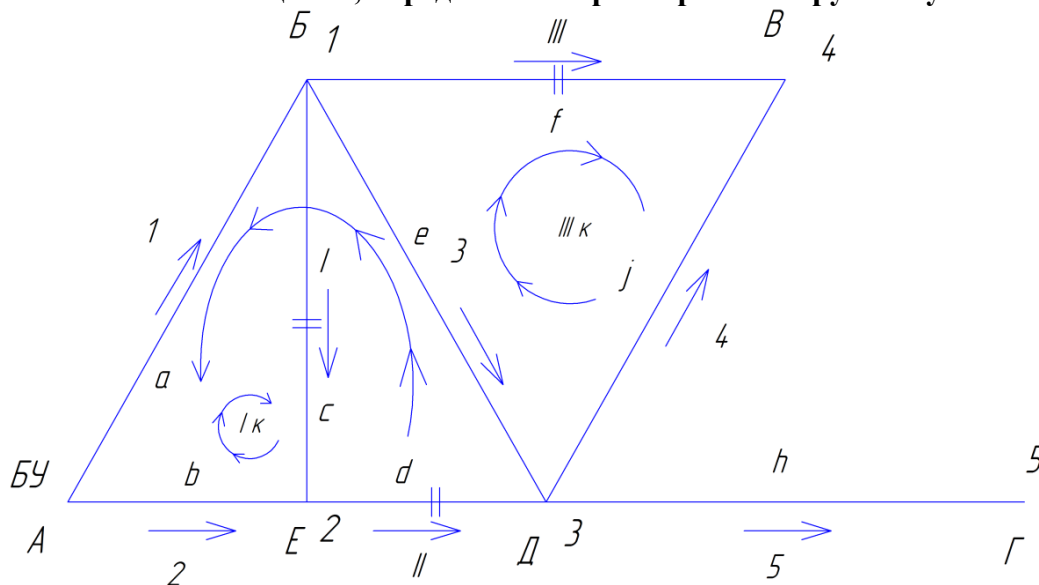


Рисунок 1. Общая схема сети

Параметры схемы сети:

Удельное сопротивление ветвей, Ом/км	$r_0 = 0.2$
Напряжение в балансирующем узле, кВ	$U_{BY} = 120$
Длины участков, км	52, 31, 53, 40, 27, 54, 25, 54
Мощности в узлах, МВт	0, 35, 33, 60, 66

Найдем диагональную матрицу сопротивлений:

$$Z_b = r_0 \cdot l_i$$

Первая матрица инцидентий:

$$M_{\Sigma} := \begin{pmatrix} -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

2. Простая итерация

Закон Ома в матричной форме имеет вид:

$$Y_y \cdot \vec{U}_\Delta = \vec{J}_y \tag{1}$$

где Y_y - матрица узловых проводимостей без учета балансирующего узла;

\vec{U}_Δ - столбец падений напряжений в узлах, относительно балансирующего;

\vec{J}_y - столбец задающих токов.

Организуем итерационный процесс.

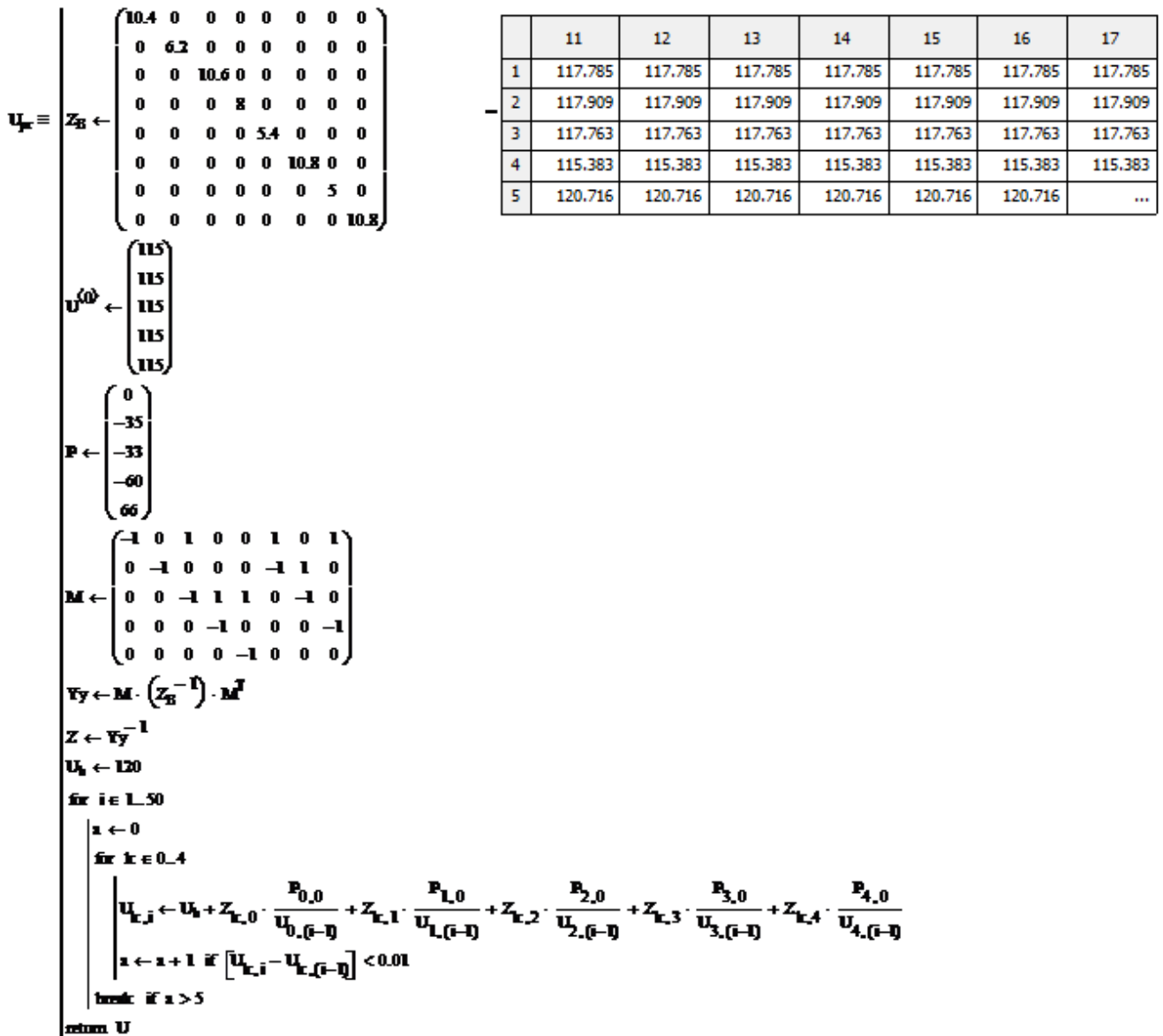


Рисунок 2. Организация итерационного процесса в программе Mathcad.

Результаты расчета для наглядности сведем в таблицу 1

Таблица 1. Результаты расчета напряжений методом простой итерации

	1	2	3	4	5	6	7
$U_{pr} =$	115	117.837	117.783	117.785	117.785	117.785	117.785
	115	117.947	117.907	117.909	117.909	117.909	117.909
	115	117.864	117.76	117.764	117.763	117.763	117.763
	115	115.454	115.381	115.383	115.383	115.383	115.383
	115	120.963	120.706	120.716	120.716	120.716	...

и отобразим в виде графика на рисунке 2.

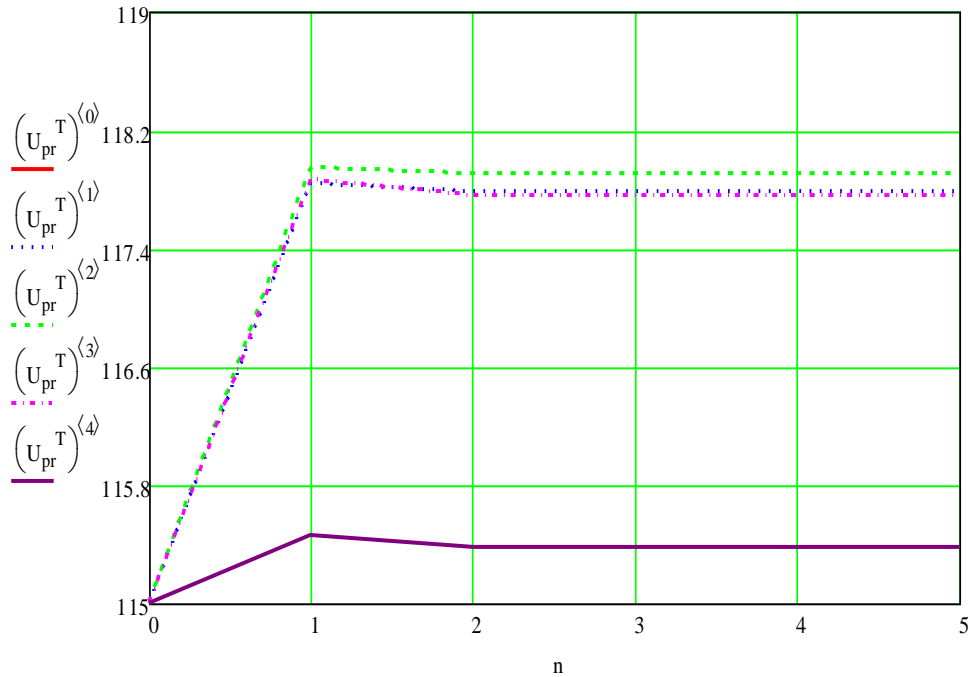


Рисунок 2. График сходимости

Для расчета режима нужно определить:

- 1) Ток в ветвях

$$I_B = \Delta Y_B \cdot M^T \cdot U_\Delta = [0.216 \quad 0.342 \quad 0.0029 \quad 0.298 \quad -0.546 \quad -0.012 \quad 0.032 \quad 0.223]_{\text{кА}}$$

- 2) Падение напряжения в ветвях

$$\Delta U_B = dZ_b \cdot I_B = [2.246 \quad 2.119 \quad 0.032 \quad 2.382 \quad -2.949 \quad -0.127 \quad 0.159 \quad 2.414]_{\text{кВ}}$$

- 3) Приближенные потери мощности

$$\Delta P = I_B \cdot M^T \cdot U_\Delta = [0.485 \quad 0.724 \quad 0.00009 \quad 0.709 \quad 1.61 \quad 0.0014 \quad 0.005 \quad 0.539]_{\text{кВт}}$$

- 4) Токи в узлах

$$J = M \cdot I_B = [-0.0013 \quad -0.298 \quad -0.283 \quad -0.521 \quad 0.546]_{\text{кА}}$$

- 5) Мощность в узлах

$$P = U_{40} \cdot J = [-0.149 \quad -35.162 \quad -33.319 \quad -60.116 \quad 65.89]_{\text{МВт}}$$

- 6) Небаланс мощности составляет менее 1%.

УДК 629.735

ХАРАКТЕРИСТИКА СПОСОБОВ ПРОКЛАДКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Дроздовская Е.В.

Научный руководитель- ассистент Юршо Е.Л.

Передача и распределение огромных потоков электроэнергии вызывают соответствующий рост и развитие кабельных прокладок с сооружением большого количества кабельных линий.

Прокладка кабельных линий требует особых профессиональных знаний и навыков, и необходима для организации системы электроснабжения от источника до точки потребления электроэнергии.

Чтобы обеспечить высокую надежность и долговечность сооружаемых электрических силовых кабельных линий в условиях эксплуатации, необходимо строгое соблюдение всех тех требований, которые предусмотрены «Правилами устройства электроустановок».

Кабели могут прокладываться в земле (траншеи), в кабельных помещениях (туннели, галереи, эстакады), в блоках (трубах), в производственных помещениях (в кабельных каналах, по стенам). Способ прокладки кабелей выбирается на стадии проектирования кабельной линии.

Прокладка кабеля в земле (в траншеях), наиболее экономична. Для этого применяют кабели, бронированные стальными лентами с наружным покровом из кабельной пряжи. В одной траншее их может быть не более шести. Расстояние в свету между кабелями должно быть от 100 до 250 мм.

Глубина заложения кабеля напряжением до 35 кВ от планировочной отметки должно быть не менее 0,7 м, а при пересечении дорог – 1 м, но не менее 0,5 м от дна водоотводной канавы. Если эти расстояния выдержать невозможно, то кабели укладывают в трубы или отделяют друг от друга несгораемой перегородкой.

К недостаткам прокладки в земле можно отнести как возможность механических повреждений кабелей при земляных работах вблизи трассы кабелей. Если кабели пересекаются с инженерными сооружениями, то, начиная от габарита, устанавливают механическую защиту кабелей. Чаще всего для этого кабеля прокладывают в трубах. Эти трубы должны допускать замену кабелей без нарушения нормальной работы пересекаемого линией сооружения.

Если кабели проложены раньше, чем возводится сооружение, то рядом с ними прокладывают пустые трубы для новых кабелей при порче существующих.

В случаях, когда габариты выдержать невозможно, а также под прочным усовершенствованным покрытием кабели прокладывают в трубах и блоках.

Кабельные блоки обычно выполняют из асбестоцементных труб диаметром 100 мм,

применяемых для безнапорной канализации, в редких случаях — из замкнутых бетонных блоков или составных бетонных блоков. Кабельные блоки должны иметь достаточную механическую прочность и выдерживать нагрузку от массы слоя грунта, тяжелых грузовых и дорожных машин, применяемых при асфальтировании дорог. Прокладывать кабельные блоки в местах с высоким уровнем грунтовых вод не следует.

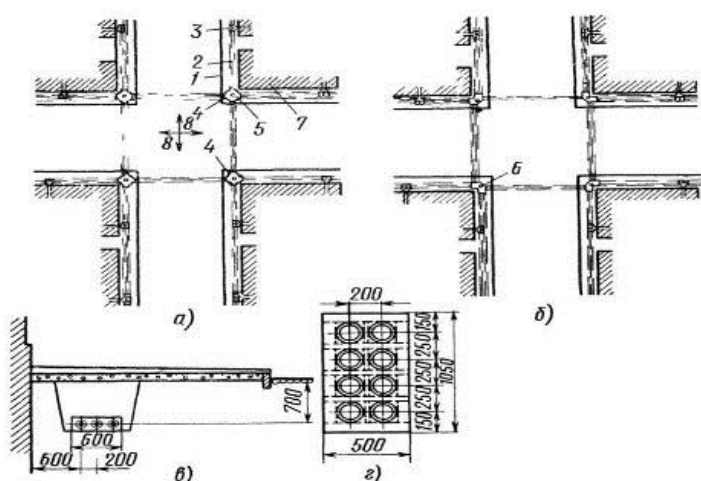


Рисунок 1 -Кабельные блоки под тротуаром

Общий вид блочной кабельной канализации приведен на рис. 1, горизонтальное расположение труб в блоке — на рис. 1,б а их вертикальное расположение — на рис. 1,г. Внутренняя поверхность трубы должна быть гладкой, без задиrow, чтобы при протаскивании кабеля не повредить его герметическую оболочку.

В местах, где изменяется направление трассы или глубина заложения кабельных блоков, сооружаются кабельные колодцы, обеспечивающие удобную протяжку кабелей и замену их в случае надобности.

Кабельные блоки имеют следующие недостатки: слабое использование сечений кабельных линий. Допустимые нагрузки на кабели, положенные в блоках ниже аналогичных кабелей, проложенных в земле.

Повреждение кабеля вызывает необходимость замены всей строительной длины между соседними колодцами, в то время как при других условиях прокладки для ремонта кабеля достаточна вставка небольшой длины (4 — 5 м). Это наименее экономичный способ прокладки кабелей. В блоках предусматривают 10 % запасных труб или каналов, но не менее одного.

Коллектором называется подземное проходное замкнутое сооружение, предназначенное для общего размещения силовых кабельных линий, линий связи и сигнализации, а также трубопроводов.

Размеры коллектора определяют в зависимости от количества и вида размещаемых в нем коммуникаций, а конструкцию его определяет способ строительства.

Коллекторы могут быть круглого и прямоугольного сечений. Коллекторы круглого сечения строятся, как правило, при помощи щитов на глубине 5 м и более закрытым способом, прямоугольного сечения — открытым способом.

Для вводов в коллектор кабельных линий устраивают камеры (Рис.2). Они представляют собой уширение коллектора с тем, чтобы не закрывать или не затруднять проход эксплуатационному персоналу. Камеры обычно устраивают на перекрестке для пропуска сетей, пересекающих коллектор, а также пересечений коммуникаций внутри коллектора при изменениях направления.

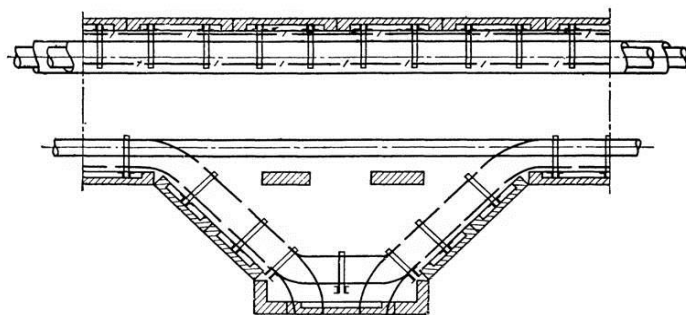


Рисунок 2- Камера для ввода кабелей в коллектор

В производственных помещениях кабели прокладывают так, чтобы они были доступны для ремонта, а открыто проложенные, например, на лотках — для осмотра. В местах, где возможны механические повреждения, а также везде на высоте до 2 м кабели защищают. В полу и междуэтажных покрытиях кабели прокладывают в трубах или коробах.

В остальном прокладка кабеля в производственных помещениях аналогична кабельным проводкам. Разница заключается в том, что в данном случае применяют не только небронированные кабели, но и кабели с броней без защитных покровов из горючих материалов. Кроме того, сечение кабелей не ограничивается.

В производственных помещениях к прокладке кабеля приступают после проверки соответствия трассы прокладки проекту и следующим требованиям: доступность для осмотра и ремонта, достаточность расстояний от параллельно проложенных трубопроводов, а также в местах их пересечения с трассой прокладки кабелей. Кабели, прокладываемые

внутри помещений, не должны иметь внешних защитных покровов из горючих волокнистых веществ.

Трассу кабеля под водой (Рис. 3), например, на пересечениях рек, каналов, заливов и т.п. выбирают на участках с дном и берегами, мало подверженными размыванию. Кабели заглубляют на 0,5...1 м. Подводные препятствия обходят или в них предусматривают траншеи и проходы. Без труб под водой прокладывают кабели в свинцовой оболочке с броней из плоских или круглых проводок с внешним защитным покрытием.

Кабели с резиновой (пластмассовой) изоляцией и с герметической оболочкой из винилита.

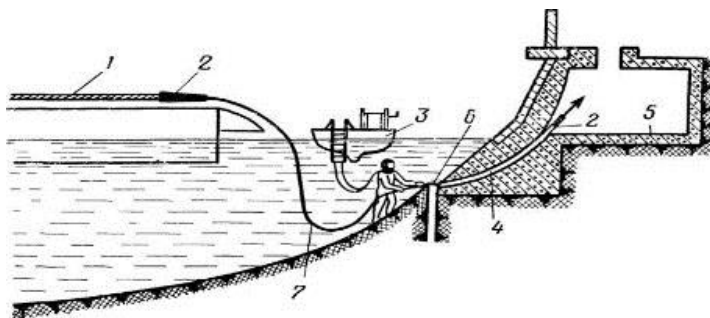


Рисунок 3 -Прокладка кабеля под водой

Не годны для подводной прокладки кабели с бумажно-масляной изоляцией и алюминиевой герметической оболочкой.

Техпроцесс прокладки состоит из следующих операций:

1. Установка барабана с кабелем.
2. Подъема барабана домкратами.
3. Снятие обшивки с барабана.
4. Раскатка кабеля равномерным вращением барабана и протяжка кабеля вдоль трассы в проектное положение.

Кабели в холодное время года прокладывают без предварительного подогрева. При температуре прокладки ниже $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ кабель в течении всего периода раскатки подогревают электротоком по схеме(Рис.4).

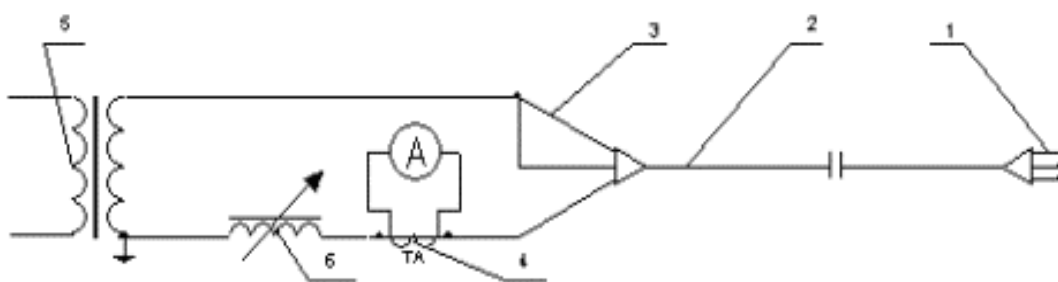


Рисунок 4 – Схема подогрева кабеля

- 1-токопроводящие жилы внутреннего конца кабеля; 2 – прогреваемый кабель;
3 – токопроводящие жилы наружного конца кабеля; 4 – трансформатор тока;
5 – трансформатор; регулируемый трансформатор.

Помимо вышеприведенных способов прокладки кабельных линий, существуют и другие. Наиболее простым и экономичным является монтаж кабельных линий с прокладкой в земляных траншеях.

По улицам и площадям, насыщенным подземными коммуникациями, прокладку кабельных линий рекомендуется производить в коллекторах и туннелях. Прокладка в блоках, как менее экономичная по сравнению с другими прокладками, допускается в местах пересечений с железнодорожными путями и проездом в условиях стесненности трассы.

Сравнивая различные системы кабельных канализаций по их удельным показателям, можно получить представление о целесообразности применения тех или иных способов прокладки кабелей.

Литература

1. Живов М. С. Подготовка трасс электропроводок и кабельных линий. М., «Энергия», 1971. – С.88
2. Инструкция по прокладке кабелей напряжением до 35 кВ. СН 85-74. М., Стройиздат, 1975.- С.136
3. Инструкция по эксплуатации кабельных линий напряжением до 220 кВ. М., «Энергия», 1966. – С.1444. Правила устройства электроустановок. М.//«Энергия»-1966. -С.464
5. Строительные нормы и правила СНиП Ш-И.6-62. Москва- 1963. -С.136

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ПРОСТОЙ И УСКОРЕННОЙ ИТЕРАЦИИ

Ничипорков И.А., Скурат Д.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Расчет установившихся режимов электрических систем нужен для того, чтобы знать напряжения и токи в узлах и ветвях, падение и потери напряжения, потокораспределение. Знание этих параметров помогает отражать реальную ситуацию в сетях, а также помогает избежать аварийных режимов, которые могут возникнуть вследствие перегруженности сети, либо наоборот, избавиться от нерационального использования электрических сетей.

Составление схемы замещения, определение параметров и нагрузок в узлах

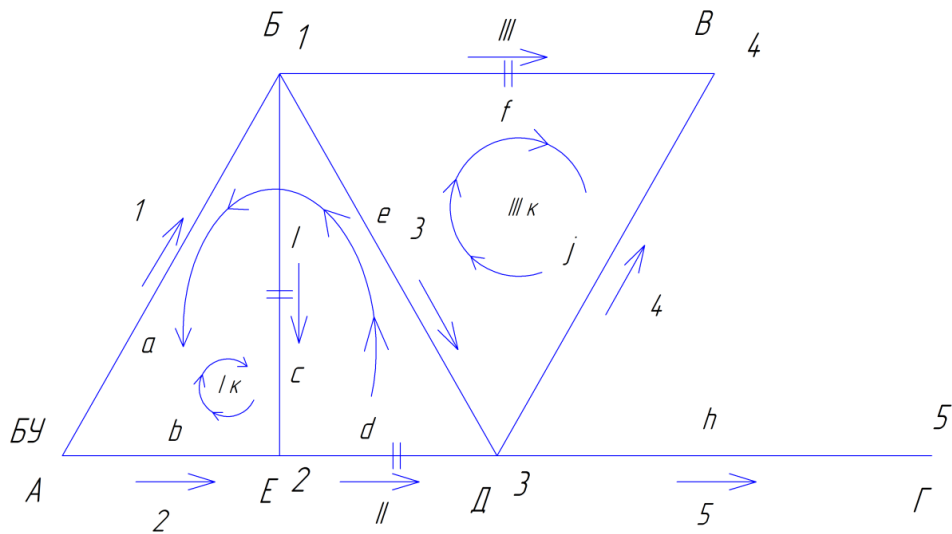


Рисунок 1. Общая схема сети

Параметры схемы сети:

Удельное сопротивление ветвей, Ом/км

$$r_0 = 0.2$$

Напряжение в балансирующем узле, кВ

$$U_{BY} = 120$$

Длины участков, км

$$52, 31, 53, 40, 27, 54, 25, 54$$

Мощности в узлах, МВт

$$0, 35, 33, 60, 66$$

Найдем диагональную матрицу сопротивлений:

$$Z_b = r_0 \cdot l_i$$

$$dZ_b := \begin{pmatrix} Z_{b_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{b_2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{b_3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Z_{b_4} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{b_5} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{b_6} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{b_7} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{b_8} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 10.4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 6.2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 10.6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 8 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 5.4 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 10.8 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 5 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 10.8 \end{pmatrix}$$

Первая матрица инцидентий:

$$M_{\Sigma} := \begin{pmatrix} -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Простая итерация

Закон Ома в матричной форме имеет вид:

$$Y_y \cdot \vec{U}_{\Delta} = \vec{J}_y \tag{1}$$

где Y_y - матрица узловых проводимостей без учета балансирующего узла;

\vec{U}_{Δ} - столбец падений напряжений в узлах, относительно балансирующего;

\vec{J}_y - столбец задающих токов.

Так как нагрузки заданы в мощностях, то правая часть уравнения примет вид:

$$|J_i|^{(k)} = \left[\frac{P_i}{U_{\Delta i}^{(k)} + U_{BV}} \right], \tag{2}$$

где P_i - задающая мощность в i -ом узле;

$U_{\Delta i}^{(k)}$ - падение напряжения в i -ом узле при k -ом приближении.

Подставляя в уравнение (1) выражение (2) и выразив полученные выражения для пяти узлов сети через падения напряжений получаем систему (3). Задавшись начальным приближением можем решить систему приведенную ниже.

Начальное приближение:

$$U_0 = [-6 \quad -6 \quad -6 \quad -6 \quad -6]$$

$$\begin{aligned} U_{y11} &:= 0 - \frac{Y_{y1,2}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{02} - \frac{Y_{y1,3}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{03} - \frac{Y_{y1,4}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{04} - \frac{Y_{y1,5}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{05} + \frac{P_{1,1}}{(U_{01} + U_{bu}) \cdot Y_{y1,1}} \\ U_{y12} &:= -\frac{Y_{y2,1}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{01,1} - 0 - \frac{Y_{y2,3}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{03,1} - \frac{Y_{y2,4}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{04,1} - \frac{Y_{y2,5}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{05,1} + \frac{P_{2,1}}{(U_{02,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y2,2}} \\ U_{y13} &:= -\frac{Y_{y3,1}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{01,1} - \frac{Y_{y3,2}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{02,1} - 0 - \frac{Y_{y3,4}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{04,1} - \frac{Y_{y3,5}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{05,1} + \frac{P_{3,1}}{(U_{03,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y3,3}} \\ U_{y14} &:= -\frac{Y_{y4,1}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{01,1} - \frac{Y_{y4,2}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{02,1} - \frac{Y_{y4,3}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{03,1} - 0 - \frac{Y_{y4,5}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{05,1} + \frac{P_{4,1}}{(U_{04,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y4,4}} \\ U_{y15} &:= -\frac{Y_{y5,1}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{01,1} - \frac{Y_{y5,2}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{02,1} - \frac{Y_{y5,3}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{03,1} - \frac{Y_{y5,4}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{04,1} + \frac{P_{5,1}}{(U_{05,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y5,5}} \end{aligned} \tag{3}$$

Результаты расчетов 1-ой, 2-ой и 40-ой итераций:

$$U_{y1} := \begin{pmatrix} U_{y11} \\ U_{y12} \\ U_{y13} \\ U_{y14} \\ U_{y15} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -4.464 \\ -4.544 \\ -6.479 \\ -8.419 \\ -2.874 \end{pmatrix} \quad \text{кВ} \quad U1 := U_{y1} + U_{bu} = \begin{pmatrix} 115.536 \\ 115.456 \\ 113.521 \\ 111.581 \\ 117.126 \end{pmatrix} \quad \text{кВ} \quad e_{\text{max}} := U_{y1} - U_0 = \begin{pmatrix} 1.536 \\ 1.456 \\ -0.479 \\ -2.419 \\ 3.126 \end{pmatrix}$$

$$U_{y2} := \begin{pmatrix} U_{y21} \\ U_{y22} \\ U_{y23} \\ U_{y24} \\ U_{y25} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -4.822 \\ -4.433 \\ -5.302 \\ -8.093 \\ -3.436 \end{pmatrix} \quad \text{кВ} \quad U_2 := U_{y2} + U_{bu} = \begin{pmatrix} 115.178 \\ 115.567 \\ 114.698 \\ 111.907 \\ 116.564 \end{pmatrix} \quad \text{кВ} \quad \varepsilon_2 := U_{y2} - U_{y1} = \begin{pmatrix} -0.358 \\ 0.111 \\ 1.177 \\ 0.326 \\ -0.562 \end{pmatrix}$$

$$U_{y40} := \begin{pmatrix} U_{y401} \\ U_{y402} \\ U_{y403} \\ U_{y404} \\ U_{y405} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -2.246 \\ -2.119 \\ -2.278 \\ -4.66 \\ 0.671 \end{pmatrix} \quad \text{кВ} \quad U_{40} := U_{y40} + U_{bu} = \begin{pmatrix} 117.754 \\ 117.881 \\ 117.722 \\ 115.34 \\ 120.671 \end{pmatrix} \quad \varepsilon_{40} := U_{y40} - U_{y39} = \begin{pmatrix} 3.797 \times 10^{-3} \\ 3.375 \times 10^{-3} \\ 5.063 \times 10^{-3} \\ 5.173 \times 10^{-3} \\ 5.488 \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

График сходимости простого итерационного процесса:

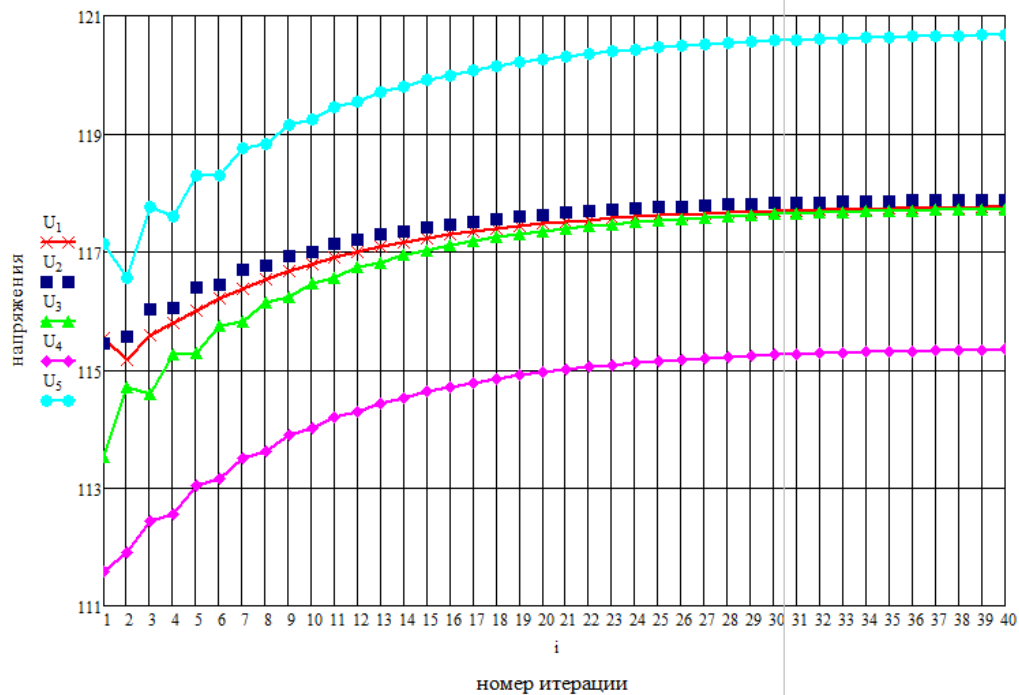


Рисунок 2. График сходимости при использовании метода простой итерации

Для расчета режима нужно определить:

7) Ток в ветвях:

$$I_B = \Delta Y_B \cdot M^T \cdot U_\Delta = [0.216 \quad 0.342 \quad 0.0029 \quad 0.298 \quad -0.546 \quad -0.012 \quad 0.032 \quad 0.223] \text{кА};$$

8) Падение напряжения в ветвях:

$$\Delta U_B = dZ_b \cdot I_B = [2.246 \quad 2.119 \quad 0.032 \quad 2.382 \quad -2.949 \quad -0.127 \quad 0.159 \quad 2.414] \text{кВ};$$

9) Приближенные потери мощности:

$$\Delta P = I_B \cdot M^T \cdot U_\Delta = [0.485 \quad 0.724 \quad 0.00009 \quad 0.709 \quad 1.61 \quad 0.0014 \quad 0.005 \quad 0.539] \text{МВт}$$

10) Токи в узлах:

$$J = M \cdot I_B = [-0.0013 \quad -0.298 \quad -0.283 \quad -0.521 \quad 0.546] \text{кА};$$

11) Мощность в узлах:

$$P = U_{40} \cdot J = [-0.149 \quad -35.162 \quad -33.319 \quad -60.116 \quad 65.89] \text{МВт};$$

12) Небаланс мощности составляет менее 1%.

Ускоренная итерация

Подготовка для расчета режима в ускоренной итерации аналогична простой итерации. Поэтому сразу приведем систему уравнений.

Отличие ускоренной итерации от простой заключается в том, что в ускоренной итерации используется только что вычисленное приближение для узла $k-l$.

$$\begin{aligned}
 Ud11 &:= 0 - \frac{Yy_{1,2}}{Yy_{1,1}} \cdot Ud0_{(2,1)} - \frac{Yy_{1,3}}{Yy_{1,1}} \cdot Ud0_{3,1} - \frac{Yy_{1,4}}{Yy_{1,1}} \cdot Ud0_{4,1} - \frac{Yy_{1,5}}{Yy_{1,1}} \cdot Ud0_{5,1} + \frac{P_{1,1}}{(Ud0_{1,1} + Ubu) \cdot Yy_{1,1}} \\
 Ud12 &:= -\frac{Yy_{2,1}}{Yy_{2,2}} \cdot Ud11 - 0 - \frac{Yy_{2,3}}{Yy_{2,2}} \cdot Ud0_{3,1} - \frac{Yy_{2,4}}{Yy_{2,2}} \cdot Ud0_{4,1} - \frac{Yy_{2,5}}{Yy_{2,2}} \cdot Ud0_{5,1} + \frac{P_{2,1}}{(Ud0_{2,1} + Ubu) \cdot Yy_{2,2}} \\
 Ud13 &:= -\frac{Yy_{3,1}}{Yy_{3,3}} \cdot Ud11 - \frac{Yy_{3,2}}{Yy_{3,3}} \cdot Ud12 - 0 - \frac{Yy_{3,4}}{Yy_{3,3}} \cdot Ud0_{4,1} - \frac{Yy_{3,5}}{Yy_{3,3}} \cdot Ud0_{5,1} + \frac{P_{3,1}}{(Ud0_{3,1} + Ubu) \cdot Yy_{3,3}} \\
 Ud14 &:= -\frac{Yy_{4,1}}{Yy_{4,4}} \cdot Ud11 - \frac{Yy_{4,2}}{Yy_{4,4}} \cdot Ud12 - \frac{Yy_{4,3}}{Yy_{4,4}} \cdot Ud13 - 0 - \frac{Yy_{4,5}}{Yy_{4,4}} \cdot Ud0_{5,1} + \frac{P_{4,1}}{(Ud0_{4,1} + Ubu) \cdot Yy_{4,4}} \\
 Ud15 &:= -\frac{Yy_{5,1}}{Yy_{5,5}} \cdot Ud11 - \frac{Yy_{5,2}}{Yy_{5,5}} \cdot Ud12 - \frac{Yy_{5,3}}{Yy_{5,5}} \cdot Ud13 - \frac{Yy_{5,4}}{Yy_{5,5}} \cdot Ud14 + \frac{P_{5,1}}{(Ud0_{5,1} + Ubu) \cdot Yy_{5,5}}
 \end{aligned}$$

Результаты расчетов 1-ой, 2-ой и 21-ой итераций:

$$\begin{aligned}
 \underline{Ud1} &:= \begin{pmatrix} Ud11 \\ Ud12 \\ Ud13 \\ Ud14 \\ Ud15 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -4.464 \\ -4.231 \\ -5.654 \\ -7.567 \\ -2.528 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad U1 := \begin{pmatrix} U11 \\ U12 \\ U13 \\ U14 \\ U15 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 115.536 \\ 115.769 \\ 114.346 \\ 112.433 \\ 117.472 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad \epsilon 2 := Ud1 - Ud0 = \begin{pmatrix} 1.536 \\ 1.769 \\ 0.346 \\ -1.567 \\ 3.472 \end{pmatrix} \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{Ud2} &:= \begin{pmatrix} Ud21 \\ Ud22 \\ Ud23 \\ Ud24 \\ Ud25 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -4.328 \\ -4.04 \\ -4.828 \\ -7.068 \\ -1.794 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad U2 := \begin{pmatrix} U21 \\ U22 \\ U23 \\ U24 \\ U25 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 115.672 \\ 115.96 \\ 115.172 \\ 112.932 \\ 118.206 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad \epsilon 2 := Ud2 - Ud1 = \begin{pmatrix} 0.137 \\ 0.191 \\ 0.826 \\ 0.499 \\ 0.733 \end{pmatrix} \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{Ud21} &:= \begin{pmatrix} Ud211 \\ Ud212 \\ Ud213 \\ Ud214 \\ Ud215 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -2.243 \\ -2.116 \\ -2.27 \\ -4.649 \\ 0.684 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad \underline{U21} := \begin{pmatrix} U211 \\ U212 \\ U213 \\ U214 \\ U215 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 117.757 \\ 117.884 \\ 117.73 \\ 115.351 \\ 120.684 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad \epsilon 21 := U21 - U20 = \begin{pmatrix} 7.169 \times 10^{-3} \\ 6.243 \times 10^{-3} \\ 8.547 \times 10^{-3} \\ 8.174 \times 10^{-3} \\ 8.292 \times 10^{-3} \end{pmatrix} \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Расчет режима производится так же, как и при простой итерации. Результаты расчета аналогичны тем, что получились в простой итерации. По этой причине подробные расчеты режима методом ускоренной итерации в данной работе опускаются.

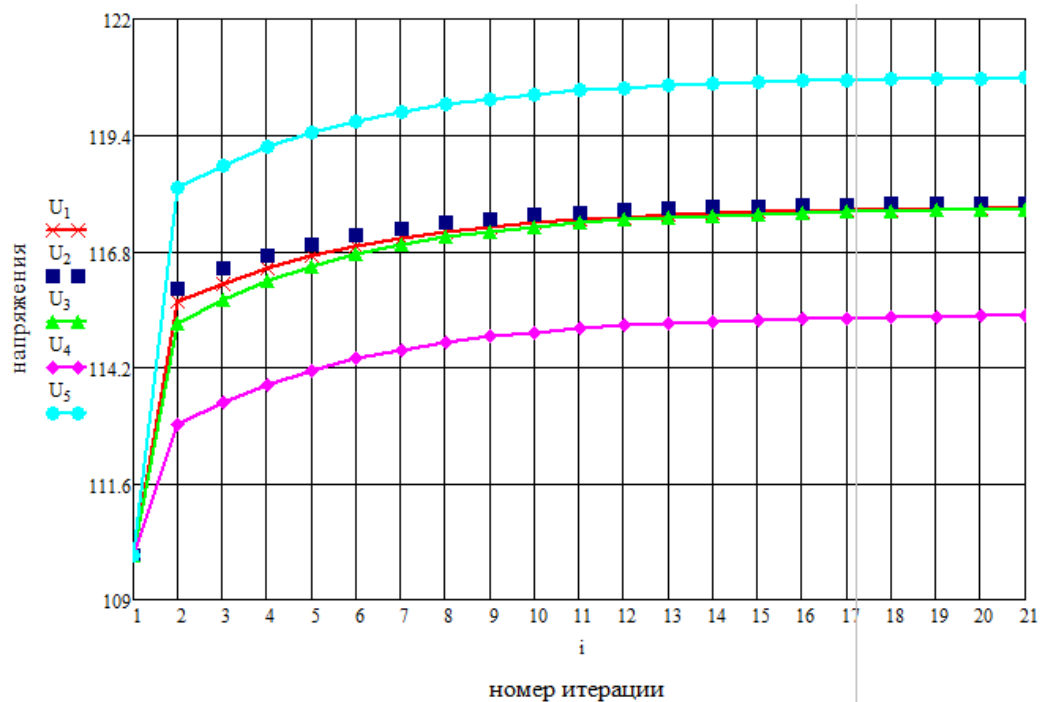


Рисунок 3. График сходимости при использовании метода ускоренной итерации

Из результатов расчета видно, что при расчете режима методом простой итерации получилось 40 итераций, а при ускоренной – 21 итерация. Исходя из этого можно сделать вывод, что скорость сходимости ускоренной итерации выше. Отсюда и время сходимости меньше. Однако в пользу простой итерации можно отметить, что ее проще поддается программированию.

Литература

1. Применение матричных моделей для расчета и анализа режимов электрических сетей: метод. пособие/Т.А. Шиманская-Семенова.- Минск: БНТУ,2010.-158с.
2. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики: Учебник для студентов вузов / Под ред. В. А. Веникова – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. школа, 1981. – 288 с.

УДК 621.332

РАСЧЕТ НЕСИММЕТРИЧНОГО УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Рачкевич В.И.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Для анализа и расчетов несимметричных режимов в трехфазных цепях широко применяется метод симметричных составляющих. Он основан на представлении любой трехфазной несимметричной системы величин в виде суммы в общем случае трех симметричных систем величин. Эти симметричные системы, называются симметричными составляющими.

Рассмотрим метод расчета на примере схемы рисунок 1, содержащей симметричную динамическую и несимметричную статическую нагрузки. Пусть заданы э.д.с. генераторов и сопротивления элементов схемы. Требуется найти токи и напряжения несимметричной нагрузки.

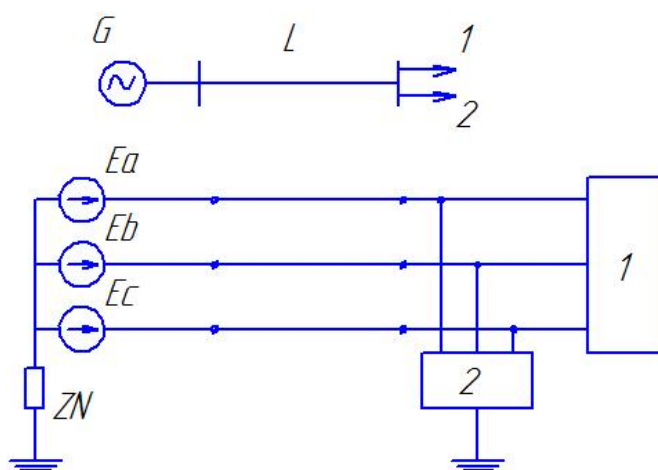


Рисунок 1. Исходная схема

- 1 – симметричная динамическая нагрузка;
- 2 – несимметричная статическая нагрузка;
- G – генератор;
- L – линия.

Таблица 1. Исходные данные

Параметр	Значение
Оператор фазы	$a = e^{j120^\circ}$
ЭДС генератора	$E_a = 10 \text{ кВ};$ $E_b = E_a \cdot a^2 = 10e^{-j120^\circ} \text{ кВ};$ $E_c = E_a \cdot a = 10e^{j120^\circ} \text{ кВ};$
Сопротивление прямой последовательности генератора:	$Z_{g1} = 0.2 + j0.4 \text{ Ом};$
Сопротивление обратной последовательности генератора	$Z_{g2} = 0.2 + j0.4 \text{ Ом};$

Таблица 1. Продолжение

Сопротивление нулевой последовательности генератора	$Z_{g0} = 0.03 + j0 \text{ Ом};$
Сопротивление линии:	$Z_{л} = 1.15 + 0.32j \text{ О};$
Сопротивление прямой последовательности линии:	$Z_{л1} = Z_{л} = 11.5 + 3.2j \text{ О};$
Сопротивление обратной последовательности линии	$Z_{л2} = Z_{л} = 1.15 + 0.32j \text{ О};$
Сопротивление нулевой последовательности линии	$Z_{л0} = 3Z_{л} = 3 \cdot (1.15 + 0.32j) = 3.45 + 0.96j \text{ С};$
Сопротивление нейтрали:	$Z_N = 2 \text{ О};$
Сопротивление симметричной нагрузки:	$Z_{s1} = Z_{s2} = 70 + 100j \text{ С};$
Сопротивление несимметричной нагрузки по фазам:	$Z_a = 120 \text{ О};$ Фазы В и С не нагружены.

Заменяем несимметричную нагрузку тремя источниками неизвестных напряжений U_a, U_b, U_c .

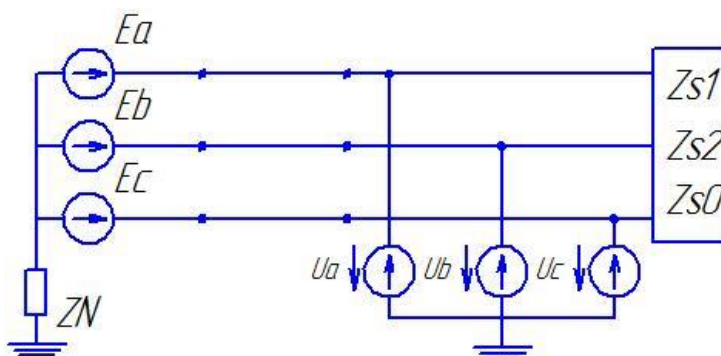


Рисунок 2. Замена несимметричной нагрузки источниками неизвестных напряжений

Разложим напряжения U_a, U_b, U_c на симметричные составляющие U_1, U_2, U_3 , приняв фазу А за основную.

$$\begin{aligned}
 U_a &= U_1 + U_2 + U_3; \\
 U_b &= a^2 \cdot U_1 + a \cdot U_2 + U_0; \\
 U_c &= a \cdot U_1 + a^2 \cdot U_2 + U_0.
 \end{aligned}$$

В симметричной цепи симметричная система напряжений какой-либо последовательности вызывает симметричную систему токов той же самой последовательности. Следовательно, можно составить три независимые схемы.

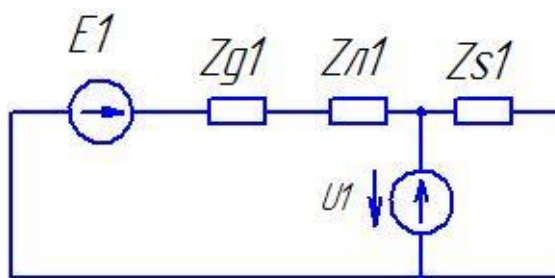


Рисунок 3. Схема прямой последовательности

Преобразуем схему к простейшему виду:

$$Y_1 = \frac{1}{Z_{\pi 1} + Z_{g1}} = 0.078 - 0.024j \text{ См};$$

$$Y_{s1} = \frac{1}{Z_{s1}} = 4.698 \cdot 10^{-3} - 6.711i \cdot 10^{-3} \text{ См};$$

$$E_{\Sigma 1} = \frac{Y_1 \cdot E_{s1}}{Y_1 + Y_{s1}} = 9.237 + 0.527j \text{ кВ};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \frac{Z_{s1} \cdot (Z_{\pi 1} + Z_{g1})}{Z_{\pi 1} + Z_{g1} + Z_{s1}} = 10.617 + 3.942j \text{ Ом}.$$

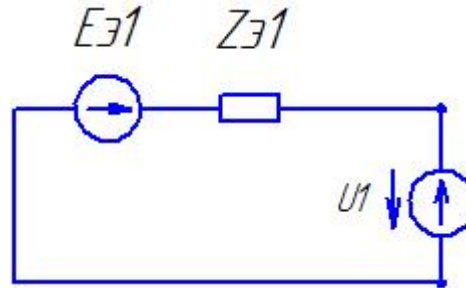


Рисунок 4. Схема прямой последовательности после преобразований

ЭДС генераторов симметричны, т.е. являются источниками только прямой последовательности, а значит, в схеме обратной последовательности существовать не будут.

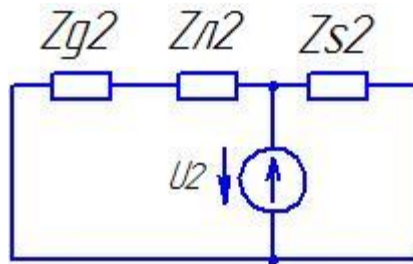


Рисунок 5. Схема обратной последовательности

Найдем эквивалентное сопротивление:

$$Z_{\Sigma 2} = \frac{Z_{s2} \cdot (Z_{\pi 2} + Z_{g2})}{Z_{\pi 2} + Z_{g2} + Z_{s2}} = 11.169 + 4.278j \text{ Ом};$$

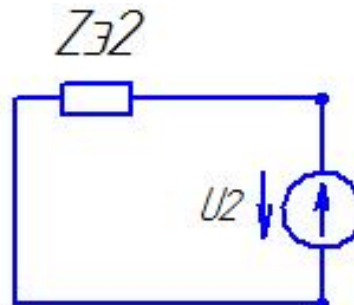


Рисунок 5. Схема обратной последовательности после преобразования

Нулевая последовательность. Схема нулевой последовательности не имеет разветвления, так как в правой части трехфазной цепи токов нулевой последовательности быть не может. Сопротивление в нейтральном проводе вводится в схему нулевой

последовательности утроенной величиной. Токи нулевой последовательности являются однофазным током, разветвленным между фазами и возвращающимся через землю и параллельные ей цепи.

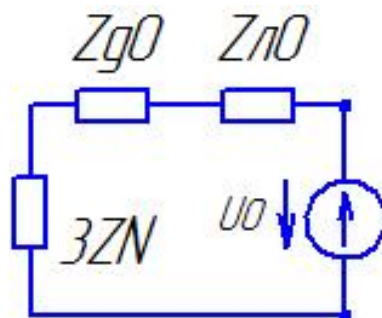


Рисунок 6. Схема нулевой последовательности

$$Z_{\varepsilon 0} = Z_{\text{л}0} + Z_{g0} + 3 \cdot Z_N = 40.53 + 9.7j \text{ Ом.}$$

Для каждой из трех схем напомним уравнения по второму закону Кирхгофа:

$$\begin{aligned} Z_{\varepsilon 1} \cdot I_1 + U_1 &= E_{\varepsilon 1}; \\ Z_{\varepsilon 2} \cdot I_2 + U_2 &= 0; \\ Z_{\varepsilon 0} \cdot I_0 + U_0 &= 0. \end{aligned}$$

В этих уравнениях 6 неизвестных. Дополнительные три уравнения, связывающие эти шесть неизвестных величин, могут быть составлены на основании схемы и параметров несимметричной нагрузки.

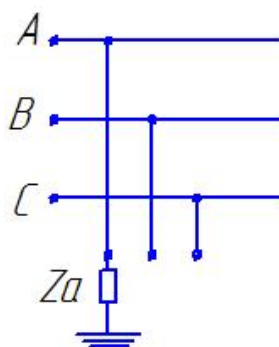


Рисунок 6. Схема подключения несимметричной нагрузки

Составим дополнительные уравнения:

$$\begin{aligned} U_1 + U_2 + U_0 &= Z_a \cdot (I_1 + I_2 + I_0); \\ a^2 \cdot I_1 + a \cdot I_2 + I_0 &= 0; \\ a \cdot I_1 + a^2 \cdot I_2 + I_0 &= 0. \end{aligned}$$

При совместном решении уравнений Кирхгофа для схем различных последовательностей с дополнительными уравнениями определяются симметричные составляющие тока и напряжения ответвлений несимметричного приемника.

$$\begin{aligned} I_1 &= 21.9e^{j0.84} \text{ А}; \\ I_2 &= 21.9e^{j0.84} \text{ А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_0 &= 21.9e^{j0.84} \text{ A}; \\
 U_1 &= 9e^{j2.8} \text{ кВ}; \\
 U_2 &= 0.262e^{-j158.2} \text{ кВ}; \\
 U_0 &= 0.912e^{-j165.7} \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Вычислим суммарные напряжения и токи несимметричного приемника:

$$\begin{aligned}
 U_a &= U_1 + U_2 + U_3 = 7.88e^{j0.8} \text{ кВ}; \\
 U_b &= a^2 \cdot U_1 + a \cdot U_2 + U_0 = 9.68e^{-j119.8} \text{ кВ}; \\
 U_c &= a \cdot U_1 + a^2 \cdot U_2 + U_0 = 9.53e^{j126.9} \text{ кВ}; \\
 I_a &= I_1 + I_2 + I_3 = 65.662e^{j0.8} \text{ A}.
 \end{aligned}$$

Токи I_b и I_c равны нулю.

Литература

1. Основы теории цепей/ Г.В. Зевеке [и др.] 4-е изд., перераб. — М.: Энергия, 1975. — 752 с.: ил.
2. Силюк С.М. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах / С.М. Силюк, Л.Н. Свита. — Минск: БНТУ, 2004.-103с

УДК 621.321

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

Крапивина Т.С., Янушкевич К.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Электроэнергетические системы являются динамическими системами сложного типа, состоящими из большого числа составляющих элементов (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, коммутационные аппараты и др.). При этом сложность системы определяется не только числом элементов, но главным образом наличием связей между ними. Для ЭЭС сложность определяется тем, что все ее элементы функционально связаны единством процесса производства, распределения и потребления электрической энергии.

Проблема оценки и выбора рациональной степени надежности электрических станций и электроэнергетических систем является одной из наиболее важных проблем на современном уровне развития электроэнергетики.

Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS». Пакет прикладных программ «ТОPAS» позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи, присоединения резервных трансформаторов собственных нужд и трансформаторы связи между ними. Пакет данных программ предназначен для вычисления частот и длительностей возможных аварийных режимов схемы, сопровождающихся отключением от сети генераторов, воздушных линий, трансформаторов связи, определения снижения генерируемой в систему мощности и соответствующего недоотпуска электрической энергии с учетом имеющегося в системе резерва.

Эффективный способ описания схем электрических соединений ЭС достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого являются коммутационные аппараты (КА) различных типов, а узлами - остальные связываемые ими элементы схемы. Гибким и эффективным подходом при моделировании надёжности схем электрических соединений ЭС является логико-цифровой компьютерный анализ, позволяющий производить описание схем с использованием наиболее экономичных матриц, обеспечивающих минимальную трудоёмкость подготовки исходных данных и минимум занимаемой компьютерной оперативной памяти на этапе выполнения расчётов.

Для расчёта надёжности станции используются такие показатели как:

- ✓ частоты отказов;
- ✓ длительности послеаварийного восстановления;
- ✓ частоты плановых ремонтов;
- ✓ длительности плановых ремонтов;
- ✓ вероятности отказа в срабатывании основных комплектов релейных защит при возникновении КЗ;
- ✓ вероятности отказа в срабатывании при отключении КЗ (только для выключателей).

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \quad (1)$$

где $L(k)$ - логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \tag{2}$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{o.n.} \right\} Q(s/i) L(k), \tag{3}$$

где $q(j)$ - относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е.);

$\lambda(i)$ - частота повреждения i -го элемента схемы (1/год);

$t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч);

$t(j)$ - длительность j -го ремонтного режима работы схемы;

$t_{o.n.}$ - время оперативных переключений (ч);

$Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ или КА.

Произведем расчет трех схем электрических соединений напряжением 330 кВ, предварительно пронумеровав все элементы (рис.1). Показатели надежности элементов схемы напряжением 330 кВ представлены в табл.1.

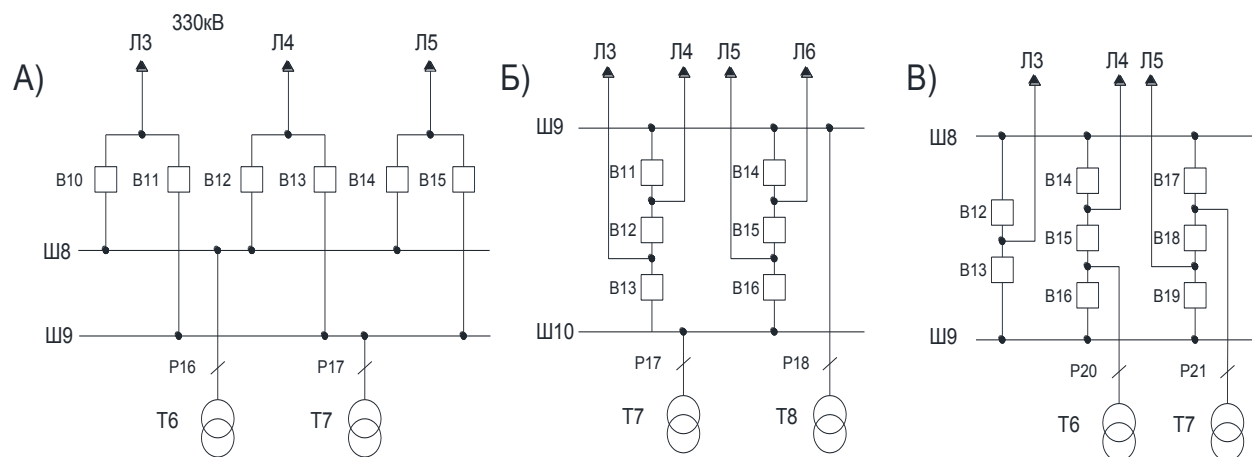


Рисунок 1. Схемы электрических соединений напряжением 330 кВ

Таблица 1 – Показатели надежности элементов

Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время восстановления, ч	Частота планового ремонта, 1/год	Длительность планового ремонта, ч
Схема а «трансформаторы - шины с присоединением линий на два выключателя»				
Мнимые генераторы	0,00010	0	0	0
Высоковольтные линии	0,00200	9	0,500	20
Трансформаторы	0,04100	74	1	30
Шины	0,01300	5	0,166	3
Выключатели	0,02600	30	0,2	137
Схема б «трансформаторы - шины с полуторным присоединением линий»				
Мнимые генераторы	0,00010	0	0	0
Высоковольтные линии	0,00200	9	0,500	20
Трансформаторы	0,04100	74	1	30
Выключатели	0,01300	5	0,166	3
Схема в Полуторная схема				
Мнимые генераторы	0,00010	0	0	0

Высоковольтные линии	0,00200	9	0,500	20
Трансформаторы	0,04100	74	1	30
Шины	0,01300	5	0,166	3
Выключатели	0,02600	30	0,2	137

Схема а) («трансформаторы - шины с присоединением линий на два выключателя») позволяет в случае возникновения КЗ на шине, а также при ремонте одного из выключателей сохранить электроснабжение потребителей. Однако вследствие присоединения линий на два выключателя увеличивается количество операций, необходимых по выводу линии в ремонт. Также в случае КЗ на шине будет лишена часть генерации.

Схема б) («трансформаторы - шины с полупотурным присоединением линий») схожа с полупотурной схемой. Отличие состоит в том, что присоединение трансформаторов выполнено напрямую к шине. К недостаткам такой схемы в дополнение к минусам полупотурной схемы можно отнести отключение трансформатора при КЗ на шинах, а также полное погашение ПС при КЗ на двух шинах одновременно, в то время как для полупотурной схемы даже при таком повреждении при правильном проектировании схемы можно сохранить электроснабжение потребителей.

Схема в) (полупотурная схема) обладает следующими достоинствами:

- При ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе
- Высокая надёжность (все цепи остаются в работе даже при повреждениях на сборных шинах)

- Ремонт оборудования происходит без нарушения работы цепей

- Количество необходимых операций разъединителями значительно меньше, чем в схеме с двумя рабочими и обходной системами шин

Однако такая схема обладает и недостатками:

- Отключение КЗ на линии производится двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей

- Удорожание конструкции РУ при нечётном числе присоединений

- Снижение надёжности в случае, когда число линий не совпадает количеству трансформаторов (возможное отключение одновременно двух линий (трансформаторов))

- Усложнение цепей РЗ

- Увеличение количества выключателей в схеме

Получим следующие результаты:

Таблица 2 - Результаты анализа надёжности

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэффициент неготовности
Схема а)	«трансформаторы - шины с присоединением линий на два выключателя»		
1Т 1Л	0,117	0,51	0,0000068
2Т 3Л	0,0213	0,50	0,0000012
Схема б)	«трансформаторы - шины с полупотурным присоединением линий»		
1Т 1Л	0,224	35,47	0,00091
2Т 4Л	0,096	1,18	0,000129
Схема в)	полупотурная схема		
1Т 1Л	0,112	0,50	0,00000639
2Т 3Л	0,0000981	0,50	0,000000056

По результатам расчётов можно сделать вывод: наиболее надёжной считается полупотурная схема. Для данной схемы вероятность возникновения отказов и время простоя

оборудования наименьшее. Наихудшей считается схема «трансформатор - шины с полуторным присоединением линий» вследствие того, что в случае возникновения КЗ на сборных шинах, действием защит будут отключены выключатели как со стороны линий, так и со стороны трансформаторов. Сравнивая коэффициенты неготовности, можно отметить, что при коде аварии 1Т 1Л коэффициент полуторной схемы меньше коэффициента неготовности схемы «трансформатор - шины с полуторным присоединением линий» в 142,4 раза, а при коде аварии 2Т 3Л – в 23035,7 раза. При проектировании подстанций с такими схемами необходимо предусмотреть установку надёжных коммутационных аппаратов (элегазовых выключателей), позволяющие снизить вероятность их возможных отказов, а также время простоя оборудования.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – 3-е изд. – М., Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. Ред. Профессоров МГЭИ. – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004г.

УДК 621.311

МЕТОД НЬЮТОНА ПРИ ЗАДАНИИ НАГРУЗКИ УЗЛАМИ ТИПА PU

Гославский П.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е. В.

Алгоритмы большинства современных расчетов на электронно-вычислительных машинах (ЭВМ) и анализ расчета установившихся режимов электрических сетей (ЭС) и систем передачи электроэнергии базируются на методах первого порядка и их сочетаниях, в первую очередь на методе Ньютона. Основное достоинство метода заключается в быстрой и устойчивой сходимости, что позволяет определить параметры нормальных эксплуатационных, а также тяжелых и близких к предельным электрическим режимов.

Наиболее распространенными в алгоритмах, реализующих метод Ньютона, являются уравнения в форме баланса мощностей. Причина тому - удобство расчета напряжений основных генераторных узлов типа $P, U = \text{const}$.

Рассмотрим решение уравнений узловых напряжений (УУН) в форме баланса мощности в прямоугольной системе координат, которые с учетом уравнений для n -генераторных узлов, имеющих регулирование напряжения (узлы типа PU), в итоге запишем в виде:

$$\omega_{P_i}(\bar{U}', \bar{U}'') = g_{ii}(U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} g_{ij}(U_i' U_j' + U_i'' U_j'') - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U_i' U_j'' + U_i'' U_j') - P_i = 0, \quad i = \overline{1, n} \quad (1a)$$

$$\omega_{Q_i}(\bar{U}', \bar{U}'') = b_{ii}(U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U_i'' U_j' + U_i' U_j'') - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U_i' U_j'' + U_i'' U_j') - Q_i = 0, \quad i = \overline{1, n} \quad (1b)$$

$$\omega_{Q_i}(\bar{U}', \bar{U}'') = U_i'^2 + U_i''^2 - U_i^2 = 0, \quad i = \overline{1, n_2}, \quad n_1 + n_2 = n \quad (1в)$$

где $\omega_{P_i}, \omega_{Q_i}$ – небаланс активной и реактивной мощности в i -м узле

$Y_{ii} = g_{ii} - jb_{ii}$ – собственная проводимость узлов;

$Y_{ij} = g_{ij} - jb_{ij}$ – взаимная проводимость узлов;

Основу алгоритмов ряда программных комплексов представляет, как правило, полный метод Ньютона, в соответствии с которым решение систем нелинейных уравнений (1) заменяется решением последовательности систем линейных уравнений (СЛУ).

При данном выборе переменных U', U'' получим следующее $2n$ мерное представление СЛУ:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U'} & \frac{\partial W_P}{\partial U''} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U'} & \frac{\partial W_Q}{\partial U''} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \bar{U}' \\ \Delta \bar{U}'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{W}_P \\ \bar{W}_Q \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\text{где } \frac{\partial W_P}{\partial U'} = \left[\frac{\partial W_{P_i}}{\partial U'_j} \right], \frac{\partial W_P}{\partial U''} = \left[\frac{\partial W_{P_i}}{\partial U''_j} \right], \frac{\partial W_Q}{\partial U'} = \left[\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U'_j} \right], \frac{\partial W_Q}{\partial U''} = \left[\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U''_j} \right]$$

- квадратные матрицы-блоки размера n производных небалансов активной и реактивной мощностей по действительным и мнимым составляющим напряжений узлов

\bar{W}_P, \bar{W}_Q – вектор-функций небалансов активных и реактивных мощностей в узлах.

$\Delta U', \Delta U''$ - векторы поправок искомым переменных U', U'' .

Для получения матрицы Якоби системы необходимо выражения четырех собственных

$$\frac{\partial W_{P_i}}{\partial U'_i}; \frac{\partial W_{P_i}}{\partial U''_i}; \frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U'_j}; \frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U''_j}$$

и четырех взаимных элементов

$$\frac{\partial W_{P_i}}{\partial U'_j}; \frac{\partial W_{P_i}}{\partial U''_j}; \frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U'_i}; \frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U''_i}$$

Производные вычисляются следующим образом:

собственные (диагональные) элементы

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U'_i} &= 2g_{ij}U'_i - \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} (g_{ij}U'_j - b_{ij}U''_j) & \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U''_i} &= 2g_{ii}U'_i - \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} (g_{ij}U''_j - b_{ij}U'_j) \\ \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U'_i} &= 2b_{ij}U'_i - \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} (b_{ij}U'_j - g_{ij}U''_j) & \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U''_i} &= 2b_{ii}U'_i - \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} (b_{ij}U''_j - g_{ij}U'_j) \end{aligned} \quad (4)$$

взаимные (недиагональные) элементы:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U'_j} &= -g_{ij}U'_i + b_{ij}U''_i & \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U''_j} &= -g_{ij}U''_i + b_{ij}U'_i \\ \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U'_j} &= -b_{ij}U'_i - g_{ij}U''_i & \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U''_j} &= -b_{ij}U''_i + g_{ij}U'_i \end{aligned} \quad (5)$$

Недиагональные элементы матрицы Якоби нулевые, если узел j непосредственно не связан с узлом i . Для схем реальных ЭС размером в несколько сотен узлов n количество ненулевых элементов в матрице Якоби значительно меньше нулевых. Такие матрицы большого размера ($2n \times 2n$) характеризуются как слабозаполненные или разреженные. Заполненность матриц СЛУ аналогично матрице Y для таких схем составляет несколько процентов.

В общем случае, если схема ЭС содержит n_r опорных генераторных узлов типа $P_i, U_i - const$, то в матрице Якоби диагональные элементы производных реактивных небалансов $\partial \omega_{Q_i} / \partial U'_i$; $\partial \omega_{Q_i} / \partial U''_i$ заменяются производными уравнений (1 б) вида:

$$\frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U'_i} = 2U'_i; \quad \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U''_i} = 2U''_i; \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (6)$$

Число уравнений узловых напряжений (1) в этом случае также остаётся равным $2n$.

Решение СЛУ (2) выполняется преимущественно методом упорядоченного исключения переменных по Гауссу, например, с разделением матрицы коэффициентов на верхнюю и нижнюю треугольные части, что может дать значительную экономию в количестве вычислений и объеме памяти, и, в итоге, увеличить точность и скорость решения СЛУ. Отмеченная операция (2) выполняется неоднократно, а поэтому эффективность решения СЛУ во многом определяет эффективность алгоритма Ньютона в целом.

Определение поправок переменных $\Delta U', \Delta U''$ из линеаризованных уравнений (2) соответствует внутреннему итерационному процессу метода Ньютона. Уточнение значений переменных выполняется на внешнем k -м шаге метода в соответствии с выражениями:

$$U_i^{(k)} = U_i^{(k-1)} + \Delta U_i^{(k)}, \quad U''_i^{(k)} = U''_i^{(k-1)} + \Delta U''_i^{(k)}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (7)$$

При таком выборе переменных для узлов типа $P_i, U_i - const$ неизвестные значения Q_i^r вычисляются в процессе расчета по формуле:

$$Q_i^c = b_{ii}U_i^2 - \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U'_i U'_j + U''_i U''_j) + \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} g_{ij}(U'_i U'_j - U''_i U''_j), \quad i = 1, 2, \dots, n_2$$

Модуль напряжения U_i в опорных узлах поддерживается неизменным, если расчётные значения реактивной мощности Q_i находятся в допустимых пределах: $Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}$. Другими словами, напряжение может поддерживаться неизменным только при наличии достаточного резерва реактивной мощности в узле. Если полученное значение Q_i^F таково, что нарушаются указанные ограничения то расчетная величина Q_i^F заменяется нарушенным предельным значением Q_i^{\max} или Q_i^{\min} . Данный генераторный узел становится неопорным ($P_i, U_i - const$), а его напряжение как зависимая величина определяется из решения СЛУ (2). Выполняется смена состава зависимых и независимых переменных генераторных узлов (смена базиса). Определяются по (7) новые значения переменных, в том числе напряжение неопорного генераторного узла, т.е.:

$$U_i^z = \sqrt{U_i'^2 + U_i''^2}$$

После того как на k -й итерации получены значения неизвестных $U^{(k)}, U''^{(k)}$ и соответствующие им невязки уравнений (1), расчет напряжений заканчивается, если погрешность балансирования уравнений не более допустимой величины η :

$$\omega_i(U^{(k)}) = \sqrt{\omega_{P_i}^2(U^{(k)}) + \omega_{Q_i}^2(U^{(k)})} \leq \eta, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (9)$$

Величина допустимой невязки УУН зависит от назначения расчета, класса номинального напряжения рассчитываемой сети и других факторов. Так, при расчете режимов местных и районных ЭС значения η следует принять в пределах 0.1 – 0.5 МВ·А.

В итоге отметим, что итерационный процесс вычисления напряжений методом Ньютона осуществляется в соответствии со следующей схемой:

- а) определение расчетных мощностей узлов и небалансов уравнений (1);
- б) вычисление элементов, формирование матрицы Якоби (4) – (6) и решение линеаризованных уравнений (2);
- в) уточнение искомых напряжений в узлах по (7);
- г) контроль точности решения в соответствии (9) и так далее до сходимости итерационного процесса или фиксации его расходимости.

Расчет практической задачи проведем в программе RastrWin3, так как внутренний цикл расчета в программе производится по методу Ньютона. Схема и исходные данные приведены на рисунке 1.

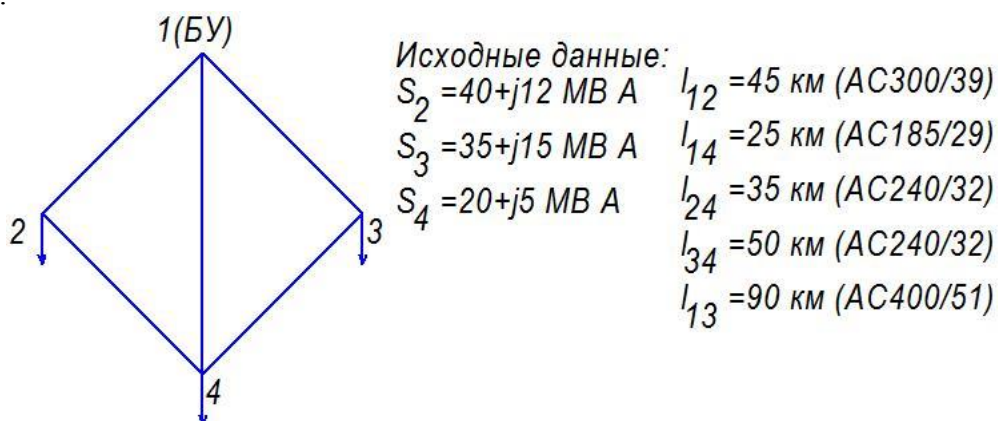


Рисунок 1 – Схема электрической сети и ее исходные данные

Узел 1 задается как балансирующий, узлы 2 и 3 принимаются за генераторные, узел 4 как нагрузочный. Предел регулирования значений для генераторных узлов примем в

пределах от $Q_i^{\min} = -0.5P_i$ и $Q_i^{\max} = 0.5P_i$. Тогда таблица с данными для ветвей и узлов в программе RastrWin3 запишется в следующем виде:

Таблица 1 – Параметры ветвей и узлов в программе RastrWin3

Ветви																		
O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название	R	X	B	Кт/л	N_янк	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1		ЛЭП	1	2			-	4,41	19,30	-118,0				-33	10		92	
2		ЛЭП	2	4			-	6,75	37,80	-243,0				7	6		23	
3		ЛЭП	3	4			-	6,05	21,75	-130,0				-2	9		24	
4		ЛЭП	1	4			-	4,24	15,22	-91,0				-25	12		73	
5		ЛЭП	1	3			-	4,05	10,32	-68,8				-32	7		85	

Узлы																		
O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Тер...
1		База	1		220					90,3	-29,4					220,00		
2		Ген	2		220			40,0	12,0		11,1	220,0	-20,0	20,0		220,00	-0,80	
3		Ген+	3		220			30,0	15,0		10,0	220,0	-10,0	10,0		219,67	-0,42	
4		Нагр	4		220			20,0	5,0		9,7					220,21	-0,50	

Как видно из таблицы «узлы» в узле 2 генерации реактивной мощности достаточно, чтобы поддерживать напряжение в заданном значении, а вот в узле 3 генерации реактивной мощности недостаточно, поэтому значение реактивной мощности принимается предельным для этого диапазона и этот узел становится неопорным, а его напряжение как зависимая величина определяется из решения СЛУ.

Схема электрической сети с рассчитанными параметрами приведена на рисунке 2.

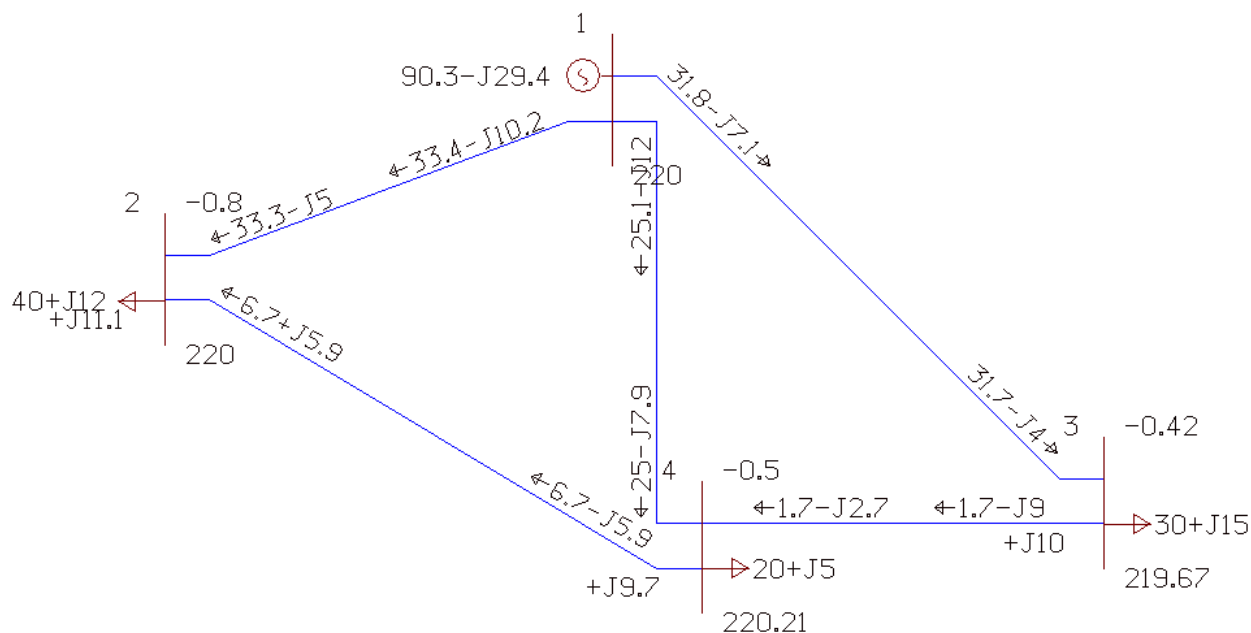


Рисунок 2 – Схема электрической сети в программе RastrWin3

Литература

1. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии/ Герасименко А.А., Федин В.Т. – Изд. 2-е – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715, [2]с. – (Высшее образование).

УДК 621.315.1

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Позняк Б.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

JavaScript — мультипарадигменный язык программирования. Поддерживает объектно-ориентированный, императивный и функциональный стили. Является реализацией языка ECMAScript.

JavaScript обычно используется как встраиваемый язык для программного доступа к объектам приложений. Наиболее широкое применение находит в браузерах как язык сценариев для придания интерактивности веб-страницам.

Основные архитектурные черты: динамическая типизация, слабая типизация, автоматическое управление памятью, прототипное программирование, функции как объекты первого класса.

На JavaScript оказали влияние многие языки, при разработке была цель сделать язык похожим на Java, но при этом лёгким для использования непрограммистами. Языком JavaScript не владеет какая-либо компания или организация, что отличает его от ряда языков программирования, используемых в веб-разработке.

Название «JavaScript» является зарегистрированным товарным знаком компании Oracle Corporation.

JavaScript является объектно-ориентированным языком, но используемое в языке прототипирование обуславливает отличия в работе с объектами по сравнению с традиционными класс-ориентированными языками. Кроме того, JavaScript имеет ряд свойств, присущих функциональным языкам — функции как объекты первого класса, объекты как списки, карринг, анонимные функции, замыкания — что придаёт языку дополнительную гибкость.

Несмотря на схожий с Си синтаксис, JavaScript по сравнению с языком Си имеет коренные отличия:

- 1) объекты с возможностью интроспекции;
- 2) функции как объекты первого класса;
- 3) автоматическое приведение типов;
- 4) автоматическая сборка мусора;
- 5) анонимные функции.

В языке отсутствуют такие полезные вещи, как:

- 1) модульная система: JavaScript не предоставляет возможности управлять зависимостями и изоляцией областей видимости;
- 2) стандартная библиотека: в частности, отсутствует интерфейс программирования приложений по работе с файловой системой, управлению потоками ввода-вывода, базовых типов для бинарных данных;
- 3) стандартные интерфейсы к веб-серверам и базам данных;
- 4) система управления пакетами, которая бы отслеживала зависимости и автоматически устанавливала их.

Целью работы являлось создание программы по расчёту потерь электроэнергии в электрических сетях, на языке программирования JavaScript.

Программа предназначена для расчета разомкнутой электрической сети. Для того чтобы осуществить расчет необходимо последовательно и внимательно выполнить следующие действия:

1. Откройте файл index.html в любом удобном для вас браузере(Chrome, Firefox, Safari).

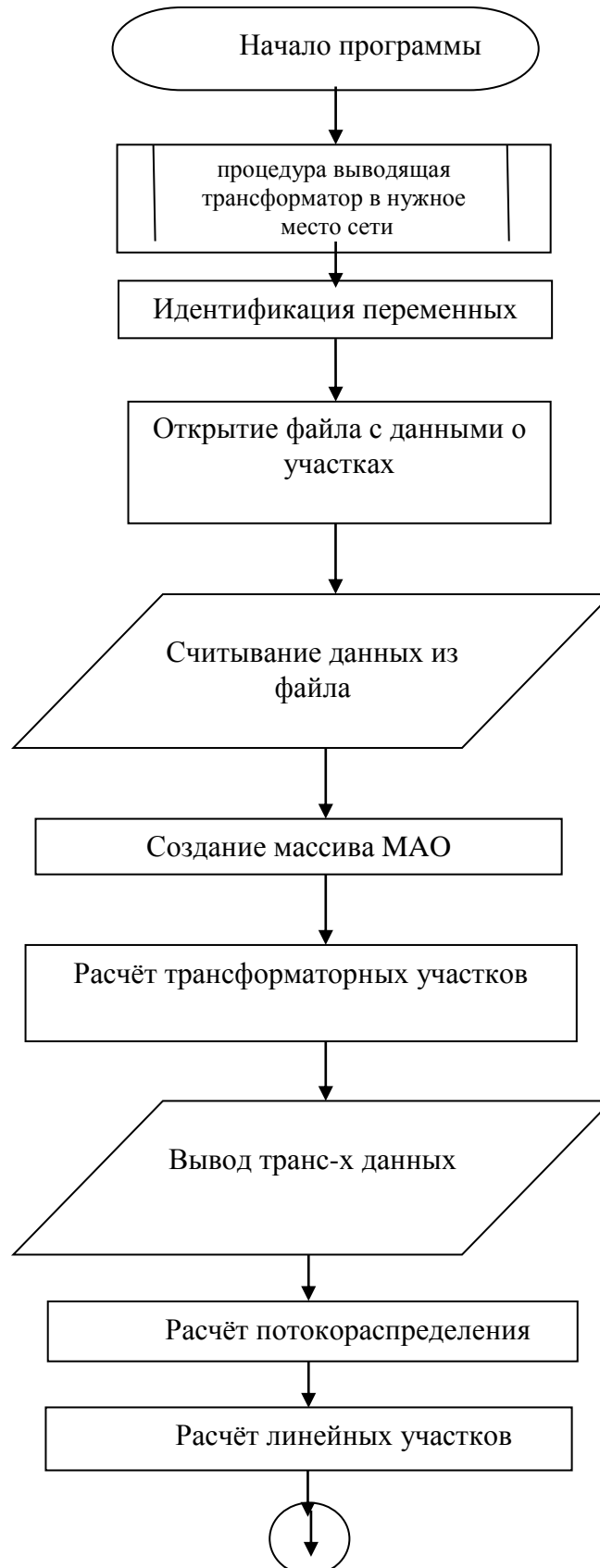
2. Пронумеруйте заданную схему электрической сети. Нумерация узлов схемы выполняется в произвольном порядке арабскими цифрами. При этом нужно учитывать, что номер начала головного участка (источник питания) обязательно задается цифрой 1.

3. Введите каждый из параметров для данного участка.

4. Нажмите кнопку «Ввод», далее кнопку «Расчет».

Данная программа содержит графическое представление результатов расчёта электрических сетей.

Блок-схема и алгоритм решения задачи



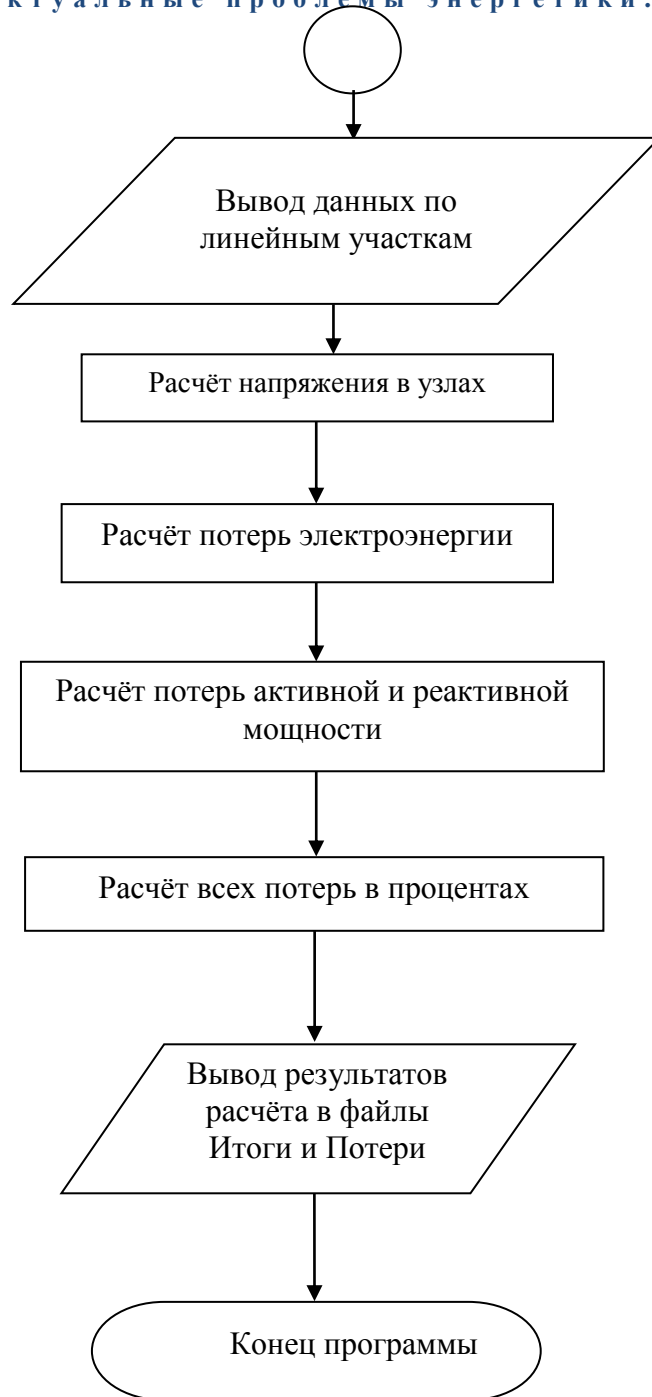


Схема 1. Общий алгоритм решения задачи.

Ввод данных					Ввод
Линия	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	Расчет Добавить участок Удалить участок Очистить все
Линия	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	

Рисунок 1. Ввод данных по каждому участку.

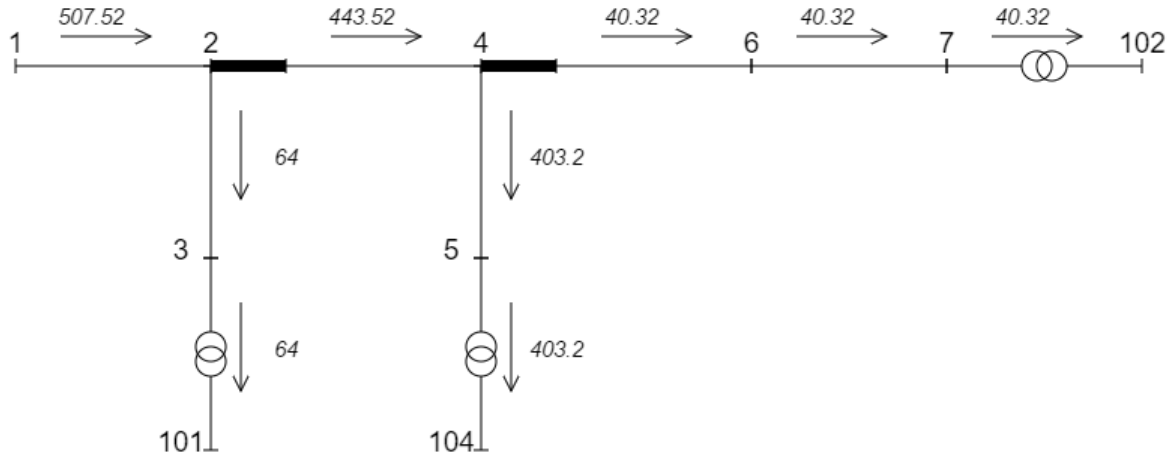


Рисунок 2. Графическое представление потерь электроэнергии рассматриваемого участка разомкнутой электрической сети.

Потери реактивной мощности



Потери активной мощности



Потери электроэнергии



Рисунок 2. Графическое представление различных потерь в виде интерактивных круговых диаграмм.

Литература

1. Фурсанов М. И. Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи. Учебно-методическое пособие. – Мн.: БНТУ, 2005
2. Фурсанов, М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М.И. Фурсанов . - Минск : Белэнергосбережение, 2006. - 207 с. : ил.
3. <https://learn.javascript.ru/>
4. <http://jquery.com/>
5. <http://htmlbook.ru>

УДК 621.315.1

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Веракса Р.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

PascalABC.NET – это система программирования и язык Pascal нового поколения для платформы Microsoft .NET. Язык PascalABC.NET содержит все основные элементы современных языков программирования: модули, классы, перегрузку операций, интерфейсы, исключения, обобщенные классы, сборку мусора, лямбда-выражения, а также некоторые средства параллельности, в том числе директивы OpenMP. Система PascalABC.NET включает в себя также простую интегрированную среду, ориентированную на эффективное обучение современному программированию.

Язык Паскаль был разработан швейцарским ученым Никлаусом Виртом в 1970 г. как язык со строгой типизацией и интуитивно понятным синтаксисом. В 80-е годы наиболее известной реализацией стал компилятор Turbo Pascal фирмы Borland, в 90-е ему на смену пришла среда программирования Delphi, которая стала одной из лучших сред для быстрого создания приложений под Windows. Delphi ввела в язык Паскаль ряд удачных объектно-ориентированных расширений, обновленный язык получил название Object Pascal. С версии Delphi 7 язык Delphi Object Pascal стал называться просто Delphi. Из альтернативных реализаций Object Pascal следует отметить многоплатформенный open source компилятор Free Pascal.

Создание PascalABC.NET диктовалось двумя основными причинами: устаревание стандартного языка Pascal и систем, построенных на его основе (Free Pascal), а также необходимость в современной простой, бесплатной и мощной интегрированной среде программирования.

Целью работы являлось создание программы по расчёту потерь электроэнергии в электрических сетях, на базе системы программирования PascalABC.NET.

Программа предназначена для расчета разомкнутой электрической сети. Для того чтобы осуществить расчет необходимо последовательно и внимательно выполнить следующие действия:

1. Необходимо пронумеровать заданную схему электрической сети. Нумерация узлов схемы выполняется в произвольном порядке арабскими цифрами. При этом нужно учитывать, что номер начала головного участка (источник питания) обязательно задается цифрой 1.

2. Создайте файл Входная таблица.txt. Он должен содержать данные о характеристиках понижающих трансформаторов и линиях.

3. Запустите программу Program.pas. Далее следуйте указаниям.

4. Откройте файл Таблица.txt и посмотрите конечные результаты.

Данная программа содержит графическое представление результатов расчёта электрических сетей.

Фрагмент текста программы (Сортировка исходной информации, вторые адресные отображения, Расчёт трансформаторных участков и расчет линейных участков):

```
{Сортировка исходной информации}
for a:=1 to i-1 do
begin
maxn:=n[a];
maxk:=k[a];maxrO:=rO[a];maxxO:=xO[a];maxli:=li[a];maxSnom:=Snom[a];maxcosf:=cosf[a];maxUnom:=
Unom[a];maxPzk:=Pzk[a];
```



```

maxTma:=Tma[a];maxPxx:=Pxx[a];maxQxx:=Qxx[a];maxIxx:=Ixx[a];maxUkz:=Ukz[a];maxtgf:=tgf[a] ;
v:=a;
forb:=a+1 to 1 do
  if(n[b]<maxn) or ((n[b]=maxn) and (k[b]<maxk)) then
    begin
      maxn:=n[b];maxk:=k[b];      maxrO:=rO[b];maxxO:=xO[b];maxli:=li[b];      maxSnom:=Snom[b];
      maxcosf:=cosf[b];maxUnom:=Unom[b];maxPkz:=Pkz[b];
      maxTma:=Tma[b];maxPxx:=Pxx[b];maxQxx:=Qxx[b];maxIxx:=Ixx[b];maxUkz:=Ukz[b];maxtgf:=tgf[b];v:=b; end;
      n[v]:=n[a];n[v]:=k[a]; rO[v]:=rO[a]; xO[v]:=xO[a]; li[v]:=li[a]; kzj[v]:=kzj[a]; Snom[v]:=Snom[a];
      cosf[v]:=cosf[a]; Unom[v]:=Unom[a]; Pkz[v]:=Pkz[a]; Tma[v]:=Tma[a]; Pxx[v]:=Pxx[a]; Qxx[v]:=Qxx[a];
      Ixx[v]:=Ixx[a]; Ukz[v]:=Ukz[a]; tgf[v]:=tgf[a];
      n[a]:=maxn; k[a]:=maxk;rO[a]:=maxrO; xO[a]:=maxxO; li[a]:=maxli; Kzj[a]:=maxkzj; Snom[a]:=maxSnom;
      cosf[a]:=maxcosf; Unom[a]:=maxUnom; Pkz[a]:=maxPkz; Tma[a]:=maxTma; Pxx[a]:=maxPxx;Qxx[a]:=maxQxx;
      Ixx[a]:=maxIxx; Ukz[a]:=maxUkz; tgf[a]:=maxtgf;end;
      {вторыеадресныеотображения}
      fora:=1 to ido
        forb:=1 to ido
          ifn[b]=k[a]
            then begin ao[b]:=a; break;end;
            a:=i;
            {Расчёт трансформаторных участков}
            assign(f1,'trans.txt');
            rewrite(f1);
            writeln(f1,'Sj':7,'Pj':16,'Qj':16,'dPj':16,'dQj':16,'Wpj':16,'Wqj':19,'Ij':16,'dQxxj':16,'dWxxj':13,'dWj':17);
            fori:=1 to a do
              ifli[i]=0 then begin
                Sj[i]:=kz[i]*Snom[i];
                Pj[i]:=Sj[i]*cosf[i];
                Qj[i]:=Sj[i]*sqrt(1-sqr(cosf[i]));
                rj[i]:=Pkz[i]*sqr(Unom[i])/sqr(Snom[i]);
                dPj[i]:=(sqr(Pj[i])+sqr(Qj[i]))*rj[i]/sqr(Unom[i]);
                zj[i]:=(Ukz[i]*sqr(Unom[i]))/(100*Snom[i]);
                xj[i]:=sqrt(sqr(zj[i])-sqr(rj[i]));
                dQj[i]:=(sqr(Pj[i])+sqr(Qj[i]))*xj[i]/sqr(Unom[i]);
                Wpj[i]:=Pj[i]*Tma[i];
                Wqj[i]:=Wpj[i]*tgf[i];
                kzj[i]:=Tma[i]/8760;
                kf2j[i]:=(0.16/kz[i])+0.82;
                Ij[i]:=Pj[i]/(sqrt(3)*0.38*cosf[i]);
                dQxxj[i]:=Ixx[i]*Snom[i]/100;
                dWxxj[i]:=Pxx[i]*8760;
                dPt:=dPt+dPj[i];
                dQt:=dQt+dQj[i];
                dPxx:=dPxx+Pxx[i];
                dQxx:=dQxx+Qxx[i];
                dWxx:=dWxx+dWxxj[i];
                dU[i]:=(Qj[i]*xj[i]+rj[i]*Pj[i])/(Unom[i]*1000);
                dWj[i]:=(sqr(Wpj[i])*(1+sqr(tgf[i]))*rj[i]*sqr(kf2j[i]))/8760/sqr(Unom[i]);
                writeln(f1,nom[i],Sj[i]:10:3,' кВТ',Pj[i]:10:3,' кВТ',Qj[i]:10:3,' кВа',dPj[i]:10:3,' кВТ',dQj[i]:10:3,' кВа',Wpj[i]:12:3,'
                кВТ*ч',Wqj[i]:12:3,' кВТ*ч',Ij[i]:12:3,' А',dQxxj[i]:12:3,' кВа',dWxxj[i]:12:3,' кВТ*ч',dWj[i]:12:3,' кВТ*ч');
                dWt:=dWt+dWj[i];
              end;
            close(f1);
            fori:=1 to a do begin
              p[i]:=pj[i];
              q[i]:=qj[i];
              wpi[i]:=wpj[i];
              wqi[i]:=wqj[i];
            end;
            {Потокораспределение}
            fori:=a downto 1 do
              forj:=1 to a do
                ifK[j]=N[i] then
                  begin
                    ri[i]:=rO[i]*li[i];
                    xi[i]:=xO[i]*li[i];

```

```

q[j]:=q[i]+q[j];
wpi[j]:=wpi[i]+wpi[j];
wqi[j]:=wqi[i]+wqi[j];
Unomi[j]:=Unom[i];
end;

dQli[i]:=(sqr(p[i])+sqr(q[i]))*xi[i]/(sqr(Unomi[i])*1000);
dPli[i]:=(sqr(p[i])+sqr(q[i]))*ri[i]/(sqr(Unomi[i])*1000);
Tmai[i]:=Wpi[i]/p[i];
kzi[i]:=Tmai[i]/8760;
kf2i[i]:=0.16/kzi[i]+0.82;
tgfl[i]:=wqi[i]/wpi[i];
dWi[i]:=(sqr(Wpi[i])*(1+sqr(tgfl[i]))*sqr(kf2i[i])*ri[i])/
(sqr(Unomi[i])*8760
*1000);
dUi[i]:=(ri[i]*p[i]+xi[i]*q[i])/
(Unomi[i]*1000);
dQl:=dQl+dQli[i];
dPl:=dPl+dPli[i];
dWl:=dWl+dWi[i];
end;
    
```

Блок-схема и алгоритм решения задачи представлены на рисунке 1.

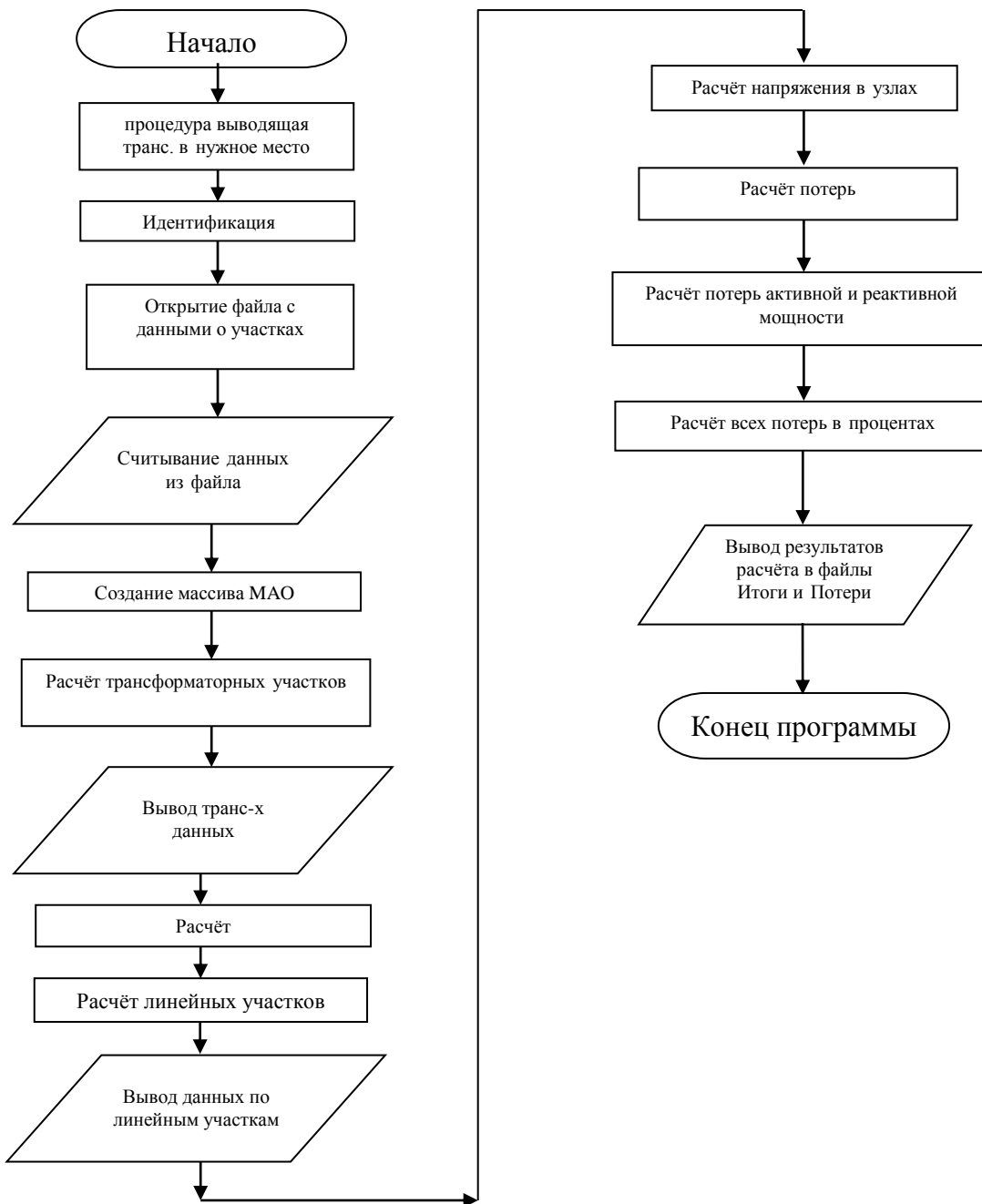


Рисунок 1 – Общий алгоритм решения задачи.

Результаты работы графической части программы представлены на рисунках 2 и 3.

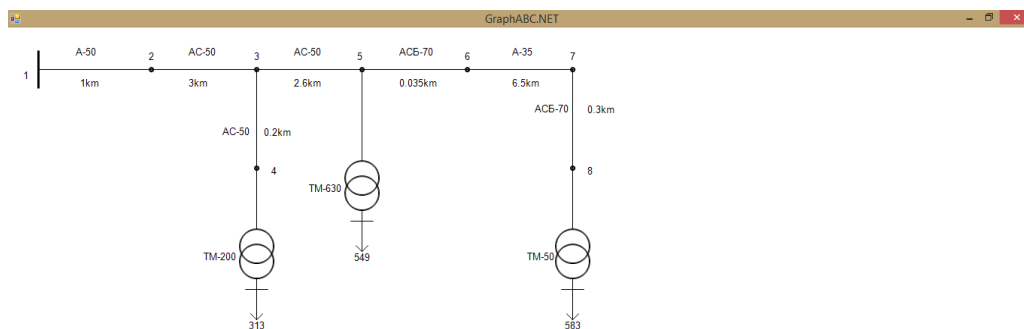


Рисунок 2. Графическое представление рассматриваемого участка разомкнутой электрической сети.

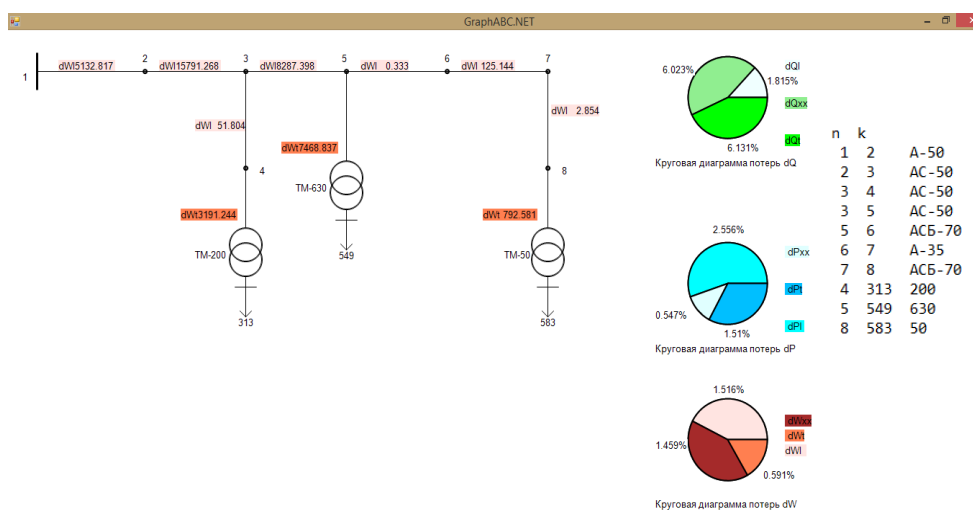


Рисунок 3. Графическое представление потерь электроэнергии рассматриваемого участка разомкнутой электрической сети.

Литература

1. Фурсанов М. И. Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи. Учебно-методическое пособие. – Мн.: БНТУ, 2005
2. Фурсанов, М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М.И. Фурсанов . - Минск :Белэнергосбережение, 2006. - 207 с. : ил.
3. <http://pascalabc.net/stati-po-pascalabc-net/obuchenie-programmirovaniyu/16-grafika-grafika-grafika-chast-1-vvedenie>

УДК 004.021

АЛГОРИТМ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМЕ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Голета Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Современную жизнь невозможно представить без вычислительной техники. Технологический прогресс позволил нам постоянно иметь под рукой средство коммуникации или вычислительное устройство с весьма широким набором функций. На бытовом уровне люди каждый день используют компьютеры, телефоны и другие устройства, так как они в огромной мере ускоряют жизнь и делают нас более мобильными.

Еще большее влияние изобретение электронных вычислительных устройств оказало на промышленность, энергетику и другие отрасли профессиональной деятельности людей, связанные с обработкой большого количества информации. Теперь инженеры не привязаны в огромным и дорогостоящим аналоговым устройствам, все необходимые инструменты теперь помещаются в небольшом корпусе обычного компьютера. Вычислительная техника, на современном этапе развития, имеет весьма мощную аппаратную часть, которой хватает для решения большинства задач, однако для правильной работы только мощной аппаратной части недостаточно. Очень часто быстрое выполнение работы зависит от программного обеспечения. Существует большое количество математических пакетов, позволяющие обрабатывать массивные объемы информации затрачивая относительно небольшие временные ресурсы, но куда эффективнее иметь под рукой набор специализированных программ. Особенно эффективной работа в них будет при знании инженером алгоритмов, по которым работает эта программа. Это позволит избежать неприятных ошибок, часто имеющих критическое значение, и существенно ускорит выполнение задачи, так как для получения правильных результатов необходимо всего-навсего корректно ввести начальные данные. Причем немаловажно что, с появлением высокоуровневых языков программирования, написание таких программ не вызовет сложностей даже у специалистов, не имеющих образования в области программирования. Начальные знания, необходимые для написания простейших программ, находятся в свободном доступе и их изучение не вызовет сложностей благодаря огромной базе пояснительной литературы. Немаловажным фактором является и наличие дисциплин, связанных с языками программирования, в учебных курсах высших учебных заведений.

Примером может являться курс изучения информатики в Белорусском национальном техническом университете на Энергетическом факультете. Базовые знания, полученные на лекционных занятиях и в ходе выполнения лабораторных работ, дают возможность приступить к написанию курсовой работы. Целью ее является закрепление студентами основ программирования путем написания полноценной программы для определения суммарных потерь электроэнергии в схеме разомкнутой электрической сети по известным аналитическим соотношениям на одном из высокоуровневых языков программирования, ознакомление со специальной терминологией, приобретение навыков написания и отладки программ. Студенты получают необходимые знания и навыки работы с вычислительными устройствами в процессе обучения и для решения практических задач в будущем.

Для выполнения курсовой работы, студенты могут использовать учебно-методическое пособие «Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи» Михаила Ивановича Фурсанова, а также иную литературу по высокоуровневым языкам программирования. В методическом пособии доступно изложен теоретический материал, а также рекомендации к выполнению, так что каких-либо специальных знаний работа не требует.

Рассмотрим выполнение работы более подробно. В первую очередь студент должен изучить задание, разобраться с полученной схемой сети, а также определить исходные

данные и провести ручной расчет. Определение промежуточных и конечных результатов расчета ускорит отладку программы. Все необходимые теоретические сведения для ручного расчета имеются в методическом пособии. После получения результатов необходимо разработать алгоритм программы, составить блок-схему программы, написать блок ввода и печати исходных данных.

Алгоритм программы должен содержать все действия, которые выполняет программа, а блок-схема дает графическое представление о алгоритме. Упрощенный пример блок-схемы показан на рис. 1.

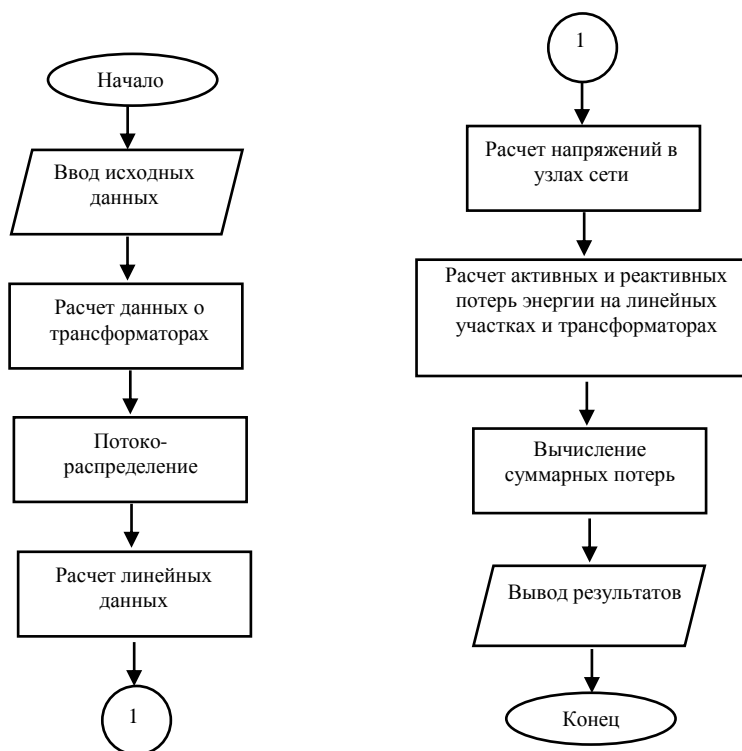


Рисунок 1

Причем каждый элемент этой схемы на рис.1 разбивается на более простую, например, элемент «ввод исходных данных» представлен на рис.2: Перед написанием блока ввода исходных данных, необходимо идентифицировать переменные – присвоить каждой составляющей расчета соответствующее имя. Например, L – длина участка линии, задается массивом данных, так как в сети мы имеем несколько линий, P – суммарные потери активной мощности, определяется вещественным числом, и т.д.

Блок-схема ввода исходных данных о трансформаторах представлена на рис.2. При написании этого блока следует обратить внимание на создание файла, из которого в последствии будут записываться данные. Значения параметров для каждого элемента целесообразно записывать упорядочено в строку, с последующим переходом на новую строку для каждого нового элемента.

Далее можно приступать к написанию текста самой программы. Разработку программы можно осуществлять на основе использования процедур и функций, или писать всю программу целиком. Первый вариант является предпочтительным, так как легче проверить результаты вычисления каждой подпрограммы и сопоставить с результатами ручного расчета, что существенно облегчает отладку. Как видим из общего алгоритма (рис.1), всю программу можно разделить на отдельные части: расчет трансформаторных данных, потокораспределение, расчет линейных данных, расчет напряжений в узлах сети, расчет активных и реактивных потерь мощности на трансформаторных и линейных участках, вычисление суммарных потерь, вывод результатов. В предложенном ранее методическом

пособии изложены теория и примеры решения основных трудностей, возникающих в ходе написания программы. Вывод результатов следует реализовать с помощью вывода в файл для более наглядного представления и сохранения информации. Нетрудно догадаться, что файл вывода должен содержать все результаты расчетов в упорядоченном виде. Оптимальным и самым наглядным вариантом будет вывод результатов в виде нескольких таблиц.

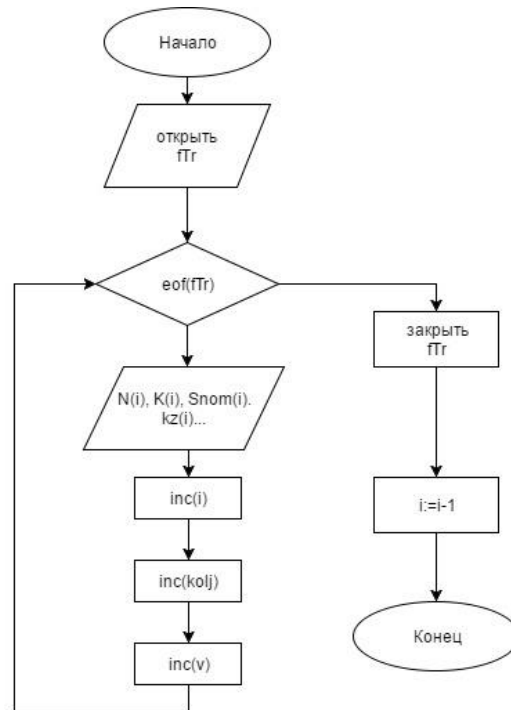


Рисунок 2

Написав такую программу, мы сможем легко и безошибочно определить потери электроэнергии в схеме разомкнутой электрической сети, состоящей из трансформаторных и линейных участков, любой сложности. Для этого нам всего лишь необходимо внести начальные условия в соответствующий файл. И даже такая простая программа существенно ускоряет выполнение расчетов на практике. Таким образом, современные технологии в области вычислительной техники дали ощутимый толчок развитию самых разных технических областей. А с помощью современных высокоуровневых языков программирования, любой может написать именно ту программу, которая ему необходима для использования в практической деятельности.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи: учебно-метод. пособие к курсовой работе по дисциплине «Информатика» для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / М. И. Фурсанов. – Мн.: БНТУ, 2005. – 56 с.

УДК 004.021

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Камыш В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

В учебном процессе знания вычислительной техники и программирование необходимы, поскольку ряд специальных дисциплин, учебных, курсовых и дипломных проектов, учебно-исследовательских работ выполняется с применением ЭВМ или полностью на них.

Темой данной курсовой работы является разработка алгоритма, составление и отладка программы на персональной электронной вычислительной машине для расчетов режима и потерь электроэнергии в распределительной электрической сети 0,4 кВ.

Для выполнения работы первоначально необходимо разработать блок-схему и алгоритм решения, используя основные аналитические соотношения, проверить работоспособность алгоритма вручную, написать программу, идентифицировать переменные, использованные в программе, разработать формы входной и выходной печати, вывести результаты расчета в табличной форме в отдельный файл и сравнить их с результатами ручного расчета.

Данная программа написана на языке PascalABC.NET версии 3.0, которая является улучшенной и современной версии языка PascalTurbo, которая была разработана в 1970 году Никлаусом Виртом.

Почему же была выбрана эта среда программирования? Давайте взглянем на ее преимущества:

1. PascalABC.NET является легковесной и мощной средой разработки программ.
2. PascalABC.NET – мощный и современный язык программирования. Данная среда содержит практически все возможности языка C#.
3. PascalABC.NET расширен современными языковыми возможностями для легкого, компактного и понятного программирования.
4. PascalABC.NET опирается на платформу Microsoft.NET - её языковые возможности и библиотеки, что делает его гибким, эффективным, постоянно развивающимся.
5. Компилятор, встроены в PascalABC.NET генерирует код, выполняющийся так же быстро, как и код на C#.

Программа PascalABC.NET ориентирована на создание проектов малой и средней сложности, что позволяет в ней легко разобраться, а также помогает понять основы современного программирования в полном объеме.

Мнение, что язык Паскаль устарел и утрачивает свои позиции, основано на представлении о старом Паскале и старых средах программирования, и это является ошибкой. Данная среда активно развивается и полностью соответствует поставленным перед ней задачам.

Согласно заданию нам был дан разветвленный участок схемы сети 0,4 кВ.

Были заданы по условию марки проводов и марки трансформаторов. Для дальнейшего расчета потерь данной схемы необходимо было пронумеровать участки. Все участки схемы делятся на линейные и трансформаторные. Линейные участки на схеме имеют обозначение типа 1-2,2-3,2-4 и т.д.; трансформаторные 3-101,4-102 и т.д. Данное решение позволяет отличать трансформаторные участки от линейных, не зная схемы, что необходимо при выполнении программы.

По условию выполнения курсовой работы требуется рассчитать цепь вручную. Для расчета потребовалась дополнительная информация, которая была взята из методических указаний.

Потери электроэнергии на линейных участках определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{л}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_i = \sum_{i=1}^n \frac{W_{pi}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_i)}{U_{\text{ном}}^2 T} k_{\varphi i}^2 r_i, \quad (1)$$

где W_{pi} – поток активной энергии на i -м линейном участке схемы, кВт·ч;

$\text{tg} \varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

T – расчетный период (месяц, квартал, год), ч;

$k_{\varphi i}$ – коэффициент формы графика нагрузки, о.е.;

r_i – активное сопротивление i -го участка линии, Ом.

Аналогичным образом определяются нагрузочные потери электроэнергии на трансформаторных участках. [1]

Потери мощности на участках прямо пропорционально зависят от квадрата мощности проходящей через эти участки, квадрата коэффициента реактивной мощности, квадрата коэффициента заполнения графика, а также от сопротивления участка и обратно пропорционально от квадрата напряжения участка и расчетного периода.

Из этого можно сделать вывод, что для достижения минимальных потерь необходимо уменьшать коэффициент реактивной мощности, и увеличивать напряжения участков сети. Поэтому мы и видим линии различных классов напряжения.

Написанная мною программа позволяет рассчитывать потери в распределительной сети 0,4 кВ. При небольших улучшениях программа позволяет считать и более сложные цепи различных классов напряжений. Это делает эту программу практически универсальной.

Код программы был максимально оптимизирован для получения хорошего быстродействия и минимальной нагрузки на вычислительную систему.

Для удобства пользования исходная информация вводится в два разных файла, отдельно для линий и отдельно для трансформаторов.

Вывод основной информации производится в отдельный файл и сведен в таблицу, что упрощает чтение результатов. При необходимости можно выводить и промежуточные расчёты для более точного выяснения на каких участках и по каким причинам происходят потери.

Также программа предусматривает графический вывод, для более наглядного анализа полученной информации.

Графический вывод является динамическим, т.е. его результаты изменяются с изменением начальных данных, что опять-таки доказывает универсальность программы.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи: учебно-метод. пособие к курсовой работе по дисциплине «Информатика» для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / М. И. Фурсанов. – Мн.: БНТУ, 2005. – 56 с.

УДК 621.316.11

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6 – 10 КВ

Томиловский А.И.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

Функционирование электроэнергетической системы связано с большими материальными затратами. Поэтому важно использовать материальные ресурсы с наибольшей эффективностью в соответствии со всеми требованиями, которые предъявляются к современной электроэнергетической системе.

Известно, что при оптимальном сочетании топологических параметров электрических сетей (типы и номинальные мощности трансформаторов, марки и сечения проводов, длины ЛЭП и т.д., включая характеристики располагаемых средств регулирования) и электрических нагрузок существует некоторый теоретически возможный минимум технологического расхода электрической энергии и минимум стоимости передачи электрической энергии [3]. Для определения и достижения данных минимумов необходимо иметь точную исходную информацию, осуществлять быстрое и математически точное решение оптимизационных задач, а также иметь возможность в тот же момент применять полученное теоретическое решение на практике в условиях эксплуатации. Точность расчета, анализа и разработки мероприятий по снижению потерь электроэнергии напрямую зависит от точности и объема исходной информации.

Справедливо говорить лишь о необходимости работы сети при минимуме стоимости передачи электроэнергии, так как минимум потерь не отражает минимума затрат на передачу энергии. Оптимизация распределительной сети должна производиться с учетом динамики роста нагрузок на стадии долгосрочного проектирования сетей, потому что применение некоторых оптимизационных мероприятий: замены трансформаторов, замены проводов при неправильном подходе может потребовать дополнительной их замены уже в условиях эксплуатации, что будет связано с лишними затратами. Отыскание минимума стоимости передачи электрической энергии, разработка комплекса мероприятий по снижению потерь электроэнергии представляет высокую сложность и может быть решена только с применением современного вычислительного оборудования. Дополнительной сложностью в решении является то, что при решении задачи должен применяться системный подход. С этой точки зрения неправильно говорить об эффективности какого-то конкретного мероприятия и внедрять его повсеместно. При этом для каждой распределительной сети очередность и эффективность отдельного мероприятия будет меняться. Таким образом, в общем случае при разработке плана мероприятий по снижению потерь речь должна идти не о последовательном переборе определенного числа мероприятий и выборе наиболее эффективных из них по заданному критерию, а об оптимальном комплексе организационных и технических мероприятий по снижению потерь в распределительных сетях. Этот комплекс должен учитывать взаимное влияние мероприятий друг на друга, а также другие показатели работы сети [4]. При этом эффективность каждого последующего мероприятия определяется с учетом уже достигнутого эффекта от применения предыдущих мероприятий. Новое мероприятие должно внедряться с учетом изменения параметров состояния сети на предыдущем шаге оптимизации. В первую очередь должны выполняться организационные мероприятия и мероприятия по совершенствованию расчетного и технического учета электроэнергии [2], а только во вторую – технические мероприятия. Часто выделенных средств на проведение оптимизационных мероприятий бывает недостаточно для полной оптимизации сети, поэтому должно планироваться выполнение наиболее эффективных мероприятий с соответствующим снижением потерь электроэнергии. Также необходимо понимать, что нельзя использовать одинаковый порядок внедрения мероприятий во всех районах электрических сетей, так как в зависимости от параметров распределительной сети

мероприятие по снижению потерь электроэнергии может оказаться не только менее эффективным, но и неэкономичным вовсе.

Анализ потерь электроэнергии проводится для решения следующих задач [1]:

- выявления и оценки резервов энергосистемы и ее предприятий по снижению потерь электроэнергии;
- выявления и ранжирования основных факторов, определяющих уровень потерь электроэнергии;
- разработки мероприятий по снижению потерь электроэнергии, определения их эффективности и очередности внедрения;
- определения очагов коммерческих потерь электроэнергии;
- оценки результатов работы по показателю потери электроэнергии энергосистемы в целом и ее подразделений;
- подготовки и обоснования решений по развитию электрических сетей и внедрению мероприятий по снижению потерь, требующих капитальных вложений.

Основными формами анализа потерь электроэнергии являются:

- составление балансов электроэнергии по каждой подстанции, электростанции, предприятию электрических сетей и энергосистеме в целом;
- сравнение расчетных, плановых и отчетных потерь электроэнергии и анализ изменения потерь по энергосистеме и отдельным ее предприятиям;
- анализ изменения отдельных составляющих потерь электроэнергии с учетом изменения схем, режимов электрических сетей и структуры отпуска электроэнергии;
- сравнение отчетных и плановых нормируемых и лимитируемых составляющих баланса электроэнергии (собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды);
- оценка фактической эффективности отдельных мероприятий по снижению потерь электроэнергии, а также плана мероприятий в целом;
- выявление зависимостей потерь электроэнергии от основных факторов, характеризующих схему сети и режимы ее работы.

Для анализа потерь электроэнергии должны использоваться:

- результаты расчетов режимов электрических сетей и их схемы;
- результаты расчетов потерь электроэнергии и их структуры;
- отчетные данные по потерям электроэнергии в энергосистеме и ее предприятиях за ряд лет;
- данные по перетокам электроэнергии за ряд лет;
- итоги выполнения планов мероприятий по снижению потерь электроэнергии;
- проектные решения по развитию электрических сетей;
- материалы, характеризующие состояние и использование средств компенсации реактивной мощности и регулирования режима электрических сетей;
- данные по оснащенности сетей потребителей электроэнергии компенсирующими устройствами (квар/кВт) за ряд лет;
- данные по состоянию расчетного и технического учета электроэнергии;
- данные по среднемесячной оплате электроэнергии одного бытового абонента и результаты борьбы с хищениями электроэнергии;
- данные по материальному стимулированию персонала энергосистемы за снижение потерь электроэнергии.

В докладе представлен анализ известных мероприятий по снижению технологического расхода в электрической сети напряжением 6 – 10 кВ, выбор наиболее эффективных мероприятий на основе теории чувствительности и их внедрение. Разработка мероприятий рассмотрена на примере таких мероприятий как регулирование напряжения в центре питания, замена сечений проводников и замена понижающих трансформаторов.

Для выполнения цели доклада был выполнен сбор исходной информации в качестве которой служат следующие данные:

- схема распределительной сети;

- параметры состояния сети;
- режимные параметры сети;
- нагрузки распределительных линий за характерные сутки расчетного периода.

Стоит отметить, что схема сети постоянно меняется и полученное решение задачи при изменении схемы, параметров либо загрузки сети уже не приведет к наилучшему решению задачи. Это вытекает из таких свойств электроэнергетической системы как быстрота протекающих процессов и одновременности производства, и потребления электроэнергии. Поэтому важно иметь программный комплекс, способный справиться с задачей на интервале в несколько секунд. Однако, как показывает практика, пока такое быстродействие не получается обеспечить ввиду недостаточного количества выполняемых операций в секунду современными ЭВМ по разработанным алгоритмам и огромного объема задачи. Также возникает проблема повсеместной оснащённости электрических сетей системами электронного контроля и учета электроэнергии. Это препятствует сбору оперативной информации о графиках нагрузки энергосистемы и лишает возможности точного и, что также важно, оперативного решения задачи оптимизации сети с минимальными затратами.

Процесс решения оптимизационной задачи базируется на следующих этапах [1]:

- выбор объективного критерия оптимальности;
- построение математической модели задачи, важнейшими компонентами которой являются вид и структура целевой функции;
- разработка эффективного метода решения задачи, т.е. ее алгоритмизация.

В качестве критерия оптимальности использован известный экономический критерий – приведенные затраты Z . Структурный алгоритм решения задачи по оптимизации сети по дискретным параметрам в статической постановке, который применяется в настоящей работе, выглядит следующим образом [1]:

1. Рассчитывается установившейся режим распределительной сети.

2. Рассчитывается начальное значение целевой функции $Z = Z(\bar{X}^{(0)})$ по формуле (1),

что представляет собой замену провода или трансформатора на провод аналогичного сечения или трансформатор такой же номинальной мощности.

$$Z_0 = E(K_0 + K_{см} + K_{дм} - K_{л}), \quad (1)$$

где $K_0, K_{см}, K_{дм}, K_{л}$ – капитальные затраты в стоимость, на строительные-монтажные работы, на работы по демонтажу, ликвидационная стоимость провода или трансформатора соответственно.

3. Вычисляется новое значение целевой функции. Для этого рассчитывается изменение нагрузочных потерь мощности $\delta\Delta P_{нагр}$ и потерь мощности холостого хода $\delta\Delta P_{хх}$ и изменение издержек по формуле (2):

$$\delta И = (p_a + p_0)(K_0 - K_{0st}) + (\delta\Delta P_H \cdot \tau + \delta\Delta P_X \cdot T) \cdot \beta, \quad (2)$$

где p_a, p_0 – отчисления на амортизацию, обслуживание проводов и трансформаторов сети;

β – стоимость потерь холостого хода и нагрузочных;

K_0, K_{0st} – стоимость нового и заменяемого провода соответственно.

4. Вычисляется дискретный коэффициент эластичности по формулам (3), (4):

$$\delta = \frac{Z - Z_0}{|F - F_0|} \cdot \frac{F_0}{Z_0}, \quad (3)$$

$$\delta = \frac{Z - Z_0}{|S_{ном} - S_{0ном}|} \cdot \frac{S_{0ном}}{Z_0}, \quad (4)$$

где Z_0, Z – затраты в сети до и после проведения оптимизационного воздействия соответственно;

F_0, F – сечение использованного провода до и после оптимизационного воздействия;

$S_{\text{ном}0}, S_{\text{ном}}$ – номинальные мощности трансформаторов до и после оптимизационного воздействия.

5. Оцениваются величины коэффициентов эластичности и выбирается наибольшее по модулю значение отрицательного коэффициента. После замены соответствующего провода или трансформатора пункты алгоритма 1-5 повторяются.

В докладе для рассматриваемого участка сети найдена структура потерь электроэнергии, построены графики процентов потерь и стоимости передачи электроэнергии по отношению к электроэнергии отпущенной в сеть $\Delta W\% = f(W_{ГВ}), C_{П} = f(W_{ГВ})$. Также установлено, что описанный структурный алгоритм позволяет приблизить фактические уровни потерь в сетях к оптимальным. Также вычисленный коэффициент эластичности служит не только показателем движения в сторону оптимального состояния сети, но и показывает с помощью какого действия можно это сделать наилучшим образом.

Результаты в докладе представлены в детерминированном виде. Однако, получение какого-то одного числового значения по своей природе ставит вопрос о погрешности выполненного расчета. При этом, задаваясь этим вопросом на каждом этапе расчета, получим значительный доверительный интервал, который на практике может быть огромным. В погрешность будет входить и точность самих исходных данных, и точность методов расчета режима, структуры потерь электроэнергии. Поэтому необходимо пользоваться понятием доверительного интервала, так как, зная закон распределения погрешностей, по интегралам вероятности легко вычислить сам интервал и его доверительную вероятность. Понятно, что при более простом методе расчета и меньшем объеме заданной информации, т.е. при больших допущениях точность расчета будет снижаться. В представленной работе вопрос оценки погрешностей расчета не рассмотрен.

Технико-экономическая эффективность принятых мер по оптимизации распределительной сети оценивается сроком окупаемости проведенных технических мероприятий. Оценка показала целесообразность применения таких мероприятий. Эффективность применения организационных мероприятий оценивается по абсолютному значению снижения потерь электроэнергии в сети. В денежном эквиваленте эта величина может быть выражена в снижении расхода и, соответственно, затрат на топливо на электростанциях.

Литература

1. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов/ Ю.С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1989. –176 с.
2. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; под ред. В.Н. Казанцева.– М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
3. Федин, В.Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов. – Минск, 2010. Ч.1. – 322 с.
4. Федин, В.Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов. – Минск, 2010. Ч.2. – 201 с.

УДК 629.735

СОВРЕМЕННЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ СВЕРХПРОВОДНИКОВ

Жмуренков Ю.С.

Научный руководитель – ассистент Юршо Е.Л.

Использование сверхпроводящих кабелей позволяет существенно повысить пропускную способность линии электропередач. Сети, использующие такие кабели, имеют существенные преимущества, такие как снижение потерь, увеличение удельной мощности передачи, экологическая чистота и пожарная безопасность. Сверхпроводящие линии постоянного тока дополнительно обеспечивают дальнейшее снижение потерь энергии, осуществление функции токоограничения, повышение управляемости и уменьшение мощности криогенного оборудования по сравнению с линиями переменного тока.

В настоящее время в мире разрабатываются различные устройства с применением технологии высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП), в том числе ограничители тока короткого замыкания, двигатели, накопители электроэнергии и различные вариации сверхпроводящих кабелей.

Сверхпроводящие кабели наряду с токоограничителями в наше время являются наиболее популярной темой в области применения эффекта сверхпроводимости в электроэнергетике. Сверхпроводящие кабельные линии (ВТСП КЛ) имеют очевидные преимущества при передаче больших потоков энергии по электрическим сетям по сравнению с традиционными линиями. Это стимулировало разработку большого количества конструкций кабелей для передачи энергии. Именно при разработке ВТСП КЛ накоплен начальный опыт эксплуатации в реальных электрических сетях, а уровень передаваемой мощности находится в интервале от единиц мегаватт до единиц гигаватт на одну цепь.

СВЕРХПРОВОДЯЩИЕ МАТЕРИАЛЫ. Основным элементом любого сверхпроводникового устройства являются сверхпроводящие материалы, из которых оно изготавливается. Более чем 50-летний опыт создания низкотемпературных практических сверхпроводников и почти 30-летний опыт разработок высокотемпературных сверхпроводников привели к формированию широкой номенклатуры различных сверхпроводящих материалов, из которых могут быть созданы всевозможные сверхпроводниковые устройства.

Терминологически технические сверхпроводящие материалы делятся на две категории: 1) низкотемпературные сверхпроводящие (НТСП) материалы, имеющие критическую температуру (температуру перехода в сверхпроводящее состояние в нулевом магнитном поле) ниже 25 К и работающие при гелиевом уровне температур; 2) высокотемпературные сверхпроводящие (ВТСП) материалы, имеющие, как правило, критическую температуру выше 25 К и зачастую способные работать при температуре порядка температуры кипения жидкого азота [~ 77 К) и несколько выше.

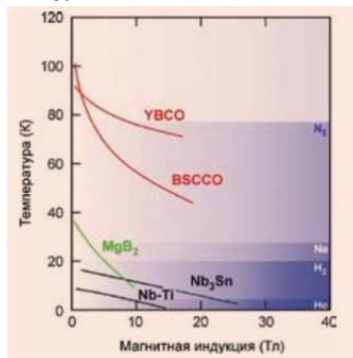


Рисунок 1 - Области существования сверхпроводимости в сверхпроводящих материалах, обладающих практическим значением, в зависимости от температуры и магнитной индукции

ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ СВЕРХПРОВОДЯЩИХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ. Во всем мире ведутся активные исследования и разработки различных типов электротехнических устройств на основе ВТСП: силовых кабелей, токоограничителей, индуктивных накопителей энергии, электрических машин и пр. Причем именно силовые сверхпроводящие кабели являются наиболее разработанным и продвинутым видом применения сверхпроводимости в электроэнергетике в настоящее время.

Основными преимуществами сверхпроводящих кабелей являются:

1. Низкие потери энергии в сверхпроводящей кабельной линии;
2. Возможность замены существующего кабеля на кабель с большей передаваемой мощностью при тех же габаритах;
3. Легкий вес за счет меньшего количества используемого материала;
4. Увеличение «жизненного цикла» кабеля в результате замедления процессов старения изоляции;
5. Отсутствие электромагнитных и тепловых полей рассеяния, экологическая чистота и пожаробезопасность;
6. Возможность передачи больших потоков энергии при сравнительно низком напряжении.

Высокотемпературные сверхпроводящие кабельные линии постоянного и переменного токов являются инновационной разработкой, позволяющей решить значительную часть проблемы электрических сетей. Однако при использовании ВТСП КЛ постоянного тока приобретает еще и новое качество передачи, так как линия становится управляемым элементом сети, регулирующим потоки передаваемой энергии вплоть до реверса передачи. *ВТСП КЛ постоянного тока имеют ряд дополнительных преимуществ по сравнению с линиями переменного тока, а именно:*

- ✓ ограничение токов короткого замыкания, что позволяет соединить по «низкой» стороне отдельные секторы энергосистемы без увеличения токов короткого замыкания;
- ✓ повышение устойчивости сети и предотвращение каскадных отключений потребителей за счет взаимного резервирования энергорайонов;
- ✓ регулирование распределения потоков мощности в параллельных линиях;
- ✓ передача мощности с минимальными потерями в кабеле и, как следствие, снижение требований к криогенной системе;
- ✓ возможность связи несинхронизированных энергосистем.

В электрических сетях возможно создание схемы с применением ВТСП КЛ как переменного, так и постоянного токов. Обе системы имеют свои предпочтительные области применения, и в конечном итоге выбор определяется и техническими, и экономическими соображениями.

ВТСП КЛ переменного тока целесообразны в тех случаях, когда необходима передача больших потоков электроэнергии на распределительном напряжении, а также при замене воздушных линий на кабельные без изменения класса напряжения. Возможна также передача энергии непосредственно с шин генератора на подстанцию или в распределительную сеть.

ВТСП КЛ постоянного тока, выполняя те же функции, что и ВТСП КЛ переменного тока, способны также осуществлять функцию ограничения токов короткого замыкания и управление потоками мощности. Поэтому в тех случаях, когда помимо передачи больших потоков мощности на низком напряжении требуется еще обеспечить и функцию ограничения токов короткого замыкания и управления потоками мощности, что характерно для мегаполисов, ВТСП КЛ постоянного тока наиболее предпочтительны. Кроме того, сверхдальние кабельные передачи возможны только при использовании линий постоянного тока.

Принимая во внимание очевидные преимущества ВТСП КЛ, во многих странах (США, Южная Корея, Китай, Япония, Европа) проводятся работы по созданию и опытной эксплуатации таких линий для различных целей[1].

ОБЩИЕСВЕДЕНИЯ О ВТСП КЛ. Упрощенно сверхпроводящий кабель устроен следующим образом (Рис 3.1). В центре обычно находится пучок медных проводов, диаметров около 20 мм, который является несущим элементом. На этот элемент по окружности укладываются ВТСП ламинированные латуной ленты 2-го поколения, то есть, проводников, где ВТСП-жила занимает лишь около 5% сечения (против 40% для ВТСП 1-го поколения) и представляет собой тонкое покрытие на поверхности подложки. Они укладываются спиралью, скручиваются под углом. 24 ленты – это первый слой (повив). Поверх этого слоя укладывается второй слой сверхпроводящих лент с противоположным направлением скрутки. Затем накладывается изоляция от 6 до 12 толщиной мм. Далее кладется еще примерно такое же количество сверхпроводящих лент – это так называемый сверхпроводящий экран. Поверх медный экранчик – это защита сверхпроводника. Этот кабель упаковывается в длинную гибкую трубу из гофрированной нержавейки. Причем труба эта двойная – внутренняя труба обмотана так называемой суперизоляцией, и между двумя трубами откачан воздух – это так называемая высоковакуумная термоизоляция. По внутренней трубе прокачивается жидкий азот. И таким образом сверхпроводящий кабель находится в криостате. Главная проблема – это надежная криогенная система, которая создает этот жидкий азот и качает его по длинному кабелю[3].



Рисунок 2 - Пример ВТСП проводника

АКТУАЛЬНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТСП КЛ. Разрабатываемая технология является продолжением научно-исследовательских работ по разработке опытного образца силовой электрической высокотемпературной сверхпроводящей кабельной линии (далее – ВТСП КЛ) 200 м. В рамках разработки данной технологии предполагается доработка существующих, изготовление дополнительных элементов КЛ и проведение комплексных испытаний. Силовые ВТСП кабельные линии признаны актуальными во всем мире, поскольку они позволяют решить коренные проблемы передачи больших потоков электроэнергии и энергосбережения. Такое значительное увеличение (в 3 - 8 раз) мощности распределительных сетей (без изменения напряжения) может быть достигнуто путем замены традиционных силовых кабелей сверхпроводящими. Конструкция предполагаемой разработки состоит из трех сверхпроводящих кабелей и системы автономного криообеспечения. Основной задачей данных работ является разработка на основе экспериментального образца опытно-промышленной модульной высокоэффективной системы криообеспечения ВТСП КЛ на жидком азоте, а также новых токоотводов и комплектов основных деталей.

Основные преимущества силовых ВТСП кабелей следующие: высокая токовая нагрузка, малые потери в сверхпроводнике, экологическая чистота (отсутствие масел, минимальное электромагнитное и тепловое воздействие на окружающую среду), высокий

уровень пожарной безопасности. При передаче большой мощности при относительно низком напряжении – 10–20 кВ (генераторном) – не требуется промежуточных подстанций, что дает значительную экономию капитальных затрат и городских земельных ресурсов. Области внедрения в рамках разработки данной технологии планируется определение объекта, на котором предполагается внедрение ВТСП КЛ после апробации на полигоне в ОАО «ФСК ЕЭС» [1].

ПРИНЦИП ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ВТСП КЛ. Криогенная кабельная линия включает три основных компонента: собственно, криогенный кабель, систему криогенного обеспечения, концевые устройства (токоотводы). Токоотводы сверхпроводниковой кабельной линии сочетают функции высоковольтной концевой кабельной муфты и теплового моста между холодной зоной и окружающей средой. Схематическое изображения кабеля в разрезе отображено на рисунке 5.1. Преимущества такой конструкции заключаются в том, что при нарушении вакуума в одном из модулей линия может оставаться работоспособной продолжительное время, а место нарушения вакуума легко может быть обнаружено. В конструировании ВТСП кабелей для передачи малой мощности на относительно небольшие расстояния (внутри города, через небольшие водные преграды и пр.) прослеживается тенденция создания гибких кабелей большой единичной длины куска (> 1 км) с криогенной электрической изоляцией и узкой концентрической щелью для прокачки хладагента (проект LPA, выполняемый компанией Nexans совместно с AMSC). Для линий большой протяженности, предназначенной для передачи больших мощностей ($P > 1$ ГВА), вполне подходят модули небольшой (~ 50 м) протяженности, с отдельным для каждого модуля вакуумом, где в качестве основной электрической изоляции используется сверхкритический азот. Модули могут соединяться между собой посредством муфт, имеющих отдельный вакуум. Соединительная муфта может закрепляться на месте спая ВТСП кабелей, как при помощи болтов, так и сваркой. Прокладка такой линии ненамного сложнее, чем прокладка магистрального газопровода. По такой линии легко прокачивать требуемые количества сверхкритического азота на большие расстояния при разумных ($D < 200$ мм) поперечных сечениях ЛЭП. Потери на спаях при токе ~ 7 кА остаются более чем на порядок меньше потерь на теплоприток из окружающей среды [2].

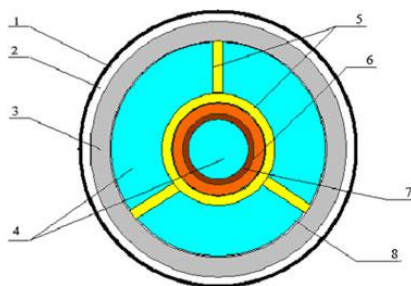


Рисунок 3 - Схематическое изображение кабеля в разрезе: 1 – наружный вакуумный кожух, 2 – вакуум, 3 – многослойная экрановакуумная изоляция, 4 – сверхкритический азот, 5 – стеклотекстолит, 6 – ВТСП, 7 – медный формер (он же защита), 8 – внутренний кожух.

ВОЗМОЖНОСТЬ ПЕРЕДАЧИ БОЛЬШИХ ПОТОКОВ ЭНЕРГИИ ПО СВЕРХПРОВОДЯЩИМ КАБЕЛЬНЫМ ЛИНИЯМ. Специфика размещения источников электроэнергии (АЭС, ГЭС, ветропарки) на больших расстояниях от крупных городов и потребителей электроэнергии приводит к необходимости транспортировки больших потоков энергии на значительные расстояния. При этом схема выдачи мощности предполагает использование высоковольтных воздушных линий передачи (220-750 кВ), что обусловлено стремлением минимизировать потери энергии при ее транспортировке. Это приводит к необходимости создания высоковольтных повышающих подстанций, заметным потерям энергии (6-8%) при ее транспортировке и отчуждению значительных площадей земли [2].

При оценке длинных линий будем рассматривать линии постоянного тока, так как любые кабельные линии переменного тока имеют ограничение по длине вследствие

возникновения зарядных токов, которые приводят к снижению мощности на дальнем конце линии. В результате этого длина кабельных линий переменного тока не превышает нескольких десятков километров.

ВОЗМОЖНЫЕ УРОВНИ ПЕРЕДАВАЕМОЙ МОЩНОСТИ ПО ВТСП КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА. Оценим возможный уровень передаваемой мощности при различных напряжениях, исходя из достигнутых характеристик сверхпроводящих материалов.

При величине конструктивной критической плотности тока, равной 200 А/мм², реальным является создание кабелей постоянного тока с номинальным током 10,0-20,0 кА. Кабели с рабочим током в 10,0 кА уже созданы. Примем для нижеприведенных оценок, сведенных в табл. 7.1, рабочий ток равным 15,0 кА. [1]

Таблица 1 - Передаваемая мощность по ВТСП линии постоянного тока

ПЕРЕДАВАЕМАЯ МОЩНОСТЬ ПО ВТСП ЛИНИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА (В МВт)

Напряжение передачи, кВ	Монополярная передача		Биполярная передача	
	Одна линия	Две линии	Одна линия	Две линии
50	750	1500	1500	3000
100	1500	3000	3000	6000
200	3000	6000	6000	12 000

Таблица 2

Как видно из таблицы, мощность любой действующей электростанции может быть передана в сеть уже при напряжении 50-200 кВ, а передача энергии от одного энергоблока возможна на генераторном напряжении. Для увеличения надежности передачи целесообразно рассматривать передачу по двум параллельным линиям.

В настоящее время мы являемся свидетелями начала внедрения ВТСП кабельных линий в реальную электроэнергетику. В электрических сетях возможно создание схемы с применением ВТСП КЛ как переменного, так и постоянного тока. Обе системы имеют свои предпочтительные области применения, и в конечном итоге выбор определяется как техническими, так и экономическими соображениями.

При современном уровне развития сверхпроводниковой и криогенной техники возможно создание длинных сверхпроводящих кабельных линий постоянного тока для передачи энергии на расстояния в десятки и сотни километров. При этом мощность единичной линии может достигать нескольких гигаватт, а потери энергии в ней будут существенно ниже, чем в воздушных ЛЭП. Электрическое напряжение на линии и преобразовательной подстанции может быть снижено до 200 кВ и менее, однако его уровень должен быть оптимизирован с точки зрения эффективности работы и кабеля и преобразовательной установки. Криогенные станции для охлаждения линии могут располагаться на ее концах при длине линии до 30 км (в перспективе до 60 км). При создании линий большей длины криогенные станции должны размещаться вдоль трассы с шагом 20-60 км. Максимальная длина линии при таком подходе не имеет технических ограничений.

Успешная опытная эксплуатация первых линий постоянного и переменного токов может стать существенным ускорителем процессов внедрения ВТСП-устройств в электроэнергетику[1].

Основными сдерживающими факторами широкого внедрения ВТСП-кабельных линий являются:

- Высокая стоимость сверхпроводников, криогенной техники и НИОКР;
- Низкая эффективность криогенного оборудования и тепловой изоляции;
- Отсутствие стандартов по производству и испытаниям ВТСП- кабелей;
- Отсутствие реального длительного опыта эксплуатации; консерватизм энергетических компаний.

Тем не менее, есть все основания надеяться, что в обозримом будущем мощные сверхпроводящие кабельные линии позволят оптимизировать электрические сети мегаполисов и сформировать глобальную энергетическую сеть с передачей электроэнергии на сверхдальние расстояния, выполнять межсистемные связи, соединять несинхронизированные энергосистемы, строить длинные подводные линии и пр. Все это позволит существенно увеличить эффективность и надежность электрических сетей.

Литература

1. В.Е. Сытников. Сверхпроводящие кабели и перспективы их использования в энергетических системах XXI века. II Сверхпроводимость: исследования и разработки, 2011, № 15; 165-76.
2. И.А. Глебов, Н.А. Черноплеков, В.А. Альтов. Сверхпроводниковые технологии - новый этап в развитии электротехники и энергетики II Сверхпроводимость: исследования и разработки, 2002, № 11.

СОВРЕМЕННЫЕ КОНСТРУКЦИИ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

Веракса Р.В.

Научный руководитель - ассистент Юршо Е.Л.

Силовой кабель - это электрический кабель, предназначенный для передачи электроэнергии от места её производства (или преобразования) к промышленным предприятиям, силовым и осветительным установкам стационарного типа, транспортным и коммунальным объектам. Термин силовой кабель в общепринятом смысле относят обычно к кабелям на напряжение до 35 кВ, преимущественно с бумажной изоляцией, пропитанной вязким изоляционным составом. Для более высоких напряжений используют кабель с избыточным давлением масла.

Наиболее массовое применение нашли силовые кабели на напряжение до 10 кВ (рисунок 1.), содержащие три алюминиевые или (реже) медные токопроводящие жилы секторной формы сечением до 240 мм². Основная изоляция такого силового кабеля — спирально наложенные на каждую жилу бумажные ленты, пропитанные вязким изоляционным составом (75—85% минерального масла и 15—25% канифоли). Толщина изоляции жилы (фазной изоляции) зависит от номинального напряжения кабеля и составляет от 0,75 мм при 1 кВ до 2,75 мм при 10 кВ. На скрученные вместе изолированные жилы накладывают токо непроводящую поясную бумажную изоляцию, толщина которой примерно вдвое меньше толщины фазной. Поверх поясной изоляции методом прессования накладывают герметичную металлическую оболочку из свинца или алюминия (последний получает преимущественно распространение), а затем — защитный покров. Силовые кабели на напряжение 20 и 35 кВ имеют жилы круглой формы с фазной изоляцией толщиной до 9 мм; у каждой жилы — отдельная металлическая оболочка или экран из металлической фольги.

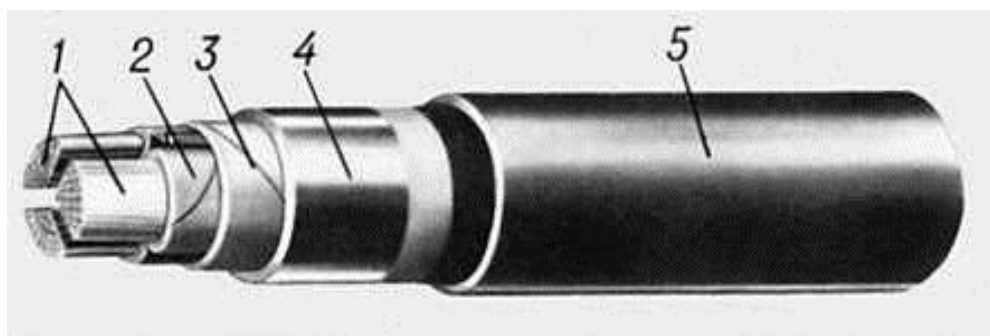


Рисунок-1 Трёхжильный силовой кабель на напряжение 6 кВ: 1 — секторные многопроволочные алюминиевые жилы; 2 — фазная бумажная изоляция; 3 — поясная бумажная изоляция; 4 — алюминиевая оболочка; 5 — пластмассовая (поливинилхлоридная) защитная оболочка.

В диапазоне рабочих температур от 50 до 80 °С вязкость масляно-канифольного состава снижается, поэтому на наклонных участках трассы прокладки силовых кабелей из-за постепенного стекания жидкой изоляции верхние участки силовых кабелей могут прийти в негодность. В связи с этим строго ограничивается максимально допустимая разность высот между верхней и нижней точками трассы (от 5 до 25 м для кабелей с напряжением соответственно от 35 до 1 кВ).

Основные направления совершенствования силовых кабелей — расширение выпуска кабелей с не стекающим пропиточным составом, позволяющим прокладывать трассы с крутонаклонными и вертикальными участками, а также переход от бумажной изоляции к полимерной (поливинилхлоридной, полиэтиленовой). Применение прогрессивных видов изоляции, помимо значительной экономии дефицитной бумаги, масел и канифоли, сокращает трудоёмкость и длительность технологических операций при производстве кабеля, уменьшает его массу, а также повышает допустимую рабочую температуру (силовой

кабель с изоляцией из вулканизируемого полиэтилена даже при температурах до 150 °С в течение некоторого времени сохраняет высокую стойкость к деформациям, что очень важно при коротких замыканиях). В последнее время набирают масштабы использования кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Существует также ряд инновационных решений в области кабельной промышленности. Одна из главных инноваций сегодня — сверхпроводящие кабели. Обычные медные кабели могут пропускать ток не больше тысячи ампер. Сверхпроводящие легко передают 5 кА. В прошлом году в Китае испытали кабель на 20 кА. В Южной Корее существует специальная государственная программа развития сверхпроводящих кабельных сетей. Каждый год на нее выделяется около 10 миллионов долларов США. Ясно, что в будущем нас ждет переход на сверхпроводящие кабели.

В настоящее время повысился интерес потребителей к новым кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена (рисунки 2.) (СПЭ, XLPE), которые в недалеком будущем заменят кабели с бумажно-пропитанной (БПИ) и поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией. Это связано с тем, что СПЭ-кабели обладают рядом значимых преимуществ:

- 1) за счет увеличения допустимой температуры жилы достигнута большая пропускная способность кабеля (в зависимости от условий прокладки, допустимые нагрузочные токи на 1/6 – 1/3 выше, чем у кабелей с бумажной изоляцией);
- 2) высокая устойчивость к влаге, при этом отпадает необходимость в металлической оболочке;
- 3) при коротком замыкании обеспечивается больший ток термической устойчивости;
- 4) изоляционные электрические характеристики выше, а диэлектрические потери ниже;
- 5) меньше допустимый радиус изгиба кабеля;
- 6) поскольку для изоляции и оболочки применяются полимерные материалы, то для прокладки кабелей при температурах – 20°С их предварительный подогрев не требуется;
- 7) неограниченные возможности по прокладке кабелей на трассах с любой разностью уровней;
- 8) СПЭ-кабель имеет меньшие габариты и массу, как следствие прокладка кабеля, как в кабельных сооружениях, так и в грунте на сложных трассах становится легче.



Рисунок 2. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Основной особенностью СПЭ-кабелей является их принципиально новая изоляция — сшитый полиэтилен. Полиэтилен как изоляция известен достаточно давно. Но обычному термопластичному полиэтилену присущи серьезные недостатки, главным из которых

является резкое ухудшение характеристик при температурах, близких к температуре плавления. Изоляция из термопластичного полиэтилена начинает терять форму, электрические и механические характеристики уже при температуре 85 °С.

Изоляция из сшитого полиэтилена сохраняет форму, электрические и механические характеристики даже при температуре 130 °С.

Термин «сшивка» или «вулканизация» подразумевает обработку полиэтилена на молекулярном уровне. Поперечные связи, образующиеся в процессе сшивки между макромолекулами полиэтилена, создают трехмерную структуру, которая и определяет высокие электрические и механические характеристики материала, меньшую гигроскопичность, больший диапазон рабочих температур.

Наибольшее распространение получила технология пероксидной сшивки, когда сшивка полиэтилена происходит с использованием специальных химических веществ — пероксидов в среде нейтрального газа при определенных температуре и давлении. Такая технология позволяет получить достаточную степень сшивки по всей толщине изоляции и обеспечить отсутствие воздушных включений. Помимо хороших диэлектрических свойств, это и больший, чем у других кабельных изоляционных материалов, диапазон рабочих температур, и отличные механические характеристики. Пероксидная технология применяется при производстве кабелей среднего и высокого напряжений.

Менее распространенной является силанольная сшивка, при которой в полиэтилен добавляются специальные смеси (силаны) для обеспечения сшивки при более низкой температуре. Сектор применения этой более дешевой технологии охватывает кабели низкого и среднего напряжений.

На сегодняшний день многие страны уже положительно оценили эксплуатационные характеристики кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) на среднее и высокое напряжение и практически полностью перешли на их использование. Так, например, составляющая доля всего рынка силовых кабелей равняется в США и Канаде – 85%, в Германии и Дании – 95%, а в Японии, Франции, Финляндии и Швеции в распределительных сетях среднего напряжения используется только кабель с изоляцией из СПЭ.

Прикладные исследования по использованию эффекта сверхпроводимости, достигаемого у сверхпроводящих материалов (сверхпроводников) при температурах ниже критических, ведутся уже на протяжении многих десятков лет. В начале 60-х годов на базе сверхпроводящих материалов и криогенной техники с использованием в качестве хладагента жидкого гелия (температура кипения жидкого гелия – 4,2 К при нормальном давлении) зародились низкотемпературные сверхпроводниковые технологии (НТСП-технологии). Основу освоенных промышленностью сверхпроводящих материалов составляли два вещества: сплав Nb-Ti (с параметрами: критическая температура – 9,6 К при нулевых магнитном поле и токе, критическое магнитное поле – 12 Тл при 4,2 К и нулевом токе, критическая плотность тока – $3 \cdot 10^9$ А/м² при 4,2 К и в магнитном поле 5 Тл) и интерметаллическое соединение Nb₃Sn (с параметрами: критическая температура – 18,3 К при нулевых магнитном поле и токе, критическое магнитное поле – около 22 Тл при 4,2 К и нулевом токе, критическая плотность тока – более 10^9 А/м² при 4,2 К и в магнитном поле 10 Тл). Стоимость первого материала составляла несколько долларов за 1 кА/м, стоимость второго была, примерно, равной 10 долларам за 1 кА/м.

Сверхпроводящие провода представляли собой сложные конструкции из разнородных материалов с ультратонкими нитями собственно сверхпроводника. Технология их изготовления была освоена в США, СССР, Японии, Германии, Англии. Были созданы жесткие и гибкие кабели переменного тока мощностью до 3 ГВА (рисунок 3).

Несмотря на достигнутые успехи в области низкотемпературных сверхпроводников (НТСП), применение НТСП-кабелей сдерживалось необходимостью использования для охлаждения не возобновляемого и дорогостоящего жидкого гелия (цена жидкого гелия – 5–10 долларов за 1 литр).



Рисунок 3. НТСП-кабель на 3 ГВА (разработка ВНИИКП).

Мощным толчком к развитию сверхпроводниковых технологий стало открытие в 1986 г. высокотемпературных сверхпроводников (ВТСП) с критическими температурами перехода в сверхпроводящее состояние, превышающими температуру 77,3 К, то есть температуру кипения жидкого азота при нормальном давлении. Соответственно, в ВТСП-технологиях появилась возможность использовать в качестве хладагента вместо не возобновляемого и дорогостоящего жидкого гелия (5–10 долларов за 1 литр) значительно более дешевый жидкий азот (0,1–0,3 долларов за 1 литр), упростить систему криостатирования, повысить ее надежность в эксплуатации, а также сократить эксплуатационные расходы.

Технология керамических сверхпроводников еще находится в стадии становления и развития. Однако уже к середине 90-х годов были разработаны конструкции 1-го поколения ВТСП-проводов на основе соединения $\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_x$ (Bi-2223) (критическая температура – 104 К, критическая плотность тока – 108 А/м^2). В настоящее время в США, Японии и странах Европы налажен опытно-промышленный выпуск ВТСП-проводов 1-го поколения на основе висмута с использованием так называемой технологии "порошок – в трубе", когда исходный порошок соединения запрессовывается в металлическую серебряную трубку, которая многократно обжимается и термообрабатывается. Эта технология сложна и дорога. Стоимость ВТСП-проводов (более 200 долларов за 1 кА/м) более чем на порядок превышает стоимость медного провода (около 15 долларов за 1 кА/м). По оценкам производителей при развитии массового производства стоимость ВТСП-проводов 1-го поколения может быть снижена до 50 долларов за 1 кА/м.

Значительные перспективы практического применения ВТСП-технологий открылись при появлении в 2002-2003 годах высокотемпературных сверхпроводников 2-го поколения на основе иттриевых керамик. Плотность тока в сверхпроводниках 2-го поколения в несколько раз выше, чем в сверхпроводниках 1-го поколения. Увеличение плотности тока и использование сравнительно недорогих материалов в сверхпроводниках 2-го поколения дают основание полагать, что стоимость ВТСП-проводов 2-го поколения при массовом производстве может снизиться до 20-30 долларов за 1 кА/м, что сделает сверхпроводящие кабели экономически более конкурентно-способными по отношению к кабелям традиционного исполнения.

В настоящее время два ВТСП-силовых кабеля длиной по 30 м каждый в течение нескольких лет успешно проходят испытания в реальных энергосистемах (проект Southwire и проект NKT Cable). Японская корпорация Sumitomo Electric совместно с энергетической компанией ТЕРСО завершила длительные испытания трехжильного ВТСП-кабеля на напряжение 66 кВ (1000 А) длиной 100 м. В 2003 г. группа компаний, включая корпорацию Sumitomo Electric и компанию Super Power, начала реализацию проекта по производству

ВТСП-кабеля длиной 350 м с напряжением 34,5 кВ (800 А) для его прокладки между двумя подстанциями Нью-Йорка. Компания NEXANS и китайская компания Inppower Superconductor Cable ведут испытания трехфазного кабеля 35 кВ (2000 А) длиной 30 м, смонтированного на севере Китая в провинции Юннань.



Рисунок 4. ВТСП-кабель 138 кВ (2400 А) длиной 660 м.

Таким образом, находящиеся в настоящее время в опытно-промышленной эксплуатации сверхпроводящие силовые кабели имеют длину до 500-600 м. В ближайшие несколько лет их длина может быть увеличена до 3 км. Несмотря на достигнутые успехи в области низкотемпературных сверхпроводников (НТСП), применение НТСП-кабелей сдерживалось необходимостью использования для охлаждения не возобновляемого и дорогостоящего жидкого гелия (цена жидкого гелия – 5–10 долларов за 1 литр).

ТСП-кабели имеют два типа конструкции, принципиально отличающиеся друг от друга: ВТСП-кабели с холодным диэлектриком (СД) и ВТСП-кабели с теплым диэлектриком (РТД).

ВТСП-кабели по сравнению с традиционно применяемыми кабелями имеют существенные преимущества: большая пропускная способность при использовании более низкого класса номинального напряжения, при меньших потерях, меньшем весе и компактности; пожаробезопасность; экологичность и др. Проведенные сравнительные технико-экономические расчеты в НИЦ «Курчатовский институт», ВНИИКТ, ВЭИ показали, что даже при сегодняшней высокой цене на ВТСП-материалы, полные затраты (учитывая прокладку и эксплуатационные расходы) для обычных кабелей и ВТСП-кабелей примерно одинаковы. Если в ближайшие годы разработчикам и производителям сверхпроводящих материалов удастся добиться существенного снижения цены на ВТСП-материалы, которые составляют до 90 % в стоимости кабеля, то выгода от применения ВТСП-кабелей станет очевидной.

Литература

1. Преимущества кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. [Электронный ресурс] /:<http://www.elec.ru/articles/preimushestva-kabelej-sizolyaciej-izsshitogo-polie/>.
2. Калимуллина Д.Д., Гафуров А.М. Потребности в строительстве изолированных проводов среднего класса напряжения. // Инновационная наука. - 2016. - № 3-3. – С. 84-85.
3. Изоляционные материалы из сшитого полиэтилена. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://propolyethylene.ru/shitij/izolyaziya.html>.
4. Калимуллина Д.Д., Гафуров А.М. Выбор экономически выгодных сечений проводов при строительстве линий электропередач. // Инновационная наука. - 2016. - № 3-3. – С. 90-91.
5. Сверхпроводящие кабели. [Электронный ресурс] /<http://pue8.ru/kabelnye-linii/134-sverhprovodyaschie-kabeli.html>

УДК 621.311

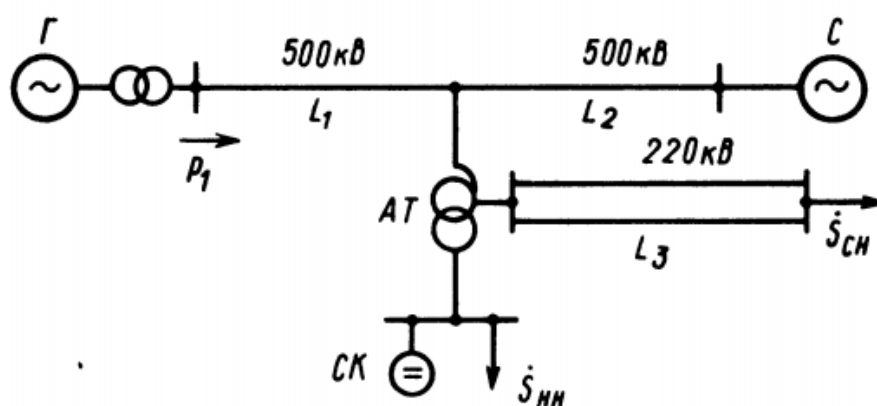
МЕТОД ПРОСТОЙ И УСКОРЕННОЙ ИТЕРАЦИИ ПРИ ЗАДАНИИ PU-УЗЛОВ

Малышев С.В., Креч А.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Расчет установившихся режимов сложных электрических систем проводится в настоящее время исключительно на ЭВМ. Алгоритмы, реализованные в промышленных программах расчета установившихся режимов, основаны на применении нелинейных узловых уравнений в форме баланса мощностей или токов. Узловые уравнения в отличие от контурных характеризуются простотой формирования и большими возможностями с точки зрения эффективной организации вычислительного процесса при их решении.

Для демонстрации данных методов мы выбрали электрическую систему (рис.1), схема замещения которой путем ряда упрощений сведена к пятиузловой схеме (рис. 2), где сопротивления выражены в омах, проводимости – в сименсах.



Г — генераторы $6 \times \text{ТГВ} - 200\text{М}$; СК — синхронные компенсаторы $2 \times \text{КСВБ} - 160 - 15$

Воздушные линии: $L_1 = 400 \text{ км}$, $3 \times \text{АС}400/51$, $r_0 = 0,025 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,306 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 3,62 \cdot 10^{-4} \text{ 1/Ом км}$; $L_2 = 250 \text{ км}$, $3 \times \text{АС}300/66$, $r_0 = 0,034 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,31 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 3,97 \cdot 10^{-4} \text{ 1/Ом км}$; $L_3 = 200 \text{ км}$, $\text{АС}400/51$, $r_0 = 0,075 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 2,7 \cdot 10^{-4} \text{ 1/Ом км}$. АТ — автотрансформаторы $2 \times (3 \times \text{АОДЦТН} - 167000/500/220) \pm 6 \times 2,1\%$; параметры схемы замещения автотрансформатора (в три фазы) — $Z_B = 0,58 + j61,1 \text{ Ом}$, $Z_C = 0,39 + j0 \text{ Ом}$; $Z_H = 2,9 + j113,5 \text{ Ом}$

Рисунок 1. Схема исследуемой энергосистемы

Данная схема обладает всеми свойствами, характеризующими в расчетах установившихся режимов сложную систему:

1) наличие двух генераторных узлов (1 и 3 на рис. 2), которые по-разному могут вводиться в расчет режима (по типу $P_G - Q_G$ или $P_G - U_G$), что соответствует практике расчета режимов сложных электрических систем (ЭС) [1, 2];

2) наличие шин бесконечной мощности (ШБМ) (узел 5) и трансформаторной ветви (ветвь 2-3 на рис. 2) с идеальным трансформатором. В то же время принятая к рассмотрению схема в достаточной степени проста с точки зрения обзримости формируемых для расчета установившихся режимов уравнений и изучения методов их решения.

Все исходные данные предоставлены на рис. 2.

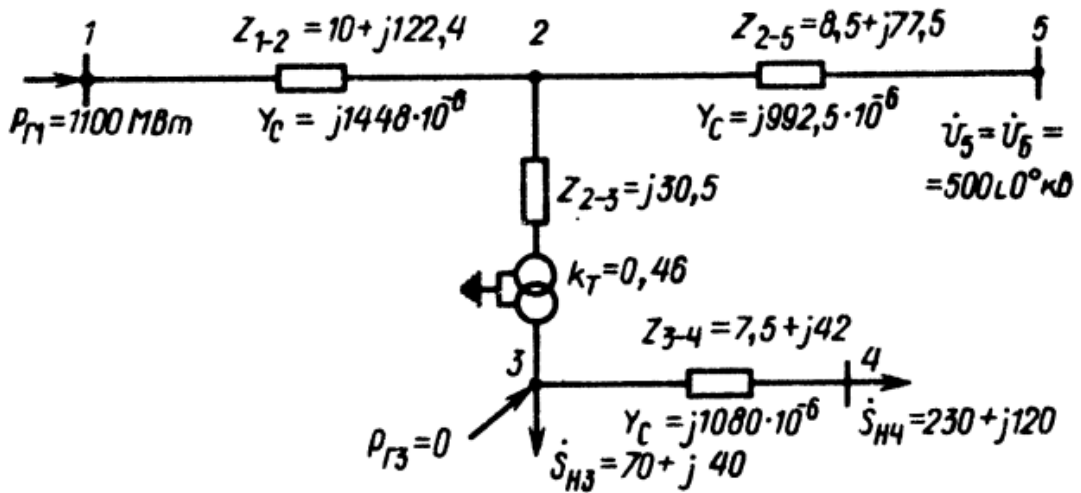


Рисунок 2 Схема замещения исследуемой системы

Так как линия 1-2 имеет протяженность более 300км, воспользуемся поправочными коэффициентами, учитывающими протяженность линии.

$$K_y = \frac{th \frac{\sqrt{ZY}}{2}}{\frac{\sqrt{ZY}}{2}}; K_z = \frac{sh \frac{\sqrt{ZY}}{2}}{\frac{\sqrt{ZY}}{2}}$$

Умножив первоначальные значения сопротивлений линии с распределенными параметрами на коэффициенты поправки получим следующие параметры:

$$K_y := \frac{\tanh\left(\frac{\sqrt{Z \cdot B1}}{2}\right)}{\frac{\sqrt{Z \cdot B1}}{2}} = 0.999 - 0.015i \quad B_{nov} := |K_y| \cdot B1 = 1.446 \times 10^{-3}$$

$$K_z := \frac{\sinh\left(\frac{\sqrt{Z \cdot B1}}{2}\right)}{\frac{\sqrt{Z \cdot B1}}{2}} = 1.002 + 0.03i \quad Z_{nov} := |K_z| \cdot Z = 10.026 + 122.717i$$

Напряжения в узлах схемы ЭС определяются в результате решения узловых уравнений в форме баланса токов

$$Y \dot{U} = \bar{U}_д^{-1} \bar{S}_y - Y_6 \dot{U}_6$$

Или баланса мощностей [1, 2]

$$\bar{U}_д Y \dot{U} + \bar{U}_д Y_6 \dot{U}_6 = \bar{S}_y$$

При расчете в качестве балансирующего узла принят узел 5.

Критерии окончания итерационного процесса расчета напряжений различны и зависят от метода и вида решаемой системы уравнений. В данной работе был использован критерий сходимости по небалансу мощностей.

Матрица узловых проводимостей Y, представлена на рис.3

$$Y := \begin{bmatrix} 6.6310^{-4} - i \cdot 7.39110^{-3} & -6.6310^{-4} + i \cdot 8.11510^{-3} & 0 & 0 & 0 \\ -6.6310^{-4} + i \cdot 8.11510^{-3} & 2.06110^{-3} - i \cdot 5.24310^{-2} & i \cdot 7.12810^{-2} & 0 & -1.39810^{-3} + i \cdot 1.27510^{-2} \\ 0 & i \cdot 7.12810^{-2} & 4.1210^{-3} - i \cdot 1.77510^{-1} & (-4.12 \cdot 10^{-3} + i \cdot 2.30710^{-2}) & 0 \\ 0 & 0 & (-4.12 \cdot 10^{-3} + i \cdot 2.30710^{-2}) & (-4.12 \cdot 10^{-3} + i \cdot 2.25310^{-2}) & 0 \\ 0 & -1.39810^{-3} + i \cdot 1.27510^{-2} & 0 & 0 & -1.39810^{-3} + i \cdot 1.22510^{-2} \end{bmatrix}$$

Рисунок 3 Матрица узловых проводимостей

Для генераторного узла i , заданного в форме $P_g - U_g$, значение $Q_y = Q_{gi} - Q_{ni}$ не определено, так как Q_{gi} не задано.

В этом случае для данного узла предварительно находим на k -ой итерации напряжение $V_i^{(k)}$, определяемое значением только активной мощности в этом узле $P_y = P_{gi} - P_{ni}$:

$$V_i^{(k)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{P_{yi}}{U_i^{(k-1)}} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} U_j^{(k)} - \sum_{j=i+1}^4 Y_{ij} U_j^{(k-1)} - Y_{i6} U_6 \right),$$

имея в виду, что комплексное значение напряжения в этом узле

$$U_i^{(k)} = V_i^{(k)} - j \frac{Q_i^{(k)}}{Y_{ii} U_i^{(k-1)}}.$$

Прежде чем найти $U_i^{(k)}$, находим $Q_i^{(k)}$, исходя из того, что

$$\dot{U}_i^{(k)} \overline{U}_i^{(k)} = U_i^{(k)2} = (V_i^{(k)} - j \frac{Q_i^{(k)}}{Y_{ii} U_i^{(k-1)}}) (V_i^{(k)} + j \frac{Q_i^{(k)}}{Y_{ii} U_i^{(k-1)}}).$$

Выполнив ряд преобразований, получаем

$$Q_i^{(k)2} + 2Q_i x + (V_i^{(k)2} - U_i^{(k)2}) y_{ii}^2 U_i^{(k-1)2} = 0,$$

где y_{ii} - модуль комплексной проводимости Y_{ii} ;

$U_i^{(k)2} = U_i^{(k-1)2} = U_i^2$ - квадрат заданного значения напряжения в узле:

$$x = V_i^{(k)} (b_{ii} U_i^{(k-1)} + g_{ii} U_i''^{(k-1)}) - V_i^{(k)} (g_{ii} U_i^{(k-1)} - b_{ii} U_i'''^{(k-1)}).$$

Решив квадратное уравнение относительно $Q_i^{(k)}$:

$$Q_i^{(k)} = -x \pm \sqrt{x^2 - (V_i^{(k)2} - U_i^{(k)2}) y_{ii}^2 U_i^{(k-1)2}},$$

Можно из выражения указанного выше найти комплексное значение напряжения в генераторном узле i на данной итерации $U_i^{(k)}$.

Для всех прочих узлов решение методом простой / ускоренной итерации выполняется в обычном порядке.

Представим расчет, полученный в программном пакете MathCAD:

$$\begin{aligned}
 \underline{V}_4 &:= \frac{1}{Y_{1,1}} \cdot \left(\frac{P_{1,1}}{U_{1,1}} - Y_{1,2} \cdot U_{2,1} \right) = 573.814 + 276.864i \\
 x &:= \left[\operatorname{Re}(V_1) \cdot (|b_{1,1}| \cdot \operatorname{Re}(U_1) + g_{1,1} \cdot \operatorname{Im}(U_1)) - \operatorname{Im}(V_1) \cdot (g_{1,1} \cdot \operatorname{Re}(U_1) - |b_{1,1}| \cdot \operatorname{Im}(U_1)) \right] = 2.13 \times 10^3 \\
 Q_{\min 1} &:= -x - \sqrt{x^2 - (|V_1|^2 - (U_1)^2) \cdot (|Y_{1,1}|^2 \cdot (U_1)^2)} = -3.73 \times 10^3 \\
 Q_{\max 1} &:= -x + \sqrt{x^2 - (|V_1|^2 - (U_1)^2) \cdot (|Y_{1,1}|^2 \cdot (U_1)^2)} = -530.131 \\
 U_1 &:= V_1 - i \cdot \frac{Q_{\max 1}}{Y_{1,1} \cdot U_1} = 438.283 + 289.021i \\
 U_2 &:= \frac{1}{Y_{2,2}} \cdot \left(\frac{S_2}{U_2} - Y_{2,1} \cdot U_1 - Y_{2,3} \cdot U_3 - Y_{2,5} \cdot U_5 \right) = 486.617 + 44.48i \\
 U_3 &:= \frac{1}{Y_{3,3}} \cdot \left(\frac{S_3}{U_3} - Y_{3,2} \cdot U_2 - Y_{3,4} \cdot U_4 \right) = 230.588 + 15.824i \\
 U_4 &:= \frac{1}{(-Y)_{4,4}} \cdot \left(\frac{S_4}{U_4} - Y_{4,3} \cdot U_3 \right) = 204.365 - 25.405i \\
 U_{01} &:= \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 438.283 + 289.021i \\ 486.617 + 44.48i \\ 230.588 + 15.824i \\ 204.365 - 25.405i \end{pmatrix} \quad U_{01m} := \begin{pmatrix} |U_1| \\ |U_2| \\ |U_3| \\ |U_4| \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 525 \\ 488.645 \\ 231.13 \\ 205.938 \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

Рисунок 4 Первая итерация

$$\begin{aligned}
 U_{21} &:= \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 390.6 + 350.794i \\ 502.787 + 112.982i \\ 235.897 + 44.329i \\ 208.416 + 1.287i \end{pmatrix} \quad U_{21m} := \begin{pmatrix} |U_1| \\ |U_2| \\ |U_3| \\ |U_4| \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 525 \\ 515.325 \\ 240.026 \\ 208.419 \end{pmatrix} \quad \underline{\epsilon}_{21} := U_{21m} - U_{20m} = \begin{pmatrix} 0 \\ -0.018 \\ -7.706 \times 10^{-3} \\ -6.742 \times 10^{-3} \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

Рисунок 5 Последняя итерация(21).

линия 3-4:

$$\begin{aligned}
 \underline{A} &:= U_{-3} \cdot U_{-4} + U_{-3} \cdot U_{-4} = 49221.571 \\
 \underline{C} &:= U_{-3} \cdot U_{-4} - U_{-3} \cdot U_{-4} = 8935.257 \\
 \underline{D} &:= (U_{21m_3})^2 + (U_{21m_4})^2 - 2 \cdot A = 2607.828 \\
 P_{34_} &:= g_{3,4} \cdot (U_{21m_3})^2 - g_{3,4} \cdot A + b_{3,4} \cdot C = 240.706 \\
 Q_{34_} &:= b_{3,4} \cdot (U_{21m_3})^2 - b_{3,4} \cdot A - g_{3,4} \cdot C = 156.761 \\
 P_{34_} &:= -g_{3,4} \cdot (U_{21m_4})^2 + g_{3,4} \cdot A + b_{3,4} \cdot C = 229.962 \\
 Q_{34_} &:= -b_{3,4} \cdot (U_{21m_4})^2 + b_{3,4} \cdot A - g_{3,4} \cdot C = 96.598 \\
 \Delta P_{34} &:= g_{3,4} \cdot D = 10.744 \\
 \Delta Q_{34} &:= b_{3,4} \cdot D = 60.163
 \end{aligned}$$

Рисунок 6 Определение потоков мощности. Пример для линии 3-4

Определив потоки мощности аналогичным образом для остальных линий, найдем небаланс мощности для узлов ЭС.

$$\begin{aligned}
 \text{Prasch1} &:= P12_ = 1.099 \times 10^3 \\
 \text{Pnb}\%_1 &:= \frac{\text{Prasch1} - \text{Re}(S_1)}{\text{Re}(S_1)} \cdot 100 = -54.16 \times 10^{-3} \\
 \text{Pnb}\%_2 &:= 0 \\
 \text{Prasch3} &:= P23_ - P34_ = 70.357 \\
 \text{Pnb}\%_3 &:= \frac{\text{Prasch3} + \text{Re}(S_3)}{\text{Re}(S_3)} \cdot 100 = -509.789 \times 10^{-3} \\
 \text{Prasch4} &:= P34_ = 229.961 \\
 \text{Pnb}\%_4 &:= \frac{\text{Prasch4} + \text{Re}(S_4)}{\text{Re}(S_4)} \cdot 100 = 1.681 \times 10^{-2}
 \end{aligned}$$

Рисунок 7 Небаланс мощности для узлов.

Как видно из рис.7 мы достигли достаточной точности для прекращения итерационного процесса. Небаланс составил менее 1% процента.

В данном методе режим сошелся за 21 итерацию. Так же был произведен метод простой итерации. PU – узел моделируется в нем аналогичным образом. Ниже представлены результаты расчета данным методом на 52 итерации.

$$U_{52} := \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 390.425 + 350.989i \\ 502.668 + 113.283i \\ 235.912 + 44.393i \\ 208.393 + 1.416i \end{pmatrix} \quad U_{52m} := \begin{pmatrix} |U_1| \\ |U_2| \\ |U_3| \\ |U_4| \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 525 \\ 515.275 \\ 240.052 \\ 208.398 \end{pmatrix} \quad \arg \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 41.955 \\ 12.7 \\ 10.657 \\ 0.389 \end{pmatrix} \cdot \text{deg} \quad e := U_{52m} - U_{51m} = \begin{pmatrix} 0 \\ -0.091 \\ 0.044 \\ -0.09 \end{pmatrix}$$

Рисунок 8 Результаты расчета методом простой итерации

Как видно из результатов расчета сходимость простой итерации много меньше, чем у ускоренной. Небаланс мощностей составил:

$$\begin{aligned}
 \text{Prasch1} &:= P12_ = 1.099 \times 10^3 \\
 \text{Pnb}\%_1 &:= \frac{\text{Prasch1} - \text{Re}(S_1)}{\text{Re}(S_1)} \cdot 100 = -83.002 \times 10^{-3} \\
 \text{Pnb}\%_2 &:= 0 \\
 \text{Prasch3} &:= P23_ - P34_ = 74.002 \\
 \text{Pnb}\%_3 &:= \frac{\text{Prasch3} + \text{Re}(S_3)}{\text{Re}(S_3)} \cdot 100 = -5.717 \times 10^0 \\
 \text{Prasch4} &:= P34_ = 229.593 \\
 \text{Pnb}\%_4 &:= \frac{\text{Prasch4} + \text{Re}(S_4)}{\text{Re}(S_4)} \cdot 100 = 1.771 \times 10^{-1}
 \end{aligned}$$

Рисунок 9 Небаланс мощностей методом простой итерации.

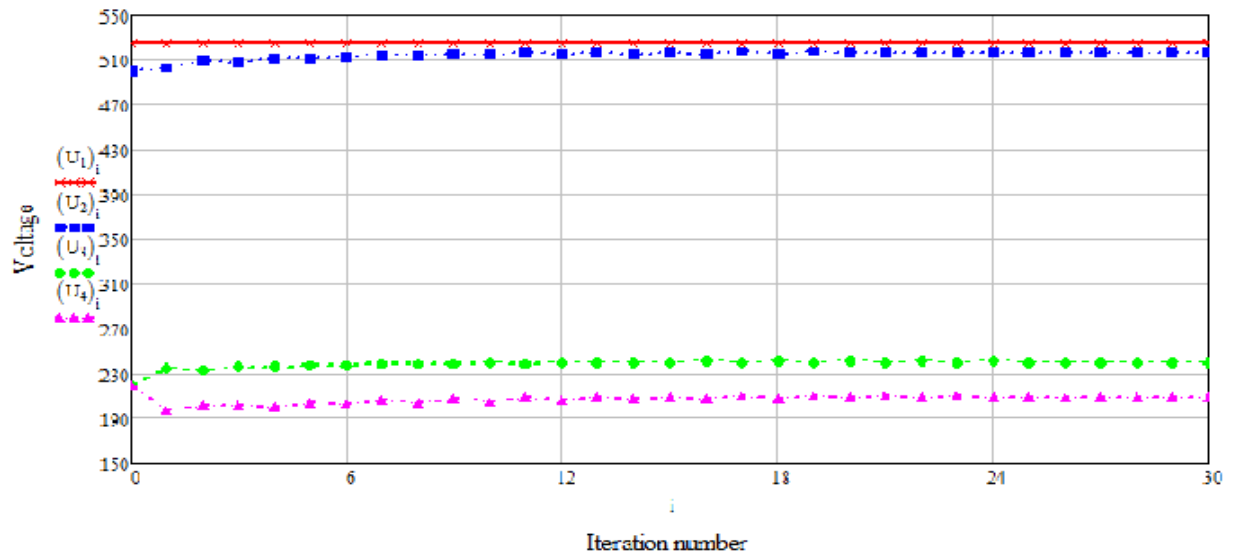


Рисунок 10 График сходимости при расчете методом простой итерации.

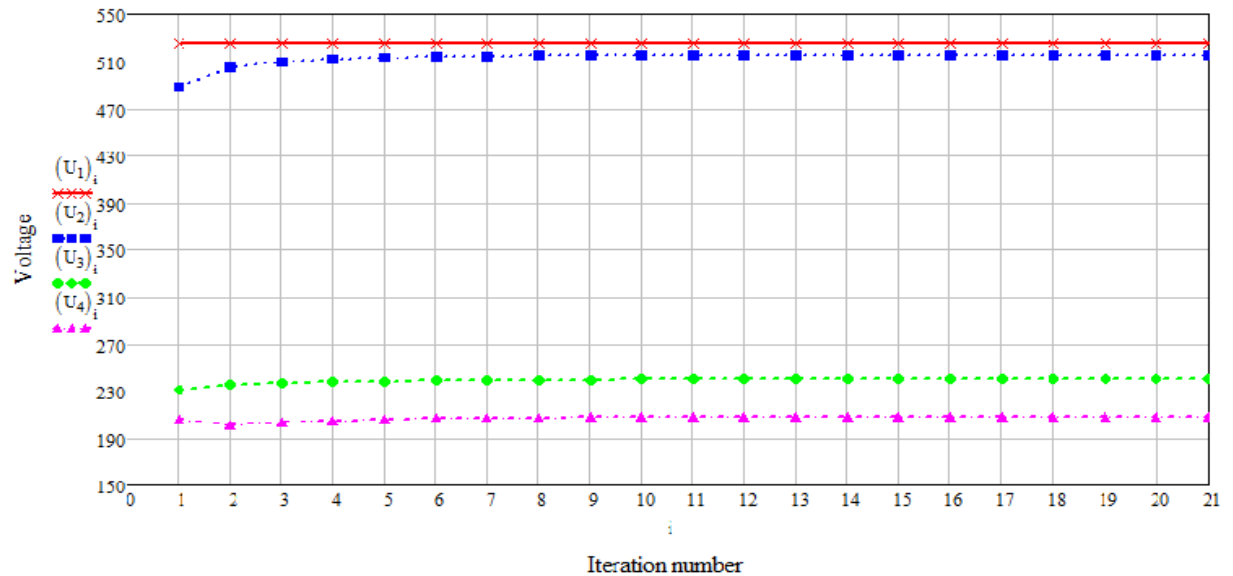


Рисунок 1 График сходимости итерационного процесса методом ускоренной итерации.

Проверим правильность своих расчетов с программой RastrWin, которая разрабатывалась группой инженеров со специальной алгоритмической подготовкой:

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
1	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	2		-		10,0260	122,717	-1 446,0				-1 100	-37		1 210	
2	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	3	4		-		7,5000	42,000	-1 080,0				-241	-126		719	
3	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2	5		-		8,5000	77,500	-992,0				-743	31		840	
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2	3		-			30,500		0,460			-311	105		367	
O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>	Ген	1		500					1 100,0	36,5	525,0		500,0		525,00	42,10	
2	<input type="checkbox"/>	Нагр	2		500											515,08	12,73	
3	<input type="checkbox"/>	Нагр	3		220			70,0	40,0		282,6					239,93	10,71	
4	<input type="checkbox"/>	Нагр	4		220			230,0	120,0							208,32	0,41	
5	<input type="checkbox"/>	База	5		500					-725,1	-60,1					500,00		

Рисунок 12. Результаты расчета в программе RastrWin

Литература.

1. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Под ред. В.А. Веникова – М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Математические задачи электроэнергетики / Под ред. В.А. Веникова – М.: Высшая школа, 1989.

УДК 621.311

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА СЕТИ ПРИ УЧЕТЕ И НЕУЧЕТЕ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

Астровский А.Г, Курченя Ю.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковац Е.В.

Физическая природа потребления энергии электрической нагрузкой такова, что ее активная и реактивная мощности зависят от подведенного напряжения и частоты в электрической системе. Такие зависимости носят название статических характеристик нагрузок по частоте и по напряжению. Разные типы электрических нагрузок имеют различные статические характеристики. В совокупности различных типов электроприемников рассматриваются статические характеристики смешанной нагрузки.

Статические характеристики используются при регулировании частоты и напряжения в электроэнергетических системах. В общем они записываются как $P=F(U,f)$, $Q=F(U,f)$.

Здесь мы будем рассматривать зависимости мощности нагрузки только от напряжения – статические характеристики нагрузки по напряжению $P=F(U)$, $Q=F(U)$.

Рассмотрим процедуру расчета режима на примере сети, приведенной на рисунке 1. В качестве исходной информации здесь выступают режимное напряжение источника питания U_A , сопротивление линий, реактивные проводимости линий, представленные зарядными мощностями, зависящими от напряжения, нагрузки в узлах $S1$ и $S2$ с их известными статическими характеристиками.

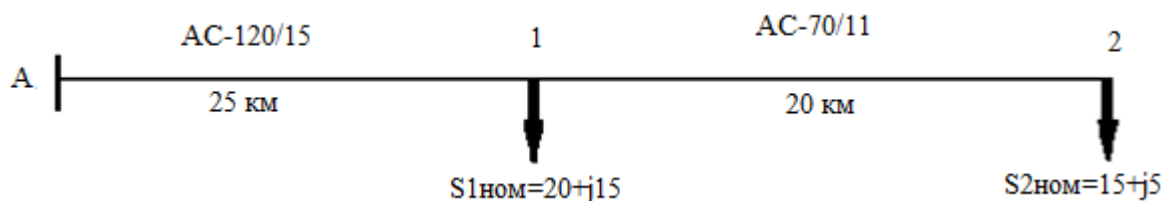


Рисунок 1. Схема сети.

Номинальное напряжение заданной сети 110 кВ. Зададимся параметрами линий:

$r_{A1} = 0.244$ Ом/км - удельное активное сопротивление линии А-1.

$x_{A1} = 0.42$ Ом/км - удельное индуктивное сопротивление линии А-1.

$b_{0A1} = 2.66 \cdot 10^{-6}$ См/км- удельная реактивная проводимость линии А-1.

$r_{12} = 0.42$ Ом/км - удельное активное сопротивление линии 1-2.

$x_{12} = 0.44$ Ом/км - удельное индуктивное сопротивление линии 1-2.

$b_{012} = 2.55 \cdot 10^{-6}$ См/км- удельная реактивная проводимость линии 1-2.

Рассчитываем сопротивления линий:

$$R_{a1} = r_{A1} \cdot L_1 = 0.244 \cdot 25 = 6.10 \text{ Ом},$$

$$R_{12} = r_{12} \cdot L_2 = 0.422 \cdot 20 = 8,44 \text{ Ом},$$

$$X_{a1} = x_{A1} \cdot L_1 = 0,427 \cdot 25 = 10,675 \text{ Ом},$$

$$X_{12} = x_{12} \cdot L_2 = 0,444 \cdot 20 = 8,88 \text{ Ом}.$$

Первая итерация ($U_2 = U_{ном}$).

Находим значение нагрузки с учетом типовых статических характеристик, приняв их в виде:

$$P_2 = P_{2n} \cdot (0.83 - 0.3 \cdot \frac{U_2}{U_{ном}} + 0.47 \cdot (\frac{U_2}{U_{ном}})^2) = 15 \text{ МВт},$$

$$Q_2 = Q_{2n} \cdot (5.5 - 10.7 \cdot \frac{U_2}{U_{ном}} + 6.2 \cdot (\frac{U_2}{U_{ном}})^2) = 5 \text{ Мвар}.$$

Находим зарядную мощность в конце линии 1-2:

$$Q_{312к} = \frac{U_2^2 \cdot b_{012} \cdot L_2}{2} = 0.309 \text{ Мвар}.$$

Находим активную и реактивную мощность в конце линии 1-2:

$$P_{12к} = P_2 = 15 \text{ МВт},$$

$$Q_{12к} = Q_2 - Q_{312к} = 4.691 \text{ Мвар}.$$

Вычисляем мощность в начале линии 1-2 и напряжение в узле 1:

$$P_{12н} = P_2 + \frac{P_{12к}^2 + Q_{12к}^2}{U_2^2} \cdot R_{12} = 15.172 \text{ МВт},$$

$$Q_{12н} = Q_{12к} + \frac{P_{12к}^2 + Q_{12к}^2}{U_2^2} \cdot X_{12} = 4.873 \text{ Мвар},$$

$$U_1 = U_2 + \frac{P_{12к} \cdot R_{12} + Q_{12к} \cdot X_{12}}{U_2} = 111.172 \text{ кВ}.$$

По значению напряжения в узле U_1 из статических характеристик $P_1 = f(U_1)$ и $Q_1 = f(U_1)$ находим мощности P_1 и Q_1 и вычисляем зарядные мощности:

$$P_1 = P_{1н} \cdot (0.83 - 0.3 \cdot \frac{U_1}{U_{ном}} + 0.47 \cdot (\frac{U_1}{U_{ном}})^2) = 20.18 \text{ МВт},$$

$$Q_1 = Q_{1н} \cdot (5.5 - 10.7 \cdot \frac{U_1}{U_{ном}} + 6.2 \cdot (\frac{U_1}{U_{ном}})^2) = 15.373 \text{ Мвар},$$

$$Q_{312н} = \frac{U_1^2 \cdot b_{012} \cdot L_2}{2} = 0.317 \text{ Мвар},$$

$$Q_{3A1к} = \frac{U_1^2 \cdot b_{0A1} \cdot L_1}{2} = 0.414 \text{ Мвар}.$$

Находим мощность в конце линии А-1:

$$P_{A1к} = P_1 + P_{12н} = 35.352 \text{ МВт},$$

$$Q_{12к} = Q_1 + Q_{12н} - Q_{312н} = 19.928 \text{ Мвар}.$$

Вычисляем мощность в начале линии А-1:

$$P_{A1н} = P_{A1к} + \frac{P_{A1к}^2 + Q_{12к}^2}{U_1^2} \cdot R_{a1} = 36.16 \text{ МВт},$$

$$Q_{A1н} = Q_{12к} + \frac{P_{A1к}^2 + Q_{12к}^2}{U_1^2} \cdot X_{a1} = 21.341 \text{ Мвар}.$$

По заданному напряжению источника питания U_a и мощности в начале линии А-1 вычисляют последовательно U_1 и первое приближение U_2 :

$$U_1 = U_a - \frac{P_{A1н} \cdot R_{a1} + Q_{A1н} \cdot X_{a1}}{U_a} = 112.135 \text{ кВ},$$

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{12н} \cdot R_{12} + Q_{12н} \cdot X_{12}}{U_1} = 110.598 \text{ кВ}.$$

Вторая итерация:

$$P_2 = P_{2n} \cdot (0.83 - 0.3 \cdot \frac{U_{21}}{U_{ном}} + 0.47 \cdot (\frac{U_{21}}{U_{ном}})^2) = 15.052 \text{ МВт},$$

$$Q_2 = Q_{2n} \cdot (5.5 - 10.7 \cdot \frac{U_{21}}{U_{ном}} + 6.2 \cdot (\frac{U_{21}}{U_{ном}})^2) = 5.047 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{312к} = \frac{U_{21}^2 \cdot b_{012} \cdot L_2}{2} = 0.312 \text{ Мвар},$$

$$P_{12к} = P_2 = 15.052 \text{ МВт},$$

$$Q_{12к} = Q_2 - Q_{312к} = 4.735 \text{ Мвар}.$$

$$P_{12н} = P_2 + \frac{P_{12к}^2 + Q_{12к}^2}{U_{21}^2} \cdot R_{12} = 15.224 \text{ МВт},$$

$$Q_{12н} = Q_{12к} + \frac{P_{12к}^2 + Q_{12к}^2}{U_{21}^2} \cdot X_{12} = 4.916 \text{ Мвар}.$$

$$U_1 = U_{21} + \frac{P_{12к} \cdot R_{12} + Q_{12к} \cdot X_{12}}{U_{21}} = 112.127 \text{ кВ}.$$

$$P_1 = P_{1н} \cdot (0.83 - 0.3 \cdot \frac{U_1}{U_{ном}} + 0.47 \cdot (\frac{U_1}{U_{ном}})^2) = 20.251 \text{ МВт},$$

$$Q_1 = Q_{1н} \cdot (5.5 - 10.7 \cdot \frac{U_1}{U_{ном}} + 6.2 \cdot (\frac{U_1}{U_{ном}})^2) = 15.528 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{312н} = \frac{U_1^2 \cdot b_{012} \cdot L_2}{2} = 0.321 \text{ Мвар},$$

$$Q_{3A1к} = \frac{U_1^2 \cdot b_{0A1} \cdot L_1}{2} = 0.418 \text{ Мвар}.$$

$$P_{A1к} = P_1 + P_{12н} = 35.475 \text{ МВт},$$

$$Q_{12к} = Q_1 + Q_{12н} - Q_{312н} = 20.123 \text{ Мвар}.$$

$$P_{A1н} = P_{A1к} + \frac{P_{A1к}^2 + Q_{12к}^2}{U_1^2} \cdot R_{a1} = 36.282 \text{ МВт},$$

$$Q_{A1н} = Q_{12к} + \frac{P_{A1к}^2 + Q_{12к}^2}{U_1^2} \cdot X_{a1} = 21.536 \text{ Мвар}.$$

$$U_{12} = U_a + \frac{P_{A1н} \cdot R_{a1} + Q_{A1н} \cdot X_{a1}}{U_a} = 112.11 \text{ кВ},$$

$$U_{22} = U_{12} + \frac{P_{12н} \cdot R_{12} + Q_{12н} \cdot X_{12}}{U_{12}} = 110.575 \text{ кВ}.$$

$$E \geq |U_{12} - U_{11}| = 0.024,$$

$$E \geq |U_{22} - U_{21}| = 0.024.$$

Третья итерация: В третью итерацию подставляем значения напряжений, вычисленные во второй итерации. В итоге получаем:

$$U_{13} = U_a + \frac{P_{A1н} \cdot R_{a1} + Q_{A1н} \cdot X_{a1}}{U_a} = 112.111 \text{ кВ},$$

$$U_{23} = U_{13} + \frac{P_{12н} \cdot R_{12} + Q_{12н} \cdot X_{12}}{U_{13}} = 110.576 \text{ кВ}.$$

$$E \geq |U_{1_3} - U_{1_2}| = 0,001,$$

$$E \geq |U_{2_3} - U_{2_2}| = 0,001.$$

Условия выполняются.

Теперь покажем результаты расчета установившегося режима этой же сети без учета статических характеристик нагрузки по напряжению.

$$U_1 = U_a + \frac{P_{A1n} \cdot R_{a1} + Q_{A1n} \cdot X_{a1}}{U_a} = 112.181 \text{ кВ},$$

$$U_2 = U_{1_3} + \frac{P_{12n} \cdot R_{12} + Q_{12n} \cdot X_{12}}{U_1} = 110.645 \text{ кВ}.$$

Напряжения, рассчитанные без учета статических характеристик нагрузки по напряжению, отличаются от напряжений, рассчитанных с учетом характеристик на 0.06%.

Учет статических характеристик нагрузки по напряжению позволяет более точно определить напряжение в узлах сети.

Литература

1. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев: под ред. В.Т. Федин. – Минск: Технопринт, 2004-720 с.

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ НЕСИММЕТРИИ НАГРУЗКИ ПО ФАЗАМ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Денисевич Т.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Симметричная трехфазная система напряжений характеризуется схожими по модулю и фазе напряжениями во всех 3-х фазах. При несимметричных режимах напряжения в различных фазах не равны.

Несимметричные режимы в электрических сетях появляются по последующим причинам:

- 1) неодинаковые нагрузки в разных фазах,
- 2) неполнофазная работа линий либо других частей в сети,
- 3) разные характеристики линий в различных фазах.

Часто несимметрия напряжений появляется из-за неравенства нагрузок фаз. В городских и сельских сетях 0,38 кВ несимметрия напряжений вызывается в основном подключением однофазных осветительных и бытовых электроприемников малой мощности. Количество таких однофазных электроприемников велико, и их необходимо умеренно распределять по фазам для уменьшения несимметрии.

Для проведения расчета примем следующие исходные данные.

Внутри здания сети внутреннего электроснабжения выполнены по схеме "звезда" с нейтральным проводом. Отдельные помещения подключены к разным фазам трехфазного источника электроэнергии с линейным напряжением $U_{л} = 380$ В и частотой тока $f = 50$ Гц, в качестве которого используется распределительный щит или электрический шкаф; нагрузки фаз: в фазе А – лампы накаливания, электродвигатель, калорифер, в фазе В – лампы накаливания, электродвигатель, трансформатор, в фазе С - калорифер. Считаем лампу накаливания активной нагрузкой, калорифер, электродвигатель и трансформатор активно-индуктивной нагрузкой. Электрическая схема замещения рассчитываемой трехфазной цепи представлена на рис. 1.

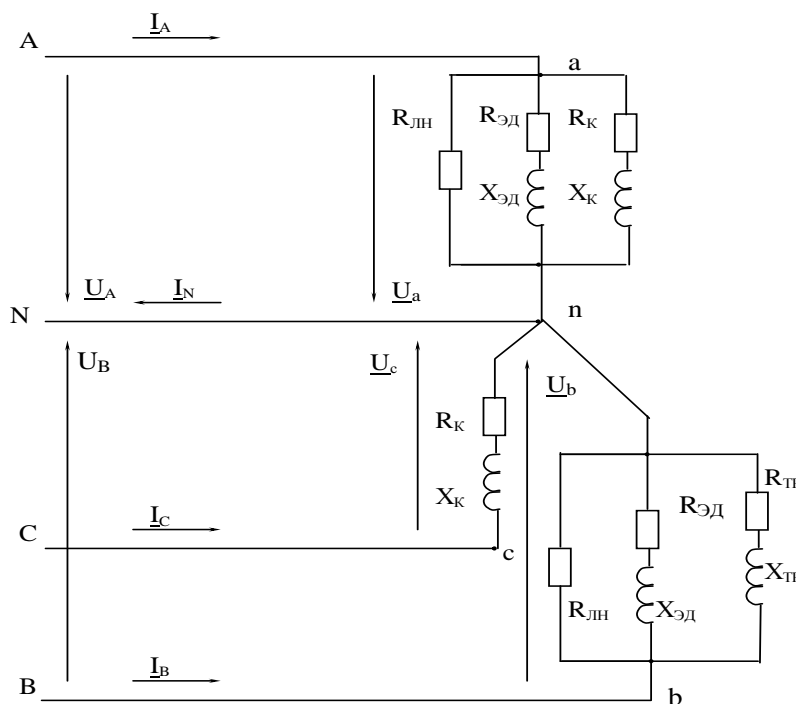


Рисунок 1. Электрическая схема замещения трехфазной цепи

Исходные данные приведены в таблице 1 и таблице 2.

Таблица 1 - Параметры нагрузки

Лампы накаливания	Калориферы		Трансформаторы		Электродвигатели		
	$P_{\text{лн}}$, Вт	$P_{\text{к}}$, Вт	$\cos \varphi_{\text{к}}$	$S_{\text{тр}}$, ВА	$\cos \varphi_{\text{тр}}$	$P_{\text{эд}}$, Вт	КПД
200	1100	0,995	1500	0,65	1000	0,75	0,8

Таблица 2 - Параметры линии передачи

L , м	ρ , Ом*мм ² /м	A , мм ²
185	0,03	3

Находим значение активного и реактивного сопротивлений по следующим формулам:

а) для лампы накаливания

$$R = \frac{U_{\phi}^2}{P} \tag{1}$$

где R - активное сопротивление, Ом;

U_{ϕ} - фазное напряжение, В;

$P_{\text{лн}}$ - активная мощность, Вт;

б) для калорифера, трансформатора, электродвигателя:

$$Z = \frac{U_{\phi}^2}{S} \tag{2}$$

где $Z_{\text{к}}$ - полное сопротивление, Ом;

$S_{\text{к}}$ - полная мощность, Вт;

$$R = Z * \cos \varphi \tag{3}$$

$$X = Z * \sin \varphi \tag{4}$$

где X - реактивное сопротивление, Ом;

Так как анализируется схема соединения звездой с нейтральным проводом, то благодаря последнему фазные напряжения равны

$$U_{\phi} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} \tag{5}$$

Для рассматриваемого примера вычисляем по формулам (1) - (5) и сводим в таблицу 3:

Таблица 3 - Значения сопротивлений

	Полное сопротивление	Активное сопротивление	Реактивное сопротивление
Лампа накаливания		242,00	
Калорифер	43,78	43,56	4,37
Трансформатор	32,27	20,97	24,54
Электродвигатель	29,04	23,23	17,42

Ток, протекающий через каждый потребитель, рассчитываем по закону Ома. При этом чтобы получить и действующее значение, и начальную фазу токов, расчет ведём в комплексной форме.

Для фазы А:

$$\underline{I}_{\text{лн}}^a = \underline{U}_A / R_{\text{лн}} = 220e^{j0} / 242 = 0,909 A;$$

$$\underline{I}_{\text{эд}}^a = \underline{U}_A / Z_{\text{эд}} = 220e^{j0} / [29,04e^{j \arccos 0,8}] = 7,576e^{-j36,87} A,$$

$$\underline{I}_{\text{к}}^a = \underline{U}_A / Z_{\text{к}} = 220e^{j0} / [43,78e^{j \arccos 0,995}] = 5,025e^{-j5,735} A;$$

Для фазы В, С ток, протекающий через каждый потребитель, рассчитываем аналогично

$$\underline{I}_{\text{ЛН}}^b = 0,909e^{-j120} \text{ A}, \quad \underline{I}_{\text{ЭД}}^b = 7,576e^{-j156,87} \text{ A}, \quad \underline{I}_{\text{ТР}}^b = 6,817e^{-j169,46} \text{ A};$$

$$\underline{I}_{\text{К}}^c = 5,025e^{-j245,73} \text{ A}.$$

Рассчитаем активную, реактивную и полную мощности каждой фазы:

Для фазы А:

$$P_a = P_{\text{ЛН}} + P_{\text{К}} + (P_{\text{ЭД}} / \eta) = 200 + 1100 + (1000 / 0,75) = 2633 \text{ Вт},$$

$$Q_a = I_{\text{К}}^2 X_{\text{К}} + I_{\text{ЭД}}^2 X_{\text{ЭД}} = 5,025^2 * 4,37 + 7,576^2 * 17,42 = 1110 \text{ Вар},$$

$$S_a = \sqrt{P_a^2 + Q_a^2} = \sqrt{2633^2 + 1110^2} = 2857 \text{ ВА};$$

Для фазы В, С рассчитываем мощности аналогично

$$P_b = 2508 \text{ Вт}, \quad Q_b = 2139 \text{ Вар}, \quad S_b = 3296 \text{ ВА};$$

$$P_c = P_{\text{К}} = 1100 \text{ Вт}, \quad Q_c = 110 \text{ Вар}, \quad S_c = 1106 \text{ ВА}.$$

Коэффициент мощности для каждой фазы равен:

$$\cos \varphi_a = P_a / S_a = 2633 / 2857 = 0,922,$$

$$\cos \varphi_b = P_b / S_b = 2508 / 3296 = 0,761,$$

$$\cos \varphi_c = \cos \varphi_{\text{К}} = 0,995.$$

Линейные токи и ток в нейтральном проводе удобнее всего рассчитывать в комплексной форме по первому закону Кирхгофа:

$$\underline{I}_A = \underline{I}_{\text{ЛН}}^a + \underline{I}_{\text{ЭД}}^a + \underline{I}_{\text{К}}^a = 0,909 + 7,576e^{-j36,87} + 5,025e^{-j5,73} = 12,99e^{-j22,86} \text{ A},$$

$$\underline{I}_B = \underline{I}_{\text{ЛН}}^b + \underline{I}_{\text{ЭД}}^b + \underline{I}_{\text{ТР}}^b = 0,909e^{-j120} + 7,576e^{-j156,87} + 6,817e^{-j169,46} = 14,99e^{-j199,53} \text{ A},$$

$$\underline{I}_C = \underline{I}_{\text{К}}^c = 5,025e^{-j245,73},$$

$$\underline{I}_N = \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 11,97 - 5,047j - 14,124 - 5,01j - 2,065 + 4,58j = 6,91e^{j232,39} \text{ A}.$$

Полное сопротивление каждой фазы находим используя метод проводимостей или эквивалентных преобразований:

$$\underline{Z}_a = \underline{U}_A / \underline{I}_A = 16,96e^{j23,02} \text{ Ом}, \quad \underline{Z}_b = \underline{U}_B / \underline{I}_B = 14,7e^{j40,54} \text{ Ом}, \quad \underline{Z}_c = \underline{U}_C / \underline{I}_C = 43,78e^{j5,73} \text{ Ом}.$$

Используя для мощности трехфазной цепи, находим:

$$P_H = P_a + P_b + P_c = 2633 + 2508 + 1100 = 6241 \text{ Вт},$$

$$Q_H = Q_a + Q_b + Q_c = 1110 + 2139 + 110 = 3359 \text{ Вар},$$

$$S_H = \sqrt{P_H^2 + Q_H^2} = \sqrt{6241^2 + 3359^2} = 7088 \text{ ВА},$$

$$\cos \varphi_H = P_H / S_H = 6241 / 7088 = 0,8805.$$

Баланс мощностей для цепи переменного тока, в том числе и трехфазной цепи, заключается в вычислении отдельно суммы активных мощностей и суммы реактивных мощностей, потребляемых всеми электроприемниками, и сравнении значений этих сумм с действительной и мнимой частями комплекса полной мощности, отдаваемой источником (источниками) электроэнергии:

$$\underline{S} = \underline{U}_A \underline{I}_A^* + \underline{U}_B \underline{I}_B^* + \underline{U}_C \underline{I}_C^* = P + jQ, \quad (6)$$

где $\underline{I}_A^*, \underline{I}_B^*, \underline{I}_C^*$ - сопряженные комплексы линейных токов.

$$\underline{S} = 220 \exp(j0) 12,99e^{j22,86} + 220e^{-j120} * 14,99 * e^{-j199,53} + 220e^{-j240} * 5,025e^{j245,73} = 6242,1 + j3361,$$

т.е. $P = 6242,1 \text{ Вт}$, $Q = 3361 \text{ Вар}$.

Почти такие же результаты получены выше, где $P_H = 6241 \text{ Вт}$, $Q_H = 3359 \text{ Вар}$. Так как эти данные найдены именно как суммы мощностей отдельных потребителей, считаем, что баланс мощностей сошелся с погрешностью менее 1%, что означает правильность выполненных ранее расчетов.

Векторная диаграмма представлена на рис. 2.

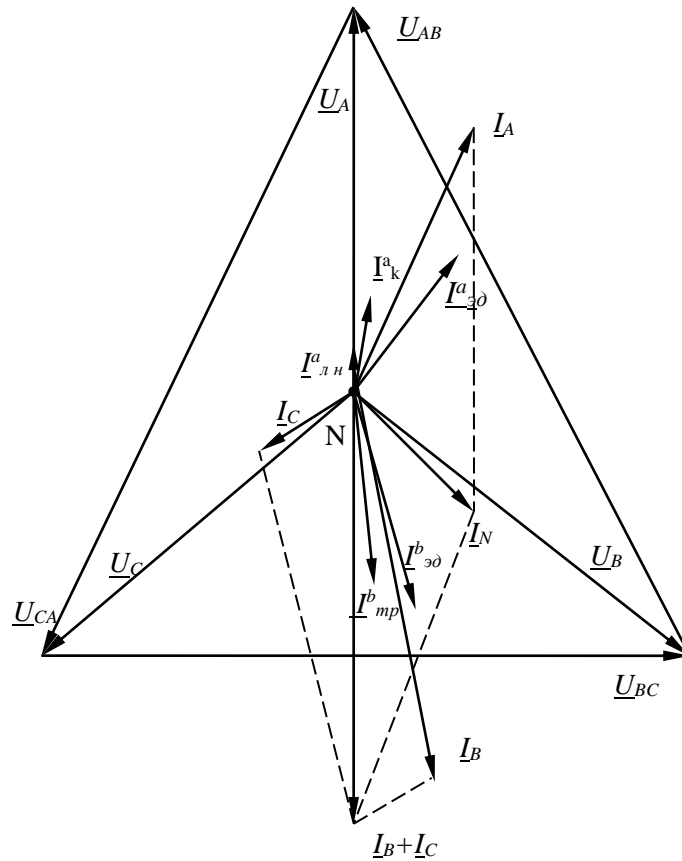


Рисунок 2 Векторная диаграмма цепи с нейтральным проводом

Наименьший коэффициент мощности в фазе b: $\cos \varphi_B = 0,761$, который повысим до значения $\cos \varphi_B = 0,995$. С этой целью параллельно нагрузкам фазы b включаем конденсатор, емкость которого определим из формулы:

$$tg \varphi_1 = (B_{эд} + B_{тр} - B_C) / (G_{лн} + G_{эд} + G_{тр}), \tag{7}$$

где $tg \varphi_1$ определяем по заданному $\cos \varphi_1$;

$$B_C = 2\pi f C = 100\pi C, \tag{8}$$

Для рассматриваемого примера имеем:

$$G_{лн} = 1 / R_{лн} = 1 / 242 = 0,0041 \text{ См},$$

$$G_{эд} = R_{эд} / (R_{эд}^2 + X_{эд}^2) = R_{эд} / Z_{эд}^2 = 23,23 / 29,04^2 = 0,0275 \text{ См},$$

$$G_{тр} = R_{тр} / (R_{тр}^2 + X_{тр}^2) = R_{тр} / Z_{тр}^2 = 0,0201 \text{ См},$$

$$G_{лн} + G_{эд} + G_{тр} = 0,0517 \text{ См},$$

$$B_{эд} + B_{тр} = X_{эд} / Z_{эд}^2 + X_{тр} / Z_{тр}^2 = 0,0442 \text{ См}.$$

$$B_C = 0,0442 - 0,1004 * 0,0517 = 0,039 \text{ См},$$

$$C = 0,039 / 100 = 124 * 10^{-6} \text{ Ф} = 124 \text{ мкФ}.$$

$$Q_C = U_B^2 * B_C = 220^2 * 0,039 = 1888 \text{ Вар}.$$

При наличии конденсатора линейный ток фазы b найдём по формуле:

$$I_B = U_B \sqrt{(G_{лн} + G_{эд} + G_{тр})^2 + (B_{эд} + B_{тр} - B_C)^2}, \tag{9}$$

$I_B = 220 \sqrt{0,0517^2 + 0,005^2} = 11,43 \text{ А}$, что меньше действующего значения линейного тока при отсутствии конденсатора.

В нашем случае наиболее мощным электроприемником является электродвигатель,

который потребляет наибольший ток $I_{\text{ЭД}} = 7,576 \text{ А}$. Так как в схеме рис. 1 два электродвигателя, будем считать, что удалён от источника электроэнергии электродвигатель фазы а (рис. 3).

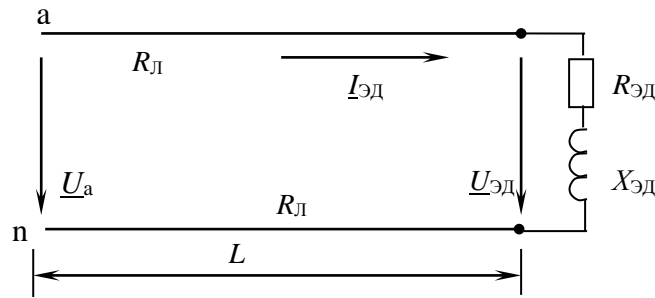


Рисунок. 3 Схема включения электродвигателя через двухпроводную линию передачи

Сопротивление каждого провода двухпроводной линии передачи равно:

$$R_{\text{Л}} = \rho l / A = 0,03 * 185 / 3 = 1,85 \text{ Ом}.$$

Тогда фактическое напряжение на электродвигателе равно:

$$\underline{U}_{\text{ЭД}} = \underline{U}_a - \underline{I}_{\text{ЭД}} 2R_{\text{Л}}, \tag{10}$$

$$\underline{I}_{\text{ЭД}} = \underline{U}_{\text{ЭД}} / (2R_{\text{Л}} + \underline{Z}_{\text{ЭД}}) = 220 / (3,7 + 23,23 + j17,42) = (5,76 - j3,73) \text{ А},$$

$$\underline{U}_{\text{ЭД}} = 220(5,76 - j3,73) / 3,7 = 198,69 + j13,8 = 199,17 e^{j3,97},$$

т.е. $U_{\text{ЭД}} = 199,17 \text{ В}$, что более чем на 5% отличается от номинального фазного напряжения $U_{\phi} = 220 \text{ В}$.

Так как нагрузка является несимметричной, то при разорванном нейтральном проводе возникает напряжение смещения нейтрали, которое определяется по формуле:

$$\underline{U}_{Nn} = \frac{\underline{U}_A / \underline{Z}_a + \underline{U}_B / \underline{Z}_b + \underline{U}_C / \underline{Z}_c}{1 / \underline{Z}_a + 1 / \underline{Z}_b + 1 / \underline{Z}_c}, \tag{11}$$

$$\begin{aligned} \underline{U}_{Nn} &= \frac{220}{[16,96 \exp(j23,02^{\circ})]} + \frac{[220 \exp(-j120^{\circ})]}{[14,78 \exp(j40,54^{\circ})]} + \frac{[220 \exp(-j240^{\circ})]}{[43,78 \exp(j5,73^{\circ})]} = \\ &= \frac{1}{[16,96 \exp(j23,02^{\circ})]} + \frac{1}{[14,7 \exp(j40,54^{\circ})]} + \frac{1}{[43,78 \exp(j5,73^{\circ})]} = \\ &= -7,73 - 46,61j = 47,24 \exp(-j99,4^{\circ}). \end{aligned}$$

Фазные напряжения на нагрузке равны:

$$\underline{U}_a = \underline{U}_A - \underline{U}_{Nn} = 220 + 7,73 + j46,61 = 227,73 + j46,61 = 232,45 e^{j11,6} \text{ В},$$

$$\underline{U}_b = \underline{U}_B - \underline{U}_{Nn} = 220 e^{-j120} + 7,73 + j46,61 = -102,27 - j143,92 = 176,55 e^{-j125,4} \text{ В},$$

$$\underline{U}_c = \underline{U}_C - \underline{U}_{Nn} = 220 e^{-j240} + 7,73 + j46,61 = -102,27 + j237,14 = 258,25 e^{j113,33} \text{ В}.$$

Линейные токи, как и ранее, определим в комплексной форме по закону Ома:

$$\underline{I}_a = \underline{U}_a / \underline{Z}_a = 232,45 e^{j11,6} / 16,96 e^{j23,02} = 13,7 e^{-j11,4},$$

$$\underline{I}_b = \underline{U}_b / \underline{Z}_b = 176,55 e^{-j125,4} / 14,7 e^{j40,54} = 12 e^{-j165,9},$$

$$\underline{I}_c = \underline{U}_c / \underline{Z}_c = 258,25 e^{j113,33} / 43,78 e^{j15,73} = 5,9 e^{j107,6}.$$

Совмещенная диаграмма напряжений и линейных токов при отсутствии нейтрального провода представлена на рис. 4.

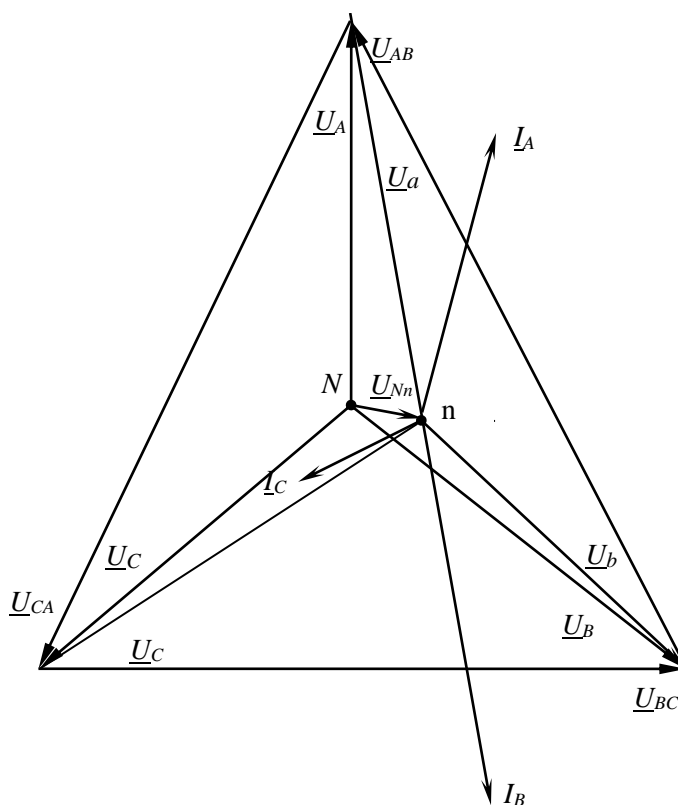


Рисунок 4. Векторная диаграмма цепи без нейтрального провода

При анализе полученных результатов следует учесть, что хотя в трехфазной сети с целью обеспечения неизменности фазных напряжений на нагрузке и равенства их между собой присутствует нейтральный провод, при значительно несимметричной нагрузке могут быть нежелательные явления:

1) Большое возрастание тока в одном из линейных проводов ведет к ощутимому падению напряжения на сопротивлении этого провода, если он достаточно длинный и имеет малую площадь сечения. В результате фазное напряжение на нагрузке может заметно снизиться, что часто недопустимо для работы электропотребителей.

2) Из-за значительного неравенства нагрузок отдельных фаз резко возрастает ток в нейтральном проводе, что может быть причиной его перегрева вплоть до возникновения аварийной ситуации. Кроме того, возросшее падение напряжения на сопротивлении нейтрального провода ведет к появлению напряжения смещения нейтрали, а значит к неравенству фазных напряжений на нагрузке, что особенно проявляется при обрыве нейтрального провода. В рассмотренном примере в последнем случае получены следующие фазные напряжения: $U_a = 232B > U_\phi$, $U_b = 177B < U_\phi$, $U_c = 258B > U_\phi$. Следовательно, перенапряжение в фазах а и с ведет к быстрому выходу из строя потребителей, а значительное снижение напряжения в фазе б может привести к остановке оборудования. Поэтому необходимо постоянно следить за уровнем несимметрии нагрузки путем замера фазных сопротивлений (или линейных токов) и вычисления напряжения смещения нейтрали или замера фазных напряжений.

Литература

1. Электротехника и электрооборудование/ П.П.Ястребов, И.П.Смирнов, Г.Д.Журавлев и др.; Под ред.П.П. Ястребова. Воронеж: Изд-во ВГУ, 1987.
2. Борисов Ю.М., Липатов Д.Н., Зорин Ю.Н. Электротехника. М.: Энергоатомиздат. 1985.
3. Сборник задач по электротехнике и основам электроники / Под ред. В. Г. Герасимова, М.: Высшая школа, 1987.

УДК 621.316

ВЛИЯНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ МОДЕЛИ НАГРУЗОК НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Горовой Д.Д., Шелест М. В.

Научный руководитель – старший преподаватель. Мышкова Е.В.

Режим работы электрической системы непрерывно изменяется в режиме реального времени, но эти изменения, происходящие около некоторого среднего значения, могут быть настолько малыми, что режим работы электрической системы практически не изменяется. Режим работы электрической системы, при котором параметры режима (напряжение, токи, мощности, частота) остаются практически неизменными, называют установившимся режимом работы.

Перед выполнением расчета установившегося режима работы электрической системы необходимо составить схему замещения электрической системы. Схема замещения электрической системы представляет собой электрическую схему, в которой все реальные элементы заменены максимально близкими по функциональности цепями из идеальных элементов.

Модели нагрузок задаются постоянной по величине мощностью.

В рассматриваемом способе модели нагрузок представляются постоянной по величине значением активной и реактивной мощностью.

Изменяющимися параметрами в данном случае являются модуль и угол напряжения в узле.

Такая форма представления нагрузки используется для питающих сетей и иногда распределительных сетей (10-35) кВ.

Так как в модели нагрузок с постоянной мощностью у нас изменяются ток и напряжение, мы изменяли напряжение в узлах сети и наблюдали изменение токов. Что и показали расчеты в программе RastrWin:

1) В данном случае напряжение в балансирующем узле 38 кВ (рис.1).

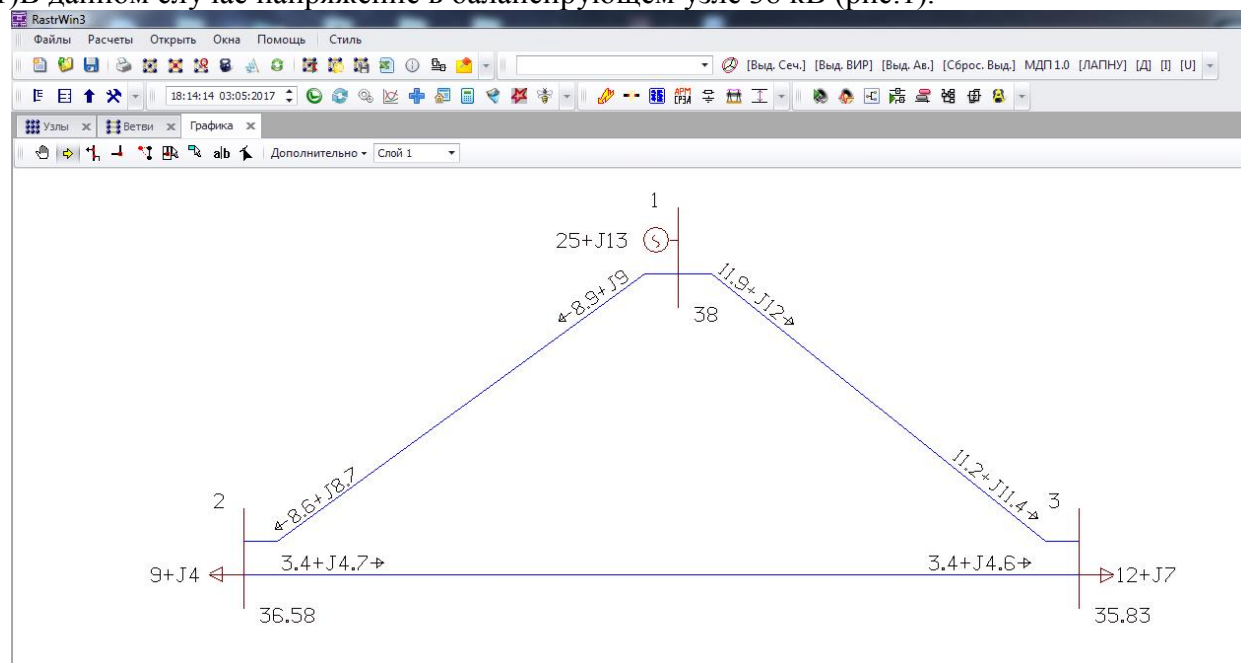


Рисунок 1. Расчет в программе RastrWin для схемы сети напряжением 38 кВ

Мы задаём сеть номинального напряжения 35 кВ, состоящую из 2 нагрузочных узлов и 1 балансирующего (БУ). А так же из 3 линий электропередач, которые образуют замкнутую сеть. В данном случае задаем напряжение 38 кВ, задаем нагрузки в узлах и сопротивления ветвей.

2) Во втором случае мы задавали выше приведенную схему для напряжения 220 кВ, только с учетом других параметров. В данном случае мощность в нагрузочных узлах остается постоянной, но изменяется напряжение в БУ. В процессе расчета использовались следующие обозначения:

- P - активная мощность, кВт;
- Q - реактивная мощность, Мвар;
- S - полная мощность, МВ·А;
- L - длина линий, км;
- r - активное сопротивление 1км линии, Ом/км;
- x - индуктивное сопротивление 1км линии, Ом/км;;
- R - активное сопротивление, Ом;
- X - индуктивное сопротивление, Ом;
- I - ток, А.

Произведем расчет изменения напряжение для схем с разным напряжением в процентах:

1) Для схемы 35 кВ (для нагрузочного узла):

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100\% = 14\%$$

где, U_1 -напряжение в нагрузочном узле для 1 случая;

U_2 - напряжение, измененное на 10% в нагрузочном узле для 2 случая.

2) Для схемы 220 кВ (для нагрузочного узла):

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100\% = 10\%$$

где, U_1 -напряжение в нагрузочном узле для 1 случая;

U_2 - напряжение, измененное на 10% в нагрузочном узле для 2 случая.

Проанализировав расчеты, было выяснено, что при изменении напряжения в БУ на 10% в 2 схемах, падение напряжения составило больший процент в сетях напряжением 35 кВ, чем в сетях $U_n = 220$ кВ.

Этот способ задания нагрузки является оптимальным для электрических систем полностью обеспеченных устройствами регулирования напряжения.

Нагрузка задаётся постоянным по модулю и фазе током.

В рассматриваемом способе модели нагрузок представляются постоянной по модулю и фазе тока.

В данном случае изменяющимися параметрами являются модуль и угол напряжения в узле, а также активная и реактивная мощность.

Был произведен расчет для схемы номинальным напряжением 220 кВ, состоящую из 2 нагрузочных узлов и 1 балансирующего (БУ). А так же из 3 линий электропередач, которые образуют замкнутую сеть.

$$U_1 = 238\text{кВ}; \quad U_n = 220\text{кВ};$$

$$P_2 = 65\text{кВт}; \quad P_3 = 35\text{кВт};$$

$$Q_2 = 30\text{МВар}; \quad Q_3 = 15\text{МВар};$$

$$L_{12} = 60\text{км}; \quad L_{13} = 80\text{км}; \quad L_{23} = 50\text{км};$$

$$r_{12} = 0.098 \text{ Ом/км}; \quad r_{13} = 0.075 \text{ Ом/км}; \quad r_{23} = 0.121 \text{ Ом/км};$$

$$x_{12} = 0.429 \text{ Ом/км}; \quad x_{13} = 0.420 \text{ Ом/км}; \quad x_{23} = 0.432 \text{ Ом/км};$$

$$R_{12} = r_{12} \cdot L_{12} = 5.88 \text{ Ом}; \quad R_{13} = r_{13} \cdot L_{13} = 6 \text{ Ом}; \quad R_{23} = r_{23} \cdot L_{23} = 6.05 \text{ Ом};$$

$$X_{12} = x_{12} \cdot L_{12} = 25.74 \text{ Ом};$$

$$X_{13} = x_{13} \cdot L_{13} = 33.6 \text{ Ом}; \quad X_{23} = x_{23} \cdot L_{23} = 21.6 \text{ Ом};$$

$$dP_{12} = \frac{(P_2)^2 + (Q_2)^2}{U_n^2} r_{12} \cdot L_{12} = 0.623\text{кВт};$$

$$dQ_{12} = \frac{(P_2)^2 + (Q_2)^2}{U_n^2} x_{12} \cdot L_{12} = 2.726\text{МВар};$$

$$dP_{13} = \frac{(P_3)^2 + (Q_3)^2}{U_n^2} r_{13} \cdot L_{13} = 0.105 \text{ кВт};$$

$$dQ_{13} = \frac{(P_3)^2 + (Q_3)^2}{U_n^2} x_{13} \cdot L_{13} = 0.59 \text{ МВар};$$

$$dP_{23} = \frac{(P_3)^2 + (Q_3)^2}{U_n^2} r_{23} \cdot L_{23} = 0.106 \text{ кВт};$$

$$dQ_{23} = \frac{(P_3)^2 + (Q_3)^2}{U_n^2} x_{23} \cdot L_{23} = 0.379 \text{ МВар};$$

$$P_{12} = P_2 + dP_{12} = 65.623 \text{ кВт}; \quad P_{13} = P_3 + dP_{13} = 25.105 \text{ кВт};$$

$$P_{23} = P_3 + dP_{23} = 25.106 \text{ кВт};$$

$$Q_{12} = Q_2 + dQ_{12} = 32.726 \text{ МВар}; \quad Q_{13} = Q_3 + dQ_{13} = 15.59 \text{ МВар};$$

$$Q_{23} = Q_3 + dQ_{23} = 15.379 \text{ МВар};$$

$$U_2 = \left(U_1 - \frac{P_{12} \cdot r_{12} \cdot L_{12} + Q_{12} \cdot x_{12} \cdot L_{12}}{U_1} \right) - \frac{P_{12} \cdot r_{12} \cdot L_{12} - Q_{12} \cdot x_{12} \cdot L_{12}}{U_1} = 234.757 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \left(U_1 - \frac{P_{13} \cdot r_{13} \cdot L_{13} + Q_{13} \cdot x_{13} \cdot L_{13}}{U_1} \right) - \frac{P_{13} \cdot r_{13} \cdot L_{13} - Q_{13} \cdot x_{13} \cdot L_{13}}{U_1} = 236,734 \text{ кВ};$$

$$S_2 = \sqrt{P_{12}^2 + (j \cdot Q_{12})^2} = 56.88 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad S_3 = \sqrt{P_{13}^2 + (j \cdot Q_{13})^2} = 19.678 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_2 = \frac{S_2}{U_2} = 0.242 \text{ А}; \quad I_3 = \frac{S_3}{U_3} = 0.083 \text{ А};$$

Так при изменении напряжения на 11% в БУ мощность в нагрузочных узлах изменяется на 9%.

При изменении напряжения в сети 35 кВ в БУ на 10% мощность в нагрузочных узлах изменяется на 9%.

В данной модели задания нагрузок постоянным по модулю и фазе током за основу была взята формула $S = U \cdot I$. То есть при изменении напряжения в БУ и мощности в нагрузочных узлах, изменялось напряжение в нагрузочных узлах.

Нагрузка задаётся постоянным сопротивлением или проводимостью.

Независимыми параметрами в данном случае являются модуль и угол напряжения в узле, а также значения активной и реактивной мощности, которые являются функцией от напряжения в узле.

Следует отметить, что представление нагрузки в виде постоянного значения проводимости используется при расчете электромеханических переходных процессов.

Для данного расчета использовали провод марки АС-240/32.

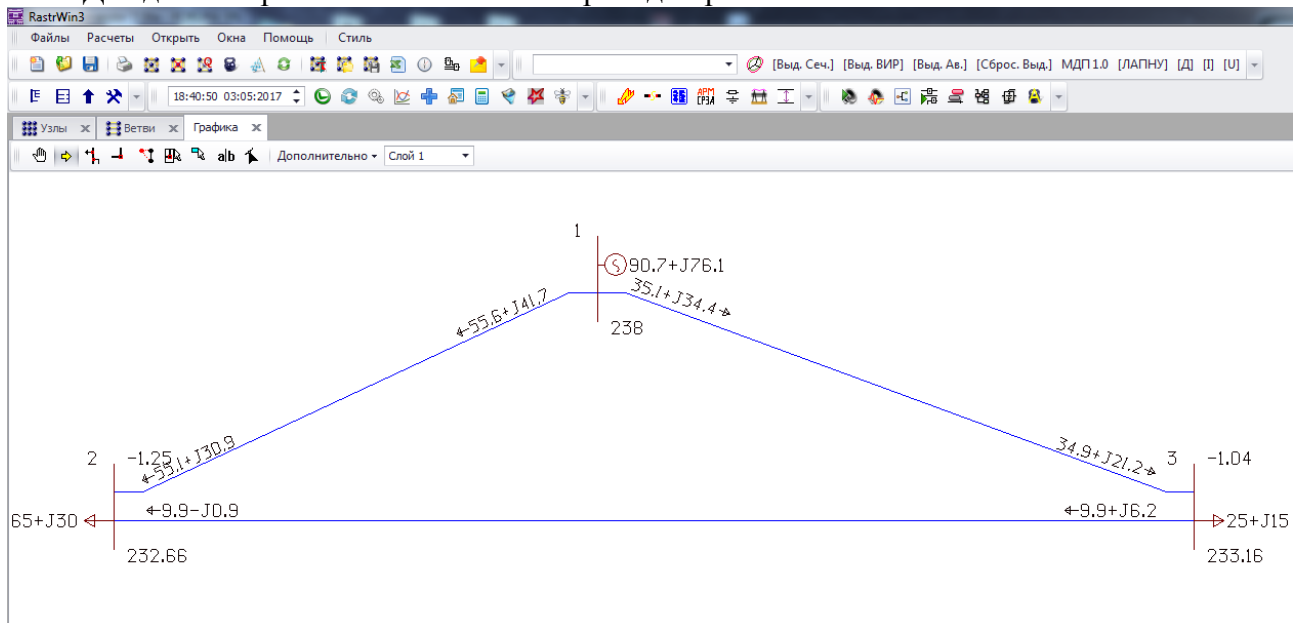


Рисунок 2. Расчет в программе RastrWin для сопротивлений

При модели нагрузок при постоянном сопротивлении мощности нагрузок зависят от напряжения, то есть они являются эквивалентными статическим характеристикам $(P(U); Q(U))$ Могут использоваться для линий различных напряжений.

Так как в сети номинального напряжения 110кВ и 220 кВ могут применяться провода марки АС-240/32, следовательно, можно увидеть, что сопротивления и проводимости остаются неизменными. Но следует учесть, что при номинальном напряжении 110кВ и 220кВ нагрузки будут разные из-за разных напряжений.

Вывод: каждая из моделей задания нагрузок применяется для сетей различного класса напряжения, так потери в разных моделях нагрузки для сетей разных номинальных напряжений будут отличаться.

Литература:

1. Поспелов Г.Е., Федин В. Т. Лычёв П. В., Электрические системы и цепи: Учебник.-Мн.:УП “Технопринт”, 2004.-720 с.
2. Фадеева Г. А., Федин В. Т., Шиманская Т. А. Установившиеся режимы электрических систем и сетей. Лаб. работы для студентов-“Электроэнергетика” –Мн.: ЗАО “Техноперспектива”, 2000.-52с.
3. Представление электрических нагрузок в схемах замещения электрических сетей, <http://studopedia.org/4-95797.html>-Дата доступа: 04.05.2007.

УДК 621.311

ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГРАММЫ RASTRWIN

Панфило М.И., Прончак В.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности программного комплекса Расчетные модули:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;
- моделирование зависимостей $Q_{\max}(V)$ генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет агрегатной информации (потребление, генерация, внешние перетоки) по различным территориальным и ведомственным подразделениям;
- сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Пользовательский интерфейс:

1. Табличный процессор. Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, где вся информация структурирована по типу (Узлы, Ветви, Генераторы и т.д.). Основные особенности табличного процессора:

- индивидуальная и групповая (по формулам) коррекция и ввод параметров;
- произвольная настройка вида отображения (положение столбцов);
- возможность сортировки по любому столбцу и сортировки по нескольким столбцам;
- выбор точности отображения данных;
- возможность отображения данных в альтернативных единицах (например, в киловаттах вместо мегаватт или в относительных единицах);
- контекстные переходы между таблицами;
- возможность создания пользовательских таблиц;

- «сдвоенные» таблицы, (например, узел и подходящие к нему ветви) с возможностью их создания;

- динамический обмен данными с MS Excel;
- экспорт и импорт табличной информации в виде CSV-файлов.

2. **Однолинейная графическая схема.** В RastrWin3 входят следующие средства подготовки и отображения однолинейной графической схемы:

- автоматизированная подготовка графической схемы на основе расчетной. Подготовка окон для отображения численной информации;

- отображение численной (расчетной) информации в подготовленных окнах. Конкретный тип отображаемой информации задается пользователем;

- проведение коммутаций (отключение/включение) и коррекций непосредственно на графической схеме;

- динамическая «заливка» схемы в зависимости от значения, выбранного параметра (например, отклонения напряжения от номинального).

3. **Элемент «Селектор» для иерархического (древовидного) представления схемы.**

Встроенная база данных:

- хранение данных (как исходного, так и расчетного характера) производится в единой базе данных;

- при загрузке и сохранении файлов используются шаблоны, определяющие тип файла (режим, графика, сечения и т.д.). В шаблоне хранится описание данных (точность, допустимые значения, формулы и т.д.). Пользователь может как изменять, так и создавать свои шаблоны.

Все номера узлов и ветвей должны быть положительными целыми числами в диапазоне от 1 до 2 147 483 647. Все названия не должны превышать в длину 256 символов.

Ввод схемы рекомендуется начинать с данных по узлам. Минимально необходимой информацией для каждого узла является его номер (Номер) и номинальное напряжение ($U_{ном}$). Для узлов нагрузки требуется дополнительно ввести активную и реактивную мощность потребления (P_n , Q_n). Для узлов с генераторами или компенсаторами необходимо дополнительно задать пределы изменения реактивной мощности (Q_{min} , Q_{max}), в графе $V_{зд}$ для этих узлов указать заданный (фиксированный) модуль напряжения, который будет выдержан, если позволят пределы регулирования реактивной мощности. Один из узлов должен быть назначен базисным (балансирующим), для чего в меню Тип этого узла надо выбрать строку База. Остальные типы узлов (Нагрузка, Генератор) и ветвей (ЛЭП, Тр-р) выбираются программой автоматически при расчете режима. Список основных параметров, относящихся к узлу, приведен ниже: **Отметка узла** используется для сортировки, выборки, эквивалентирования и т.д.; **Состояние узла** – отключен/включен; **Район** – номер района, к которому относится узел; **Номер** – номер узла; $N_{схн}$ – номер статической характеристики нагрузки (СХН). **Название** – название узла; $U_{ном}$ – номинальное напряжение; P_n , Q_n – мощность нагрузки; P_g , Q_g – мощность генерации; Q_{min} , Q_{max} , $V_{зд}$ – пределы генерации реактивной мощности и заданный модуль напряжения. В узле фиксируется модуль $V_{зд}$, если он не равен нулю и задано $Q_{min} < Q_{max}$; $G_{ш}$, $B_{ш}$ – проводимость шунта на землю (ШР или БСК), мкСм; V , Δ – расчетный модуль и угол напряжения. Для базисных узлов – исходные данные, для остальных – расчетные величины. Часть перечисленных параметров в таблице скрыта, изменить их видимость можно с помощью меню, вызываемого щелчком правой кнопки мыши на заголовке соответствующего столбца – «Выбор колонок». При вводе данных по ветвям (пункт меню Ветви) задаются номера узлов, ограничивающих ветвь. Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляется программой по значению, проставленному в поле $K_{T/r}$ (коэффициент трансформации): для ЛЭП это поле может оставаться пустым или заполняться нулем, для трансформаторов – обязательно заполняется значением (даже если это единица!). При вводе данных о трансформаторных ветвях важен порядок задания номеров узлов, которые их ограничивают. Первым (поле $N_{нач}$) должен

стоять номер узла, к напряжению которого приведено сопротивление, чаще всего это узел высшего напряжения, тогда вторым (поле $N_кон$) будет номер узла низшего напряжения. Коэффициент трансформации – отношение 17 напряжения узла $N_кон$ к напряжению узла $N_нач$, т.е. это, как правило, отношение низшего напряжения к высшему. Исходные данные, относящиеся к ветвям: $N_кон, N_нач$ – номера узлов ограничивающих ветвь; $N_п$ – номер ветви в группе параллельных; R, X – соответствующие сопротивления; G, B – проводимости, мкСм. Для ЛЭП – общая проводимость шунтов П-образной схемы (В0); $K_T/r, K_T/i$ – вещественная и мнимая составляющие коэффициента трансформации; $I_ДОП_25$ – допустимый ток, используемый для определения токовой загрузки в зависимости от температуры.

Расчет установившегося режима. Расчет установившегося режима (УР) можно выполнять после исправления всех ошибок, обнаруженных программой контроля. Для выполнения расчета УР нужно перейти в меню **Расчет** и выбрать команду **Режим**. В процессе расчета в протокол выдается таблица сходимости, в которой отображаются величины, характеризующие итерационный процесс метода Ньютона: **Ит** – номер итерации; **Мах.неб.** – значение и номер узла для максимального небаланса мощности (Р или Q); **>V** – максимальная величина и номер узла для превышения напряжения по отношению к номинальному – $(V/V_{ном})_{max}$; **<V** – то же самое для снижения напряжения по отношению к номинальному; **Угол** – значение и номер линии для максимального разворота угла (в градусах)/

Шунтирующие реакторы (ШР):

Шунтирующий реактор (реактор поперечного включения) - это статическое электромагнитное устройство, применяемое в электроэнергетических системах для регулирования реактивной мощности, напряжения и компенсации емкостных токов на землю. Обладает преимущественно индуктивным сопротивлением. Шунтирующие реакторы изготавливаются на напряжения 35-750 кВ. Во включенном состоянии реактивная мощность, потребляемая реактором, зависит (в зоне линейности его электромагнитной характеристики) от квадрата напряжения:

$$Q_{ШР} = U^2 \cdot B_{ШР} \tag{1}$$

где $B_{ШР}$ - индуктивная проводимость реактора.

Они подключаются к началу и концу, а иногда и в промежуточных точках длинных линий.

1 Расчет сети без учета ШР.

Используем схему сети с номинальным напряжением $U_{ном} = 110кВ$, с линиями длиной $l = 100км$, марка проводов которых АС-95/16.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	110					64,4	74,7					110,00		
2			Нагр	2		110											86,33	-1,54	
3			Нагр	3		110			40,0	40,0							62,64	-4,25	

Рисунок 1. Данные расчета в Rastr без применения ШР

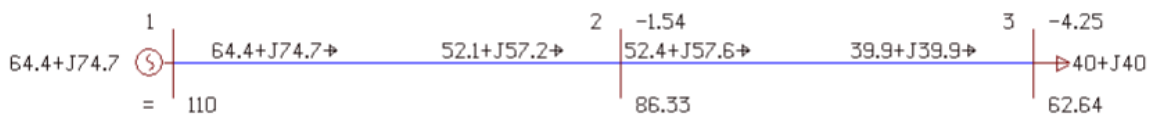


Рисунок 2. Схема сети в Rastr без применения ШР.

2 Расчет сети с учетом шунтирующего реактора ($Q_{ШР}$)

Для расчета участка 2-3 в Mathcad используем известные нам формулы, но для потерь напряжения используем формулу (1), а для потерь активной и реактивной мощности формулы:

$$\Delta P = \frac{(P_2^2 + (Q_2 - Q_{ШР})^2) \cdot R}{U_i^2} \tag{2}$$

$$\Delta Q = \frac{(P_2^2 + (Q_2 - Q_{ШР})^2) \cdot X}{U_i^2} \tag{3}$$

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	110					55,5	78,0					110,00		
2			Нагр	2		110				56,0							86,90	-0,06	
3			Нагр	3		110			40,0								78,39	-7,38	

Рисунок 3. Расчет сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($Q_{ШР}$).

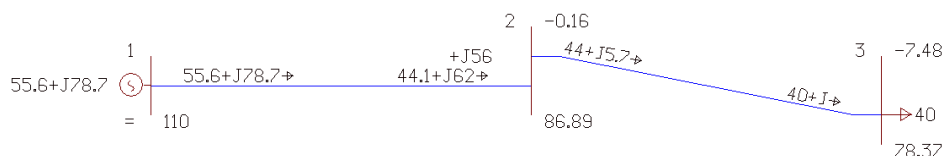


Рисунок 3.4. Схема сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($Q_{ШР}$).

3 Расчет сети с учетом шунтирующего реактора ($B_{ШР}$)

Исходя из формулы (10) находим $B_{ШР}$.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	110					55,5	78,0					110,00		
2			Нагр	2		110										7 415,0	86,90	-0,06	
3			Нагр	3		110			40,0								78,39	-7,38	

Рисунок 3.5. Расчет сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($B_{ШР}$)

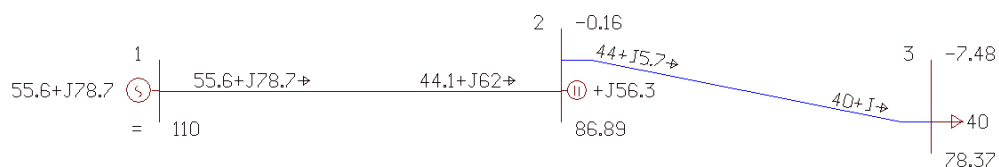


Рисунок 3.6. Схема сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($B_{ШР}$)

Таблица 3.1

U_3 без ШР в Rastr, кВ	U_3 без ШР в Mathcad, кВ	U_3 с учетом $Q_{ШР}$ в Rastr, кВ	U_3 с учетом $B_{ШР}$ в Rastr, кВ	U_3 с учетом ШР в Mathcad, кВ
62.64	72.516	78.37	78.37	84.03

Подводя итог можно заключить следующее Программа RastrWin поможет:

- Запомнить множество вариантов расположения и настроек всех окон интерфейса и быстро восстановить любой выбранный вариант по требованию пользователя
- Организовать рабочее место наиболее удобным образом
- Исключить случайные ошибки при помощи системы ведения истории, которая позволяет отменить или повторить любые действия
- Вывести информационные данные в Microsoft Excel с помощью механизма «Данные реального времени». Подготовка шаблона в Excel осуществляется путем перетаскивания данных из любого элемента управления.
- Встроенная база данных обеспечивает максимальную производительность программной платерормы и исключительную гибкость структуры данных.

- Используя так называемые шаблоны, можно легко объединять несколько источников информации или выделять необходимые подмножества данных.
- Все данные в базе и все функции, как обработки данных, так и расчетные, доступны внешним программам.
- Программный комплекс содержит встроенный интерпретатор макроязыка Basic, что позволяет пользователям самостоятельно разрабатывать расчетные процедуры любой сложности.

Литература

1. Дайнеко, А.И. Вводный курс в RastrWin/ А.В. Василенская, М.А. Костюкович; под ред. А.И. Дайнеко. – Москва: Мир, 2014. – 232с.
2. Электрические системы и сети: Учебник / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев - Мн.: УП "Технопринт", 2004.

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПРИ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Горбачевский А.М., Мячин А.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

1. Компенсирующие устройства

Компенсирующие устройства (КУ) в зависимости от их типа и режима работы могут генерировать или потреблять реактивную мощность, компенсируя её дефицит или избыток в электрической сети, уменьшать или увеличивать индуктивное сопротивление. Например, включение КУ в какой-либо точке сети изменяет реактивную составляющую нагрузки.

Так, в результате включения КУ, генерирующих или потребляющих реактивную мощность (например, СК или СТК), изменяется передаваемая по участкам сети реактивная мощность и, следовательно, потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + (Q \pm Q_{ky}) \cdot X}{U} \quad (1)$$

Создаются возможности регулирования напряжения в узлах сети и на зажимах электропотребителей:

$$U_{i+1} = U_i \pm \Delta U \quad (2)$$

При этом при включении компенсирующих устройств в электрическую сеть они потребляют из сети некоторую активную мощность, которая в случае приближённых расчётов не оказывает существенного влияния на результаты. Рассмотрим устройства компенсирующие реактивную мощность, а именно: батареи статических конденсаторов (БСК), шунтирующие реакторы, статические тиристорные компенсаторы (СТК) и синхронные компенсаторы (СК).

2. Батареи статических конденсаторов (БСК):

БСК является источником реактивной мощности. Они собираются из отдельных конденсаторов путем параллельного и последовательного соединения для обеспечения необходимой реактивной мощности и напряжения соответственно. В настоящее время БСК поперечной компенсации применяются в сетях напряжений до 110 кВ включительно. Особенно большое распространение они нашли в сетях промышленных предприятий. Реактивная мощность, генерируемая конденсаторной батареей (КБ), квадратично зависит от напряжения:

$$Q_{БСК} = 3 \cdot \omega \cdot C_{БСК} \cdot U_{\phi}^2 = \omega \cdot C_{БСК} \cdot U^2 \quad (3)$$

где $C_{БСК}$ - ёмкость конденсаторной батареи, Ф; ω - угловая частота, рад.

КБ задают в точке её присоединения ёмкостной (отрицательной) нагрузкой. Однако необходимо учитывать основной технический недостаток конденсаторов - отрицательный регулирующий эффект: значительное уменьшение генерации (выдачи) реактивной мощности КБ при снижении напряжения на её зажимах.

Приведем сравнительные расчеты режима сети в программах Mathcad и Rastr. Для расчета без учета компенсирующих устройств в Mathcad используем известные нам формулы:

$$\Delta P = \frac{(P_i^2 + Q_i^2) \cdot R}{U_i^2} \quad (4)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_i^2 + Q_i^2) \cdot X}{U_i^2} \quad (5)$$

$$S_{i+1} = S_i - \Delta S \tag{6}$$

$$\Delta U = \frac{P_{i+1} \cdot R + Q_{i+1} \cdot X}{U_i} \tag{7}$$

$$U_{i+1} = U_i - \Delta U \tag{8}$$

Используем схему сети с номинальным напряжением $U_{ном} = 10.5кВ$, с линиями длиной $l = 10км$ и марка проводов которых АС-95/16.

2.1 Расчет без применения БСК

Поместите сюда заголовок колонки для группировки по этой колонке																			
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	1	=	10					3,4	1,6					10,50		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		10			3,0	1,5							9,31	1,41	

Рисунок 1. Данные расчета в Rastr без применения БСК.

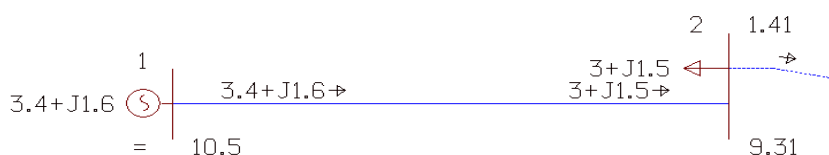


Рисунок 2. Схема сети в Rastr без применения БСК.

2.2. Расчет сети, где БСК задано с помощью реактивной мощности.

Для расчета в Mathcad с учетом БСК вместо формулы (7) используем формулу (1).

Поместите сюда заголовок колонки для группировки по этой колонке																			
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	1	=	10					3,3	0,1					10,50		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		10			3,0	1,5		1,5					9,46	-1,44	

Рисунок 3. Данные расчета в Rastr с $Q_{БСК}$

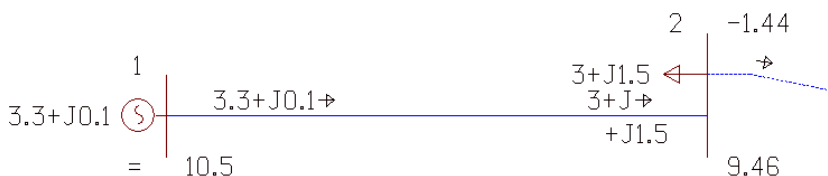


Рисунок 4. Схема сети в Rastr с $Q_{БСК}$.

2.3 Расчет сети, где БСК задано через емкостную проводимость батареи:

Емкостную проводимость батареи $B_{БСК}$ находим по формуле :

$$B_{БСК} = \frac{Q_{БСК}}{U_2^2} \tag{9}$$

Поместите сюда заголовок колонки для группировки по этой колонке																			
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	1	=	10					3,3	0,1					10,50		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		10			3,0	1,5							-16 000,0	9,46	-1,44

Рисунок 5. Данные расчета в Rastr с $B_{БСК}$

Расчеты сети в программе Mathcad для пунктов 1.2 и 1.3 будут идентичные. Результаты расчета в программе Mathcad:

Таблица 2.1.

U_2 без БСК в Rastr, кВ	U_2 без БСК в Mathcad, кВ	U_2 с $Q_{БСК}$ в Rastr, кВ	U_2 с $B_{БСК}$ в Rastr, кВ	U_2 с БСК в Mathcad, кВ
9.31	9.46	9.46	9.46	9.56

3. Шунтирующие реакторы (ШР):

Шунтирующий реактор (реактор поперечного включения) - это статическое электромагнитное устройство, применяемое в электроэнергетических системах для регулирования реактивной мощности, напряжения и компенсации емкостных токов на землю. Обладает преимущественно индуктивным сопротивлением. Шунтирующие реакторы изготавливаются на напряжения 35-750 кВ. Во включенном состоянии реактивная мощность, потребляемая реактором, зависит (в зоне линейности его электромагнитной характеристики) от квадрата напряжения:

$$Q_{ШР} = U^2 \cdot B_{ШР} \tag{10}$$

где $B_{ШР}$ - индуктивная проводимость реактора.

Они подключаются к началу и концу, а иногда и в промежуточных точках длинных линий.

3.1 Расчет сети без учета ШР.

Используем схему сети с номинальным напряжением $U_{ном} = 110кВ$, с линиями длиной $l = 100км$, марка проводов которых АС-95/16.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	Р_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	1	=	110					64,4	74,7					110,00		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		110											86,33	-1,54	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3		110			40,0	40,0							62,64	-4,25	

Рисунок 5. Данные расчета в Rastr без применения ШР

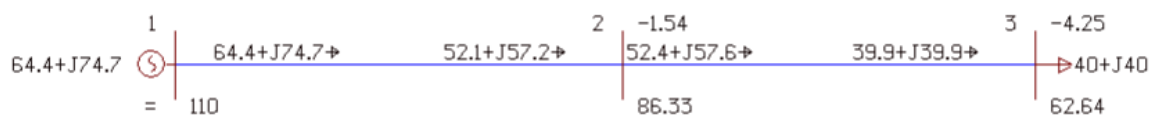


Рисунок 6. Схема сети в Rastr без применения ШР.

3.2 Расчет сети с учетом шунтирующего реактора ($Q_{ШР}$)

Для расчета участка 2-3 в Mathcad используем известные нам формулы, но для потерь напряжения используем формулу (1), а для потерь активной и реактивной мощности формулы:

$$\Delta P = \frac{(P_2^2 + (Q_2 - Q_{ШР})^2) \cdot R}{U_i^2} \tag{11}$$

$$\Delta Q = \frac{(P_2^2 + (Q_2 - Q_{ШР})^2) \cdot X}{U_i^2} \tag{12}$$

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	Р_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	1	=	110					55,5	78,0					110,00		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		110				56,0							86,90	-0,06	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3		110			40,0								78,39	-7,38	

Рисунок 7. Расчет сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($Q_{ШР}$).

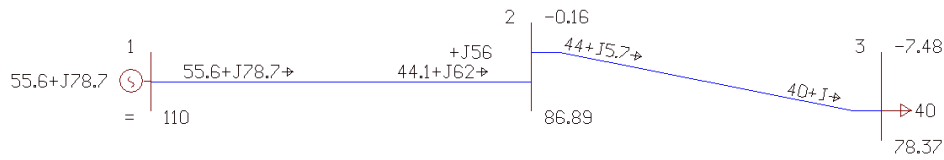


Рисунок 8. Схема сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($Q_{ШР}$).

2.3 Расчет сети с учетом шунтирующего реактора ($B_{ШР}$)

Исходя из формулы (10) находим $B_{ШР}$.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	1	=	110					55,5	78,0					110,00		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		110										7 415,0	86,90	-0,06	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3		110			40,0								78,39	-7,38	

Рисунок 9. Расчет сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($B_{ШР}$)

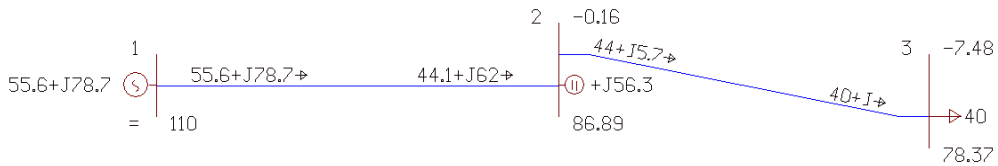


Рисунок 10 Схема сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($B_{ШР}$)

Таблица 3.1

U_3 без ШР в Rastr, кВ	U_3 без ШР в Mathcad, кВ	U_3 с учетом $Q_{ШР}$ в Rastr, кВ	U_3 с учетом $B_{ШР}$ в Rastr, кВ	U_3 с учетом ШР в Mathcad, кВ
62.64	72.516	78.37	78.37	84.03

4. Статические тиристорные компенсаторы (СТК)

СТК - это комплексные устройства, предназначенные как для выдачи, так и потребления реактивной мощности. СТК за счёт тиристорного управления обладают исключительным быстродействием и осуществляют плавное регулирование реактивной мощности. Устанавливаются на подстанциях энергосистем, имеют мощность 100, 150, 250, 300 и 400 Мвар и номинальные напряжения 10; 15,75; 20; 35; 110 кВ. СТК имеют различные схемы подключения к высоковольтной сети и управления потребляемой реактивной мощностью. Основу СТК составляют накопительные элементы (ёмкости, индуктивности), реакторно-тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки.

Для примера мы используем сеть номинальным напряжением $U_{ном} = 100\text{кВ}$, длина участков: $l = 100\text{км}$, марка проводов АС-95/16. Для расчета сети используем известные нам формулы.

4.1 Расчет сети без учета СТК:

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	1	=	110					24,1	15,9					110,00		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		110											97,13	-3,01	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3		110			20,0	10,0							84,53	-6,93	

Рисунок 10. Данные расчета в Rastr без применения СТК

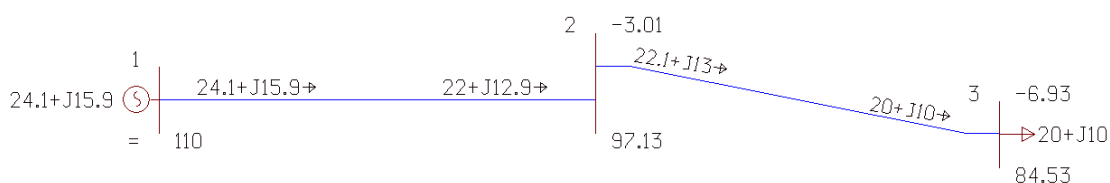


Рисунок 11. Схема сети в Rastr без применения СТК.

4.2 Расчет сети с статического тиристорного компенсатора (Q_{min}, Q_{max}):

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	1	=	110					22,7	4,6					110,00		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		110											102,17	-4,30	
3	<input type="checkbox"/>		Ген	3		110		20,0	10,0		9,3	95,0	-10,0	20,0		95,00	-9,29		

Рисунок 12. Данные расчета сети с учетом СТК

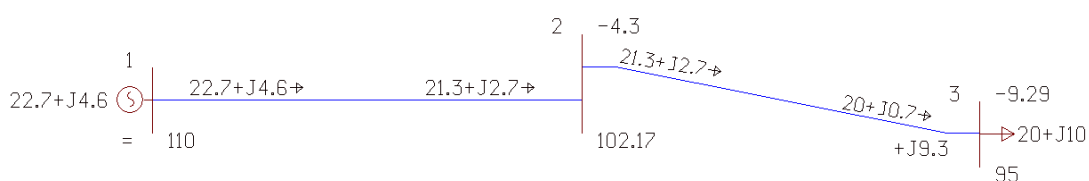


Рисунок 13. Схема сети с учетом СТК

4.3 Расчет сети с учетом статического тиристорного компенсатора ($Q_{СТК}$):

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	1	=	110					22,7	4,2					110,00		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		110											102,30	-4,36	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3		110		20,0	10,0		9,6					95,31	-9,40		

Рисунок 14. Данные расчета сети с учетом СТК

Таблица 4.1

U_3 без СТК в Rastr, кВ	U_3 без СТК в Mathcad, кВ	U_3 с учетом $Q_{СТК}$ в Rastr, кВ	U_3 с учетом Q_{min}, Q_{max} в Rastr, кВ	U_3 с учетом СТК в Mathcad, кВ
84.53	85.462	95.31	95	94.2

5. Синхронные компенсаторы (СК)

СК представляют собой синхронные двигатели, работающие вхолостую без механической нагрузки. В зависимости от тока возбуждения они могут вырабатывать реактивную мощность и потреблять ее. Мощность СК определяется выражением:

$$Q_{СК} = \frac{E - U_{СК}}{X_{СК}} \cdot U_{СК} \quad (13)$$

где E - ЭДС синхронного компенсатора, зависящая от тока возбуждения; $U_{СК}$ - напряжение сети в точке подключения СК; $X_{СК}$ - индуктивное сопротивление СК. Представляется возможность стабилизировать напряжение в точке подключения СК и регулировать его в небольших пределах, управляя балансом реактивной мощности:

$$0,95 \cdot U_{ном} \leq U_{СК} \leq 1,05 \cdot U_{ном} \quad (14)$$

Основное достоинство СК заключается в положительном регулирующем эффекте, т. е. в возможности плавно увеличивать выработку реактивной мощности и в результате стабилизировать или повысить напряжение при его снижении в часы максимума нагрузки или при аварии в электроэнергетической системе. Причём скорость (инерционность) регулирования определяется системой АРВ. Таким образом, СК обладает возможностями и конденсатора, и реактора: при работе в режиме перевозбуждения СК является генератором реактивной мощности, а в режиме недовозбуждения - потребителем (рис. 5.1)

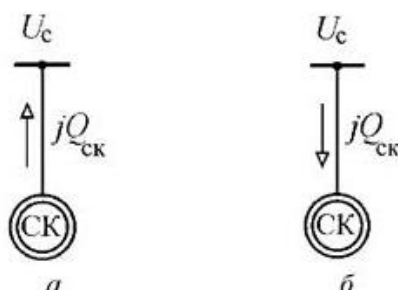


Рисунок 15. Работа СК : а – в режиме перевозбуждения ; б – в режиме недовозбуждения.

Вместе с тем СК - это крупная вращающаяся электрическая машина мощностью до 320 Мвар, требующая высокого уровня эксплуатации, в частности, обеспечивать устойчивость параллельной работы СК в электроэнергетической системе. Работа СК сопровождается заметными потерями электроэнергии и расходом вспомогательных материалов.

Для примера мы используем сеть номинальным напряжением $U_{ном} = 35кВ$, длина линии $l = 100км$, марка провода : АС-95/16.

5.1 Расчет сети без учета СК:

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	1	=	35					1,1	1,1					35,00		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		35			1,0	1,0							32,78	-0,57	

Рисунок 16. Данные расчета в Rastr без применения СК



Рисунок 17. Схема сети в Rastr без применения СК.

5.2 Расчет сети с учетом СК(Q_{min}, Q_{max}):

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	1	=	35					1,0	0,4					35,00		
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2		35			1,0	1,0		0,6	33,6	-1,0	1,0		33,58	-1,46	

Рисунок 18. Данные расчета сети с учетом СК.



Рисунок 19. Схема сети с учетом СК.

Таблица 5.1

U_2 без СК в Rastr, кВ	U_3 без СК в Mathcad, кВ	U_{3c} с учетом $Q_{СК}$ в Rastr, кВ	U_{3c} с учетом Q_{min}, Q_{max} в Rastr, кВ	U_3 с учетом СК в Mathcad, кВ
32.78	32.87	33.58	33.58	33.71

Вывод: проведенный нами опыт показывает, что при использовании компенсирующих устройств мы можем либо потреблять излишки реактивной мощности, либо добавлять ее недостаток. За счет этих действий мы можем уменьшить наши потери напряжения в линиях, также потери активной и реактивной мощности. За счет этого мы можем получить напряжение в конце линии значительно больше. Так же стоит заметить, что способ задачи данных компенсирующих устройств не влияет на их конечные данные.

Литература

1. Дайнеко, А.И. Вводный курс в RastrWin/ А.В. Василенская, М.А. Костюкович; под ред. А.И. Дайнеко. – Москва: Мир, 2014. – 232с.
2. Электрические системы и сети: Учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев - Мн.: УП "Технопринт", 2004.

УДК 621.3

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 35-220 КВ В ПРОГРАММЕ RASTRWIN

Касперович А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Нельзя отрицать необходимость использования электронно-вычислительных машин для расчетов режимов сетей, так как расчет довольно объемен, что увеличивает вероятность субъективной ошибки, к тому же крайне важно максимально автоматизировать расчеты электрических сетей, потому что электрическая сеть – динамическая система и проведенный расчет для одного режима может быть не актуален через час. Сейчас существует огромное количество программного обеспечения для расчетов: Mustang, Electronic Workbench и многие другие. В данной работе я рассмотрю программный комплекс RastrWin 3 v1.80.0.1485.

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 260 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Узбекистана, Беларуси, Молдовы, Монголии.

Основные особенности программного комплекса:

- Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ).
- Визуализация электрической сети с возможностью экспорта в AutoCAD.
- Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла).
- Моделирование отключения линии электропередач, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце.
- Возможность экспорта и импорта данных из таблиц Microsoft Office Excel.

Программа имеет довольно простой в освоении интерфейс табличного процессора, где строка – элемент, а столбцы – его параметры (рис. 1).

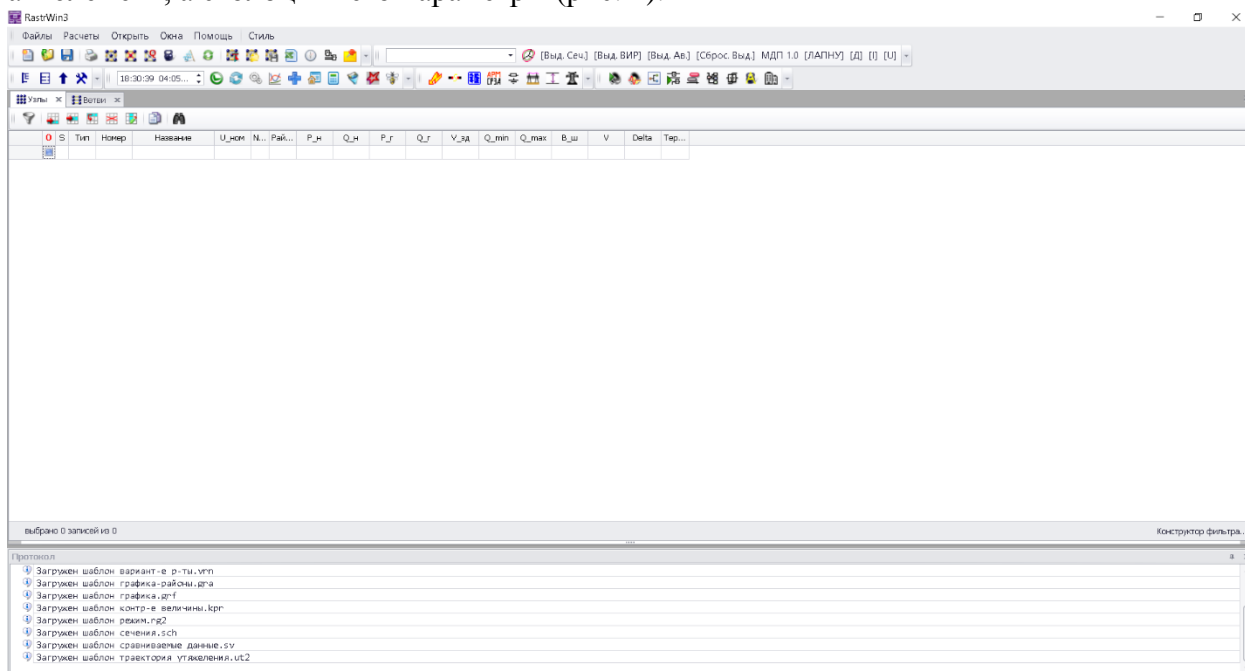


Рисунок 1.

Для примера расчета была взята замкнутая электрическая сеть с шунтирующим реактором в узле 3 и батареей синхронных компенсаторов в узле 4(рис 2).

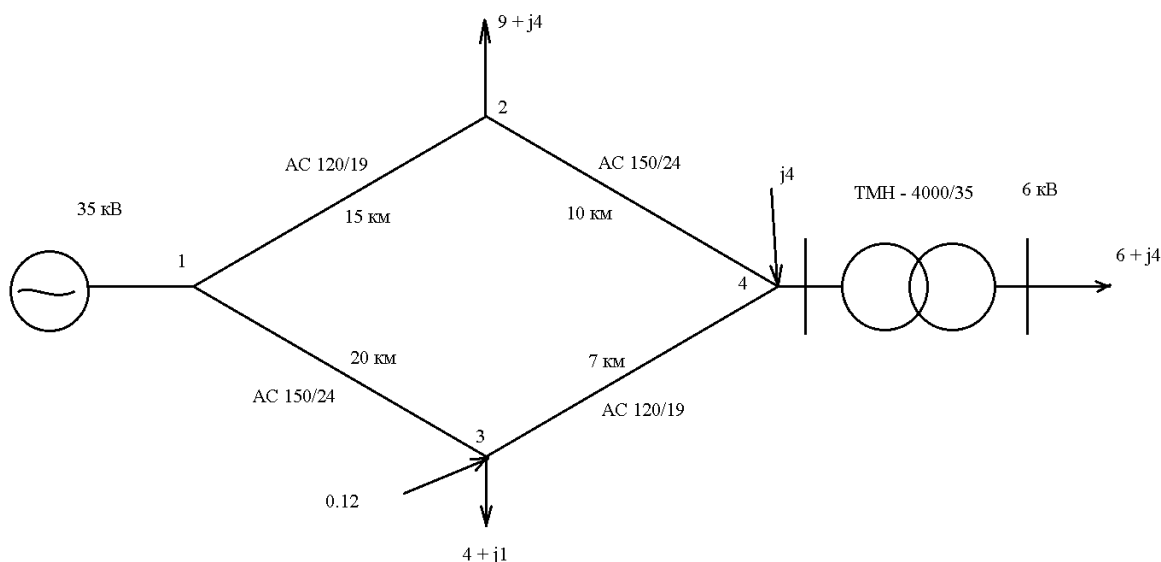


Рисунок 2.

Для задания данной схемы в программный комплекс необходимо было рассчитать активное и индуктивное сопротивление линии, коэффициент трансформации, а также активные и реактивные проводимости реактора и батареи компенсатора:

$$R_{12} = r_{01} \times L_{12} = 0.249 \times 15 = 3.73 \text{ (Ом)}, \tag{1}$$

$$R_{34} = r_{01} \times L_{34} = 0.249 \times 7 = 1.74 \text{ (Ом)}, \tag{2}$$

$$R_{13} = r_{02} \times L_{13} = 0.198 \times 20 = 3.96 \text{ (Ом)}, \tag{3}$$

$$R_{24} = r_{02} \times L_{24} = 0.198 \times 10 = 1.98 \text{ (Ом)}, \tag{4}$$

Где R – активное сопротивление линии, Ом;

r_{01} – удельное активное сопротивление линии AC 120/19, Ом/км;

r_{02} – удельное активное сопротивление линии AC 150/24, Ом/км;

L_i – длина линии, км;

$$X_{12} = x_{01} \times L_{12} = 0.414 \times 15 = 6.21 \text{ (Ом)}, \tag{5}$$

$$X_{34} = x_{01} \times L_{34} = 0.414 \times 7 = 2.90 \text{ (Ом)}, \tag{6}$$

$$X_{13} = x_{02} \times L_{13} = 0.406 \times 20 = 8.12 \text{ (Ом)}, \tag{7}$$

$$X_{24} = x_{02} \times L_{24} = 0.406 \times 10 = 4.06 \text{ (Ом)}, \tag{8}$$

Где X – индуктивное сопротивление линии, Ом;

x_{01} – удельное индуктивное сопротивление линии AC 120/19, Ом/км;

x_{02} – удельное индуктивное сопротивление линии AC 150/24, Ом/км;

$$k_{\tau} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{6.3}{36} = 0.189 \tag{9}$$

Где k_{τ} – коэффициент трансформации;

$U_{\text{нн}}$ – напряжение на стороне низшей обмотки, кВ;

$U_{\text{вн}}$ – напряжение на стороне высшей обмотки, кВ.

Полученные данные были введены в таблицу «Ветви» RastrWin (Рисунок 3).

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N...	I...	Название	R	X	▲	B	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			-	1,74	2,90			
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	4			-	1,98	4,06			
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	3			-	3,96	6,21			
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			-	3,73	8,12			
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	5			-	2,60	23,00			0,189
	<input checked="" type="checkbox"/>												

Рисунок 3.

Узлы в RastrWin задаются также в таблице, для задания узлов необходимы:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ;

P_n – мощность активной нагрузки, МВт;

Q_n – мощность реактивной нагрузки, МВар;

$$B = -\frac{Q_b}{U_{ном}^2} = -\frac{4}{35^2} = -3265(\text{мкСм}); \tag{10}$$

Где Q_b – мощность батареи синхронного компенсатора, МВт;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение батареи синхронного компенсатора, кВ;

$$G = -\frac{P}{U_{ном}^2} = -\frac{0,112}{35^2} = 81(\text{мкСм}); \tag{11}$$

$$Y = -\frac{S}{U_{ном}^2} = -\frac{20}{35^2} = 13500(\text{мкСм}); \tag{12}$$

$$B = \sqrt{Y^2 - G^2} = \sqrt{13500^2 - 81^2} = 13500(\text{мкСм}); \tag{13}$$

Где G – активная проводимость шунтирующего реактора, мкСм;

Y – полная проводимость шунтирующего реактора, мкСм;

B – реактивная проводимость шунтирующего реактора, мкСм;

S – полная мощность батареи шунтирующего реактора, МВар;

P – активная мощность шунтирующего реактора, МВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение батареи синхронного компенсатора, кВ.

Также необходимо было выставить типы узлов, а именно узел 1 – база, узлы 2,3,4,5 – нагрузка (рис 4).

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	P_n	Q_n	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	G_ш	B_ш	V
1	<input type="checkbox"/>		База	1		35												35,00
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		35			9,0	4,0								35,00
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3		35			4,0	1,0						81,0	13 500,0	35,00
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4		35											-3 265,0	35,00
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5		6			6,0	4,0								6,00
	<input checked="" type="checkbox"/>																	

Рисунок 4.

После задания исходных данных выполним расчет. Результаты расчета (рис 5).

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	P_n	Q_n	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	G_ш	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1		35					20,6	23,2						35,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		35			9,0	4,0								31,78	-2,27
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3		35			4,0	1,0						81,0	13 500,0	31,35	-0,66
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4		35											-3 265,0	31,19	-1,85
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5		6			6,0	4,0								5,07	-10,61
	<input checked="" type="checkbox"/>																		

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N...	I...	Название	R	X	▲	B	Кт/г	N_а...	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			-	1,74	2,90						-6	2	115	
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	4			-	1,98	4,06						0	-4	82	
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	3			-	3,96	6,21						-11	-14	288	
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			-	3,73	8,12						-10	-9	225	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	5			-	2,60	23,00			0,189			-6	-6	155	
	<input checked="" type="checkbox"/>																		

Рисунок 5.

Программа рассчитала активную и реактивную мощность в узле 1, также она рассчитала падение напряжения на линии. Задача по расчету потерь мощности и падению напряжения решена.

С помощью средств программного пакета была построена схема сети с нанесёнными на неё расчётными данными (рис 6).

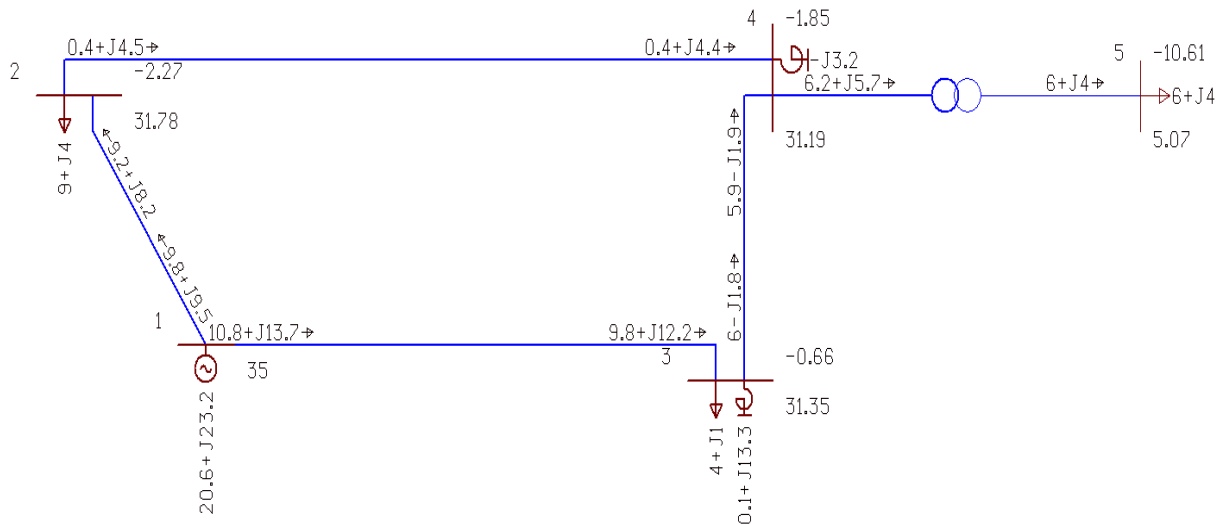


Рисунок 6.

Для отображения схемы необходимо указать на каком месте находится определенный узел через вкладку «Ввод». На схему нанесены потоки мощностей, падения напряжений в узлах, так же мощности нагрузок и компенсирующих устройств.

Кроме продемонстрированного расчета, в этом пакете можно изменять точность отображения данных, районирование (упрощает построение схем с большим количеством элементов), утяжеление режима и так далее.

Программа RastrWin автоматизирует и ускоряет расчет режимов сети, имея при этом огромные возможности начиная от использования баз данных и заканчивая построением схем. Учитывая большое количество элементов в схемах и в целом больших схем этот процесс значительно облегчается. Более подробное описание всех возможностей программы перечислено в документации программы.

Литература

1. Официальный сайт <http://www.rastrwin.ru/rastr/anno/index.php>, аннотация.
2. Документация программы RastrWin.

УДК 621.311

РАСЧЕТ, АНАЛИЗ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ БОРИСОВСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Никончук В.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

Борисовские электрические сети обеспечивают распределение электроэнергии и электроснабжение потребителей на территории восьми районов – Борисовского городского, Борисовского сельского, Крупского, Логойского, Березинского, Червенского, Смолевичского и Жодинского. В составе сетей одна подстанция 330 кВ и четыре воздушные линии (ВЛ) электропередачи напряжением 330 кВ, в том числе транзит г.Минск – Лукомльская ГРЭС. В структуру филиала также входят семь электросетевых районов, которые эксплуатируют ЛЭП напряжением 0,4–330 кВ.

Схема исследуемой сети состоит из 59 узлов, 5 ПС 35 кВ, 9 ПС 110 кВ, 1 ПС 330 кВ (балансирующий узел), содержит в себе ЛЭП 35 кВ общей длиной 49,2 км, ЛЭП 110 кВ – 100,3 км. В исходном режиме разомкнута ЛЭП 35 кВ ПС «Жодино» - ПС «Тарасик», а также ЛЭП 35 кВ ПС «Смолевичи» - ПС «Красное Знамя». Суммарная нагрузка в узлах сети составляет $S=305,9+j180,2$ МВ·А. Для проведения расчетов режимов используется программа RastrWin3[1]. В результате расчета исходного режима определена величина нагрузочных потерь активной мощности, потокораспределение в сети, а также значения напряжений во всех точках сети. Нагрузочные потери мощности в исходном режиме составили 4,22 МВт или 1,38% от суммарной активной нагрузки, напряжения соответствуют допустимым.

Рассмотрим послеаварийный режим сети, когда выведена в ремонт линия 110 кВ ТЭЦ-25 – ПС «Смолевичи Тяговая». При этом, с целью избежать погашения потребителей питание будет подано со стороны ПС «Красное Знамя» путем включения выключателя на этой подстанции.

Результаты расчета послеаварийного режима показали, что нагрузочные потери активной мощности увеличились и составили 10,26 МВт или 3,35% от суммарной активной нагрузки. Напряжения в девяти узлах сети выходят за пределы допустимых. Для обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей необходимо произвести мероприятия по улучшению послеаварийного режима.

Для ввода режима в допустимую область воспользуемся алгоритмом наискорейшего спуска, который описан в [2]. Он состоит из следующих шагов:

1. Рассчитывается и формируется матрица чувствительности.
2. Вычисляется суммарное абсолютное отклонение напряжений узлов ΔM_{Σ} от допустимых значений.
3. Ранжируются коэффициенты трансформации и мощности источников реактивной мощности (компоненты x_i) (в порядке от дающих наибольшее изменение абсолютного отклонения ΔM_{Σ} до наименьшего). Компоненты, не снижающие ΔM_{Σ} далее не рассматриваются.
4. Выбирается очередной компонент x_i . Изменение компонента x_i на Δx_i (один шаг) изменяет абсолютное отклонение на ΔM_{Σ}^i (выбор из матрицы чувствительности).
5. Вычисляется новое значение компонента $x_i^{\text{нов}}$

$$x_i^{\text{нов}} = x_i + \Delta x_i \cdot \frac{\Delta M_{\Sigma}}{\Delta M_{\Sigma}^i} \quad (1)$$

6. Уточняется значение компоненты x_i с учетом дискретности изменения и его минимальное $x_i^{\text{мин}}$ и максимально возможное $x_i^{\text{макс}}$ значение

$$x_i^{\text{мин}} \leq x_i^{\text{нов}} \leq x_i^{\text{макс}} \quad (2)$$

Вычисляется новое суммарное абсолютное отклонение напряжений узлов ΔM_{Σ} от допустимых значений. Если $\Delta M_{\Sigma} > 0$, то переходим к следующему компоненту x_i .

7. После перебора всех компонент расчет заканчивается.

Матрица чувствительности представляет чувствительность отклонений напряжений узлов от допустимых значений по отношению к изменению коэффициента трансформации трансформатора (± 1 ступень РПН) или к изменению генерации реактивной мощности генераторами на станции (± 1 Мвар).

В условиях эксплуатации электрических сетей невозможно осуществить контроль качества напряжения у каждого электроприемника. Поэтому при рассмотрении режимов качество напряжения должно обеспечиваться в центрах питания распределительных сетей. При этом отклонение напряжения численно регламентируется только на выводах электроприемников. Нормы на данный показатель в точках общего присоединения потребителей электроэнергии к электрическим сетям 0,38 кВ и выше устанавливаются в договорах на пользование электрической энергией между энергоснабжающей организацией и потребителем. Вместе с тем, по условию работы изоляции электроустановок ограничиваются верхние допустимые значения напряжений, которые равны: при номинальных напряжениях 6–220кВ – 15 % [3]. Нижние значения напряжений в этих сетях допускаются такими, при которых соблюдаются нормируемые отклонения напряжения на выводах электроприемников. В соответствии с этим в узлах нагрузки приняты допустимые отклонения напряжения $\pm 10\%$ от номинального.

Основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы районных подстанций. По конструктивному выполнению различают два типа трансформаторов понижающих подстанций:

- с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ);

- с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Обычно их регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения, которая имеет меньший рабочий ток. При этом облегчается работа переключающего устройства.

Трансформаторы с ПБВ введены в схему как трансформаторы с уже известными значениями коэффициентов трансформации, используемыми в Борисовских электрических сетях. Регулирование напряжения будем осуществлять с помощью трансформаторов с РПН.

Для контроля напряжения используется программа RastrWin3, в которой сведены номинальные напряжения во всех точках сети, расчетные напряжения и потери напряжения, по которым и будет контролироваться предел отклонения напряжения от допустимого.

Ввод режима в допустимую область по алгоритму наискорейшего спуска состоял из семи шагов и закончился при суммарном абсолютном отклонении напряжения $\Delta M_{\Sigma} = 0$. При этом наибольшее отклонение напряжения в сети составило 9,92% от номинального. Нагрузочные потери мощности послеаварийного режима снизились на 40,25% и составили 6,13 МВт.

Продольная составляющая падения напряжения (потеря напряжения) ΔU связывает напряжение в центре питания U_1 с напряжением в конце сети U_2 :

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1}, \quad (3)$$

где P_1 , Q_1 – потоки мощности, обусловленные нагрузкой; R , X – активное и реактивное сопротивления сети.

Для уменьшения потери напряжения нужно воздействовать на переток реактивной мощности. Её источником могут служить компенсирующие устройства. Для уменьшения перетока реактивной мощности по линиям и трансформаторам компенсирующие устройства должны размещаться вблизи мест потребления реактивной мощности. При этом передающие элементы сети разгружаются по реактивной мощности. В результате происходит снижение потерь напряжения, а также достигается снижение потерь активной мощности, в соответствии с формулой:

$$\delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \cdot R - \frac{P_1^2 + (Q_1 - Q_{KV})^2}{U^2} \cdot R, \quad (4)$$

где Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства; ΔP_1 , ΔP_2 – потери мощности в сети до и после установки компенсирующего устройства соответственно.

Установка в сети компенсирующих устройств является затратным мероприятием по регулированию режима и снижению потерь мощности. Поэтому целесообразно устанавливать компенсирующее устройство в точке, если эффект от снижения потерь энергии превышает затраты на его установку и эксплуатацию. Места установки компенсирующих устройств выбраны исходя из величины реактивной нагрузки и качества напряжения. Также ставилась задача не допустить перекомпенсации реактивной мощности в узле. В качестве компенсирующих устройств были приняты батареи статических конденсаторов суммарной мощностью 2,5 Мвар, установленных на ПС «Смолевичи» 35 кВ на стороне 10 кВ. В результате установки компенсирующего устройства нагрузочные потери мощности в сети в послеаварийном режиме снизились на 10,44% и составили 5,49 МВт. В нормальном исходном режиме нагрузочные потери мощности снизились на 2,37% и составили 4,12 МВт.

Затраты, связанные с установкой компенсирующего устройства, определяются [4]:

$$Z_{KV} = Q_{KV} \cdot K_{y\delta} \cdot (P_{\text{эф}} + P_{\text{ам}}) + \Delta P_{y\delta} \cdot Q_{KV} \cdot T_{\text{раб}} \cdot \beta, \quad (5)$$

где Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства, квар; $K_{y\delta}$ – стоимость 1 квар КУ; $P_{\text{эф}}$ – коэффициент эффективности капитальных вложений; $P_{\text{ам}}$ – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию и текущий ремонт; $\Delta P_{y\delta}$ – удельные потери в компенсирующем устройстве, кВт/квар; $T_{\text{раб}}$ – число часов работы компенсирующего устройства в году.

Доход от снижения потерь энергии:

$$D_{\Delta P} = \delta P \cdot \tau \cdot \beta, \quad (6)$$

где δP – снижение потерь активной мощности; τ – время наибольших потерь; $\beta=0.1$ у.е. – стоимость 1 кВт·ч.

Эффективность установки компенсирующего устройства:

$$Z_{\text{эфKV}} = D_{\Delta P} - Z_{KV}. \quad (7)$$

Затраты на установку компенсирующих устройств составили 13,27 тыс.у.е, при этом стоимость сэкономленных потерь энергии в исходном нормальном режиме составила 48 тыс.у.е. Из результатов следует, что эффективность установки компенсирующих устройств составляет 34,73 тыс. у.е.

Таким образом, для улучшения послеаварийного режима были использованы два мероприятия: ввод режима в допустимую область по напряжению с помощью алгоритма наискорейшего спуска, который предусматривает регулирование напряжений с помощью РПН трансформаторов и автотрансформаторов, а также изменение генерации реактивной мощности генераторами на станции, и установка батарей статических конденсаторов суммарной мощностью 2,5 Мвар на ПС Смолевичи. Установка компенсирующих устройств положительно влияет на режим сети, т.к. позволяет не только более просто ввести режим в допустимую область по напряжению, но и снизить потери мощности и энергии в сети.

Литература

1. Неуймин В. Г., Машалов Е. В., Александров А. С., Багрянцев А. А. Программный комплекс «RastrWin3», руководство пользователя, 2015. – 276 с.
2. Короткевич А.М. Совершенствование методов оптимизации режимов энергосистемы по напряжению и реактивной мощности: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук – Мн.: БГПА, 2000. – 20 с.
3. Электрические системы и сети: Учебник / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев. – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.
4. Проектирование распределительных электрических сетей: Учебное пособие / Г. А. Фадеева, В. Т. Федин. – Мн.: Выш. шк., 2009. – 360 с.

УДК 621.321

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ УПРОЩЕННЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 КВ

Морозов А.Г., Мороз А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Схемы РУ подстанций должны удовлетворять экономически целесообразному уровню надежности. Уровень надежности схемы РУ в различных режимах работы может быть жестко регламентирован.

Результаты расчета надежности могут быть использованы для последующей оценки: частоты возможного полного или частичного погашения ПС, возможного недоотпуска электроэнергии, устойчивости работы энергосистемы, нарушения функционирования подключенных объектов и т. п.

При обосновании схем рассматриваются нормальный, ремонтные и послеаварийные режимы их работы.

В нормальном режиме все элементы схемы находятся в работе, и ПС должна обеспечивать передачу всей получаемой мощности в систему (за вычетом расходов на собственные нужды) и полное электроснабжение потребителей.

В ремонтном режиме один (или, при соответствующем обосновании, более) из элементов отключается для проведения планового ремонта.

Послеаварийные режимы — это режимы работы схемы после отказа (аварии) одного из элементов схемы. В качестве расчетных аварий рассматривается единичный отказ элемента схемы и отказ одного элемента во время ремонта другого. Нерасчетные аварийные режимы (отказ двух или трех элементов схемы), сопровождающиеся значительными разовыми экономическими последствиями, могут приниматься во внимание в случае, когда сравниваемые при расчетных авариях варианты схем равнозначны.

В послеаварийных режимах допускается снижение или даже перерыв транзитных потоков мощности, а также ограничение электроснабжения потребителей, но при наличии технико-экономического обоснования, которое является сопоставлением экономических последствий отказов элементов схемы (например, ущерб потребителей) с затратами на увеличение пропускной способности схемы, исключающей ограничение электроснабжения потребителей.

Обобщенным критерием при выборе схемы РУ при равном обеспечении качества функционирования ПС является минимум затрат на строительство и эксплуатацию РУ и подстанции в целом.

Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS». Пакет прикладных программ «ТОPAS» позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи, присоединения резервных трансформаторов собственных нужд и трансформаторы связи между ними.

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \quad (1)$$

где $L(k)$ - логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{0.п.} \right\} Q(s/i) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ - относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е.); $\lambda(i)$ - частота повреждения i -го элемента схемы (1/год); $t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч); $t(j)$ - длительность j -го ремонтного режима работы схемы; $t_{О.П.}$ - время оперативных переключений (ч); $Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ или КА.

Коэффициент неготовности потребителей $K_{н}$ вычисляется по выражению:

$$K_{н} = \frac{T(k)\lambda}{8760} \tag{4}$$

Произведем расчет трех простейших схем электрических соединений подстанций напряжением 110 кВ, предварительно пронумеровав все элементы (рис 1). Показатели надежности элементов схемы напряжением 110 кВ представлены в таблице 1.

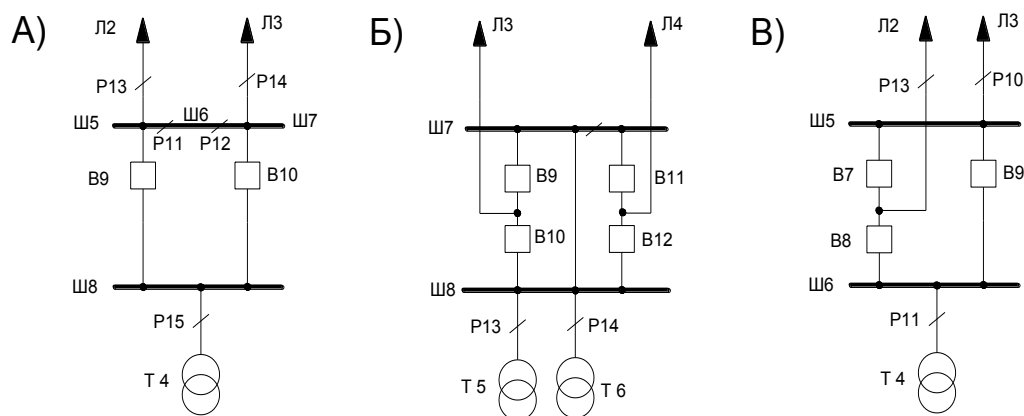


Рисунок 1. Схемы электрических соединений напряжением 110 кВ

Таблица 1 – Показатели надежности элементов электрической сети

Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время восстановления, ч	Частота планового ремонта, 1/год	Длительность планового ремонта, ч
Воздушные выключатели	0,01	30,7	0,080	100
Силовые трансформаторы	0,014	76,0	0,750	28,0
Воздушные линии на 1 км	0,52	14,4	2,000	14,5
Сборные шины 110 кВ	0,048	5,0	0,166	4,0

Схема а) Заход-выход

Схема применяется на напряжении 110–220 кВ для проходных или ответвительных однострановых ПС с двусторонним питанием, начальный этап более сложной схемы.

В схеме устанавливается два выключателя со стороны линии, которые позволяют отключать поврежденный участок линии. Данная схема может применяться как с ремонтной перемычкой, так и без нее.

Схема б) Схемы четырехугольника

В РУ подстанций при четырех присоединениях и необходимости секционирования транзитных линий и мощности трансформаторов от 125 МВ-А при напряжении 110, 220 кВ и любой мощности при напряжении 330—750 кВ.

Схема в) Треугольник

Схема применяется как для однатрансформаторных ПС 110-220 кВ, так и для ПС 330-750 кВ как начальный этап более сложных схем

После расчета в программе «ТОPAS» получим следующие результаты:

Таблица 2 - Результаты анализа надежности:

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэффициент неготовности
Схема а)	«Заход-выход»		
1Т 2Л	0,0001	0,50	0,000424
1 Л		14,90	0,000602
Схема б)	«Схемы четырехугольника»		
1Т	0,0002	0,50	0,002445
2Т 2Л	0,629	4,31	0,0003013
1Л		14,90	0,000000084
Схема в)	«Треугольник»		
1Т 2Л	0,0001	0,50	0,0004235
1Л		14,90	0,00030136

Примечание: В укрупненных кодах запись 1 Л обозначает потерю линии; 1Т 2Л – отключение одновременно одного любого трансформатора и две воздушных линии.

По результатам расчётов можно сделать вывод: схема «четырёхугольника» в 5,8 раза надежнее, чем схема «треугольник». Для данной схемы вероятность возникновения отказов и время простоя оборудования наименьшее. Наихудшей считается схема «Заход-выход». При проектировании подстанций с такими схемами необходимо предусмотреть установку надёжных коммутационных аппаратов (элегазовых выключателей), позволяющие снизить вероятность их возможных отказов, а также время простоя оборудования.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – 3-е изд. – М., Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. Ред. Профессоров МГЭИ. – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004г.
3. Схемы электрических соединений подстанции: учебное пособие/ С.Е.Кокинб С.А. Дмитриев, А.И.Хальясмаа– Екатеринбург: Изд-во Урал. Ун-та, 2015. – 100 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЙ И СОПРОТИВЛЕНИЙ ПО ФАЗАМ ДЛЯ ЗАДАННОЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 0.4 КВ

Швырёв С.С.

Научный руководитель - ст. преподаватель Мышковец Е.В.

Причины возникновения несимметричных режимов в электрических сетях:

- неодинаковые нагрузки в различных фазах (чаще всего),
- неполнофазная работа линий или других элементов в сети (обрыв фазы),
- различные параметры линий в разных фазах.

Влияние несимметрии напряжений на работу электрооборудования:

• В электрических сетях возрастают потери электроэнергии от дополнительных потерь в нулевом проводе.

• Однофазные, двухфазные потребители и разные фазы трёхфазных потребителей электроэнергии работают на различных не номинальных напряжениях, что вызывает те же последствия, как при отклонении напряжения.

• В электродвигателях, кроме отрицательного влияния не несимметричных напряжений, возникают магнитные поля, вращающиеся встречно вращению ротора.

• Общее влияние несимметрии напряжений на электрические машины, включая трансформаторы, выливается в значительное снижение срока их службы.

• Например, при длительной работе с коэффициентом несимметрии по обратной последовательности $K_{2U} = 2...4\%$, срок службы электрической машины снижается на 10...15%, а если она работает при номинальной нагрузке, срок службы снижается вдвое.

Имеются следующие исходные данные:

- схема простой распределительной сети 0,4 кВ;
- данные об элементах электрической сети, необходимые для расчета параметров их схем замещения;

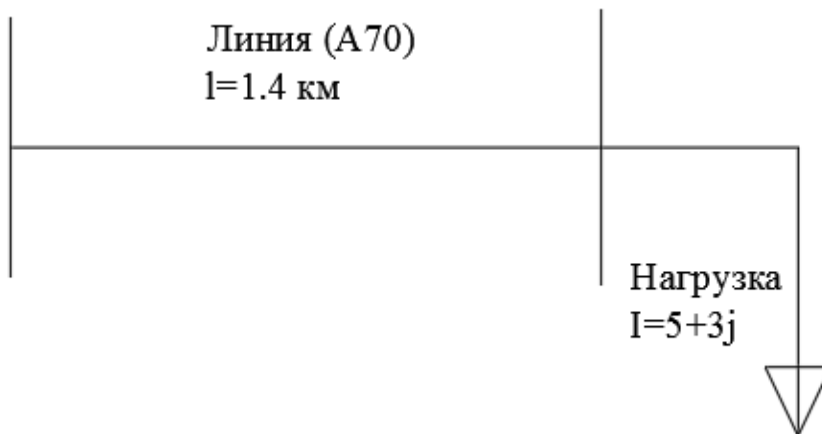


Рисунок 1 – Исходная схема сети;

Приведём примеры расчетов:

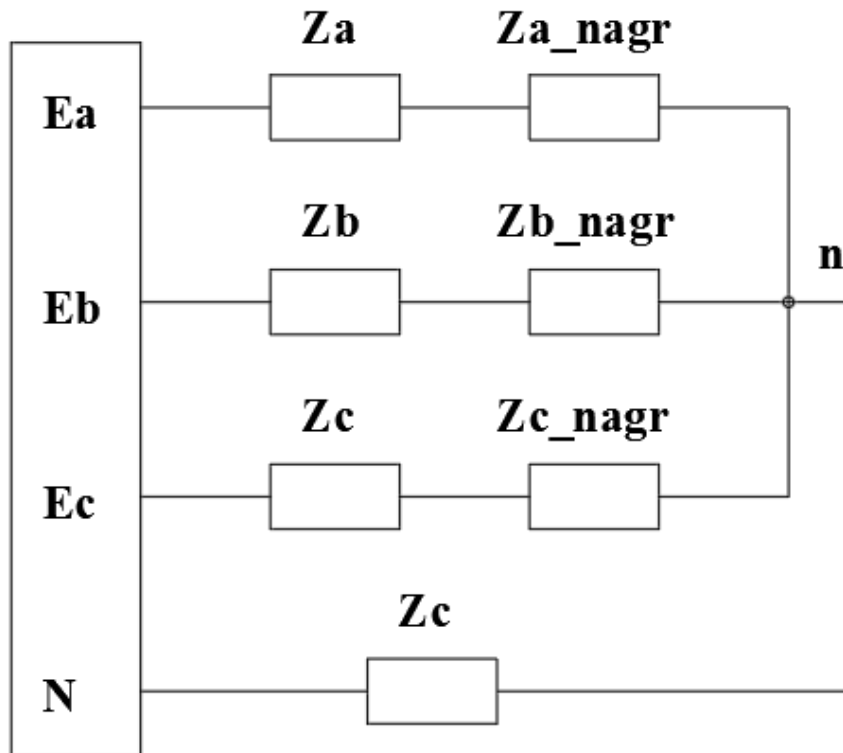


Рисунок 2 – Схема замещения сети

Расчет нормального режима:

Рассчитаем падение напряжения в каждой фазе:

$$U_{A_nagr} = U_A - |I_{A_nagr}| * Z_A;$$

$$U_{B_nagr} = U_B - |I_{B_nagr}| * Z_B;$$

$$U_{C_nagr} = U_C - |I_{C_nagr}| * Z_C;$$

Напряжение между точками n и N на рисунке 2:

$$U_{nN} = U_{A_nagr} + U_{B_nagr} + U_{C_nagr};$$

Получим следующие значения:

$$U_{A_nagr} = 216.6 \cdot e^{j \cdot (-0.611^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{B_nagr} = 223.7 \cdot e^{j \cdot (-120.5^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{C_nagr} = 219.7 \cdot e^{j \cdot (121.0^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{nN} = 12.3 \cdot e^{j \cdot (-145.6^\circ)} \text{ В};$$

Расчеты в последующих пунктах будут аналогичны расчету в данном пункте.

Расчет сети с несимметричным напряжением:

Предположим, что значения напряжения по фазам будут равны:

$$U_A = 0.95 \cdot U_{A_0};$$

$$U_B = U_{B_0};$$

$$U_C = 1.05 \cdot U_{C_0};$$

Получим следующие значения напряжения на нагрузке:

$$U_{A_nagr} = 205.6 \cdot e^{j \cdot (-0.644^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{B_nagr} = 223.7 \cdot e^{j \cdot (-120.5^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{C_nagr} = 230.7 \cdot e^{j \cdot (121.0^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{nN} = 26.7 \cdot e^{j \cdot (174.4^\circ)} \text{ В};$$

Расчет сети с повреждением одной из фаз:

Предположим, что в сети повреждена фаза А:

$$Z_A = (R_{l_n} + j \cdot X_{l_n}) \cdot 10;$$

Получим следующие значения напряжения на нагрузке:

$$U_{A_nagr} = 187.7 \cdot e^{j \cdot (-7.07^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{B_nagr} = 223.7 \cdot e^{j \cdot (-120.5^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{C_nagr} = 230.7 \cdot e^{j \cdot (121.0^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{nN} = 49.0 \cdot e^{j \cdot (-145.6^\circ)} \text{ В};$$

Расчет сети с несимметричной нагрузкой:

Предположим, что в сети нагрузка распределена неравномерно по фазам:

$$U_{A_nagr} = U_A - 2 \cdot |I_{Anagr}| * Z_A;$$

$$U_{B_nagr} = U_B - 0.5 \cdot |I_{Bnagr}| * Z_B;$$

$$U_{C_nagr} = U_C - 0.5 \cdot |I_{Cnagr}| * Z_C;$$

$$U_{nN} = U_{A_nagr} + U_{B_nagr} + U_{C_nagr};$$

Получим следующие значения напряжения на нагрузке:

$$U_{A_nagr} = 213.3 \cdot e^{j \cdot (-1.24^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{B_nagr} = 221.9 \cdot e^{j \cdot (-120.2^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{C_nagr} = 219.9 \cdot e^{j \cdot (120.5^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{nN} = 12.3 \cdot e^{j \cdot (-145.6^\circ)} \text{ В};$$

Вывод: в данной работе мы получили, что при несимметрии напряжения и повреждении фазы напряжения на потребителях вышли за допустимые пределы ($220 \pm 5\%$ ^[3]) – это означает, что данные режимы недопустимы, т.к. могут повлечь за собой материальные убытки: повреждение электрических приборов потребителей.

Литература:

1. <http://electricalschool.info/main/elsnabg/468-prichiny-vozniknovenija.html>
2. <http://e-audit.ru/quality/asymmetry.shtml>
3. ПУЭ Правила устройства электроустановок. Издание 7

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Силивончик А.Ю.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

В настоящее время повышению качества электроэнергии, снижению потерь мощности и энергии в сетях уделяют большое внимание, так как это значительно влияет на надежность систем электроснабжения, расход электроэнергии, а также на весь технологический процесс производства в целом. С повышением качества электроэнергии в сетях, связан вопрос о компенсации реактивной мощности.

Под компенсацией реактивной мощности понимают воздействие на баланс реактивной мощности в узле электроэнергетической системы с целью регулирования напряжения и снижения потерь электроэнергии. Данный вопрос включает в себя правильный выбор экономичного и надежного источника, места установки компенсирующего устройства, а также определение его мощности. Компенсация реактивной мощности позволяет повысить эффективность использования электроэнергии в трех основных направлениях: увеличение пропускной способности линий и трансформаторов, снижение потерь активной мощности, и нормализация напряжения [1]. Однако не стоит забывать о том, что использование специальных устройств регулирования, по сравнению с организационными мероприятиями, требует значительно больших капитальных затрат. Если установка компенсирующих устройств производилась без расчета и непродуманно, то есть вероятность, что данное устройство будет не экономичным. Поэтому применение компенсирующих устройств возможно, только после тщательного технико-экономического расчета на основании критериев.

Вопрос о компенсации реактивной мощности более детально рассмотрим на примере электрической сети напряжением 330, 110, 35, 10 кВ. Данная сеть является замкнутой, суммарная протяженность линий составляет 1192 км, а также в сети установлено 40 трансформаторов (6 АТ, 8 трехобмоточных, 26 двухобмоточных), причем все трансформаторы выполнены с РПН. В узле 13 есть генерация активной мощности (100 МВт) и реактивной с диапазоном регулирования (0...70 Мвар). Все расчеты режимов производились с помощью программы «RastrWin3».

В результате расчета параметров линий и трансформаторов было получено, что схема содержит 54 узла и 99 ветвей. В исходном режиме суммарная генерация активной и реактивной мощности по сети равна 409,4 МВт и 84,1 Мвар, а суммарные нагрузки в сети составляют 394,2 МВт и 190,6 Мвар. Суммарные потери активной мощности по сети составляют 15,20 МВт.

Перед установкой компенсирующих устройств сперва необходимо рассмотреть мероприятия, которые не требуют существенных дополнительных затрат, материалов или денежных средств. Такими мероприятиями являются: размыкание замкнутых сетей в оптимальных точках по условиям эксплуатации сети; выбор коэффициентов трансформации автотрансформаторов и трансформаторов связи; оптимизация режимов работы генераторов. После проведения данных мероприятий можно приступить к рассмотрению средств, которые требуют определённых затрат труда и денежных вложений. Наиболее эффективным является установка устройств компенсации реактивной мощности.

Первый шаг оптимизации. Электрические сети 35 кВ часто выполняют по замкнутым схемам, но работают такие сети в разомкнутом режиме. Поэтому необходимо определить оптимальные точки размыкания сети напряжением 35 кВ. Основным критерий - это снижение потерь активной мощности в сети [2]. Процесс и результаты поиска оптимальных мест размыкания в электрической сети 35 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Поиск оптимальных мест размыкания сети 35 кВ

Шаг	Участок	Суммарные потери в электрической сети, МВт
0	Исходный режим	15,20
1	14-122	24,18
2	14-15	15,53
3	15-16	15,86
4	16-132	24,24
Отключаем линию 14-15		
Производим поиск следующего места размыкания		
5	25-192	17,38
6	24-25	15,53
7	24-232	17,78
Отключаем линию 24-25		

В результате были получены два места размыкания сети 35 кВ: линия 14-15 и линия 24-25. После размыкания электрической сети 35 кВ суммарные потери в электрической сети увеличились с 15,20 МВт до 15,53 МВт.

Второй шаг оптимизации. Выбор коэффициентов трансформации выполним с помощью метода покоординатного спуска только для автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов [2]. Результат выбора коэффициентов трансформации приведен в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Последовательность выбора оптимальных коэффициентов трансформации автотрансформаторов

Шаг	Тип трансформаторов и автотрансформаторов, место установки	Коэффициент трансформации СН	dP, МВт	Дополнительная информация
0	2хАТДЦТН-200000/330/110 (узел 1)	0,348	15,53	Исходный
1		0,355	15,39	Выход напряжения за допустимые пределы
У автотрансформаторов 2хАТДЦТН-200000/330/110 оставляем $K_T = 0,348$				
2	2хАТДЦТН-125000/330/110 (узел 2)	0,348	15,53	Исходный
3		0,355	15,38	-
4		0,362	15,32	Оптимальный
5		0,369	15,36	Увеличение потерь
У автотрансформаторов 2хАТДЦТН-125000/330/110 принимаем $K_T = 0,362$				
6	2хАТДЦТН-125000/330/110 (узел 3)	0,348	15,32	Исходный
7		0,355	15,10	-
8		0,362	14,98	Оптимальный
9		0,369	14,99	Увеличение потерь
У автотрансформаторов 2хАТДЦТН-125000/330/110 принимаем $K_T = 0,362$				

Таблица 3 - Последовательность выбора оптимальных коэффициентов трансформации трехобмоточных трансформаторов

Шаг	Тип трансформаторов и автотрансформаторов, место установки	Коэффициент трансформации		dP, МВт	Дополнительная информация
		СН	НН		
1	2	3	4	5	6
0	2хТДТН-40000/110 (узел 13)	0,335	0,091	14,98	Исходный
1		0,341	0,093	14,90	-
2		0,347	0,095	14,83	-
3		0,354	0,096	14,75	Оптимальный
4		0,360	0,098	14,69	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-40000/110 принимаем $K_T = 0,354$ и $0,096$					
1	2	3	4	5	6
5	2хТДТН-25000/110 (узел 23)	0,335	0,096	14,75	Исходный
6		0,341	0,097	14,73	-
7		0,347	0,099	14,71	-
8		0,354	0,101	14,69	Оптимальный
9		0,360	0,103	14,68	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-25000/110 принимаем $K_T = 0,354$ и $0,101$					
10	2хТДТН-25000/110 (узел 12)	0,335	0,096	14,69	Исходный
11		0,341	0,097	14,68	-
12		0,347	0,099	14,66	Оптимальный
13		0,354	0,101	14,65	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-25000/110 принимаем $K_T = 0,347$ и $0,099$					
14	2хТДТН-25000/110 (узел 19)	0,335	0,096	14,66	Исходный
15		0,341	0,097	14,65	-
16		0,347	0,099	14,64	-
17		0,354	0,101	14,63	Оптимальный
18		0,360	0,103	14,62	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-25000/110 принимаем $K_T = 0,354$ и $0,101$					

После выбора коэффициентов трансформации трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов суммарные потери активной мощности по электрической сети снизились с 15,53 МВт до 14,63 МВт.

Третий шаг оптимизации. Произведем изменение реактивной мощности, выдаваемой в сеть генератором, который установлен в узле 13. Примем, что изменение будет происходить

на 5 Мвар за один шаг и исходная реактивная мощность, выдаваемая генератором, равна 35 Мвар. Главным критерием является снижение потерь активной мощности в электрической сети. Результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Последовательность расчета реактивной мощности генератора

Шаг	Изменение реактивной мощности, Мвар	Суммарные потери в электрической сети, МВт	Дополнительная информация
0	35	14,63	Исходный
1	40	14,52	-
2	45	14,41	-
3	50	14,32	-
4	55	14,24	Выход напряжения за допустимые пределы
Выдаваемая реактивная мощность генератором в узле 13 равна 50 Мвар			

Таким образом после оптимизации работы генератора суммарные потери активной мощности по электрической сети снизились с 14,63 МВт до 14,32 МВт.

Четвертый шаг оптимизации. Рассмотрим такое мероприятие, как установка компенсирующих устройств. Компенсирующие устройства эффективны тем, что сеть разгружается по реактивной мощности и увеличиваются напряжения в узлах схемы, что приводит к снижению потерь [1].

Задаемся исходными данными. Принимаем, что $\Delta P_v = 0,003$ кВт/квар, $T_{м.к.} = 6000$ ч, $\tau_p^{CP} = 4800$ ч, $E = 0,12$, $p = 0,1$, $k_p = 0,1$, $\beta = 0,1$ у.е/(кВт·ч), $k_y = 15,62$ у.е/квар.

Первоначально выбираем узлы, где целесообразнее установить компенсирующие устройства. Для этого выбираем узлы с наибольшим падением напряжения и наибольшей реактивной нагрузкой. Определять целесообразность установки компенсирующих устройств будем по двум критериям [3,4]:

$$k_{эi} > k_э^0, \tag{1}$$

$$З_э - З_к \geq 0, \tag{2}$$

где $k_{эi}$ – удельное снижение потерь активной мощности в сети при установке компенсирующего устройства в i-м узле, соответствующее экономическому критерию; $k_э^0$ – граничное значение удельного снижения потерь мощности, ниже которого установка компенсирующего устройства нецелесообразна; $З_э$ – экономия приведенных затрат за счет установки КУ;

$З_к$ - затраты на компенсацию реактивной мощности.

Расчетное значение стоимости 1 квар·ч, выдаваемого компенсирующим устройством, находим по формуле (3) и получаем 0,001 у.е/ квар·ч.

$$\beta_k = \Delta P_v \cdot \beta + \frac{k_y \cdot (E + p)}{T_{м.к.}}, \tag{3}$$

где ΔP_v – удельные потери мощности в компенсирующем устройстве; k_y – удельные капитальные затраты на компенсирующее устройство; E – норма дисконта; p – отчисления на амортизацию и текущий ремонт компенсирующего устройства.

По формуле (4) находим граничное значение экономического эквивалента реактивной мощности, равное 0,011 кВт/квар.

$$k_{\mathcal{E}}^0 = \frac{T_{M.K.} \cdot \beta_K}{\tau_p^{CP} \cdot \beta}, \quad (4)$$

где $T_{M.K.}$ – эквивалентное число часов использования максимальной нагрузки компенсирующего устройства; τ_p^{CP} – среднее значение времени наибольших потерь от передачи реактивной мощности; β – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии.

Величины $Z_{\mathcal{E}}$ и Z_K находим по формулам (5) и (6):

$$Z_{\mathcal{E}} = (\Delta P_1 \tau_{1p} - \Delta P_2 \tau_{2p}) \beta, \quad (5)$$

$$Z_K = p_{II} K_K + \Gamma_K = (E + p) k_y Q_k + \Delta P_y Q_k T_{M.K.} \beta, \quad (6)$$

где ΔP_1 и ΔP_2 – потери активной мощности до и после установки КУ в максимальном режиме; τ_{1p} и τ_{2p} – время потерь от протекания реактивной мощности до и после компенсации. K_K – капитальные затраты в КУ; Γ_K – годовые эксплуатационные расходы в КУ; Q_k – мощность КУ;

Расчетное значение мощности компенсирующего устройства:

$$Q_{ki} = Q_{ni} \cdot \frac{K_i}{K_{\max}} \cdot k_p, \quad (7)$$

где Q_{ni} – реактивная нагрузка в i -том узле; K_i – удельное снижение потерь мощности в сети при установке компенсирующего устройства мощностью 1 Мвар в i -том узле; K_{\max} – максимальное удельное снижение потерь мощности в сети при установке компенсирующего устройства мощностью 1 Мвар во всех рассматриваемых узлах; k_p – коэффициент, влияющий на точность расчетов. Результаты расчета и последовательность отобразим в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты и последовательность расчета мощности компенсирующих устройств

№ узла	Реактивная нагрузка, Мвар	Мощность КУ, Мвар	Потери активной мощности, МВт	Удельное снижение потерь, МВт	Расчетная мощность КУ, Мвар	Потери после установки, МВт. Дополнительная информация
1	2	3	4	5	6	7
Шаг 1, dP = 14,32 МВт						
181	8	1	14,27	0,05	-	-
201	10	1	14,27	0,05	-	-
171	14	1	14,27	0,05	-	-
61	16	1	14,3	0,02	-	-
81	16	1	14,3	0,02	-	-
111	16	1	14,3	0,02	-	-
141	5	1	14,26	0,06	0+0,50	14,29
Экономический эффект: $Z = 14400,00 - 2617,95 = 11782,05 \geq 0$ у.е, $Q_k = 0,5$ Мвар						
Шаг 2, dP = 14,29 МВт						
181	8	1	14,23	0,06	0+0,80	14,25
201	10	1	14,24	0,05	-	-
171	14	1	14,24	0,05	-	-
61	16	1	14,27	0,02	-	-
81	16	1	14,27	0,02	-	-
111	16	1	14,27	0,02	-	-
141	5	0,5+1	14,24	0,05	0,50	-
Экономический эффект: $Z = 19200,00 - 4188,72 = 15011,28 \geq 0$ у.е, $Q_k = 0,8$ Мвар						
Шаг 3, dP = 14,25 МВт						
181	8	0,8+1	14,19	0,06	0,8+0,8	14,2
201	10	1	14,19	0,06	0+1	14,15
171	14	1	14,19	0,06	0+1,4	14,08
61	16	1	14,22	0,03	-	-
81	16	1	14,22	0,03	-	-
111	16	1	14,23	0,02	-	-
141	5	0,5+1	14,19	0,06	0,5+0,5	14,05
Экономический эффект: $Z = 96000,00 - 19372,82 = 76627,18 \geq 0$ у.е, $Q_k = 3,7$ Мвар						
Шаг 4, dP = 14,05 МВт						
181	8	1,6+1	14	0,05	1,6+0,8	Выход напряжения за допустимые пределы
201	10	1+1	14	0,05	1+1	14,00
171	14	1,4+1	14,01	0,04	1,4	-
61	16	1	14,03	0,02	-	-
81	16	1	14,03	0,02	-	-
111	16	1	14,03	0,02	-	-
141	5	1+1	14	0,05	1+0,5	Выход напряжения за допустимые пределы
Экономический эффект: $Z = 24000,00 - 5235,90 = 18764,10 \geq 0$ у.е, $Q_k = 1$ Мвар						

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
Шаг 5, dP = 14,00 МВт						
181	8	1,6	-	-	1,6	-
201	10	2+1	13,96	0,04	2	Выход напряжения за допустимые пределы
171	14	1,4+1	13,96	0,04	1,4	Выход напряжения за допустимые пределы
61	16	1	13,99	0,01	-	Условие (1) не выполняется
81	16	1	13,99	0,01	-	Условие (1) не выполняется
111	16	1	13,99	0,01	-	Условие (1) не выполняется
141	5	1	-	-	1	-
dP = 14,00 МВт						

В результате были рекомендованы к установке компенсирующие устройства в узлы 181, 201, 171, 141 суммарной мощностью равной 6 Мвар. При этом суммарные потери в электрической сети снизились с 14,32 до 14,00 МВт.

После проведенных четырех этапов оптимизации были выбраны коэффициенты трансформации двухобмоточных трансформаторов, обеспечивающие напряжения на шинах 10 кВ в пределах 10,5 - 11 кВ. Таким образом оптимизация режима завершена и суммарное снижение потерь активной мощности составило 1,2 МВт.

Литература

1. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М., Федин В.Т. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах. Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 112 с.
2. Прокопенко В.Г., Фурсанов М.И. Лабораторный практикум по дисциплинам “Оптимизация режимов энергосистем и сетей” и “Оптимизация электроэнергетических систем”. – Минск: БНТУ, 70 с
3. Федин, В. Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. Ч. 1 / В. Т. Федин, М. И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2009. – 321 с. : ил.
4. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Энергетические системы: Учеб. пособие – Мн.: Высшая школа, 1975. – 272 с.

УДК 621.311

УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ ВЕЛИЧИН КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ ИСТОЧНИКОВ В ОСНОВНЫХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Печко А.С.

Научный руководитель - к.т.н, доцент Прокопенко В.Г.

Одним из важных мероприятий по повышению эффективности работы основных электрических сетей, является оптимизация их режимов работы по напряжению и реактивной мощности. Это мероприятие не связано с дополнительными капитальными затратами и относится к числу первоочередных, решаемых в энергосистемах.

Известные алгоритмы решения данной задачи формулируют её как

$$\min [\Delta P(K, Q) / K, Q \in R],$$

где ΔP суммарные потери активной мощности в расчетной схеме сети; K, Q векторы независимых переменных: коэффициентов трансформации автотрансформаторов связи и реактивных мощностей источников; R – область допустимых решений, ограниченная равенствами и неравенствами технических ограничений[1].

Основным режимным ограничением являются величины напряжений узлов расчетной схемы сети.

Для решения данной задачи применяется ряд оптимизационных методов, учитывающих дискретность и связанность изменения переменных. Алгоритмы предусматривают поочерёдное изменение векторов переменных, например, первым изменяется вектор K , а вторым – вектор Q или наоборот. В обоих случаях задача как-то решается: потери снижаются, но на разную величину и при этом напряжение в ряде узлов схемы сети достигают допустимых пределов.

Для более точного решения задачи разработан алгоритм на основе использования пошагового метода оптимизации с анализом предыстории[2].

Данный алгоритм позволяет на каждом шаге оптимизации сравнивать снижение потерь активной мощности в расчетной схеме сети, которое достигается за счет изменения коэффициента трансформации автотрансформатора связи в наибольшей степени уменьшающего потери мощности и от изменения реактивной мощности источника(ов) также в наибольшей степени уменьшающего(их) потери активной мощности. На основе сравнения величин снижения потерь мощности выбирается переменная, которую целесообразно изменить. Причем реактивная мощность источника подбирается таким образом, чтобы суммарные изменения напряжений узлов сети было равным суммарным изменениям напряжений от установки нового коэффициента трансформации. Новое значение переменной вносится в модель схемы сети и расчет повторяется.

Приведем пример реализации данного алгоритма на замкнутой электрической сети со следующими параметрами: номинальные напряжения 330, 220 и 110 кВ, число узлов-26, суммарная протяженность линий-1356 км, суммарная нагрузка потребителей- 1048+j462 МВА, генерация активной и реактивной мощности в 4 узлах - 100+j(0÷100), 50+j(0÷100), +j(0÷50), БУ, количество автотрансформаторов с РПН-5.

При расчете принималось, что разность изменения суммарных значений напряжений при выборе оптимального коэффициента трансформации трансформатора и при выборе оптимального значения генерируемой реактивной мощности в узле не превышал 1%. Допустимые значения напряжений в узлах составляли: в сети 330 кВ-355 кВ; в сети 220 кВ-242 кВ; в сети 110 кВ- 121 кВ.

Расчет режимов сети производился с помощью известной программы «RASTR», в исходном режиме расчетные мощности источников были равны нулю, коэффициенты трансформации имели номинальные ответвления, шаг изменения реактивной мощности источников составлял 5 Мвар. Характеристика исходного режима полностью удовлетворяет

заданным требованиям, а именно напряжения в узлах сети находятся ниже допустимых значений, при расчете режим сходится.

Суммарные потери активной мощности в сети в исходном режиме составляют 21,21 МВт.

1-ый цикл оптимизации.

Результаты расчетов выбора значения коэффициента трансформации на первом цикле оптимизационного расчета приведены в Таблице 1.

Таблица 1.

№ трансформатора	1	2	3	4	5
Значения коэффициента трансформации в исходном режиме	0,733	0,733	0,526	0,526	0,526
Значения коэффициента трансформации после оптимизации на ступень регулирования	0,748	0,748	0,536	0,536	0,536
Снижение потерь мощности относительно исходного значения, МВт	0,45	0,41	0,13	0,04	0,06

Из данных таблицы 1 следует, что к наибольшему снижению потерь мощности привело изменение величины коэффициента трансформации трансформатора 1. Потери мощности уменьшились на 0,45 МВт. Суммарное изменение напряжений узлов в сети составило 46,3 кВ.

В Таблице 2 приведены результаты расчетов оптимальных значений реактивных мощности источников на первом цикле оптимизационного расчета.

Таблица 2.

Значение источника реактивной мощности, МВА	200+j(0-150)	120+j(0-90)	100+j(0-80)
№ узла	1	2	3
Значение суммарных активных потерь в исходном режиме, МВт	21,21		
Значения реактивной мощности источника после оптимизации на ступень, Мвар	5	5	5
Снижение потерь активной мощности, МВт	0,17	0,28	0,37
Суммарные изменения напряжений узлов схемы сети, кВ	Не рассчитывалось	Не рассчитывалось	18,23
Величина реактивной мощности источника после изменения на ступень, Мвар	5	5	10
Значение суммарных активных потерь в исходном режиме, МВт	20,84		
Снижение потерь мощности, МВт	0,15	0,27	0,32
Суммарные изменения напряжений узлов схемы сети, кВ	Не рассчитывалось	Не рассчитывалось	35,98
Значение суммарных активных потерь в исходном режиме, МВт	20,52		
Значения реактивной мощности источника после оптимизации на первом шаге, Мвар	5	5	15
Снижение потерь мощности, МВт	0,16	0,26	0,29
Суммарные изменения напряжений, кВ	53,19		

Поскольку при реактивной мощности источника 2 - 15 Мвар суммарные изменения напряжений узлов сети превышают увеличение напряжений от изменения коэффициента трансформации трансформатора, то величина реактивной мощности была откорректирована на основе линейной функции напряжений узлов от реактивной мощности источников[3]. Коррекция осуществлялась следующим образом.

Рассчитывалось удельное увеличение напряжения узлов сети от изменения реактивной мощности источника на 1 Мвар :

$$\Delta U_{\Sigma y} = \frac{\Delta U_{\Sigma n} - \Delta U_{\Sigma(n-1)}}{\Delta Q}, \tag{1}$$

где $\Delta U_{\Sigma n}$ и $\Delta U_{\Sigma(n-1)}$ - соответственно, суммарное изменение величин напряжений узлов сети на последнем и предпоследнем шаге изменения реактивной мощности источника, кВ ;

ΔQ - шаг изменения реактивной мощности источников, Мвар .

Исходя из Таблицы 2 :

$$\Delta U_{\Sigma y} = \frac{35,98 - 18,23}{5} = 3,55 \frac{\text{кВ}}{\text{Мвар}},$$

Определялась реактивная мощность источника 3 на n+1 шаге её изменения при котором суммарное увеличение напряжений узлов сети будет такое же, как при применении коэффициента трансформации:

$$\Delta Q_{(n+1)} = \frac{\Delta U_{\Sigma k} - \Delta U_{\Sigma n}}{\Delta U_{\Sigma y}}, \tag{2}$$

где $\Delta U_{\Sigma k}$ суммарное увеличение напряжений узлов схемы сети при изменении коэффициента трансформации на ступень регулирования.

Исходя из данных 1 и 2 и округления $\Delta Q_{(n+1)}$ до целого числа получим :

$$\Delta Q_{(n+1)} = \frac{46,3 - 35,98}{3,55} \approx 3 \text{ Мвар},$$

Таким образом после первого цикла оптимизации расчета оказалось, что более эффективно изменить реактивную мощность источника на 13 Мвар. При этом снижение потерь активной мощности в схеме сети составило 20,23 МВт, что на 0,53 МВт превышает снижение потерь мощности от изменения коэффициента трансформации трансформатора 1.

Далее расчет повторяется и заканчивается после трёх циклов. На 4 цикле при изменении коэффициентов трансформатора 1 напряжение некоторых узлов схемы сети выходят за допустимые пределы. Поэтому сравнивались снижения потерь активной мощности попеременно при применении коэффициента трансформации трансформатора 2,3,4,5. И со снижениями потерь, полученных от изменения реактивной мощности источника.

Таблица 3. Результаты расчетов оптимального коэффициента трансформации и оптимального узла с источником реактивной мощности на последнем цикле оптимизации.

№ цикла	3	
	трансформатор 1	источники реактивной мощности в узлах 2 и 3
Снижение потерь мощности относительно исходного режима, МВт	0,39	0,58
Суммарные изменения напряжений, кВ	45,42	44,35
Новое значение переменной, о.е./Мвар	нет	27 Мвар –узел 3, 15 Мвар-узел 2

Таким образом в результате оптимизационного расчета для рассмотренной схемы сети оказалось, что большее снижение потерь мощности достигнуто за счет изменения

реактивной мощности источников в 2-ух узлах. Так же выявлена эффективность усовершенствованного метода оптимизации над методом пошагового спуска с анализом предыстории. Узел с источником реактивной мощности в сети 110 кВ является наиболее эффективным местом установки принятого значения реактивной мощности. Потери активной мощности снизились в случае усовершенствованного алгоритма на 1,44 МВт, в случае если бы оптимизация режима работы сети проводилась за счет изменения коэффициента трансформации потери активной мощности снизились бы на 1,03 МВт. Описанный алгоритм оптимизации полностью формализован и может быть реализован на ЭВМ.

Литература

1. Федин В.Т., Прокопенко В.Г. Планирование характерных режимов электрических сетей 110 – 750 кВ по напряжению и реактивной мощностью.- Электрические станции, 1977, №12.
2. Отчет о нир. Разработать концептуальные основы и эффективные методы и алгоритмы анализа и оптимизации режимов энергосистем по напряжению и реактивной мощности. № г.р. 19981125 / В.Г.Прокопенко, А.А. Золотой. Минск, БНТУ, 1998.
3. Федин В.Т., Прокопенко В.Г. Алгоритм и программа на ЭЦВМ определения оптимальной компенсации реактивных нагрузок узлов электрической сети – Минск :Энергетика, 1978, №12.

УДК 621.31

РАСЧЁТ РЕЖИМА ЗАМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЗЛОВЫХ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ С МАТРИЦЕЙ ZU ПРИ ЗАДАНИИ ЧАСТИ УЗЛОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ И МОДУЛЕМ НАПРЯЖЕНИЯ

Зайцев П.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Метод Зейделя был первым методом, примененным для расчета установившихся режимов ЭЭС на ЭВМ. Простота алгоритмической реализации, малый объем вычислений на каждом шаге, незначительная потребность оперативной памяти и приемлемая для широкого круга задач сходимость метода позволили даже на первых моделях ЭВМ рассчитывать режимы сетей, содержащих сотни узлов.

Уравнение напряжения, используемое в итерационном процессе:

$$U_i^{*k+1} = \frac{1}{Y_{ii}^*} \left(\frac{S_i^*}{U_i^{(k)}} + Y_{i\delta} U_\delta + \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} U_j^{*k+1} + \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} U_j^{*k} \right), \quad (1)$$

$$1 \leq i \leq n$$

Процесс расчёта считается законченным если:

$$\Delta U^{(k+1)} = |U_i^{(k+1)} - U_i^{(k)}| \leq \varepsilon, \quad (2)$$

ε – требуемая точность;

Учёт опорных узлов типа P, U-const.

В части генераторных узлов ЭЭС необходимо учесть заданные активную мощность P и модуль напряжения, которые регулируются и могут быть фиксированными (опорные узлы типа P, U). Такие узлы, представляющие большинство генераторов электростанций с первичным регулированием частоты, являются базисными по напряжению и балансирующими по реактивной мощности Q, пределы изменения которой (располагаемая реактивная мощность):

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}, \quad (3)$$

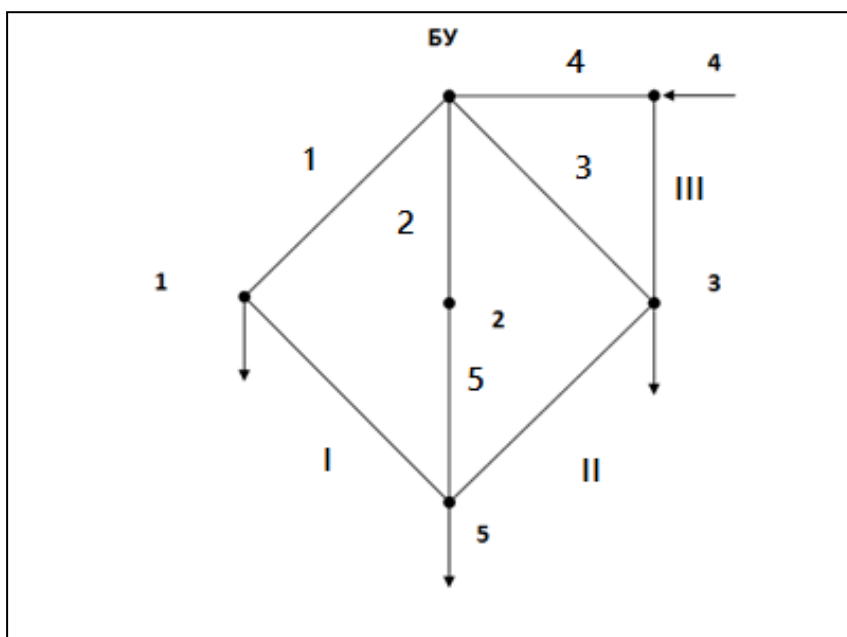


Таблица 1. Параметры линий сети

№ ветви или хорды	1	2	3	4	5	I	II	III
Марка провода	АС 95/16	АС 240/32	АС 240/32	АС 185/29	АС 120/19	АС 120/19	АС 185/29	АС 150/24
r_0 , Ом/км	0,306	0,121	0,121	0,162	0,249	0,249	0,162	0,198
x_0 , Ом/км	0,434	0,405	0,405	0,413	0,427	0,427	0,413	0,420
Длина линии, км	32	26	26	36	51	53	39	40

$$P := \begin{pmatrix} 10 \\ 0 \\ 23 \\ -20 \\ 25 \end{pmatrix} \quad Q := \begin{pmatrix} 5 \\ 0 \\ 7 \\ -10 \\ 19 \end{pmatrix} \quad U := \begin{pmatrix} 110 \\ 110 \\ 110 \\ 117 \\ 110 \end{pmatrix}$$

Рисунок 2. Нагрузки и напряжения в узлах

Проведём расчёт итерационным методом и покажем первую итерацию:

$$U_1 = \frac{1}{Y_{y1,1}} \cdot \left(-\frac{S_{1,1}}{U_{1,n}} - Y_{\Sigma 6,1} \cdot U_{\bar{o}y} - \sum_{k=2}^5 (Y_{y1,k} \cdot U_{k,n}) \right) = 114.554 - 0.342j ;$$

$$U_2 = \frac{1}{Y_{y2,2}} \cdot \left(-\frac{S_{2,1}}{U_{2,n}} - Y_{\Sigma 6,2} \cdot U_{\bar{o}y} - \sum_{k=1}^1 (Y_{y2,k} \cdot U_{k,n+1}) - \sum_{k=3}^5 (Y_{y2,k} \cdot U_{k,n}) \right) = 116.289 - 0.453j ;$$

$$U_3 = \frac{1}{Y_{y3,3}} \cdot \left(-\frac{S_{3,1}}{U_{3,n}} - Y_{\Sigma 6,3} \cdot U_{\bar{o}y} - \sum_{k=1}^2 (Y_{y3,k} \cdot U_{k,n+1}) - \sum_{k=4}^5 (Y_{y3,k} \cdot U_{k,n}) \right) = 115.244 - 0.958j ;$$

$$U_4 = const ;$$

$$U_5 = \frac{1}{Y_{y5,5}} \cdot \left(-\frac{S_{5,1}}{U_{5,n}} - Y_{\Sigma 6,5} \cdot U_{\bar{o}y} - \sum_{k=1}^4 (Y_{y1,k} \cdot U_{k,n+1}) \right) = 113.442 - 1.564j$$

После расчёты мы получим такие результаты:

$$\begin{aligned}
 |U_{1,9} - U_{1,10}| &= 8.234 \cdot 10^{-4} & U_1 &= 116.664 \text{кВ} \\
 |U_{2,9} - U_{2,10}| &= 6.245 \cdot 10^{-4} & U_2 &= 118 \text{кВ} \\
 |U_{3,9} - U_{3,10}| &= 5.94 \cdot 10^{-4} & U_3 &= 116.833 \text{кВ} \\
 |U_{4,9} - U_{4,10}| &= 0 & U_4 &= 117 \text{кВ} \\
 |U_{5,9} - U_{5,10}| &= 6.975 \cdot 10^{-4} & U_5 &= 115.335 \text{кВ}
 \end{aligned}$$

Построим график сходимости итерационного процесса:

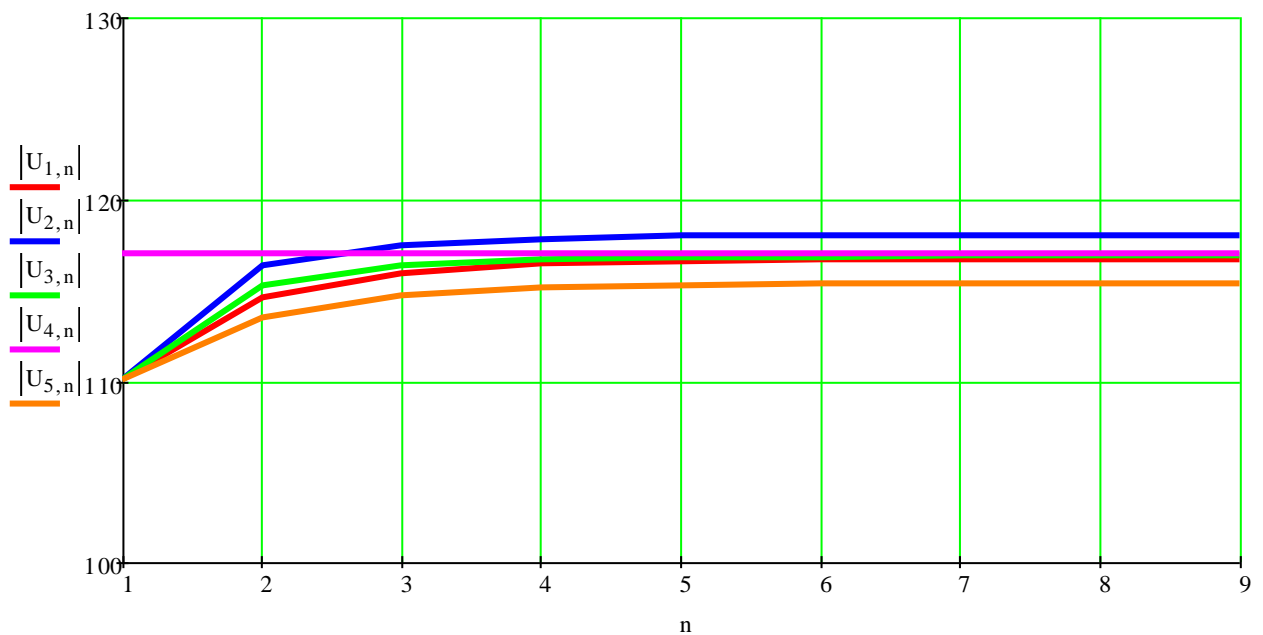


Рисунок 5. График сходимости итерационного процесса

Результаты расчётов полученные с помощью программы RastrWin:

	O	S	Тип	Номер	Н...	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...	U
1	<input type="checkbox"/>		База	11	БУ	119				59,4	43,8					119,00			119
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	А	110		30,0	5,0							115,53	-1,41		115.5-12.9
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	В	110										117,93	-0,46		117.9-11
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Д	110		23,0	7,0							116,96	-0,64		117-11.3
5	<input type="checkbox"/>		Ген	4	Е	110				20,0	-10,0	117,0	-10,0	10,0		117,00	0,48		117+11
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Г	110		25,0	19,0							115,05	-1,24		115-12.5

Рисунок 6. Результаты расчётов программой RastrWin

Литература

1. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии /А.А. Герасименко, В.Т. Федин- 2-е изд. Ростов-на-Дону: Феникс, 2008.-716с.

УДК 621.3

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ПРОЛЁТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Хилевич Р.А.

Научный руководитель - ст. преподаватель Мышковец Е.В.

Для каждой марки провода существует предел прочности, превышение которого вызывает необратимые изменения его механических свойств. У проводов и тросов воздушных линий должен быть запас механической прочности. Действующие ТКП задают запас прочности в виде допустимых напряжений в проводах в процентах от предела прочности провода $\sigma_{кр}$. Для проводов воздушных линий электропередачи в качестве расчётных принимают три вида режимов:

- 1) режим 1 - режим низшей температуры σ_{-} при отсутствии внешних нагрузок;
- 2) режим 2 - режим наибольшей нагрузки $\sigma_{г}$, при котором температура равна температуре гололёдообразования;
- 3) режим 3 - среднегодовой температуры при отсутствии внешних нагрузок.

Вопрос о том, который из трёх режимов должен быть принят в качестве исходного состояния при заданном допуске напряжении, решается в зависимости от ряда факторов:

1. длины пролёта;
2. температуры;
3. нагрузки на провод;
4. величины допускаемого напряжения.

Однако после монтажа проводов напряжения в них не должны превышать соответствующих допустимых напряжений для режимов максимальной нагрузки, низшей и среднегодовой температур. Для того, чтобы понять, в каком случае больше будет сказываться влияние температуры, а в каком - влияние нагрузки, необходимо в уравнении состояния провода принять в качестве независимой переменной величину пролёта, а в качестве зависимой - величину напряжения и рассмотреть пределы изменения напряжения при изменении длины пролёта. Запишем уравнение состояния провода:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_0 - \frac{\gamma_0^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_0^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_0), \quad (1)$$

где σ - напряжение в проводе;

σ_0 - напряжение в низшей точке провода;

l - длина провода;

E - модуль продольной упругости;

α - температурный коэффициент линейного удлинения;

$(t - t_0)$ - разность температур.

Как независимая переменная, пролёт может изменяться до очень малой величины, то есть можно записать, что l^0 или до очень большой величины - l . Такая процедура делается условно, с целью выяснения характера и пределов изменения напряжения. Рассмотрим, как изменится уравнение состояния провода при условии l^0 . Когда длина пролёта, уменьшаясь, стремится к нулю, то стремятся к нулю те члены уравнения (1), которые имеют множитель l^2 и их влияние на величину напряжения будет практически неощутимо. В этом случае уравнение состояния примет вид:

$$\sigma = \sigma_0 - \alpha \cdot E \cdot (t - t_0). \quad (2)$$

Из уравнения (2) следует, что чем меньше длина пролёта, тем меньше сказывается величина нагрузки, и напряжение будет зависеть от температуры рассчитываемого режима. В зависимости от величины температуры искомое напряжение σ может получиться больше или меньше исходного напряжения σ_0 .

Для того чтобы проследить влияние увеличения пролёта, необходимо разделить все члены уравнения состояния провода на l^2 . Тогда получим:

$$\frac{\sigma}{l^2} - \frac{\gamma^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma^2} = \frac{\sigma_0}{l^2} - \frac{\gamma_0^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_0^2} - \frac{\alpha \cdot E}{l^2} \cdot (t - t_0). \quad (3)$$

По мере увеличения длины пролёта, все члены, имеющие в знаменателе l^2 , будут уменьшаться, а при стремлении к бесконечности, обратятся в нули. При этом получится равенство:

$$\frac{\gamma^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma^2} = \frac{\gamma_0^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_0^2} \quad (4)$$

из которого, сократив одинаковые множители, получим:

$$\sigma = \frac{\gamma}{\gamma_0} \cdot \sigma_0. \quad (5)$$

Приблизительно такой же результат будет и при конечной, но достаточно большой длине пролёта. В зависимости от величины нагрузки искомое напряжение σ может, как и в случае влияния температуры, получиться больше или меньше исходного напряжения σ_0 . На основании рассмотренных случаев можно сделать следующие выводы:

1) При малых пролётах на величину искомого напряжения оказывает влияние температура, а при больших - нагрузка;

2) Существует такая пограничная длина пролёта, при которой влияние температуры и нагрузки на величину напряжения будет одинаковым, то есть существует некоторый критический пролёт, в котором значения напряжений при наименьшей температуре и наибольшей нагрузке равны между собой $\sigma_- = \sigma_+$.

Такой пролёт называют вторым критическим пролётом.

Первый критический пролёт - это пролёт такой длины, при которой напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре σ_3 , а в режиме низшей температуры - допустимому напряжению при низшей температуре σ_- .

Третий критический пролёт - это пролёт, при котором напряжение в проводе при среднегодовой температуре достигает допустимого при среднегодовой температуре σ_3 , а в режиме максимальной нагрузки равно допустимому при максимальной нагрузке σ_+ .

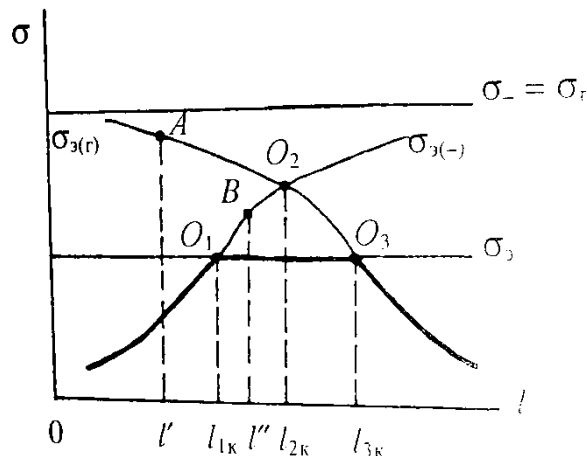


Рисунок 1а. Зависимость напряжения в проводе от длины пролёта при $l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$

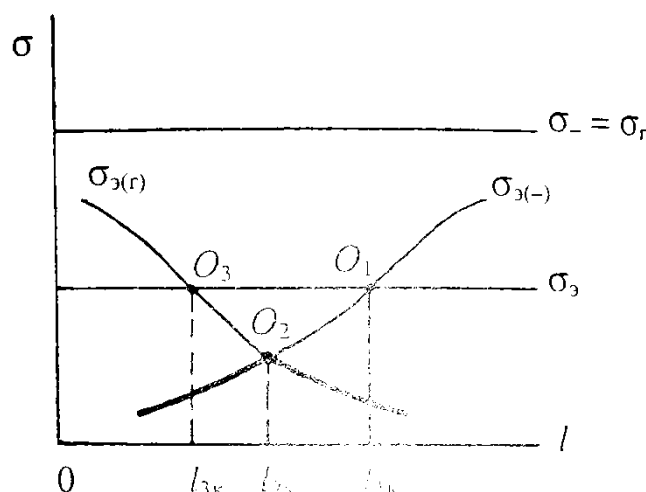


Рисунок 1б. Зависимость напряжения в проводе от длины пролёта при $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$

В точке O_1 , соответствующей первому критическому пролёту $l_{1к}$, напряжения одновременно равны допустимым режимам среднегодовой температуры и низшей температуры, в точке O_2 при втором критическом пролёте $l_{2к}$ - в режимах низшей температуры и наибольшей нагрузки, в точке O_3 при третьем критическом пролёте - в режимах среднегодовой температуры и наибольшей нагрузки.

Наиболее часто имеют место следующие соотношения длин критических пролётов $l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$ (рис. 1а) и $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$ (рис 1б).

Если для первого случая расчетный пролет лежит в пределах $0 < l < l_{1к}$, то за исходный следует принимать режим наименьшей температуры. В противном случае, если за исходный взять, например, режим наибольшей нагрузки, то при пролета l' напряжение при среднегодовой температуре превысит допустимое (точка А на рис 1а) при $l_{1к} < l < l_{3к}$ за исходный должен быть взят режим среднегодовой температуры, так как при других исходных режимах и длине пролета l'' напряжение в этом режиме может превысить допустимое (точка В). Соответственно при $l > l_{3к}$ в качестве исходного принимается режим наибольших нагрузок.

При втором соотношении длин критических пролётов в случае $l < l_{2к}$ исходным должен служить режим низшей температуры, а при $l > l_{2к}$ - режим наибольшей нагрузки.

Расчетные выражения, справедливые для любых проводов, получают, подставляя в уравнение (1) соответствующие режимам пары допускаемых напряжений и решая это уравнение относительно длины пролёта. Тогда формулы для определения критических пролётов при $\sigma_г = \sigma_- = \sigma_{max}$ имеют вид:

$$l_{1к} = \frac{2 \cdot \sigma_з}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (\beta \cdot (\sigma_з - \sigma_{max}) + \alpha \cdot E \cdot (t_з - t_-))}{E \cdot (1 - (\sigma_з / \sigma_{max})^2)}}; \quad (6)$$

$$l_{2к} = \frac{2 \cdot \sigma_{max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \alpha \cdot (t_з - t_-)}{(\gamma_г / \gamma_1)^2 - 1}}; \quad (7)$$

$$l_{3к} = \frac{2 \cdot \sigma_{max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (\beta \cdot (\sigma_{max} - \sigma_з) + \alpha \cdot E \cdot (t_г - t_з))}{E \cdot ((\gamma_г / \gamma_1)^2 - (\sigma_{max} / \sigma_з)^2)}}; \quad (8)$$

где $t_г, t_-, t_з$ - соответственно температура в режиме максимальной нагрузки, низшей и среднегодовой температур;

$\gamma_г$ - удельная нагрузка в режиме максимальной нагрузки.

Возможен еще один случай, когда кривые (рис. 1а, 1б) пересекаются на прямой σ_3 . При этом все критические пролеты равны $l_{1к} = l_{2к} = l_{3к}$. Тогда из формул (6).. (8) видно, что при заданных низшей и среднегодовой температурах для конкретного сечения провода (данной удельной нагрузки γ_1) длины критических пролетов будут зависеть только от величины максимальной нагрузки γ_r . Эта величина, при которой напряжения при всех расчетных условиях одинаковы, называется критической нагрузкой.

Рассмотрим пример.

Для строящейся воздушной линии 220 кВ на местности, характеризуемой следующими значениями температуры воздуха за длительный период наблюдения на метеорологической станции:

1. среднегодовая $t_{cr} = -2^\circ\text{C}$
2. гололедообразования $t_r = -5^\circ\text{C}$;
3. абсолютная наинизшая $t_- = -55^\circ\text{C}$,

найти значение температурного коэффициента линейного расширения провода, модуля упругости, допускаемые значения эквивалентного механического напряжения для трех характерных эксплуатационных состояний провода, соответствующих заданным температурам. Решить уравнения состояния провода для пролётов различной длины и построить графические зависимости изменения механического напряжения в проводе. Вычислить значения критических длин пролётов и выбрать определяющие климатические условия для расчета провода на прочность. Исходные данные и пояснения: Технические данные провода АС-240/32: сечение = 238мм², диаметр = 21,6мм. Значения температурного коэффициента линейного расширения провода, модуля упругости, а также допускаемые значения эквивалентного механического напряжения зависят от отношения площадей поперечных сечений алюминия и стали $m = 5,52$. Решение: Для провода АС-240/32 нормальной конструкции с отношением площадей поперечных сечений алюминия и стали $m = 5,52$ находим: $\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ } 1^\circ\text{C}^{-1}$; $E = 8,25 \cdot 10^3 \text{ даН/мм}^2$. Принимаем, что провод изготовлен из обычной твердотянутой электротехнической алюминиевой проволоки марки АТ, тогда находим значения допускаемого напряжения: $\sigma_{П6} = 13 \text{ даН/мм}^2$ в состоянии провода, когда действует наибольшая механическая нагрузка; $\sigma_- = 13 \text{ даН/мм}^2$ в состоянии провода, когда действует наинизшая температура воздуха; $\sigma_3 = 8,7 \text{ даН/мм}^2$ в состоянии провода, когда действует среднегодовая температура воздуха (среднеэксплуатационные условия работы провода). Каждое из этих значений не может быть превышено в процессе работы воздушной линии. Рассчитаем изменение значений среднеэксплуатационных напряжений σ_3 в проводе, которые будут возникать в пролётах различной длины, если требуется обеспечить сохранение допускаемых напряжений при условии возникновения наибольшей механической нагрузки или при установившейся наинизшей температуре окружающей среды. Для этого составим и решим уравнения состояния провода в двух вариантах. Искомое среднеэксплуатационное напряжение для варианта 1 обозначим индексом (1), для варианта 2-индексом (2).

Вариант 1: исходные условия - возникновение наибольшей механической нагрузки $\gamma_{нб}$; искомые условия - среднеэксплуатационные, тогда уравнение состояния примет вид:

$$\sigma_3 - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_3^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_r),$$

Полученное уравнение можно представить как неполное кубическое:

$$\sigma_3^3 - A \cdot \sigma_3^2 - B = 0,$$

$$\text{где } A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_r),$$

$$B = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24}.$$

Неполные кубические уравнения можно решать любым из итерационных методов. Воспользуемся итерационным методом Ньютона, при этом напряжение на каждой последующей итерации запишется как:

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{f(\sigma_k)}{f'(\sigma_k)}$$

где σ_k - напряжение на предыдущей итерации;

$f'(\sigma_k)$ - производная по переменной σ на итерации k.

Тогда

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{\sigma_k^3 - A\sigma_k^2 - B}{3\sigma_k^2 - 2A\sigma_k} = \frac{\sigma_k^2(2\sigma_k - A) - B}{\sigma_k(3\sigma_k - 2A)}$$

Иследуем, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролёта при возникновении наибольшей механической нагрузки. Как независимая переменная, пролёт изменяется до очень малой величины, то есть можно записать, что l стремится к 0 или до очень большой величины, поэтому на нулевой итерации удобно вычислить значение напряжения при l = 0 :

$$\begin{aligned} \sigma_3^{(1)} &= \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot (t_{ср} - t_r) = 13 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-2 - (-5)) \\ &= 12,52 \text{ даН/мм}^2. \end{aligned}$$

Напряжение не исследуемом проводе будет изменяться до $l \rightarrow \infty$.

Используя формулу (5), получим:

$$\sigma_{3(k)}^{(1)} = \frac{\gamma}{\gamma_{нб}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,0035}{0,0155} \cdot 13 = 2,94 \text{ даН/мм}^2,$$

то есть среднеэксплуатационное напряжение при условиях возникновения наибольшей нагрузки будет изменяться от начального значения $\sigma_3^{(1)} = 12,52$ до конечного значения $\sigma_{3(k)}^{(1)} = 2,94$ даН/мм².

Получим зависимости коэффициентов A и B от длины пролёта l_1 :

$$\begin{aligned} A &= \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{ср} - t_r) = \\ &= 13 - \frac{(0,0155)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot l_1^2}{24 \cdot 13^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-2 - (-5)) = \\ &= 12,52 - 0,0005l_1^2; \\ B &= \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24} = \frac{(0,035)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 l_1^2}{24} = 0,0042l_1^2, \end{aligned}$$

Вычислим значения коэффициентов A и B, а также значения механических напряжений при длинах пролётов от 100 до 800 м, сопровождая расчет занесением результатов в табл.1.

Таблица 1. Результаты расчетов напряжений в проводе при условии возникновения наибольшей механической нагрузки, даН/мм

$l_i, \text{ м}$	A	B	σ_{30}	σ_{31}	σ_{32}	σ_{33}
1	2	3	4	5	6	7
100	7,52	42	12,52	9,89	8,58	8,19
200	-7,48	168	8,19	5,46	4,19	3,87
300	-32,48	378	3,87	3,31	3,25	3,25
400	-67,48	672	3,25	3,09	3,09	3,09
500	-112,48	1050	3,09	3,02	3,02	3,02
600	-167,48	1512	3,02	2,99	2,99	2,99
700	-232,48	2058	2,99	2,96	2,96	2,96
800	-307,48	2688	2,96	2,94	2,94	2,94

Вариант 2: исходные условия - при установившейся наинизшей температуре окружающей среды t_- ; искомые условия - среднеэксплуатационные, тогда уравнение состояния примет вид:

$$\sigma_3 - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_3^2} = \sigma_- - \frac{\gamma_{н6}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_-),$$

$$\text{где } A = \sigma_- - \frac{\gamma_-^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_-),$$

$$B = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}.$$

Исследуем, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролёта при установившейся наинизшей температуре окружающей среды:

$$\sigma_3^{(2)} = \sigma_- - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_-) = 13 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-2 - (-55)) = 4,6 \text{ даН/мм}^2, \text{ т. е. } < \sigma_3.$$

Используя формулу (5), получим:

$$\sigma_{3(k)}^{(2)} = \frac{\gamma_1}{\gamma_1} \cdot \sigma_- = \frac{0,0035}{0,0035} \cdot 13 = 13 \text{ даН/мм}^2,$$

то есть среднеэксплуатационное напряжение при условиях установившейся наинизшей температуры будет изменяться от начального значения $\sigma_3^{(2)} = 4,6$ до конечного значения $\sigma_{3(k)}^{(2)} = 13 \text{ даН/мм}^2$.

Получим зависимости коэффициентов А и В от длины пролёта l_i :

$$A = \sigma_- - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_-) = 13 - \frac{(0,0035)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot l_i^2}{24 \cdot 13^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-2 - (-55)) = 4,6 - 0,00002 l_i^2;$$

$$B = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24} = \frac{(0,035)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 l_i^2}{24} = 0,0042 l_i^2,$$

Вычислим значения коэффициентов А и В, а также значений механических напряжений при длинах пролётов от 100 до 300 м, сопровождая расчет занесением результатов в табл. 2

$l_i, \text{ м}$	A	B	σ_{30}	σ_{31}	σ_{32}	σ_{33}
1	2	3	4	5	6	7
100	4,4	42	4,6	6,2	5,8	5,7
700	-5,2	2058	10,7	11,2	11,2	11,2
800	-8,2	2688	11,2	11,6	11,6	11,6

На рис. 2 представлены графические зависимости изменения напряжения $\sigma = f(l_i)$ (табл. 1, столбец 7), (табл. 2, столбец 7) при заданном исходном значении 13 даН/мм². Значение допускаемого напряжения при среднеэксплуатационных условиях работы провода $\sigma_3 = 8,7$ даН/мм² никак не связано с длиной пролёта, поэтому на рис. 2 представлено прямой горизонтальной линией, соответствующей этому значению. Графические зависимости 1f (l_i) и 2f (l_i) пересекаются при $l_i = 130$ м. Прямая $\sigma_3 = 8,7$ даН/мм не пересекает ни одну из зависимостей.

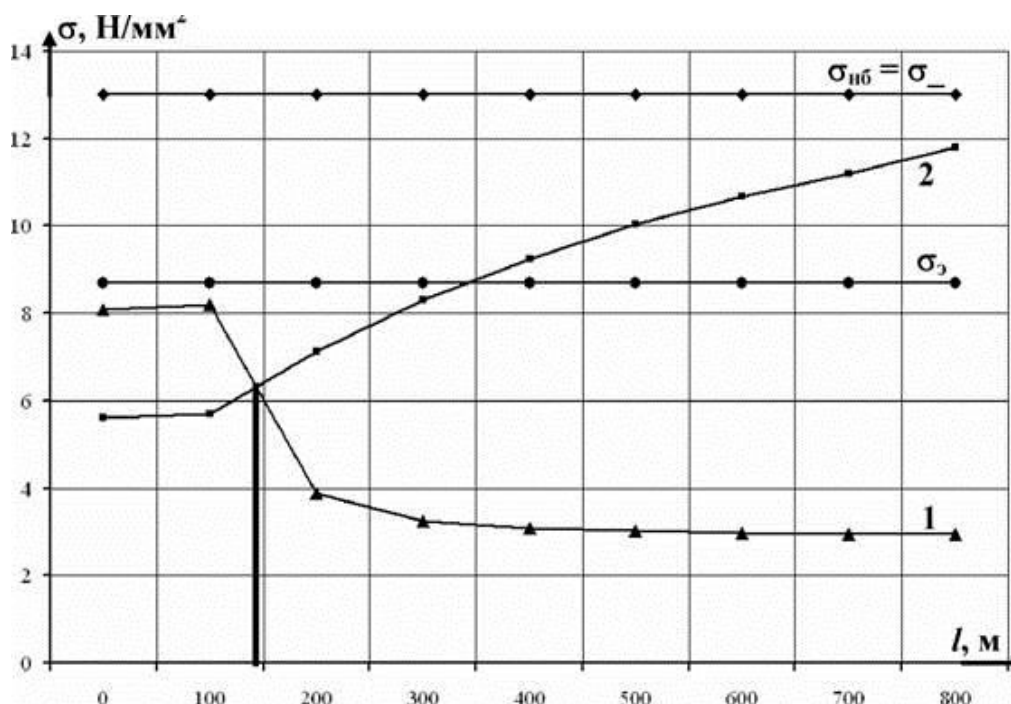


Рисунок 2. Изменение напряжения в проводе при среднеэксплуатационных условиях в зависимости от длины пролёта: 1- значения напряжения рассчитаны при исходных климатических условиях наибольшей механической нагрузки; 2 - то же, но исходные условия соответствуют установившейся наинизшей температуре окружающей среды установившейся наинизшей температуры окружающей среды, даН/мм.

Для вычисления первого критического пролёта необходимо сравнить \$l_k\$. Если имеет мнимое значение, так как в этом случае зависимость (кривая 2, рис. 2) не пересеклась бы с прямой и вычислять \$l_k\$ нет необходимости. В данном примере получено \$4,6 = 8,7\$ даН/мм, поэтому вычисляем \$l_k\$ по формуле (6):

$$l_{1к} = \frac{2 \cdot \sigma_-}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (1 \cdot (\sigma_- - \sigma_з) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{сг}))}{E \cdot (1 - (\sigma_- / \sigma_з)^2)}} = \frac{2 \cdot 13}{0,0035} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (1 \cdot (13 - 8,7) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 (-55 - (-2)))}{8,25 \cdot 10^3 \cdot (1 - (13/8,7)^2)}} = 365м$$

Для вычисления третьего критического пролёта \$l_{3к}\$ необходимо сравнить \$\sigma_{з(k)}^{(1)}\$ с \$\sigma_з\$. Если \$\sigma_{з(k)}^{(2)} > \sigma_з\$, то \$l_{3к}\$ имеет мнимое значение, так как зависимость \$\sigma_з = f(l_i)\$ при принятых исходных условиях лежала бы выше прямой \$\sigma_з\$ и вычислять \$l_{3к}\$ не было бы необходимости. Если \$\sigma_{з(k)}^{(2)} < \sigma_з\$ и дополнительно \$\sigma_{з(k)}^{(2)} > \sigma_з\$, то третий критический пролёт существует и его длину \$l_{3к}\$ следует вычислить. В примере получено \$\sigma_{з(k)}^{(1)} = 2,94 < \sigma_з = 8,7\$ даН/мм\$^2\$ и \$\sigma_з^{(1)} = 12,52 > \sigma_з = 8,7\$ даН/мм\$^2\$, поэтому вычисляем \$l_{3к}\$ по формуле(8):

$$l_{3к} = \frac{2 \cdot \sigma_{нб}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (\beta \cdot (\sigma_{нб} - \sigma_з) + \alpha \cdot E \cdot (t_r - t_{сг}))}{E \cdot ((\gamma_r / \gamma_1)^2 - (\sigma_{нб} / \sigma_з)^2)}} = \frac{2 \cdot 13}{0,0035} \sqrt{\frac{6 \cdot (1 \cdot (13 - 8,7) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 (-5 - (-2)))}{8,25 \cdot 10^3 \cdot ((0,0155/0,0035)^2 - (13/8,7)^2)}} = 94м.$$

Далее необходимо сравнить \$l_{1к}\$ и \$l_{3к}\$ между собой. Если \$l_{1к} > l_{3к}\$, то расчёт \$l_{2к}\$ необходим. В рассматриваемом примере получено \$l_{1к} = 365 > l_{3к} = 94м\$, поэтому рассчитываем \$l_{2к}\$ по формуле (7):

$$l_{2к} = \frac{2 \cdot \gamma_{нб}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \alpha \cdot (t_r - t_-)}{(\gamma_{нб}/\gamma_1)^2 - 1}} = \frac{2 \cdot 13}{0,0035} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-55))}{(0,0155/0,0035)^2 - 1}} = 130,7 \text{ м.}$$

В результате расчетов примера было получено соотношение $l_{1к} = 365 > l = 94$ м, значит среднеэксплуатационный режим, как расчетный отсутствует, и «работающим» является второй критический пролет. Сравним вероятную длину с $l_{2к}$.

Вывод по примеру: сравнение длин пролётов показывает, что $l = 470 > l_{2к} = 130,7$ м, значит расчетным является режим наибольших нагрузок $\gamma_{нб}$ (кривая 1, рис. 2).

Литература

1. Короткевич, М.А. Проектирование линий электропередачи. Механическая часть / М.А. Короткевич. – Минск: Вышэйшая школа, 2010. – 574 с.
2. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: Учебник. / Г.Е.Поспелов, В.Т.Федин, П.В.Лычёв. – Мн.: Технопринт, 2004. – 720 с.

УДК 621.321

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ПРОСТЕЙШИХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

Радкевич А. А., Малашкевич А. Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Выбор схем электрических соединений подстанций и сетей, как правило, производится на основании рекомендаций, приведенных в нормативных документах без количественной оценки их **надежности**. Кроме того, при выборе схемных решений по сетевым районам и подстанциям не учитывается появление новых видов высоконадежного электрооборудования, а соответственно возможное рациональное упрощение схем. Такое положение приводит к тому, что в ряде случаев принимаются неоптимальные, с точки зрения экономичности и надежности, решения. Поэтому актуальной остается задача разработки и совершенствования методик оценки **надежности** схем электрических соединений подстанций и количественных показателей надежности при сравнении различных вариантов схем.

Актуальность создания и совершенствования методик расчета **надежности** вызвана возникающей при выборе схем распределительных устройств неопределенностью. Нередко на основании действующих нормативных документов невозможно принять решение об окончательном выборе между несколькими рассматриваемыми вариантами.

Задача оценки показателей **надежности** сводится к расчету конкретных значений вероятностей безотказной работы схемы по информации об усредненных значениях параметра потока отказов для единицы оборудования и среднем времени его восстановления в течение определенного периода. Далее, по вероятности безотказной работы (вероятности отказа) того или иного элемента сети (трансформатора, генератора, линии, присоединения) определяются аналогичные показатели для схемы в целом.

Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS». Пакет прикладных программ «ТОPAS» позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи, присоединения резервных трансформаторов собственных нужд и трансформаторы связи между ними.

В структуре пакета можно выделить следующие основные части:

- А) программу-редактор подготовки данных;
- Б) расчетную программу;
- В) базу данных показателей надежности энергетического оборудования;
- Г) утилиты обслуживания базы данных.

Пакет данных программ предназначен для вычисления частот и длительностей возможных аварийных режимов схемы, сопровождающихся отключением от сети генераторов, воздушных линий, трансформаторов связи, определения снижения генерируемой в систему мощности и соответствующего недоотпуска электрической энергии с учетом имеющегося в системе резерва.

Эффективный способ описания схем электрических соединений ЭС достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого являются коммутационные аппараты (КА) различных типов, а узлами - остальные связываемые ими элементы схемы.

Для расчёта надёжности станции используются такие показатели как:

- частоты отказов(1/год);
- длительности послеаварийного восстановления(ч);
- частоты плановых ремонтов(1/год);
- длительности плановых ремонтов(ч);

- вероятности отказа в срабатывании основных комплектов релейных защит при возникновении к.з.;
- вероятности отказа в срабатывании при отключении к.з. (только для выключателей).

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \tag{1}$$

где $L(k)$ - логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \tag{2}$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{o.п.} \right\} Q(s/i) L(k), \tag{3}$$

где $q(j)$ - относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е.); $\lambda(i)$ - частота повреждения i -го элемента схемы (1/год); $t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч); $t(j)$ - длительность j -го ремонтного режима работы схемы; $t_{o.п.}$ - время оперативных переключений (ч); $Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ или КА.

В данной работе произведем расчет трех схем электрических соединений напряжением 110 кВ, предварительно пронумеровав все элементы (рис.1). Длину линий принимаем 40 км. Показатели надёжности элементов схемы напряжением 110 кВ представлены в табл.1.

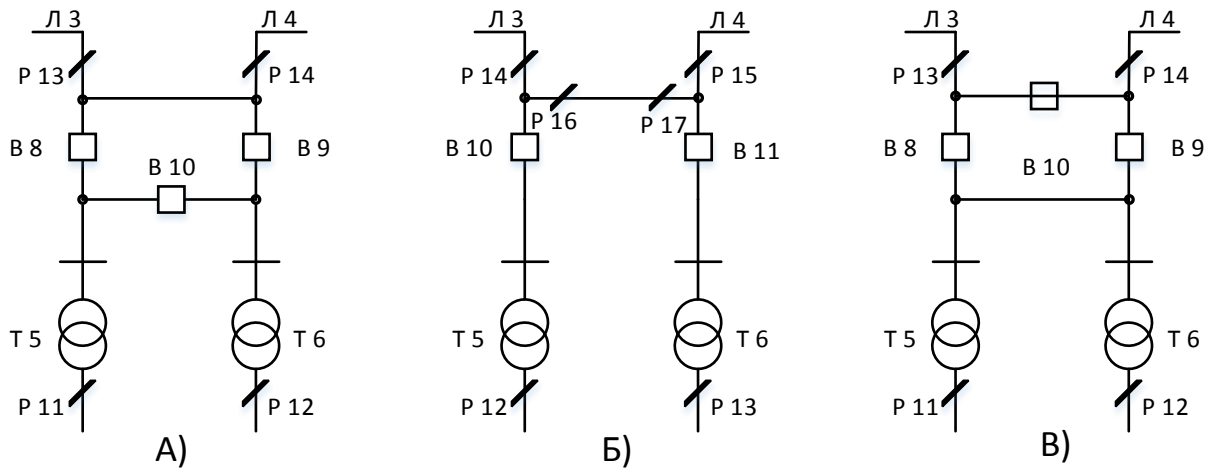


Рисунок 1. Схемы электрических соединений напряжением 110 кВ

Таблица 1 – Показатели надёжности элементов

Номер элемента схемы	Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время восстановления, ч	Частота планового ремонта, 1/год	Длительность планового ремонта, ч
Схема А					
3-4	Линии	0,200	280	20	560
5-6	Трансформаторы	0,08500	104	1	30
7	Шина	0.005	7,0	0,500	14
8-10	Выключатели	0,02600	32,0	0,200	105,4
Схема Б					
3-4	Линии	0,200	280	20	560
5-6	Трансформаторы	0,08500	104	1	30
7-8	Шины	0,14400	9,0	1,494	36
9	Шина	0,096	6,0	0,996	24,0

10-11	Выключатели	0,02600	32,0	0,200	105,4
Схема В					
3-4	Линии	0,200	280	20	560
5-6	Трансформаторы	0,08500	104	1	30
7	Шина	0.005	7,0	0,500	14
8-10	Выключатели	0,02600	32,0	0,200	105,4

Схема а) мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Такая схема применяется в радиальных линиях и линиях с двухсторонним питанием с заходом их на подстанции. Здесь на четыре присоединения (две линии и два трансформатора) устанавливается три выключателя.

Схема б) два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линий. Данная схема может применяться для двухтрансформаторной подстанции, питающейся от двух параллельных линий. Содержат два последовательно включенных разъединителя Р1 и Р2. Такое включение разъединителей позволяет осуществлять их поочередный ремонт одновременно с соответствующим блоком линия – трансформатор.

Схема в) мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Данная схема применяется при необходимости транзита большой мощности по линиям.

При расчете данных схем получим следующие результаты:

Таблица 2 - Результаты анализа надежности:

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэффициент неготовности
Схема а)			
1Т 1Л	0,395	5,85	0,0000264
2Т 2Л	0,0892	3,93	0,00004
Схема б)			
1Т 1Л	0,290	11,37	0,000376
2Т 2Л	0,725	0,54	0,00004469
Схема в)			
1Т 1Л	0,390	0,57	0,00002538
2Т 2Л	0,000425	51,81	0,00000251

2Т 2Л отключение двух трансформаторов и двух линий;

1Т 1Л отключение одного трансформатора и одной линии;

По результатам расчётов можно сделать вывод: наиболее надёжной считается схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Для данной схемы вероятность возникновения отказов и время простоя оборудования наименьшее. Наихудшей считается схема: два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Данная схема в 17.8 раз менее надёжна схемы мостика с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов в 10.5 раз более надёжнее схемы мостика с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. При проектировании подстанций с такими схемами необходимо предусмотреть установку

надёжных коммутационных аппаратов (элегазовых выключателей), позволяющие снизить вероятность их возможных отказов, а также время простоя оборудования.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – 3-е изд. – М., Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. Ред. Профессоров МГЭИ. – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004г.

УДК 004.021

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМЕ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Бондарева А.С.

Научный руководитель – доцент Новиков С.О.

Интенсивное развитие технологических процессов тесно связано с применением электронной техники, преимущественно цифровых вычислительных машин. Поэтому при обучении инженеров-электриков особое внимание должно уделяться их компьютерной подготовке.

Одной из основных задач электроэнергетики является расчет потерь электрической энергии. Эта задача может быть решена только при помощи ЭВМ для получения как можно более точных результатов, что позволит правильно оценить величину потерь, как показатель эффективности работы электрической сети.

Задачей курсового проекта является разработка алгоритма и, как следствие, написание программы, позволяющей рассчитывать потери электроэнергии в схеме разомкнутой электрической сети.

При написании данной курсовой работы специальных электротехнических знаний не требуется. Краткие сведения и формулы необходимые для ручного расчета представлены в учебно-методическом пособии «Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи» Фурсанова М.И., а для написания самой программы я использовала знания, полученные на лекциях и навыки, закрепленные на практических занятиях.

Прежде чем приступить к написанию программы, стоит изучить задание на курсовую работу и разобраться со схемой разомкнутой электрической сети. В моем случае это семь линейных участков и пять трансформаторных. Программа выполняется по определенному алгоритму, который можно представить графически в виде блок-схемы:

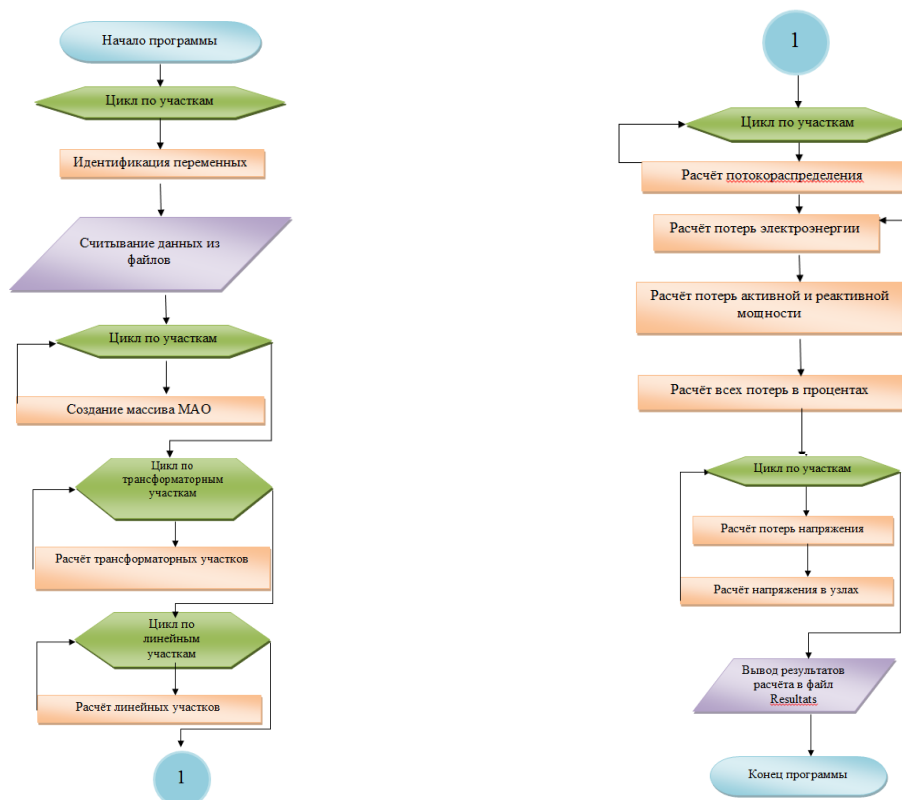


Рисунок 1 – Блок-схема программы

Работоспособность алгоритма можно проверить вручную, для этого необходимо произвести ручной расчет. Каждой составляющей расчета присваивается соответствующее имя, которое будет использоваться в дальнейшем в программе. Индексы могут быть любыми, но лучше выбирать их такими, чтобы они соответствовали обозначениям в формулах и отражали физический смысл величины. Идентификацию целесообразно проводить в форме: dU_i - потеря напряжения, r_0 - удельное активное сопротивление, x_0 - удельное реактивное сопротивление и т.д.

Для того, чтобы не тратить время на ввод исходных данных, их удобнее считывать из уже заранее созданного текстового файла, отдельно для трансформаторных (transformators), отдельно для линейных (lines) участков, для удобства это может быть таблица:

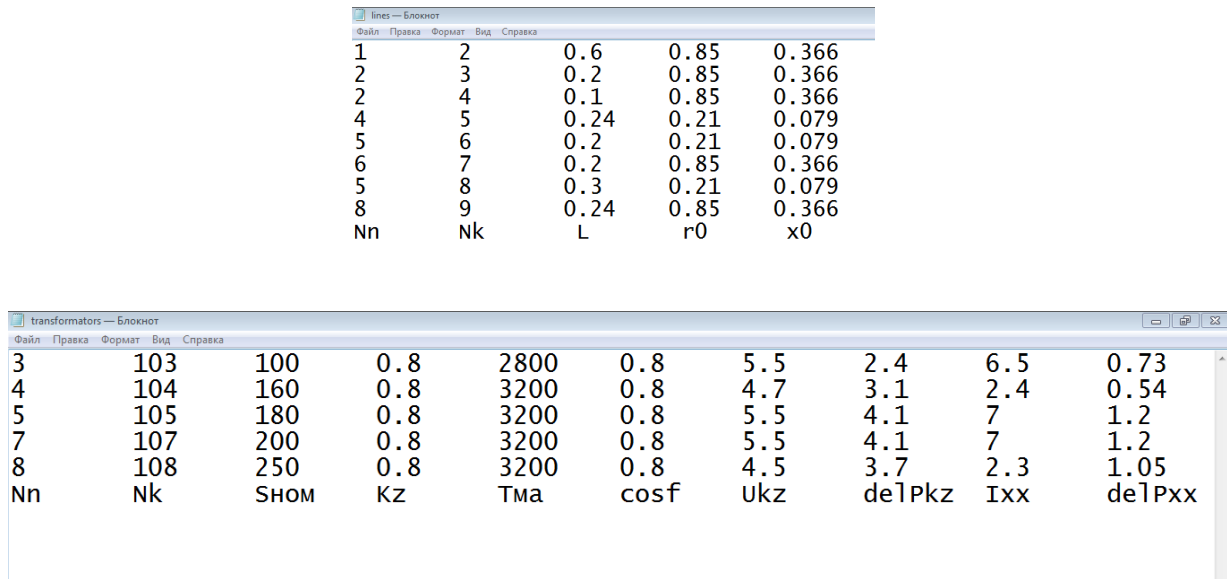


Рисунок 2 – Форма входной печати

Основная часть программы построена на таких операторах как IF иFOR. Т.к. участков цепи может быть n-ое количество, то задаемся массивом данных: `mao:array[1..13] of integer;`

Вывод данных также может представляться в виде таблицы (файл Resutats) или графически.

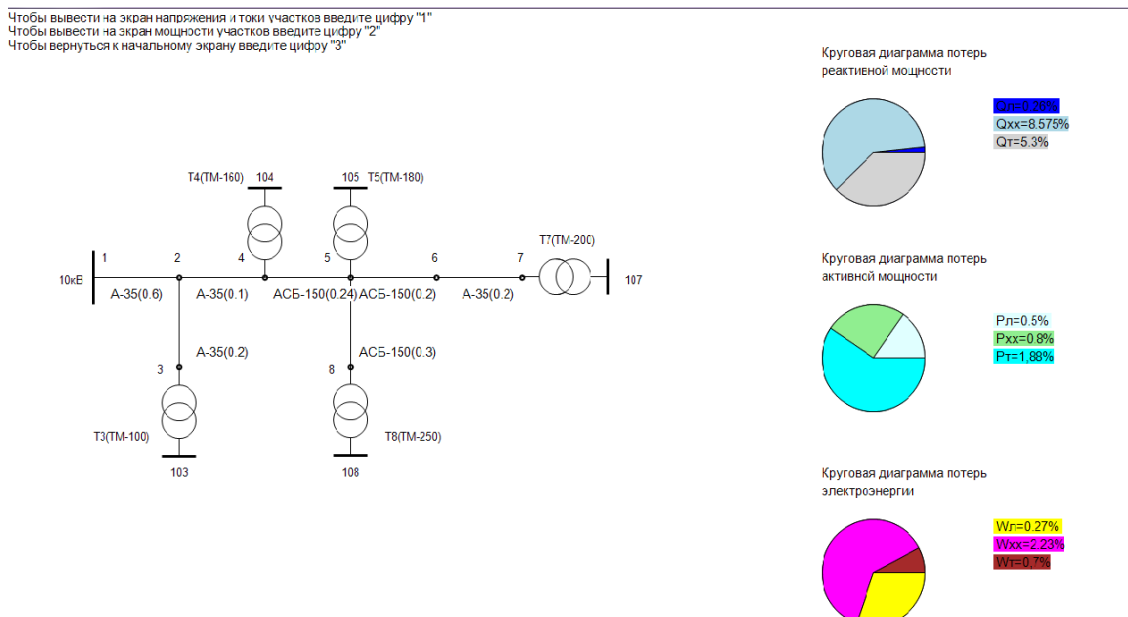


Рисунок 3 – Графический вывод данных

В данной программе для графического представления я использовала оператор безусловного перехода goto. Оператор goto осуществляет переход к оператору, помеченному специальной меткой. Чтобы можно было использовать метку, она должна быть в обязательном порядке объявлена в разделе меток в описательной части программы. Этот раздел начинается служебным словом label, после которого через запятую перечисляются метки.

```
{Схемасети}
CenterWindow;
shema;
nazv;
M1:
Textout(1,1,'Чтобы вывести на экран напряжения и токи участков введите
цифру "1"');
Textout(1,16,'Чтобы вывести на экран мощности участков введите цифру "2"');
Textout(1,32,'Чтобы вернуться к начальному экрану введите цифру "3"');
i:=0;
readln(i);
ifi=1 then begin shema; V_and_A; gotoM1 end;
ifi=2 then begin shema; Moshnost; gotoM1 end;
ifi=3 then begin shema; nazv; gotoM1 end;
```

Таким образом, изменяя начальные данные, программа позволяет выполнить расчет для любой схемы электрической сети.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи: учебно-метод. пособие к курсовой работе по дисциплине «Информатика» для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / М. И. Фурсанов. – Мн.: БНТУ, 2005. – 56 с.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И МЕРЫ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ КРУПНЫМ АВАРИЯМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Гаварень А.Д.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Современная электроэнергетическая система (ЭЭС) многих стран охватывает огромные территории и включает в себя ряд электроэнергетических объединений, параллельно работающих по межсистемным связям, состоит из многих тысяч электростанций, линий электропередачи и трансформаторов. Такое количество элементов не может работать продолжительное время безотказно: изнашивается оборудование, проявляются природные условия, ошибается дежурный персонал. Тем не менее тысячи крупных нарушений в ЭЭС ежегодно устраняются средствами релейной защиты и автоматики незаметно для потребителя. К пересечению зоны необратимых последствий, в которой авария продолжит развиваться каскадом, приводит триггерное событие.

Деление системы (ДС) [1] относится к средствам противоаварийного управления с воздействием коммутационного типа и осуществляется во время переходного процесса. По цели различаются три вида деления: для предотвращения нарушения устойчивости (упреждающее), для прекращения асинхронного хода (автоматика ликвидации асинхронного режима), для предотвращения потери собственных нужд электрических станций при недопустимом снижении частоты в энергосистеме в результате развития аварии (частотная делительная автоматика) [2]. На практике получили широкое распространение второй и третий виды ДС. При скоординированном воздействии на определенные выключатели с учетом дополнительных условий упреждающее деление может привести к существенному результату. За рубежом осуществляемое таким образом деление получило названия управляемого.

Управляемое деление включает в себя три подзадачи: когда начать деление, по каким сечениям его выполнить и в какой последовательности. Наиболее эффективно деление практически сразу после возникновения триггерного события [3]. Определение момента деления в реальном времени представляет собой очень сложную задачу из-за непредсказуемости и разнообразия возможных возмущений в крупной ЭЭС. Упрощают решение данной задачи методы динамической оценки надежности и совместное действие искусственных нейронных сетей (ИНС) [4]. Полученная в результате моделирования множества аварийных ситуаций база знаний ИНС может быть дополнена реальными данными о произошедших авариях.

В крупной ЭЭС всегда существует множество вариантов деления – сечений. Основными требованиями при определении сечений являются: определения групп сильносвязанных генераторов [6], поиск минимальных по абсолютному значению активной мощности сечений, минимизация количества образуемых островов и коммутируемых элементов, оценка возможных перенапряжений. Поиск сечения с учетом всех перечисленных задач представляет собой задачу оптимизации. Неправильно выбранное сечение может привести к снижению эффекта от его проведения и даже к развитию аварии. Поиск наилучшего сечения деления в режиме реального времени простым перебором возможных вариантов для крупной энергосистемы неосуществим в связи с его длительностью. Подготовленное заранее сечение не позволяет говорить о его точности. Использование современных информационных технологий позволяет существенно ускорить поиск оптимального сечения в крупной ЭЭС.

Следующий этап – объединение островов в систему – выполняется диспетчерами в условиях дефицита времени. В этих условиях напрашивается использование компьютеров в помощь диспетчерам. Восстановление ЭЭС после крупной системной аварии можно организовать с помощью программного комплекса восстановления электроснабжения в распределительной сети [5]. Он использует конкурентный поиск схемы восстановления

двумя алгоритмами: на основе графа схемы сети и на базе ИНС с отбором решений блоком оценки режимов. В алгоритм комплекса добавляется ряд условий, определяемых требованиями при рестарте ЭЭС: оценка возможностей генерации мощностей в узлах ЭЭС на моменты времени, определяемые характеристиками их запуска, при обеспечении технического минимума их загрузки и учете времени их ввода; учет важности подключаемого узла, определяемой его функцией (генерация, нагрузка), категоричностью нагрузки, топологией схемы и режимными особенностями сети; режимные условия по перенапряжениям при коммутациях и возможности синхронизации восстанавливаемых островов.

Предложенный метод управляемого деления системы является перспективным методом защиты ЭЭС от крупных аварий, приводящих к массовому погашению потребителей. Приведенные требования при выполнении управляемого деления позволили выявить решаемые при его проведении задачи и используемые в них методы. Однако для его практической реализации необходимо дальнейшее совершенствование подходов к определению времени и места деления. Существенна проблема обеспечения управляемого деления необходимым объемом быстродействующих измерений и средств дистанционного управления.

Литература

1. Barkans, J. Protection against Blackouts and Self-Restoration of Power Systems / J. Barkans, D. Zalostiba.– Riga: RTU Publishing House, 2009. – 142 p.
2. Кощев, Л.А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах / Л.А. Кощев. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 140 с.
3. Voropai, N.I. Analysis of Blackout Development Mechanisms in Electric Power Systems / N.I. Voropai, D.N. Efimov // IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. – 2008. – P.1–7.
4. Шумилова, Г.П. Оценивание границы динамической надежности электроэнергетической системы / Г.П. Шумилова, Н.Э. Готман, Т.Б. Старцева // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2010. – №1. – С.80–86.
5. Успенский, М.И. Методы восстановления электроснабжения в распределительных сетях /М.И. Успенский, И.В. Кызродев.– Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2010.– 122 с.
6. Абраменкова Н.А. Структурный анализ электроэнергетических систем (в задачах моделирования и синтеза) / Н.А. Абраменкова, Н.И. Воропай, Т.Б. Заславская. – Новосибирск: Наука, 1990. – 224 с.

БЕСПРОВОДНАЯ ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

Зубарев А.А.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Беспроводная передача электричества — способ передачи электрической энергии без использования токопроводящих элементов в электрической цепи.

Данный способ является идеальной моделью передачи электроэнергии, так как не придется использовать провода, опоры, трансформаторы и так далее, т.е. все элементы, которые принято считать аксиомными, и передавать электроэнергию от источника к потребителю в неограниченных размерах непрерывно.

Из современных способов беспроводной передачи электричества можно выделить:

Ультразвуковой способ

Ультразвуковой способ передачи энергии изобретён студентами университета Пенсильвании и впервые широкой публике представлен на выставке «The All Things Digital» (D9) в 2011 году. Как и в других способах беспроводной передачи чего-либо, использовался приёмник и передатчик. Передатчик излучал ультразвук; приёмник, в свою очередь, преобразовывал слышимое в электричество. На момент презентации расстояние передачи достигало 7-10 метров, и была необходима прямая видимость приёмника и передатчика. Передаваемое напряжение достигало 8 вольт; получаемая сила тока не сообщается. Используемые ультразвуковые частоты никак не действуют на человека. Также нет сведений и об отрицательном воздействии ультразвуковых частот на животных. [1]

Метод электромагнитной индукции

Электрический трансформатор является простейшим устройством для беспроводной передачи энергии. Первичная и вторичная обмотки трансформатора прямо не связаны. Передача энергии осуществляется посредством процесса, известного как взаимная индукция. Основной функцией трансформатора является увеличение или уменьшение первичного напряжения. Бесконтактные зарядные устройства мобильных телефонов и электрических зубных щёток являются примерами использования принципа электродинамической индукции. Индукционные плиты также используют этот метод. Основным недостатком метода беспроводной передачи является крайне небольшое расстояние его действия. Приёмник должен находиться в непосредственной близости к передатчику для того, чтобы эффективно с ним взаимодействовать.

Использование резонанса несколько увеличивает дальность передачи. При резонансной индукции передатчик и приёмник настроены на одну частоту. Производительность может быть улучшена ещё больше путём изменения формы волны управляющего тока от синусоидальных до несинусоидальных переходных формы волны. Импульсная передача энергии происходит в течение нескольких циклов. Таким образом, значительная мощность может быть передана между двумя взаимно настроенными LC-цепями с относительно невысоким коэффициентом связи. Передающая и приёмная катушки, как правило, представляют собой однослойные соленоиды или плоскую спираль с набором конденсаторов, которые позволяют настроить принимающий элемент на частоту передатчика.

Обычным применением резонансной электродинамической индукции является зарядка аккумуляторных батарей портативных устройств, таких, как портативные компьютеры и сотовые телефоны, медицинские имплантаты и электромобили. Техника локализованной зарядки использует выбор соответствующей передающей катушки в структуре массива многослойных обмоток. Резонанс используется как в панели беспроводной зарядки (передающем контуре), так и в модуле приёмника (встроенного в нагрузку) для обеспечения максимальной эффективности передачи энергии. Такая техника передачи подходит универсальным беспроводным зарядным панелям для подзарядки портативной электроники,

такой, например, как мобильные телефоны. Техника принята в качестве части стандарта беспроводной зарядки Qi.

Резонансная электродинамическая индукция также используется для питания устройств, не имеющих аккумуляторных батарей, таких, как RFID-метки и бесконтактные смарт-карты, а также для передачи электрической энергии от первичного индуктора винтовому резонатору трансформатора Теслы, также являющемуся беспроводным передатчиком электрической энергии.

Микроволновое излучение

Радиоволновую передачу энергии можно сделать более направленной, значительно увеличив расстояние эффективной передачи энергии путём уменьшения длины волны электромагнитного излучения, как правило, до микроволнового диапазона. Для обратного преобразования микроволновой энергии в электричество может быть использована ректенна, эффективность преобразования энергии, которой превышает 95 %. Данный способ был предложен для передачи энергии с орбитальных солнечных электростанций на Землю и питания космических кораблей, покидающих земную орбиту.

Сложностью в создании энергетического микроволнового луча является то, что для использования его в космических программах из-за дифракции, ограничивающей направленность антенны, необходима диафрагма большого размера. Например, согласно исследованию НАСА 1978 года, для микроволнового луча частотой 2,45 ГГц понадобится передающая антенна диаметром в 1 км, а приёмной ректенны диаметром в 10 км. Эти размеры могут быть снижены путём использования более коротких длин волн, однако короткие волны могут поглощаться атмосферой, а также блокироваться дождём или каплями воды. Из-за «проклятия узкого пучка» невозможно сузить луч, объединяя пучки от нескольких меньших спутников без пропорциональной потери в мощности. Для применения на земле антенна диаметром 10 км позволит достичь значительного уровня мощности при сохранении низкой плотности пучка, что важно по соображениям безопасности для человека и окружающей среды. Безопасный для человека уровень плотности мощности составляет 1 мВт/см², что на площади круга диаметром 10 км соответствует мощности в 750 МВт. Этот уровень соответствует мощности современных электростанций.

Японский исследователь Хидэцугу Яги исследовал беспроводную передачу энергии с помощью созданной им направленной антенной решётки. В феврале 1926 года им была опубликована работа об устройстве, известном сейчас как антенна Яги. Хотя она оказалась неэффективной для передачи энергии, сегодня её широко используют в радиовещании и беспроводных телекоммуникациях из-за её превосходных рабочих характеристик.

В 1945 году советский учёный Семён Тетельбаум опубликовал статью, в которой впервые рассматривал эффективность микроволновой линии для беспроводной передачи электроэнергии. После Второй мировой войны, когда началось развитие мощных СВЧ-излучателей, известных под названием магнетрон, идея использования микроволн для передачи энергии была развита.

В 1964 году был продемонстрирован миниатюрный вертолёт, к которому энергия передавалась с помощью СВЧ-излучения.

Беспроводная передача энергии высокой мощности с использованием микроволн подтверждена экспериментально. Опыты по передаче десятков киловатт электроэнергии проводились в обсерватории Голдстоун (Goldstone, штат Калифорния) в 1975 году и в 1997 году в Гранд Бассине (Grand Bassin) на острове Реюньон. В ходе экспериментов достигнута передача энергии на расстояние порядка одного километра. [2]

Лазерный метод

Лазерная передача энергии по сравнению с другими методами беспроводной передачи обладает рядом преимуществ:

- передача энергии на большие расстояния (за счёт малой величины угла расходимости между узкими пучками монохроматической световой волны);

- удобство применения для небольших изделий (благодаря небольшим размерам твердотельного лазера — фотоэлектрического полупроводникового диода);
- отсутствие радиочастотных помех для существующих средств связи, таких, как Wi-Fi и сотовые телефоны (лазер не создаёт таких помех);
- возможность контроля доступа (получить электроэнергию могут только приёмники, освещённые лазерным лучом).

У данного метода есть и ряд недостатков:

- преобразование низкочастотного электромагнитного излучения в высокочастотное, которым является свет, неэффективно. Преобразование света обратно в электричество также неэффективно, так как КПД фотоэлементов достигает 40-50%, хотя эффективность преобразования монохроматического света значительно выше, чем эффективность солнечных панелей;
- потери в атмосфере;
- необходимость прямой видимости между передатчиком и приёмником (как и при микроволновой передаче).

Технология передачи мощности с помощью лазера ранее, в основном, исследовалась при разработке новых систем вооружений и в аэрокосмической промышленности, а в настоящее время разрабатывается для коммерческой и потребительской электроники в маломощных устройствах. [2]

Электропроводность

Однопроводная электрическая система SWER (англ. single wire with earth return) основывается на токе земли и одном изолированном проводе. В аварийных случаях высоковольтные линии постоянного тока могут работать в режиме SWER. Замена изолированного провода на атмосферную обратную связь для передачи мощного высокочастотного переменного тока стала одним из методов беспроводной передачи электроэнергии. Кроме того, исследовалась возможность беспроводной передачи электроэнергии только через землю.

Низкочастотный переменный ток может быть передан с низкими потерями по земле, поскольку общее сопротивление земли значительно меньше, чем 1 Ом. Электрическая индукция возникает преимущественно из-за электропроводимости океанов, металлических рудных тел и подобных подземных структур. Электрическая индукция также вызывается электростатической индукцией диэлектрических областей, таких, как залежи кварцевого песка и прочих непроводящих минералов.

Никола Тесла обнаружил, что электроэнергия может передаваться и через землю, и через атмосферу. В ходе своих исследований он добился возгорания лампы на умеренных расстояниях и зафиксировал передачу электроэнергии на больших дистанциях.

Земля является естественным проводником и образует один проводящий контур. Обратный контур реализуется через верхние слои тропосферы и нижние слои стратосферы на высоте около 4,5 миль (7,2 км).

Еще в начале XX века Никола Тесла начал разработки по однопроводной передаче электроэнергии, так как утверждал «необязательно использовать два провода для передачи электрической энергии, что с таким же успехом можно использовать только один» при высокочастотной передаче, однако затем он пришел к выводу: «Когда была доказана возможность передачи энергии посредством одинарного провода без обратного, мне пришло в голову, что, вероятно, можно обойтись и без того единственного провода, а для перемещения энергии от передатчика к приемнику можно использовать землю». [3]

Все вышеперечисленные способы являются малоэффективными ввиду низкого КПД. Однако даже при низком КПД технологии всё равно полезны в некоторых исключительных ситуациях, где человек не может находиться из-за агрессивности среды, труднодоступностью и т.д.

Литература

1. Сайт: <https://www.engadget.com/2011/06/01/ubeam-wireless-power-startup-shows-prototype-at-d9-video-hands/>
2. Мировая система беспроводной передачи энергии/ «Telegraph and Telephone Age», 16 октября 1927 г.
3. Сайт: https://ru.wikipedia.org/wiki/Беспроводная_передача_электричества

ПРИМЕНЕНИЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НОВОГО КЛАССА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ УСТРОЙСТВ

Козлова С.А.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

В настоящее время в мире особое внимание уделяется развитию “интеллектуальных” энергосистем [1]. Важным элементом “интеллектуальных” энергосистем являются устройства управляемых систем электропередачи переменного тока, основным свойством которых является возможность изменения параметров ВЛ. Это позволяет существенно снизить влияние неоднородности параметров ВЛ различных классов напряжения на потокораспределение и тем самым уменьшить потери мощности и повысить пропускную способность сети и качество напряжения.

Рассмотрим четыре типа распределенных управляемых сетевых устройств: распределенные статические компенсаторы последовательного включения (DSSC), распределенные реакторы последовательного включения (DSR), распределенные конденсаторы последовательного включения (DSC), концентрированные статические компенсаторы последовательного включения (TRU)[2-5].

Преимуществами устройств D-FACTS являются:

- меньшая стоимость и сложность по сравнению с традиционными устройствами FACTS;

- отсутствие затрат на обустройство землеотвода на подстанции;
- установка на проводах ВЛ без нарушения их целостности вблизи опор или на них.

В качестве областей применения распределенных управляемых сетевых устройств рассматриваются:

- увеличение эффективности использования существующих сетей;
- управление контурными потоками мощности;
- повышение адаптации энергосистем к подключению электростанций, использующих возобновляемые источники энергии;
- обеспечение возможности задержки или отказа от строительства новых ЛЭП;
- фазовая балансировка;
- повышение статической и динамической устойчивости; снижение риска нарушения устойчивости энергосистемы в виде лавины напряжения;
- повышение способности энергосистемы противостоять аварийным возмущениям.

Степень и характер изменения сопротивления ВЛ зависит от количества установленных на ней модулей DSSC и характера их работы. Исходное индуктивное сопротивление ВЛ может быть увеличено посредством включения N модулей DSSC на величину $N \cdot X_L$ или же уменьшено за счет внесения в нее N модулями DSSC емкостного сопротивления $N \cdot X_C$. При этом в работе могут находиться как все установленные на ВЛ модули DSSC, так и их часть. [2-10].

Применение в модулях D-FACTS инверторов с широтно-импульсной модуляцией позволяет осуществлять плавное регулирование реактивного сопротивления, вносимого в линию электропередачи, в том числе с изменением характера реактивного сопротивления (с индуктивного на емкостное и наоборот).[2-5]

Применение модуля DSR может обеспечить увеличение реактивного сопротивления ВЛ на 0,015 Ом, а величина вносимого одним модулем TRU реактивного сопротивления может достигать ± 2 Ом, что позволяет оказывать большее влияние на индуктивное сопротивление ВЛ [11,12].

Модульное выполнение устройств D-FACTS обеспечивает высокую надежность и небольшое время ввода в действие (например, среднее время установки одного модуля DSR на ВЛ 161 кВ энергокомпании Tennessee Valley Authority, США, составило примерно 15

мин.). Также модули D-FACTS при необходимости могут быть относительно просто перенесены на другие ВЛ.

В качестве примера оценки эффективности применения устройств D-FACTS в энергосистемах за рубежом можно указать два исследования:

1. Исследование целесообразности применения устройств D-FACTS в энергосистеме Бразилии, выявившее экономию в затратах на развитие электрической сети до 30 млн.долл. США[9].
2. Исследование по оптимизации режимов работы энергообъединения Восточного побережья США, показавшее, что установка 3000 модулей D-FACTS на 6 ВЛ позволит уменьшить полные затраты на 1,4 % и снизить среднюю узловую маржинальную стоимость электроэнергии на 6,1 % [10].

Анализ возможности применения устройств D-FACTS в энергосистемах России показал:

- наличие потенциально возможных ЛЭП 110-220 кВ для установки модулей D-FACTS;
- применение модулей DSR на ВЛ 220 кВ может рассматриваться как средство перераспределения мощности между ВЛ при наличии перегрузки одной или более ВЛ при электроснабжении потребителей от закольцованной сети 220 кВ, работающей параллельно с сетью 500кВ;
- применение модулей DSC может рассматриваться как средство перераспределения потоков мощности и повышения пропускной способности ЛЭП 220 кВ в энергосистемах, где сети 220 кВ выполняют системообразующие транзитные функции (энергосистемы Республики Коми, Архангельской и Сахалинской обл., Республики Саха и др.) [13].

Литература

1. В.И. Кочкин, Ю.Г. Шакарян. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. М.: Топус Пресс.2011.
2. D. Divan. Distributed Intelligent Power Networks – A New Concept for Improving T&D System Utilization and Performance// T&D Workshop. CMU. Dec. 15-16, 2004.
3. D. Divan. Improving Power Line Utilization and Performance with D-FACTS Devices: <https://web.fe.up.pt>
4. D. Divan, W.E. Brumsickle, R.S. Schneider, B. Kranz, R.W. Gascoigne, D.T. Bradshaw, M.R. Ingram, I.S. Grant, A. Distributed Static Series Compensator System for Realizing Active Power Flow Control on Existing Power Lines // IEEE Trans. on Power Delivery.2007. V. 22. No 1.
5. D. Divan, H. Johal. Distributed FACTS Devices – A New Concept for Realizing Grid Power Control // IEEE Trans. Power Electronics. 2007. V. 22. Is. 6.
6. H. Johal, D. Divan. Design Consideration for Series – Connected Distributed FACTS Converters // IEEE Trans. Industrial Applications. 2007. V. 43. Is. 6.
7. A. Sadikovic. Power Flow Control for the Grid. Smart Wire Grid, Inc. January 22,2013: <http://www.powerworld.com>
8. Smart Wires Impact: Case Studies.2015: smartwires.com
9. Technology Solutions for Increasing Capacity and Reliability of Transmission Grid / Smart Wire Grid, Inc. Oakland, CA: smartwires.com
10. M. Laufenberg. D-FACTS Devices in Power World Simulator. 2014: www.powerworld.com
11. В.Г. Холмский. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. М.: Высшая школа. 1975.
12. Н.А. Мельников, С.С. Рокотян, А.Н. Шеренцис. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330-500 кВ. М.: Энергия.1974.
13. В.А. Баринов, А.С. Маневич, А.С. Мурачев. Применение в энергосистемах нового класса распределенных сетевых управляемых устройств // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2016. №3.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Кощенко П.В.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

В условиях ужесточения требований к эффективности, техническому уровню, надежности и безопасности распределительных электрических сетей [1], а также в отсутствие достаточных средств на полную реконструкцию оборудования систем электроснабжения актуальной становится задача максимального использования действующих линий электропередачи и трансформаторов. Решить эту задачу позволит переход к энергосберегающим технологиям, обеспечивающим уменьшение электропотребления и снижение потерь электроэнергии, в том числе за счет применения устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ).

Задача оптимизации управления потоками реактивной мощности разделяется на две подзадачи; проектную, связанную с выбором дополнительных компенсирующих устройств, и эксплуатационную, при решении которой требуется выбрать оптимальные режимы работы уже установленных в сети компенсирующих устройств. При этом должны учитываться как экономические, так и технические требования, которые зачастую носят противоречивый характер. Актуальным является решение задачи размещения УКРМ в разомкнутых распределительных электрических сетях 0,4 — 6(10) кВ.

Постановка задачи: для согласования технико-экономических требований оптимизационная задача может быть сведена к нахождению подмножества оптимальных решений, каждое из которых не может быть улучшено ни по одному из критериев без ухудшения по какому-нибудь другому.

Для решения задачи оптимизации мощности и выбора мест установки УКРМ в РЭС сформирован следующий состав частных целевых функций, который определяет полезность (ценность) решения с точки зрения разных требований [2],:

1. Стоимость установки УКРМ, которая складывается из затрат на батареи статических конденсаторов и расходов, связанных с их установкой и подключением.
2. Стоимость потерь электрической энергии на ее транспортировку (в линиях электропередачи, трансформаторных подстанциях) за расчетный период.
3. Значение коэффициента реактивной мощности для потребителей, присоединенных к электрическим сетям, в зависимости от уровня напряжения в точке присоединения.
4. Целевая функция, описывающая одну из важнейших характеристик качества электроэнергии — отклонение напряжения в точках присоединения потребителей.

Таким образом, все рассмотренные частные критерии являются негативными, т.е. необходимо стремиться к их уменьшению.

Для нахождения оптимальных решений могут быть использованы весовой метод, метод рабочих характеристик, метод главного критерия, метод последовательных уступок, метод идеальной точки [3]. Согласно этим методам, исходная многокритериальная задача оптимизации сводится к некоторому множеству однокритериальных (скалярных) оптимизационных задач при разных типах ограничений. Полученное множество оптимальных решений используется для формирования подмножества оптимальных решений, оптимальных по совокупности показателей качества.

Допущения: решение задачи, сформулированной в общем виде, представляет значительные трудности. Поэтому желательно найти пути решения, которые позволят его упростить, не внося погрешности в получаемые результаты. В качестве допущений при решении рассматриваемой задачи примем, что: — вырабатываемая питающей системой (электрической сетью более высокого уровня напряжения) реактивная мощность является оптимальной для РЭС; — активные и реактивные нагрузки не зависят от значений напряжения у потребителей; — распределение активных мощностей не изменяется в

результате установки устройств компенсации реактивной мощности; — потери активной мощности на участке РЭС рассчитываются по номинальному напряжению на этом участке. Принятие этих допущений позволяет упростить решение задачи и применять в расчетах параметры элементов системы электроснабжения (трансформаторов, кабельных линий электропередачи), а также значения активных и реактивных нагрузок в узлах сети [1].

Можно сделать вывод том, что УКРМ решает ряд следующих проблем:

- снижение загрузки силовых трансформаторов (при уменьшении потребления реактивной мощности понижается и потребление полной мощности);
- обеспечение питания нагрузки по кабелю с меньшим сечением (не допуская перегрева изоляции);
- позволяет избежать глубокой просадки напряжения на линиях электроснабжения удаленных потребителей;
- облегчается пуск и работу асинхронных двигателей (при индивидуальной компенсации).
- исключается генерация реактивной энергии в сеть (режим "перекомпенсации");
- исключается появление в сети перенапряжения, т. к. нет перекомпенсации, возможной при использовании нерегулируемых конденсаторных установок;

Литература

1. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе. М.: РОСЭП, 2006. 73 с.
2. В. В. КАРАГОДИН, Д. В. РЫБАКОВ, Оптимизация размещения устройств компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях специальных объектов. Известия высших учебных заведений. Приборостроение. 2015, № 10 / том 58, 823-829.
3. Рыбаков В. В., Рыбаков Д. В., Вишняков Е. П., Карагодин В. В. Проблема компенсации реактивной мощности в РЭС объектов КВ // Тр. Военно-космической академии им. А.Ф. Можайского. СПб: ВКА, 2010. Вып. 627. С. 37—41.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ НА КОРОНУ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Кривальцевич В.С.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Потери мощности на корону (ПК) зависят от напряжения воздушных линий (ВЛ), конструкции фазы (число проводов в фазе, марка, диаметр проводов, шаг расщепления), расстояния между фазами, тока нагрузки ВЛ. Проведенные многолетние исследования показали, что ПК существенно зависят от погодных условий: хорошая погода, сухой снег, дождь (мокрый снег), повышенная влажность воздуха (ПВ) и т.д. Потери на корону в сухой снег, дождь (мокрый снег) по сравнению с ПК при хорошей погоде возрастает в 3÷40 раз. Поскольку уровни ПК на ВЛ достигают значительных величин, целесообразно рассмотрение методов и средств, способствующих их снижению:

- влияние нагрева проводов током нагрузки на уровень ПК

Ток нагрузки приводит к нагреву проводов и препятствует образованию на их поверхности влаги при росе, слабом дожде, тумане, а также твердых отложений в виде инея [1].

На опытном пролете АО «НТЦ ФСК ЕЭС» в течение нескольких зимних сезонов проводились исследования влияния тока нагрузки на величину ПК при кристаллической изморози (КИ) на проводах 4×АСО-600. В результате исследования было определено, что при плотности тока $j=0,5 \text{ А/мм}^2$ величина ПК при КИ уменьшается в 4-5 раз, а при $j>0,9 \text{ А/мм}^2$ КИ на проводах не образовалась. При этом уровень ПК соответствовал уровню ПК в хорошую погоду.

Также были получены данные о влиянии плотности тока на уровне ПК при росе, тумане и слабом дожде. Влияние нагрева проводов при расчете потерь учитывается путем уменьшения уровней ПК и продолжительностей отдельных видов погоды (роса, туман, иней). На основании совокупности экспериментальных данных, полученных в нашей стране и за рубежом, было введено понятие критической плотности тока для видов погоды, при которых проявляется влияние тока нагрузки. Значения критической плотности тока зависят от вида погоды и диаметра провода.

- потери на корону на ВЛ при использовании проводов с гладкой внешней поверхностью

При оценке ПК на проводах были введены понятия «общей» и «местной» короны. Местная корона связана с коронным разрядом в отдельных точках провода, на которых имеются шероховатости различных видов, образующие участки с повышенными значениями напряженности электрического поля E , т.е. местная корона. С ростом напряжения при некотором значении напряженности электрического поля E_0 возникает общая корона, при которой поверхность провода в условиях хорошей погоды начинает коронировать [2].

ПК зависят от отношения E/E_0 . С ростом E_0 отношения E/E_0 уменьшается и ПК. Отсюда следует, что в хорошую погоду уровень ПК на проводах с более гладкой поверхностью меньше, чем на витых.

Атмосферные осадки приводят к появлению дополнительных неровностей на проводах в виде капельножидкой фазы при дожде, тумане и отложениях инея. В этом случае происходит снижение коэффициента негладкости до величины 0,45÷0,55, и ПК резко возрастает. Это означает, что влияние гладкости поверхности провода на величину ПК может проявляться только в хорошую погоду.

- потери на корону на ВЛ при использовании расширенных проводов с увеличением диаметром

ПК и акустические помехи зависят от диаметра провода. Это связано с тем, что напряженность электрического поля на поверхности проводов обратно пропорциональна диаметру провода, что приводит к их снижению при увеличении диаметра. Поэтому одним

из методов уменьшения ПК и помех является увеличение диаметра провода. Увеличение диаметра проводов при сохранении сечения проводящей части возможно за счет использования внутри проводов различных наполнителей. Возможно использование конструкции расширенных проводов со стеклопластиковым наполнителем. Такие конструкции позволяют избежать перерасхода цветного металла и удорожания ВЛ[3].

При рассмотрении методов, способствующих снижению ПК, можно сделать выводы: целесообразность применения расширенных проводов должна быть учтена при проектировании новых ВЛ и модернизации существующих; использование проводов нового поколения требует экспериментальной оценки возникновения коронного разряда на их поверхности в лабораторных условиях; Ввод в действие НТД «Руководящих указаний по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 220-1150кВ и постоянного тока 1500кВ» позволит проектным и эксплуатирующим организациям правильно оценить уровни ПК на ВЛ в реальных условиях плотностей токов ВЛ.

Литература

- 1.Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330-750кВ и постоянного тока 800-1150кВ. М.: СЦНТИ, 1975.
- 2.Костюшко В.А. Расчет потерь мощности на корону на воздушных линиях электропередачи переменного тока различных классов напряжения//Энергия единой сети. 2016. №26
3. Костюшко В.А. Анализ расчетных и экспериментальных оценок потерь мощности на корону на воздушных линиях электропередачи переменного тока. М.: НТФ «Энергопрогресс»,2011.

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ИЗ-ЗА ТОКОВ УТЕЧКИ

Леонов В.М.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

В практических расчетах [1] потери электроэнергии из-за токов утечки по изоляторам воздушных линий электропередачи (ВЛ) относят к техническим потерям. Эти потери обусловлены физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям (преобразование части электроэнергии в тепло в элементах сетей). Данные потери не могут быть измерены. Это означает, что их можно определить только расчетным путем. Существующая методика расчета потерь электроэнергии из-за токов утечки по изоляторам ВЛ при увлажнении их загрязненной поверхности представляется недостаточно обоснованной [2]. Мощность потерь на одном изоляторе предлагается рассчитывать в зависимости от сопротивления изолятора. При этом допускается, что значение сопротивления изолятора в период увлажнения остается неизменным. Также следует обратить внимание на то, что в процессе увлажнения происходит вымывание солей из слоя загрязнения. Из вышесказанного следует, что значение сопротивления изолятора, измеренное в отсутствие названных процессов является недостоверным.

Кроме того, в [1] не учитывается пространственная структура увлажняющих метеоявлений. В связи с этим предлагается вводить коэффициент распределенности метеоявлений $K_{р.м.}$ [4], показывающий какая часть трассы ВЛ охвачена данным метеоявлением. Среднегодовое значение $K_{р.м.}$ различных увлажняющих метеоявлений составляет в среднем примерно 0,5.

В докладе рассмотрены основные положения более физически обоснованной методики расчета потерь электроэнергии из-за токов утечки по изоляционным конструкциям:

$$A = K[T_T M(P_T) + T_M M(P_M) + T_D M(P_D) + T_R M(P_R)], \quad (1)$$

где $M(P_T)$, $M(P_M)$, $M(P_D)$ и $M(P_R)$ – математическое ожидание мощности потерь энергии в единичной изоляционной конструкции соответственно при туманах, мороси, дождях и росе, кВт; T_T , T_M , T_D и T_R – годовая продолжительность туманов (при положительной температуре воздуха), мороси, дождей и росы, час.

Значения $M(P_T)$, $M(P_M)$, $M(P_D)$ и $M(P_R)$ при заданной степени загрязнения изоляции рассчитываются по следующим формулам:

$$M(P_T) = \sum_{i=1}^6 \Psi(U_{Ti}) P_T(U_{Ti}); \quad M(P_M) = \sum_{i=1}^{11} \Psi(U_{Mi}) P_M(U_{Mi}); \quad (2)$$

$$M(P_D) = \sum_{i=1}^{13} \Psi(Q_{Di}) P_D(Q_{Di}); \quad M(P_R) = P_R(Q_R), \quad (3)$$

где $\Psi(U_{Ti})$ – вероятность i -той скорости ветра (U_{Ti}) при туманах (6 градаций), $\Psi(U_{Mi})$ – вероятность i -той скорости ветра (U_{Mi}) при мороси (11 градаций), $\Psi(Q_{Di})$ – вероятность дождей i -той интенсивности (Q_{Di}) (13 градаций); $P_T(U_{Ti})$, $P_M(U_{Mi})$, $P_D(Q_{Di})$ и $P_R(Q_R)$ – мощность потерь энергии при заданной степени загрязнения изоляции соответственно во время туманов при i -той скорости ветра; мороси при i -той скорости ветра, дождей i -той интенсивности и росе при постоянной интенсивности выпадения росы (Q_R), кВт.

Мощность потерь энергии при туманах и мороси определяется в зависимости от скорости ветра (интенсивность увлажнения поверхности изолятора прямо пропорциональна скорости ветра). Степень загрязнения изоляции оценивается величиной поверхностной проводимости при увлажнении слоя загрязнения до насыщения (χ_r). Связь поверхностной

проводимости при увлажнении слоя загрязнения до насыщения с СЗА (степень загрязнения атмосферы) или СЗ (степень загрязнения) может быть определена из данных приведенных в нормативных документах [3,5].

В модели учтены основные процессы при увлажнении загрязненной изоляции: испарение воды из слоя увлажняемого загрязнения из-за токов утечки, образование подсушенных зон, возникновение и гашение частичных дуг, вымывание солей из слоя загрязнения и другие. Результаты моделирования качественно и количественно согласуются с экспериментальными данными автора и других исследователей.

В качестве примера приведены результаты расчета мощности потерь в отдельных изоляторах гирлянды контактной сети железных дорог переменного тока (номинальное напряжение в контактной сети 25кВ). Мощность потерь, рассчитанная согласно [5,6], определялась как средневзвешенная для туманов, мороси и дождей. Мощность потерь при росе не учтена из-за их малости.

Таблица 1. Результаты расчета мощности потерь в отдельных изоляторах гирлянды

Наименование величины	СЗА		
	2	5	6
число изоляторов в гирлянде	3	4	5
напряжение на одном изоляторе гирлянды, кВ	8,33	6,25	5,00
мощность потерь, рассчитанная согласно [1], P, кВт	0,061	0,081	0,093
мощность потерь, рассчитанная согласно [5,6], P, кВт	0,009	0,015	0,014

Анализируя полученные данные можно заметить, что мощность потерь, рассчитанная согласно [1] в 5-7 раз превышает расчеты по новой методике [5,6]. С учетом того, что в [1] не учитывается ряд факторов, эта разница увеличится еще не менее чем в 2 раза. Таким образом, потери электроэнергии по методу [1] будут необоснованно завышенными.

В [5,6] значения $P_T (U_T i)$, $P_M(U_{Mi})$, $P_D (Q_D i)$ и $P_R (Q_R)$ определяются для гирлянд изоляторов контактной сети железных дорог. Полученные значения мощности потерь для гирлянд изоляторов контактной сети железных дорог переменного тока могут быть использованы и для расчета потерь электроэнергии в изоляции ВЛ. Однако более точные результаты могут быть получены при моделировании мощности потерь для изоляции ВЛ различных классов напряжения. Также нужно отметить, что для полноты оценки потерь электроэнергии из-за токов утечки необходимо учитывать и диэлектрические потери, хотя мощность этих потерь значительно ниже мощности потерь из-за токов проводимости.

Литература

1. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
2. Мерхалев, С.Д. Изоляция линий и подстанций в районах с загрязненной атмосферой / С.Д. Мерхалев, Е.А. Соломоник.– М.: Энергия, 1973.– 160 с.
3. Правила устройства электроустановок: Раздел 1. Общие правила. Гл. 1.1, 1.2, 1.7, 1.9: Раздел 7. Электрооборудование специальных электроустановок. Гл. 7.5, 7.6, 7.10: 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 184 с.
4. Орлова, Н.И. О коэффициенте распределенности опасных метеоявлений вдоль трасс ВЛ, проходящих в районах с различными природными условиями / Н.И. Орлова, А.М. Ментюкова // Повышение надежности работы изоляции линий и электрооборудования высокого напряжения: Тезисы докл. респ. науч.-техн. конф. – Ташкент: 1986. – С. 31-37.

5. Руцкий, В.М. Совершенствование методов проектирования и эксплуатации изоляции наружных электроустановок систем электроснабжения железных дорог: Диссертация д-ра технич.наук:13.05.2005/Екатеринбург:2004.-373с.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Марчик Р.Г.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Разработка алгоритма определения предельных небалансов мощностей при выходе на раздельную работу промышленных электростанций с резкопеременной нагрузкой потребовала предварительного создания математической модели энергоузла с характерными электроприемниками с резкопеременным характером потребления электрической энергии. Полученная модель была использована при разработке алгоритма определения предельных небалансов мощностей при отделении от энергосистемы электростанций с резкопеременной нагрузкой.

Алгоритм основан на сочетании метода последовательных интервалов и метода последовательного эквивалентирования [1] и требует задания генераторов в схему замещения переходными ЭДС E' за фазовыми углами δ'' , определяемыми в ходе решения дифференциального уравнения движения ротора.

В данном алгоритме, после моделирования узла и выбора уровня напряжения присоединения дополнительной мощности, прежде всего, выполняется расчет установившегося доаварийного режима, и определяются ЭДС синхронных машин.

После расчета установившегося режима производится расчет переходного режима при выходе узла на раздельную работу методом последовательных интервалов. Далее последовательно проверяется сохранение динамической устойчивости каждого генератора относительно других генераторов. Признаком нарушения динамической устойчивости является расхождение взаимных углов генераторов. При сохранении динамической устойчивости узла с использованием метода последовательных утяжелений происходит увеличение дополнительной присоединенной нагрузки с определенным шагом.

Метод последовательного утяжеления включает этапы [1];

- 1) расчет заведомо устойчивого режима выхода на раздельную работу;
- 2) для данного режима вычисляется значение критерия устойчивости;
- 3) производится изменение параметров в соответствии с выбранным законом утяжеления и рассчитывается новый переходный режим.

Преимущества метода дискретного утяжеления состоит в простоте реализации и возможности изменения параметров утяжеления на любом шаге процесса. К недостаткам данных методов относится значительная трудоемкость, связанная с расчетом большого числа промежуточных режимов.

Следующим шагом является изменение точки присоединения дополнительной нагрузки и повторение расчета до нахождения критического небаланса. Результатом расчета является значения критического небаланса мощности на всех рассматриваемых уровнях напряжения.

Методы, заложенные в основу программного комплекса КАТРАН 6.0, позволили разработать вышеуказанный алгоритм определения критического небаланса мощности при выходе на раздельную работу, который может быть использован для анализа режимов в службах диспетчерского управления крупных промышленных предприятий, имеющих собственные электростанции.

При исследовании влияния места подключения нагрузки на динамическую устойчивость при выходе на раздельную с энергосистемой работу был использован метод последовательного утяжеления. Дополнительная нагрузка подключалась последовательно к шинам 10, 35, 110 кВ ТЭЦ. В результате исследования получены предельные значения критического небаланса мощностей.

При исследовании получили следующие значения дополнительной присоединяемой мощности, при которой сохраняется динамическая устойчивость при выходе на раздельную работу: 10 кВ - 60 МВт; 35 кВ – 80 МВт; 110 кВ – 60 МВт.

Литература

1. Игуменцев В.А., Заславец Б.И., Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н. Модифицированный метод последовательного эквивалентирования для расчета режимов сложных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. – 2008. - №6. – С. 16-22.

СНИЖЕНИЕ ХИЩЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ ПЕРЕДАЧИ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

Расюк М.В.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Одним из основных показателей эффективной деятельности энергосистемы является обеспечение минимального уровня коммерческих потерь при передаче электроэнергии. Основным из видов таких потерь являются хищения.

Хищению электроэнергии способствует известная специфическая особенность данного товара - его производство, передача, распределение и потребление происходят одновременно. Из-за больших объемов транспорта электроэнергии, значительного числа потребителей с различным характером нагрузок, наличия технических и коммерческих потерь имеют место существенные различия в результатах измерения поставленной электроэнергии расчетными и контрольными приборами учета [1, с.6].

Способы хищения электроэнергии можно условно разделить на две группы:

1 группа – расчетные способы хищения. К ним можно отнести:

а) сознательное занижение фактического расхода электроэнергии [1, с.74].

б) занижение расчетных потерь активной мощности в абонентских трансформаторах и в линии. Расчет потерь электроэнергии, как правило, оформляется в виде приложения к договору энергоснабжения. Данный расчет должен быть произведен и оформлен обеими сторонами совместно. Однако если выполнение такого расчета возложено местной энергоснабжающей организацией на потребителя или от потребителя требуются только данные для расчета, то создаются предпосылки для занижения оплаты потерь, что является своего рода хищением части электроэнергии [1, с.80].

в) использование ступенчатых тарифов электроэнергии. С целью стимулирования бытовых потребителей к экономии электроэнергии в некоторых энергоснабжающих организациях вводятся ступенчатые тарифы, возрастающие с увеличением уровня потребления. Потребитель имеет возможность снизить оплату по повышенному тарифу, ограничивая потребление электроэнергии в период ее высокого расхода. Данный расчет производится по разнице показаний счетчика в начале и в конце оплачиваемого периода, недобросовестный потребитель может оплачивать по минимальной ставке электроэнергию, в действительности потребленную во время действия более высокого тарифа [1, с.85].

г) использование ограничений счетного механизма счетчиков. Большое количество прямоточных счетчиков электрической энергии имеют ограниченное число разрядов, не превышающее четырех. Такие счетчики могут регистрировать максимальное количество потребленной электрической энергии только до 9999 кВт·ч. Такого количества электроэнергии при нагрузке, например, 4,5 кВт хватает всего на 3 месяца. В результате по истечении указанного сравнительно короткого периода времени отсчет потребляемой электроэнергии начнется с исходного нулевого цикла, а потребление электроэнергии за предыдущий трехмесячный период останется неучтенным [1, с.85].

Мероприятия для устранения хищения электроэнергии расчетными способами:

1. Разработка автоматической системы учета электроэнергии потребителей.

2. Разработка энергоснабжающей организацией тарификации, учитывающей расчетные потери и правильные ставки тарифов. В этом случае организации, передающие электроэнергию потребителю, при разработке новых тарифных политик должны учитывать фиксированный процент на потери в трансформаторе, что позволит избежать занижения показателей при расчете потребленной электроэнергии со стороны потребителя. Ставка тарифа должна быть также фиксированной, а не ступенчатой.

3. Проверка энергоснабжающей организацией расчетов, потребленной электроэнергии.

4. Совершенствование договоров на энергоснабжение. В этом случае сбытовая компания должна заключать договоры с потребителями электроэнергии с учетом норм потребления электроэнергии, вводить скидки на оплату при большом количестве потребленной электроэнергии, а не использовать ступенчатые тарифы, которые позволяют снижать показатели прибора учета при оплате.

5. Разработка дополнительных соглашений на прием и передачу электроэнергии со стороны энергоснабжающих организаций. В дополнительные соглашения должны включаться социальные нормы потребления электроэнергии, потребление электроэнергии по двухставочному тарифу и способы их расчета.

6. Контрольное снятие показаний прибора учета. Данное мероприятие позволяет сравнить показания счетчика, данные потребителем электроэнергии с показаниями, снятыми контролером участка.

2 группа – технологические способы хищения. К ним относятся:

а) подключение нагрузки к безучетным питающим электросетям. Данный способ хищения заключается в подключении приборов потребления электроэнергии до счетчика.

б) изменение схем первичной и вторичной коммутации приборов учета. Для хищения электроэнергии используют автотрансформатор мощностью 150–200 Вт с напряжением на вторичной обмотке от 3 до 15 В. Поскольку автотрансформатор позволяет регулировать входное напряжение, такой регулировкой можно добиться практически любого желаемого эффекта, в том числе: вращение диска счетчика в обратную сторону, его остановки или замедленное вращение.

в) внешнее воздействие на счетный механизм электросчетчика. Например, наклон самого счетчика до полной остановки вращения его диска. Достаточно простым в исполнении является также способ механической остановки (торможение) диска счетчика обычной фотопленкой, просунутой в щель окошка счетчика до упора в его диск. В некоторых случаях аналогичный результат достигается сверлением отверстия в корпусе счетчика и просовыванием в него проволоки до упора в диск.

Некоторые мероприятия для устранения хищения электроэнергии технологическими способами:

1. Установка границы балансовой принадлежности на стороне собственников жилья.

2. Монтаж счетчиков электроэнергии нужно производить в закрытых коробах, с целью ограничения несанкционированного доступа.

3. Совершенствование схем работы счетчиков электрической энергии.

4. Замена механических счетчиков на электронные.

5. Установка общедомового прибора учета для выявления хищений электроэнергии.

6. Своевременная проверка наличия пломб на счетчиках.

7. Постоянная проверка схем подключения счетчиков к электрической сети.

8. Своевременная проверка на наличие скрытой электропроводки.

Литература

1. 102 способа хищения электроэнергии / В. В. Красник. М.: ЭНАС. 2010. 160 с.

НОВЫЙ ПРОТОКОЛ БЕСПРОВОДНОГО СБОРА ЭНЕРГОДАНЫХ

Савчук А.Н.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Современная электроэнергетическая сеть (ЭЭС) представляет собой сложную техническую систему, характеризуемую различными форматами измерительных и расчетных данных, атрибутивными параметрами объектов генерации и потребления и их свойствами [1]. Для корректной своевременной и точной работы информационно-измерительных и управляющих компонент ЭЭС необходимо иметь единую информационную телекоммуникационную структуру, которая предоставляет возможности удаленной передачи данных о состоянии энергетических объектов и процессов (энергоданных) в режиме реального времени [2]. Такая проводная связь часто требует развития инфраструктуры сети, что затруднительно в силу ряда обстоятельств: организационных, экономических, технических и т. п. Это означает, что разработка новых протоколов беспроводного сбора и передачи энергоданных для систем мониторинга состояния ЭЭС в реальном времени является перспективным и актуальным направлением исследований.

Организация системы мониторинга ЭЭС. К основным режимам мониторинга компонентов ЭЭС относят следующие:

– *Мониторинг состояния генератора, находящегося в автономном режиме.* В этом случае генератор информационно подключен к потребителю и отключен от внешней сети.

– *Мониторинг запуска генератора.* С помощью локального или дистанционного задания входных параметров генератора (скорость вращения, вращающий момент и т. д.) система управления ЭЭС фиксирует изменение параметров (частота, амплитуда и т. д.) выходного напряжения в темпе, соответствующем протекающим в сети процессам для переходного режима. После фиксации установившегося режима генератора происходит синхронизация измерений и параллельная работа со всеми остальными группами оборудования и сетью.

Формирование протокола беспроводного сбора данных для системы мониторинга ЭЭС в режиме реального времени. ЭЭС является сложным объектом, распределенным в пространстве, поэтому сетевое обеспечение системы мониторинга на основе беспроводного сбора данных должно учитывать этот фактор [3]. Важнейшей задачей моделирования протокола является оценка возможности работы системы беспроводного сбора данных в режиме реального времени. Основным параметром такой оценки выступает своевременность, включающая в себя параметры актуальности и временной предсказуемости [4]. На основании схемы подключения модулей сбора данных в систему мониторинга ЭЭС разработан алгоритм беспроводного сбора данных, реализованный временной диаграммой работы локально синхронизированных беспроводных сетей с доступом узлов в сети к радиоканалу, синхронизированному по времени. Синхронный доступ к радиоканалу позволяет сократить потребление энергии и продлевает срок автономной работы модулей сбора данных. При этом вводятся следующие ограничения: взаимодействие элементов сети рассматривается только на канальном уровне; некоторые параметры сети не берутся во внимание в связи с их малой значимостью.

Оптимизация и исследование протокола сбора данных для мониторинга локального сегмента ЭЭС. Данный протокол подразумевает, что модули сбора данных выполняют переход из одного состояния в другое в отдельном временном интервале, а не в интервале с отправкой сообщения. Это позволяет достигнуть следующих улучшений характеристик:

- увеличение объема измерительной информации, отправляемой модулем
- увеличение количества модулей в системе мониторинга.

При этом могут возникать и недостатки: при большом количестве модулей в системе мониторинга ЭЭС повышается вероятность появления ошибок, так как отправка сообщения

занимает практически весь интервал времени, что приводит к наложению друг на друга смежных процессов отправки сообщений от различных модулей при опережении счетчика таймера одного из микроконтроллеров. Данное явление вызывает коллизию, что требует ограничения числа модулей сбора; и пользование нескольких временных интервалов для дополнительных согласующих действий, не связанных с отправкой измерений.

Описанный протокол беспроводного сбора данных обеспечивает эффективную работу системы мониторинга локальной ЭЭС. Это достигается за счет беспроводной передачи измерительной информации от генераторов и потребителей сети в режиме реального времени. Полученные оценки максимального количества временных интервалов между синхронизациями в сети и максимальное число модулей сбора позволяют судить о целесообразности построения сети на основе предложенного протокола локальных сегментов, объединение которых в дальнейшем позволит реализовать эффективную информационно-телекоммуникационную инфраструктуру территориально распределенных ЭЭС.

Литература

1. Ледин, С.С. Интеллектуальные сети SmartGrid – будущее российской энергетики / С.С. Ледин // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2010. – № 11 (16). – С. 4–8.
2. Savarese, C. Location in distributed ad-hoc wireless sensor networks / C. Savarese, J.M. Rabaey, J. Beutel // Proceedings of 2001 IEEE International Conference on Acoustics, Speech, and Signal Processing. – 2001. – Vol. 4. – P. 2037–2040.
3. Рошан, П. Основы построения беспроводных локальных сетей: пер. с англ. / П. Рошан, Д. Лиэри. – М.: Издат. дом «Вильямс», 2004. – 304 с.
4. Гома Х. Проектирование систем реального времени, распределенных и параллельных приложений: пер. с англ. / Х. Гома. – М.: ДМК Пресс, 2002. – 704 с.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЕТА ПОТЕРЬ В ИЗОЛИРОВАННЫХ И НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С УЧЕТОМ РЕЖИМНЫХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Супруненко А.М.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Прохождение электрического тока по проводнику сопровождается выделением тепла в соответствии с законом Джоуля-Ленца:

$$Q = I^2 R_t, \quad (1)$$

где I — сила тока; R_t — электрическое сопротивление проводника.

Для токов промышленной частоты это тепло можно считать равномерно выделяющимся по всему сечению проводника, т.е. можно допустить, что в проводнике имеются равномерно распределенные внутренние источники тепла плотностью:

$$q_{v,np} = \frac{I^2 \rho_{20} (1 + \alpha(t_{np} - 20))}{F^2}, \quad (2)$$

где F — площадь поперечного сечения токопроводящей жилы; ρ_{20} — удельное сопротивление проводника при температуре 20°C ; $\alpha = 0,004^\circ\text{C}^{-1}$ — температурный коэффициент активного сопротивления алюминиевых проводов; t_{np} — температура проводника, $^\circ\text{C}$.

Как следует из уравнений (1), (2), количество выделенного тепла, а, следовательно, потерь электрической энергии зависит от температуры проводника. Зависимости активного сопротивления провода и потерь активной мощности от температуры проводника можно также представить соотношениями:

$$R_t = R_{20} (1 + \alpha(t_{np} - 20));$$

$$P_t = I^2 R_t = I^2 R_{20} (1 + \alpha(t_{np} - 20)),$$

где R_t и R_{20} — активные сопротивления соответственно при температурах t и 20°C .

Неопределенность сопротивления, а также потерь активной мощности и энергии в зависимости от температуры провода по отношению к справочным данным (табл. 1) определяется уравнением:

$$\delta = \frac{R_{20} - R_{20} (1 + \alpha(t_{np} - 20))}{R_{20}} \cdot 100\% = \alpha(t_{np} - 20) \cdot 100\%.$$

Значительные величины неопределенности являются одной из причин целого ряда публикаций, направленных на целесообразность учета реальной температуры провода для совершенствования существующих методов расчета потерь электрической энергии в воздушных линиях электропередач [1 — 5].

В результате интегрирования дифференциальных уравнений, описывающих тепловые процессы в проводнике с током, а также математических преобразований с использованием уравнений граничных условий, полученных решений и закона Фурье получены два вида соотношений для расчета потерь мощности и температуры применительно к изолированным и неизолированным проводам воздушных линий.

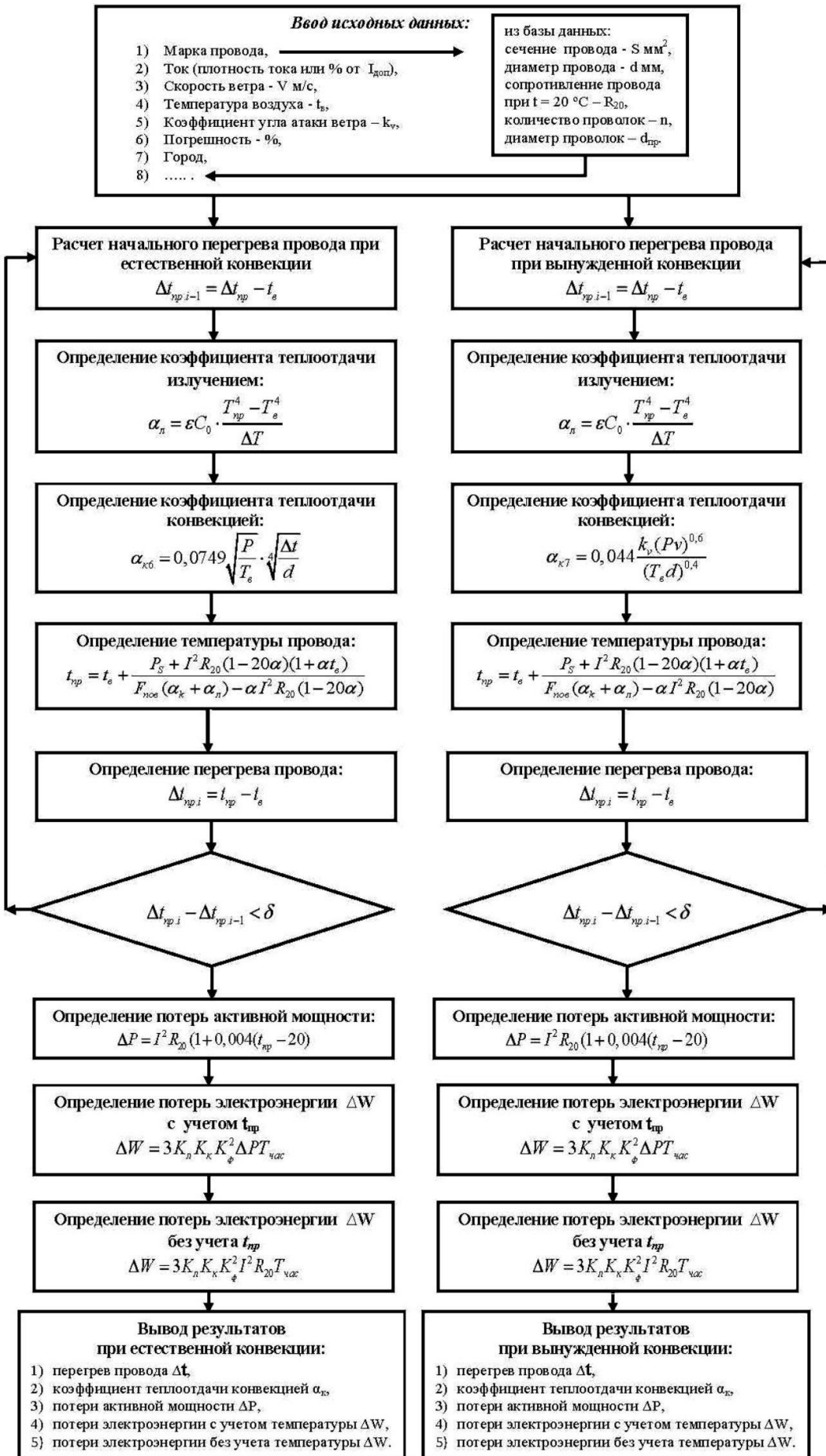


Рисунок 1. Алгоритм расчета параметров провода по методу № 4

Таблица 1. - Диапазон неопределенности потерь активной мощности, найденный без учета изменения температуры провода

Марка провода	Температура эксплуатации,С	Диапазон неопределенности потерь, %
АС	от -50 до + 90	56
СИП-1	от -50 до + 70	48
СИП-2	от -50 до + 90	56
СИП-3	от -50 до + 90	56
СИП-4	от -50 до + 90	56
Высокотемпературные провода повышенной пропускной способности		
TACSR/НАСIN	от -50 до +210	104
TACSR/ACS	от -50 до +150	80
GTACSR	от -50 до +150	80
ACCR	от -50 до +210	104

Первый вариант реализуется при допущении, что коэффициент теплопередачи излучением a_u является линейной функцией температуры, а коэффициент теплопередачи конвекцией a_k от температуры не зависит. В этом случае приближенное нахождение потерь электрической энергии сводится к необходимости решения квадратного уравнения относительно температуры провода.

Второй вариант соответствует произвольному изменению условий эксплуатации проводов воздушных линий и предположению, что коэффициенты теплового излучения и конвекции зависят от температуры наружной поверхности провода, т.е. $a_k(t_{нар})$ и $a_u(t_{нар})$. Нахождение температуры для изолированных проводов в этом случае может быть получено итерационным методом на основе уравнения:

$$t_{нар}^{[k+1]} = t_B + \frac{K_S + \Delta P_{20} k_\alpha (1 + \alpha t_B)}{F_{нов} (1 - \alpha - S_{уз} \Delta P_{20} k_\alpha) (\alpha_k(t_{нар}^{[k]})) - \alpha \Delta P_{20} k_\alpha}, \tag{3}$$

где k — номер итерации; t_B — температура окружающей среды (воздуха), °С; $\Delta P_{20} = I^2 R_{20}$ — потери активной мощности при температуре 20°С, Вт/м; $F_{нов}$ — площадь поверхности проводника, м²; t_B — температура окружающей среды (воздуха), °С; $t_{нар}$ — температура наружной поверхности изоляции провода, °С.

Коэффициент K_S определяется выражением:

$$K_S = P_S (1 - \alpha \cdot S_{уз} \cdot \Delta P_{20} \cdot k_\alpha),$$

где $S_{уз} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{уз}} \ln \frac{r_2}{r_1}$ — тепловое сопротивление изоляции [6]; $\lambda_{уз}$ — коэффициент теплопроводности изоляции; P_S — мощность притока теплоты на единицу длины и в единицу времени солнечной радиацией.

Для неизолированных проводов $S_{уз} = 0$, а $t_{нар}$ равняется температуре провода $t_{пр}$. Указанные условия позволяют упростить уравнение (3), которое для неизолированных проводов принимает вид:

$$t_{нар}^{[k+1]} = t_B + \frac{P_S + \Delta P_{20} k_\alpha (1 + \alpha t_B)}{F_{нов} (\alpha_k(t_{нар}^{[k]}) + \alpha_u(t_{пр}^{[k]})) - \alpha \Delta P_{20} k_\alpha}, \tag{4}$$

Наиболее высокая точность определения α_u на практике реализуется по закону Стефана — Больцмана, согласно соотношению [6]:

$$\alpha_u = \varepsilon C_0 \frac{T_{нар}^4 - T_в^4}{\Delta t_{нар}} = 4,56 \cdot 10^{-8} \frac{T_{нар}^4 - T_в^4}{\Delta t_{нар}}, \quad (5)$$

где $T_{нар}$ — абсолютная температура поверхности изоляции, К; $T_в$ — абсолютная температура воздуха, К; $\Delta t_{нар} = t_{нар} - t_в$; ε — коэффициент черноты поверхности провода; $C_0 = 5,7 \cdot 10^{-8}$ Вт/(м² К⁴) — постоянная излучения абсолютно черного тела.

Исходя из критериальных уравнений конвективного теплообмена и критериев Нуссельта, Прандтля, Рейнтгольца в [7 — 8] выведены уравнения коэффициентов теплоотдачи при естественной и вынужденной конвекциях ($\alpha_{к6}$ и $\alpha_{к7}$ соответственно):

$$\alpha_{к6} = 0,0749 \sqrt{\frac{P}{T_в}} \cdot \sqrt[4]{\frac{\Delta t}{d}}, \quad \alpha_{к7} = 0,044 \frac{k_v(P_v)^{0,6}}{(T_в d)^{0,4}}. \quad (6)$$

где P — атмосферное давление, Па; d — диаметр провода, м²; k_v — коэффициент, учитывающий влияние угла направления ветра к оси провода, v — скорость ветра, м/с.

Уравнения (6) отличаются от известных выражений тем, что позволяют проводить анализ температуры провода и потерь мощности в неизолированных и изолированных проводах с учетом атмосферного давления.

Полученные уравнения (3) — (6) легли в основу алгоритма расчета потерь мощности и температуры изолированных и неизолированных проводов воздушных линий (рис. 1).

Представленный алгоритм ориентирован, в первую очередь, на неизолированные провода традиционного исполнения, нашедшие наиболее широкое распространение (провода марки АС). Разработанный алгоритм может использоваться также для расчета потерь и температуры современных неизолированных высокотемпературных проводов, область применения которых растёт. Для изолированных самонесущих проводов (СИП) расчеты могут быть проведены путем замены в алгоритме уравнения (4) на уравнение (3), но без учета взаимного влияния отдельных жил друг на друга. Такой учет на основе численного расчета тепловых полей отдельных токопроводящих в указанном комплексе программ не используется. Также требуется ввести дополнительные данные, касающиеся описания параметров изоляции (толщина, коэффициент теплопроводности и др.).

Для упрощения и оптимизации программного комплекса была создана редактируемая база данных, включающая в себя марки проводов, их характеристики и параметры. Структура комплекса позволяет изменять и дополнять базу при необходимости расчета проводов воздушных линий, имеющих особенности по сравнению с указанными базовыми типами проводов. Это позволяет уменьшить количество вводимых входных параметров расчета и снижает вероятность допущения ошибки при их вводе. Работа с программой максимально автоматизирована, включая подготовку, ввод исходной информации и обработку результатов расчета.

Для подтверждения достоверности теоретических результатов проведенных исследований и апробации разработанного алгоритма на подстанции «Московка» 110/10 кВ г. Омска был проведен ряд экспериментальных исследований. Объектом исследования являлись неизолированные провода ВЛЭП марки АС- 240/39. Измерение температуры проводилось тепловизионным комплексом NEC 7700TH с приборной погрешностью 2 %. Изменение скорости и направления ветра осуществлялось анемометром TESTO 416, характеризующегося приборной погрешностью 1,5 %. Проведенный анализ показал превышения реальной температуры над расчетной. При этом погрешность расчета по созданной математической модели не превышает 10%, а разность экспериментальной и расчетной значений температур — 3°C.

Литература

1. Воротницкий, В. Э. Оценка погрешностей расчета потерь электроэнергии в ВЛ из-за неучёта метеоусловий / В.Э. Воротницкий, О. В. Туркина // Электрические станции. — 2008. - № 10. - С. 42-49.
2. Левченко, И. И. Нагрузочная способность воздушных линий электропередачи в экстремальных погодных условиях / И. И. Левченко, Е. И. Сацук // Электричество. — 2008. — № 4. - С. 2-8.
3. Герасименко, А. А. Учет схемно-режимных и атмосферных факторов при расчете технологических потерь электроэнергии в распределительных сетях / А. А. Герасименко, Г. С. Тимофеев, А. В. Тихонович // Журнал Сибирского Федерального Университета. Серия: Техника и Технология. - 2008. - № 1(2). - С. 188-206.
4. Зарудский, Г. К. Уточнение выражений для расчета температуры проводов воздушных линий электропередачи сверхвысокого напряжения / Г. К. Зарудский, С. Ю. Сыромятников // Вестник МЭИ.
5. IEEE Standard for calculating the currenttemperature of bare overhead conductors. IEEE Std 738-2006. Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power Engineering Society. — 2006.
6. Пешков, И. Б. Основы кабельной техники / под ред. И. Б. Пешкова. — М. : Издательский центр «Академия», 2006. — 432 с.
7. Вывод уравнения для коэффициента теплоотдачи вынужденной конвекцией в самонесущих изолированных проводах / А. А. Бубенчиков [и др.] // Энергоэффективность : Материалы Междунар. научн-практ. конф. — Омск. Изд-во ОмГТУ, 2010. — С. 20-24.
8. Математическая модель расчета потерь мощности в изолированных проводах с учетом температуры / С. С. Гир- шин [и др.] // Омский научный вестник. — 2009. — № 3(83). — С. 176 — 179.
9. Разработка комплекса программ сравнения методов расчета потерь электрической энергии в воздушных линиях электроэнергетических систем с учетом режимных и климатических факторов / В. Н. Горюнов [и др.] // Энергетика и энергосбережение : межвуз. темат. сб. науч. тр. — Омск. : Изд-во ОмГТУ, 2011. — С. 201—210.

ЭВОЛЮЦИОННЫЙ АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИТЕМ ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Хацкевич С.В.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Одной из основных задач оптимального управления энергосистемой в условиях нормальной эксплуатации является наивыгоднейшее распределение электрической нагрузки потребителей между электростанциями системы [2-4]. Обычно задачи оптимизации режима электроэнергетической системы по активной мощности решается как самостоятельная важная подзадача оптимизации режима. Оптимальным считается режим, обеспечивающий минимум суммарных издержек на топливо [2,4]:

$$F = \sum_{i=1}^n И_i(P_{Гi}) = \sum_{i=1}^n Ц_i B_i(P_{Гi}) \rightarrow \min,$$

Задача заключается в нахождении активных мощностей генерации тепловых электростанций, отвечающих минимуму функции. Для реализации приведенной выше математической модели наибольшее распространение получил метод, использующий оптимизационный препарат множителей Лагранжа [2,3]. В качестве недостатка метода следует отметить, что он позволяет решать задачу лишь при ограничениях в форме равенств. Также он не гарантирует нахождения глобального минимума целевой функции и, как любой итерационный метод, требует хорошего начального приближения. Использование при формировании целевой функции зависимостей расхода топлива от генерируемой активной мощности накладывает дополнительные требования к форме этих зависимостей [3]. Наличие этой совокупности недостатков обуславливает применение и исследование новых нетрадиционных методов оптимизации, которые свободны от большинства этих недостатков. Поэтому в настоящее время рассматриваются вопросы решения сугубо технических задач с помощью методов искусственного интеллекта, например, эволюционных алгоритмов.

В общем виде эволюционный алгоритм – это оптимизационный метод, базирующийся на эволюции некоторой популяции особей. Наибольшее распространение получил генетический алгоритм, предназначенный для оптимизации функций дискретных переменных. Несмотря на биологическую терминологию, генетические алгоритмы являются универсальным вычислительным средством для решения серьезных математических задач. К основным понятиям генетического подхода относятся [5]: ген – параметр оптимизируемого объекта; хромосома – последовательность из генов; индивидуум – набор хромосом = вариант решения задачи; популяция – набор индивидуумов; кроссовер – операция, при которой две хромосомы обмениваются частями; мутация – случайное изменение значения одного или нескольких генов в хромосоме; инверсия – изменение порядка следования части генов в хромосоме на обратный; приспособленность индивидуума – значение целевой функции для индивидуума.

С математической точки зрения – генетические алгоритмы – это разновидность методов оптимизации, объединяющая черты вероятностных и детерминированных оптимизационных алгоритмов. Поиск оптимального решения с помощью ГА начинается с представления параметров решения в виде вектора – «генетического кода» или «хромосомы». Далее определяется набор операций, позволяющих получать новые решения из совокупности существующих. Продолжая аналогию с генетическими механизмами реального мира, «дочернее» решение может порождаться одним или двумя «родителями», наследуя черты обоих вследствие операции скрещивания. Однако новые поколения

копируют свойства предшественников неточно. Присутствует специальный механизм мутации, привносящий случайные искажения [1].

В основу алгоритма оптимального распределения активной мощности между тепловыми станциями энергосистемы положен достаточно простой генетический алгоритм. Он представлен следующим образом [5,6]:

Шаг 1 – формирование начальной популяции. Производится методом случайной генерации в диапазоне допустимых значений переменной. Хромосома, определяющая решение задачи, представляет собой совокупность вещественных переменных, соответствующих активной мощности генерации электростанций.

Шаг 2 – вычисление значения приспособленности для хромосом начальной популяции, которое равно значению целевой функции, т. е. суммарному расходу топлива на теплоэлектростанциях. При этом на каждом поколении производится расчет установившегося режима электрической сети для проверки ограничений.

Шаг 3 – жизненный цикл популяции реализован в виде набора генетических операторов:

- 1) Выбор родительской пары; производится выбор хромосом, участвующих в формировании новой популяции;
- 2) Скрещивание выбранных хромосом с целью получения новых решений;
- 3) Мутация одного случайно выбранного гена в каждой хромосоме с заданной вероятностью P_{mut} в соответствии с оператором равномерной мутации;
- 4) Расчет целевой функции для хромосом новой популяции и формирование популяции следующего поколения с помощью отбора хромосом с минимальным значением целевой функции.

Шаг 4 – проверка условия окончания цикла (максимальное число поколений); при выполнении условия работа алгоритма завершена, иначе – возвращение на шаг 2.

Рассмотренная методика управления режимами электроэнергетических систем на основе генетических алгоритмов позволяет избежать ряд традиционных допущений и упрощений математической модели, а также определять глобальный экстремум целевой функции. Однако следует отметить необходимость дальнейшего исследования данной области. При этом окончательные выводы можно будет сделать только на основе решения реальной промышленной задачи с учетом множества связей между элементами и накладываемых ограничений.

Литература

1. Веников В. А., Идельчик В. И. Электрические станции, сети и системы. Методы оптимизации управления планированием больших систем энергетики. – М.: Высшая школа, 1974.
2. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В. М. Горнштейна. – М.: Энергия, 1981.
3. Электрические системы. Т. 1. Математические задачи электроэнергетики/ Под. Ред. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1981.
4. Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учебник для вузов. - М.: Энергоиздат, 1981.
5. Goldberg D. E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. – MA: Addison-Wesley, 1989.
6. Батищев Д. И. Генетические алгоритмы решения экстремальных задач – Воронеж: Изд-во ВГТУ, 1995.

МОДЕЛЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Царевич Е.Н.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Современные тенденции развития электроэнергетики направлены на достижение задач, наиболее рационального использования природных энергетических ресурсов, сохранение экологии, повышение надежности электроснабжения и качества электроэнергии, выполнение требований потребителей с неравномерным графиком нагрузки, энергоснабжения крупных мегаполисов и децентрализованной нагрузки и т.д.

Вышеперечисленные требования в большинстве развитых стран стали причиной модернизации электроэнергетики на базе инновационной организационно-технологической платформы Smart Grid. Модернизация должна обеспечить не только восстановление основных производственных фондов, но и обеспечение энергетической безопасности и экономической эффективности. Одной из наиболее важных задач решаемых инновационной системой Smart Grid является обеспечение надежности электроснабжения. Данная задача, как и инновационная система Smart Grid в целом, не может быть решена без разработки и внедрения технологического базиса, т.е. новых датчиков и методов контроля состояния электрооборудования [1,2].

Наиболее перспективным способом контроля состояния электрооборудования является неразрушающий контроль качества изоляции электрооборудования [6]. В число наиболее важного электрооборудования на промышленных предприятиях является высоковольтные силовые кабельные линии (КЛ). На сегодняшний день разработано множество датчиков и методов неразрушающего контроля состояния изоляции КЛ. Множество которых, ставит задачу определения наиболее подходящего метода и датчика или комбинации методов и датчиков неразрушающего контроля состояния изоляции. Ниже проведен анализ наиболее распространенных неразрушающих методов контроля состояния изоляции КЛ: • измерение сопротивления изоляции; • измерение диэлектрических потерь; • измерение частичных разрядов; • измерение емкости кабельных линий; • измерение коэффициента абсорбции; • тепловизионный метод; • рентгеновский метод; • измерение и анализ возвратного напряжения; • метод рефлектометрии (импульсный, высокочастотный).

Анализ методов контроля изоляции, должен основываться на физических процессах, происходящих в изоляции КЛ. Основные причины повреждений КЛ -дефекты изоляции, которые возникают в процессе изготовления, хранения, транспортировки, монтажа и эксплуатации. Дефекты можно разделить на распределенные (недостаточная толщина изоляции, увлажнение изоляции, внешнее загрязнение, коррозия и др.) и локальные (складки, трещины, вмятины, надрезы, газовые включения, вкрапления и др.). Такие дефекты в зависимости от физических свойств диэлектриков, рода тока, величины приложенного напряжения, условий эксплуатации и др. могут быть причинами двух основных видов пробоя изоляции: электрический пробой и тепловой пробой.

Для проведения анализа неразрушающих методов контроля укажем основные требования к методам: 1) безопасность проведения испытания для изоляции КЛ; 2) определение величины распределенного дефекта (дефектов); 3) определение величины локального дефекта (дефектов); 4) определение вида дефекта; 5) определение местонахождения дефекта в изоляции КЛ; 6) электробезопасность проведения испытания; 7) низкая стоимость аппаратуры контроля изоляции КЛ; 8) наименьшее время проведения испытания; 9) проведение испытания без отключения КЛ; 10) информативность полученных данных.

Таблица сравнения неразрушающих методов контроля изоляции показывает, что методы рефлектометрии наиболее полно отвечают сформулированным основным требованиям. Однако методы рефлектометрии имеют разные особенности, которые, способствуют или препятствуют выполнению основных требований.

В настоящее время метод импульсной рефлектометрии (МИР) разрабатывается для диагностики состояния КЛ [7]. Однако этот метод имеет свои недостатки. Применение МИР сталкивается с трудностью анализа полученных рефлектограмм из-за несовершенства измерительной аппаратуры, физических свойств КЛ и формы излучаемого импульса. Значительным недостатком этого метода является сложность анализа полученных рефлектограмм вследствие содержания высших гармоник в излучаемом зондирующем импульсе [8]. Содержание высших гармоник в зондирующем импульсе (нелинейность импульса) приводит к искажению отраженного импульса, что является следствием сливания отражений от неоднородностей волнового сопротивления изоляции КЛ. В некоторых случаях это явление делает невозможным отыскание высокоомных локальных и распределенных дефектов. Степень проявления этих недостатков, возможно, снизить за счет уменьшения длительности зондирующего импульса (треугольный импульс), однако при этом не удастся достичь требуемой амплитуды импульса для повышения чувствительности на больших длинах КЛ. Стоит отметить, что стоимость применяемого оборудования на сегодняшний день весьма значительна.

С целью повышения точности и чувствительности в современных приборах диагностического оборудования применяются различные зондирующие импульсы, которые можно разделить на простые, сложные и вейвлет импульсы. Применение всех типов импульсов не исключает ошибки измерений, связанных с неточным определением коэффициента укорочения. Кроме того, при реализации метода импульсной рефлектометрии для помехозащищенности требуется использование фильтров низких и высоких частот. Метод импульсной рефлектометрии реализован в серии приборов РЕЙС фирмы СТЕЛЛ (г. Брянск) для определения мест повреждений в КЛ (обрыв, короткое замыкание).

Из наблюдений за параметрами КЛ известно, что существует зависимость сопротивления изоляции, уровня частичных разрядов от температуры КЛ. Проведенный анализ практического применения системы мониторинга температуры изоляции КЛ [5] показал, что она является незаменимым источником информации для надежной эксплуатации КЛ. Система мониторинга температуры изоляции КЛ основывается на методе оптической рефлектометрии [10]. Система состоит из источника поляризованного света, оптоволокну, проложенного в пределах поперечного сечения силового кабеля или прикрепленного к силовому кабелю снаружи и приемника светового луча. Анализ спектра света отраженного от неоднородностей оптоволокну (обратное рассеивание) предоставляет информацию о температуре изоляции КЛ в любом месте линии с разрешением 1 метр и точностью 1 °С. Также, так как система измерения выполняется на основе сигналов, передающихся по оптическим волокнам, наличие электромагнитного воздействия для блока контроля системы не имеет значения.

Информация о температуре изоляции КЛ дает возможность адекватно оценивать тепловой режим работы КЛ и определять природу развивающегося дефекта изоляции (тепловая или электрическая), что в свою очередь дает незаменимую информацию для принятия решения о дальнейшей эксплуатации КЛ.

Литература

1. Кобец, Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
2. Кобец, Б.Б. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. Окорочков // Энергоэксперт, 2010. — №2. — С. 52 – 58.
3. Лебедев, Г.М. Математическое моделирование локальных дефектов изоляции силовых кабелей 6- 10 кВ / Г.М. Лебедев, Н.А. Бахтин, В.И. Брагинский. // Электричество, 1998. — №12. — С. 23 – 27.
4. Лебедев, Г.М. Определение дефектов изоляции кабельных линий высокочастотным методом контроля / Г.М. Лебедев, Н.А. Бахтин, В.И. Брагинский. // Электрика, 2003. — №7. — С. 37 – 40.
5. Беляков, В.В. Мониторинг силовых кабельных линий с адаптацией к условиям окружающей среды в режиме реального времени / В.В. Беляков, А.В. Малышев // Электро, 2008. — №5. — С. 38 – 40.

6. Привалов, И.Н. Современные методы и технические средства для испытаний и диагностики силовых кабельных линий номинальным напряжением до 35 кВ включительно // Петербургский энергетический ин-т повышения квал. руков. работ. и мпец. (ПЭИПК). – СПб., – 2008. – 104 с.
7. Гильманов, Э.А. Повышение эффективности эксплуатации кабельных линий электропередачи на основе диагностики методом импульсной: Автореф. дис. канд. ... техн. наук: 05.12.13, 05.11.16 // Уфимский гос. авиационный технич. университет. Уфа, 2009. – 17 с.
8. Лебедев, Г.М. Повышение эффективности эксплуатации кабельных линий 6-10 кВ в системах электроснабжения на основе неразрушающей диагностики: дис. ... докт. техн. наук: 05.09.03. / Московский энергетический институт. (Технический университет). Защищена 19.10.2007. – М., 2007.- 408 с.
9. Diagnostic Testing of Underground Cable System / R. Hartlein [и др.]. – Georgia Tech Research Corporation, 2010. – 323 с.
10. SENSORTRAN: Technology: DTS Basics. URL: http://www.sensortran.com/technology_dtsbasics.php (дата обращения: 29.05.2012)

УДК 621.311

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Царевич Е.Н., Рудак Д.В.

Научный руководитель – ассистент Петрашевич Н.С.

Оптимизация режимов работы электроэнергетической системы (ЭЭС) – сложная многоуровневая задача. К её решению необходимо подходить комплексно на всех иерархических уровнях ЭЭС.

Оптимальный режим энергосистемы – это такой режим из допустимых, т.е. удовлетворяющих условиям надежности и качества электроэнергии, при котором обеспечивается минимум затрат при заданной в каждый момент времени нагрузке потребителей.

Все мероприятия подразделяются на три группы:

1. Организационные, к которым относятся мероприятия по совершенствованию эксплуатационного обслуживания электрических сетей и оптимизации их схем и режимов. Эти меры являются практически без затратными.

2. Технические мероприятия, направленные на реконструкцию, модернизацию и строительство сетей. Эти мероприятия требуют дополнительных капитальных вложений.

3. Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии.

Для без затратных мероприятий эффект выражается размером снижения потерь электроэнергии или соответствующего ему снижению затрат. При оценке эффективности технических мероприятий необходимо дополнительно учитывать и необходимые капиталовложения.

Одним из основных мероприятий по снижению потерь мощности является установка компенсирующих устройств (КУ) в сетях потребителей электроэнергии. Примерно 60% всего необходимого снижения достигается с ее помощью. Около 20% дает установка КУ в сетях 35-110 кВ энергосистем и сельских сетей. Примерно 10% - другие технические мероприятия.

Организационные мероприятия.

Рассмотрим режимные мероприятия, которые являются составной частью организационных мероприятий. К режимным мероприятиям относятся следующие:

1. Оптимизация законов регулирования напряжения в центрах питания разомкнутых сетей.

2. Оптимизация установившихся режимов замкнутых сетей по реактивной мощности и коэффициентам трансформации.

3. Оптимизация уровня напряжения источников питания в сети.

4. Перевод генераторов в режим работы СК при дефиците реактивной мощности.

5. Оптимизация мест размыкания контуров сетей 110 кВ и выше с несколькими номинальными напряжениями.

6. Оптимизация мест размыкания сетей 6-35 кВ с двусторонним питанием.

7. Оптимальное включения трансформаторов на подстанциях в режиме малых нагрузок (отключение части трансформаторов; экономические режимы работы трансформаторов).

8. Выравнивание графика нагрузки сети.

9. Выравнивание нагрузок фаз низковольтных сетей.

Технические мероприятия.

К техническим мерам относят мероприятия по реконструкции, модернизации и строительства сетей. Большинство из них связано с установкой дополнительного оборудования и предусматривается на стадии проектирования сетей. В условиях эксплуатации рассматриваются, как правило, мероприятия с незначительными капитальными вложениями. К техническим мероприятиям относят:

1. Установка средств компенсации реактивной мощности.

2. Замена проводов на головных участках сети. По мере повышения нагрузок на головных участках сети протекают токи, превышающие экономические токи для данных сечений.
3. Замена недогруженных трансформаторов.
4. Установка вольтодобавочных трансформаторов в замкнутых контурах электрической сети.
5. Замена трансформаторов без РПН на трансформаторы с РПН и другие.

Совершенствование систем расчётного и технического учёта электроэнергии.

Основным и наиболее перспективным решением проблемы снижения коммерческих потерь электроэнергии является разработка, создание и широкое применение автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), в том числе для бытовых потребителей, тесная интеграция этих систем с программным и техническим обеспечением автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), обеспечение АСКУЭ и АСДУ надежными каналами связи и передачи информации, метрологическая аттестация АСКУЭ.

Однако эффективное внедрение АСКУЭ – задача долговременная и дорогостоящая, решение которой возможно лишь путем поэтапного развития системы учета, ее модернизации, метрологического обеспечения измерений электроэнергии, совершенствования нормативной базы.

На сегодняшний день к основным мероприятиям по совершенствованию системы учёта электроэнергии можно отнести:

1. Проведение рейдов по выявлению неучтенной ЭЭ.
2. Совершенствование системы сбора показаний счетчиков.
3. Обеспечение нормативных условий работы приборов учета.
4. Замена, модернизация, установка недостающих приборов учета.

Для объективного технически и экономически обоснованного выбора мероприятий по повышению эффективности функционирования электрических сетей, а также для определения объемов финансирования и сроков реализации, должны разрабатываться и утверждаться схемы развития электрических сетей на расчетный период, основанные на детальном анализе вышеперечисленных мероприятий.

Литература

1. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
2. Кобец, Б.Б. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. Огороков // Энергоэксперт, 2010. – №2. – С. 52 – 58.
3. Правила устройства электроустановок: 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 184 с.

УДК 621.314.2+621.311

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Власов А. А.

Научный руководитель – Гапанюк С. Г.

Количество потребителей электроэнергии во всем мире непрерывно возрастает, в связи с чем требуется модернизация энергосистемы. Например, вместо увеличения пропускной способности линий электропередач путем увеличения числа линий, т. е. экстенсивным путем, можно пойти интенсивным путем, а именно использованием проводов с повышенной пропускной способностью. Подобные способы увеличения пропускной способности и уменьшения потерь мощности существует и для других элементов энергосистем, в том числе и для трансформаторов.

ПРОВОДА С ПОВЫШЕННОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТЬЮ

Основным ограничением для увеличения передаваемой мощности по линии являются длительно допустимые температуры нагрева проводов. В традиционных сталеалюминиевых проводах с длительно допустимой температурой до 90° продолжительная (обычно более 2 часов) работа провода при такой температуре приводит к процессу рекристаллизации алюминия, в результате которого он утрачивает свои механические свойства, и вся механическая нагрузка воспринимается только стальными сердечниками проводов этого типа. Провода повышенной пропускной способности в большинстве своем используют в качестве сердечника композитные материалы.

Провода марки АССС: в этом проводе используется гибридный композитный материал с высокопрочными карбоновыми нитями. Он обеспечивает минимальный тепловой провис благодаря низкому коэффициенту теплового расширения и меньшему весу по сравнению со стальным сердечником. Для защиты, несущей углепластиковой части композитного сердечника от металлической электропроводящей части провода и возникновения явления гальванической коррозии используется внешняя неэлектропроводящая (изолирующая) оболочка — стеклопластик на основе однонаправленных стеклянных волокон. Более легкий сердечник позволяет увеличить диаметр провода при сохранении его удельного веса, а это позволяет сократить потери линии при увеличении пропускной способности.

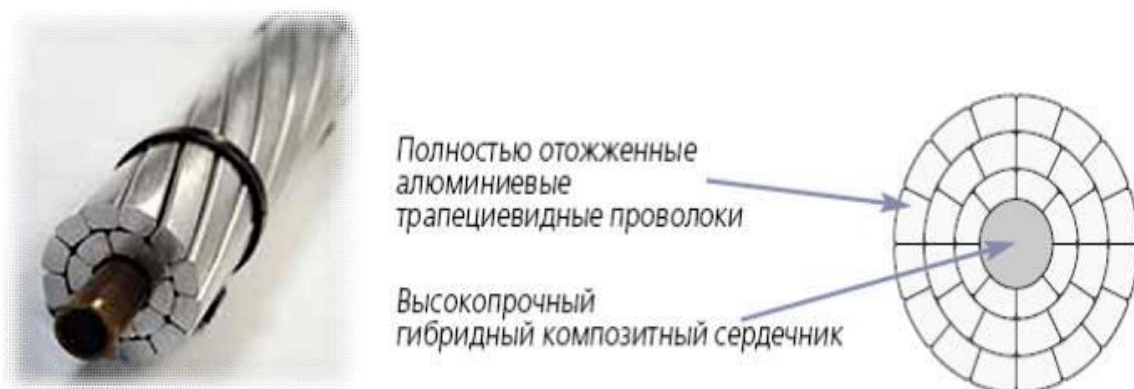


Рисунок 1. Конструкция провода марки АССС

Провода АССС передают энергию через полностью отожженные трапециевидные высокоэффективные алюминиевые проволоки, которые спирально расположены вокруг композитного сердечника.

Преимущества проводов АССС в сравнении со сталеалюминиевыми проводами:

- Использование алюминия повышенной проводимости позволяет снизить потери линии на 30–40% по сравнению с проводами ACSR и ACSS такого же размера или веса;
- Способность выдерживать высокие рабочие температуры, и высокая проводимость обеспечивают большую пропускную способность линии;
- Удвоение пропускной способности существующих линий ACSR без замены опор ВЛ и при минимальном тепловом удлинении;
- Возможность использовать анкерные опоры меньшей высоты или меньшее количество опор благодаря высокой прочности провода, а также благодаря значительному сокращению теплового провисания.

Исследования показали, что провода ACCC при сравнении с проводами марки AC того же сечения токопроводящей части имеют размер внешнего диаметра провода меньше на 10%, массу провода меньше на 20%, предельную токовую нагрузку выше на 70%.

Провода марки ACCR: состоят из сердечника и внешних токоведущих жил. Каждая проволока композитного сердечника представляет собой алюминий высокой чистоты, в который внедрены более 25 000 микрометровых непрерывных продольных волокон оксида алюминия (Al_2O_3). Эти волокна придают материалу сверхвысокую прочность. Внешние токоведущие жилы провода ACCR состоят из температуроустойчивого сплава алюминий-цирконий (Al-Zr). Если обычный алюминий при температуре 120-150 °С отжигается и резко теряет прочность, то сплав Al-Zr сохраняет свои свойства до 210 °С, с пиковыми нагрузками до 240 °С.

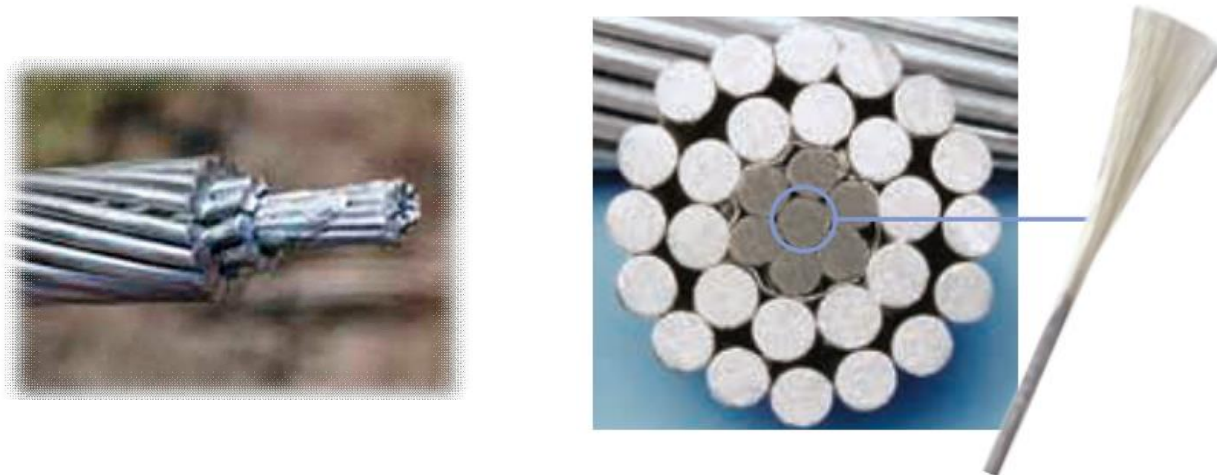


Рисунок 2. Конструкция провода марки ACCR

Внешне композитный сердечник выглядит так же, как обыкновенный стальной, но его механические и физические свойства значительно превосходят стальные и алюминиевые аналоги.

Преимущества провода марки ACCR:

- Прочность композитного сердечника сравнима со стальным и в 8 раз выше алюминиевого;
- Масса композитного сердечника в 2 раза меньше стального и всего на 20% больше массы чистого алюминия;
- Электропроводность композитного сердечника в 4 раза выше стального;
- Коэффициент теплового расширения в 4 раза меньше алюминиевого и в 2 раза меньше стального;
- Жесткость — в 3 раза выше алюминиевого сердечника.

Исходя из опыта замены проводов AC проводами марки ACCR можно говорить об увеличении пропускной способности линии (при использовании провода того же сечения) на 98%.

Провода технологии Lo-sag: В отличие от стандартных проводов с железной сердцевиной для наземных электролиний, провода, сделанные на основании технологии Lo-Sag, обладают композитной углеродной сердцевиной в матрице, которая оснащена наиболее пониженным тепло выделением, за счет этого есть возможность обеспечивать наиболее большую пропускную электрическую способность электролинии.



Рисунок 3. Провод технологии Lo-sag

Суть ее заключается в обрачивании алюминиевой жилой углеродного композитного сердечника. Такой сердечник, совпадающий с диаметром сердечника традиционных проводов, на 50% жестче и значительно легче сердечника из стали. Но есть еще более важный факт – коэффициент теплового расширения у нового сердечника в 10 раз меньше, чем у стального. Благодаря этому при росте температуры провода под воздействием высоковольтным проводом, он существенно меньше расширяется, а, следовательно, имеет меньшую стрелу провеса. Это позволяет использовать данный провод при организации больших пролетов, так как сохраняется безопасное расстояние до земли от провода даже при значительных температурах. *В первой прокладке на территории Бразилии, Lo-Sag показал увеличение пропускной способности на 72,5 процентов. Такой провод имеет прогнозируемый срок эксплуатации не менее 40 лет.* Хотя Lo-Sag был создан для удовлетворения особых нужд электросетей Бразилии, он подходит и для рынков других стран мира. Также Lo-Sag может дать важные преимущества при строительстве новых линий электропередач, особенно для длинных пролётов более 1 километра, необходимых при прокладке линий над реками. Высота опор при использовании Lo-Sag может быть снижена на 30%.

Провода марки ZTACIR/AS: для проводов этого типа с усиленным сердечником из сталеникелевого сплава INVVAR допустимая температура достигает 160-210 °С, а передаваемая мощность в 2,5-3 раза выше, чем на линиях с обычными сталеалюминевыми проводами при той же конструкции опор (высоте, точке подвеса).



Рисунок 4. Провод марки ZTACIR

Однако, стоимость проводов типа ZTACIR на сегодняшний день в 5 раз превышает стоимость обычного провода.

Таблица 1. Сравнение сталеалюминиевого провода с проводом ZTACIR/AS

Технические характеристики	Сталеалюминиевый провод	Провод ZTACIR/AS
Номинальная площадь поперечного сечения, мм ²	240	240
Общий диаметр, мм	22,4	22,4
Предел прочности при растяжении, кН	99,5	89,9
Удельная масса, кг/км	1110	1071,0
Токовая нагрузка, А	608 (при 90 °С)	1433 (при 90 °С)

Провода марки АААС (АЕRО Z): эти провода представляют собой полностью связанные между собой проводники, которые состоят из одного или нескольких концентрических слоев круглых проволок (внутренние слои) и проволок в виде буквы "Z" (внешние слои). Каждый слой провода имеет скрутку по длине, выполненную с определенным шагом. Таким образом, за счет более плотной скрутки проводников и более гладкой внешней поверхности возможно использование более тонких и более легких проводов (без стального сердечника). Это, в свою очередь приводит к снижению электрических потерь в проводах (на 10-15%), в том числе потери на корону, и повышению механической прочности конструкции. За счет более гладкой внешней структуры провода Aero-Z® имеют примерно на 30-35 % меньшее аэродинамическое сопротивление ветровым нагрузкам по сравнению с обычным проводом. Этот факт приводит к резкому снижению пляски проводов как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении, что в свою очередь значительно облегчает работу опор и гирлянд при сильных ветрах.

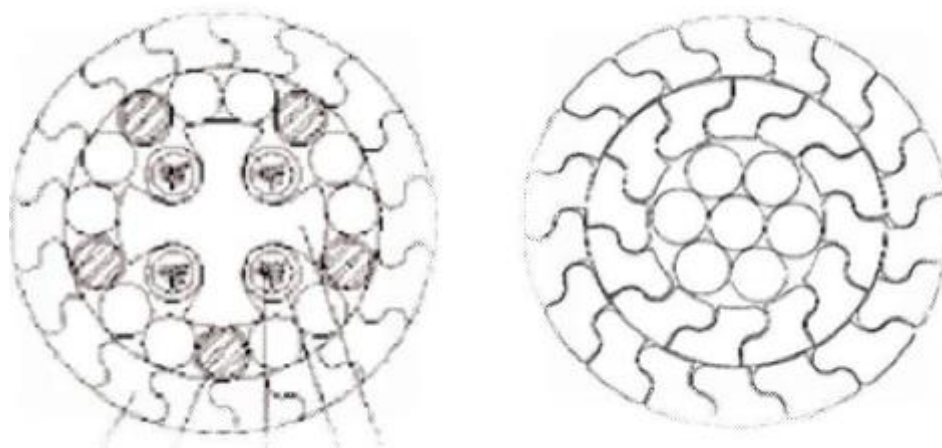


Рисунок 5. Конструкция провода марки АААС

Таким образом, предлагаемые на российском рынке провода Aero-Z® имеют следующие основные преимущества по сравнению с обычными проводами:

1. резкое снижение потерь при транспортировке электроэнергии по линиям электропередачи (особенно по магистральным);
2. практически полное отсутствие внешней коррозии проводников;
3. резкое снижение пляски проводов от ветровых нагрузок;
4. уменьшение налипания снега и льда на проводах;
5. уменьшение нагрузки на поддерживающие устройства ЛЭП, что приводит к возможному увеличению длин пролетов и экономии до 10 % числа опор;
6. возможность организации каналов передачи информации по оптоволокну внутри проводов и молниезащитных тросов;
7. при равных диаметрах в условиях постоянной нормальной эксплуатации имеется прирост допустимой нагрузки по току от 7 до 16% и, как следствие, снижение тепловых джоулевских потерь на 13 - 26%;

8. коэффициент аэродинамического сопротивления компактных проводов снижается на 25- 50% по сравнению с обычными проводами при воздействии ветра с высокой скоростью.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ В СТАЛИ ТРАНСФОРМАТОРА

Обычная трансформаторная сталь характеризуется прямоугольной геометрией, которая не соответствует дугообразной форме силовых линий. При вынужденном изменении направления силовые линии магнитного поля в стальном сердечнике имеют неравномерную характеристику, они переплетаются, что обуславливает повышение сопротивления стали, и, как следствие увеличение потерь на намагничивание. Этот отрицательный эффект усиливается за счет того, что в зонах уже и так неравномерной характеристики расположены отверстия для крепления пакета активной стали, в результате чего дополнительно уменьшается эффективное сечение сердечника и повышается сопротивление магнитному потоку. При обычной конструкции трансформаторов листовая трансформаторная сталь формируется из плоских штампованных элементов, которые объединяются в пакеты. Основная концепция Unicore заключается в принципиально новом подходе к производству магнитопровода.

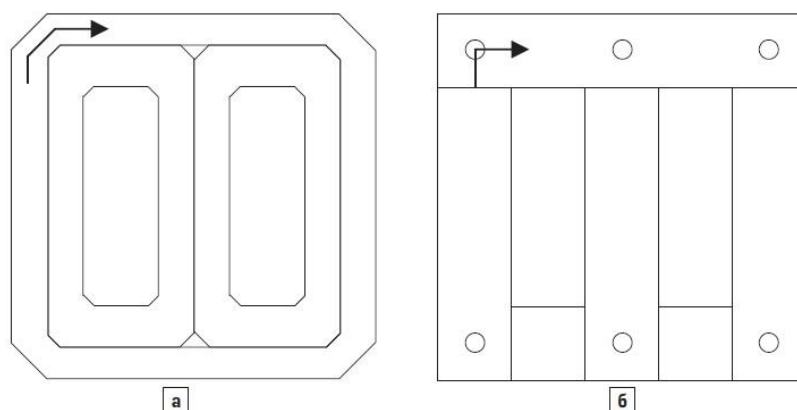


Рисунок 6. Сопоставление конструкции Unicore, оптимизирующей магнитный поток (а) с обычной прямоугольной конструкцией (б)

Суть технологии в том, что в процессе изготовления элементов магнитопровода воздействие на ленту производится локально в точках изгиба. Особенность технологии в том, что стыковка половин магнитопровода при сборке производится не в одной плоскости (как в традиционной технологии), а по «косой», т. е. стык между левой и правой «половинками» является не прямым, а равномерно распределенным по стержням магнитопровода, набранному из элементов различной длины. Сборка «половинок» магнитопровода производится косыми пакетами, предварительно автоматически просчитанными на компьютере. Такая ступенчатая конструкция соединения обеспечивает распределение зазоров в магнитопроводе по длине стержня, что, в свою очередь, ведет к снижению потерь в магнитопроводе и улучшает его характеристики.

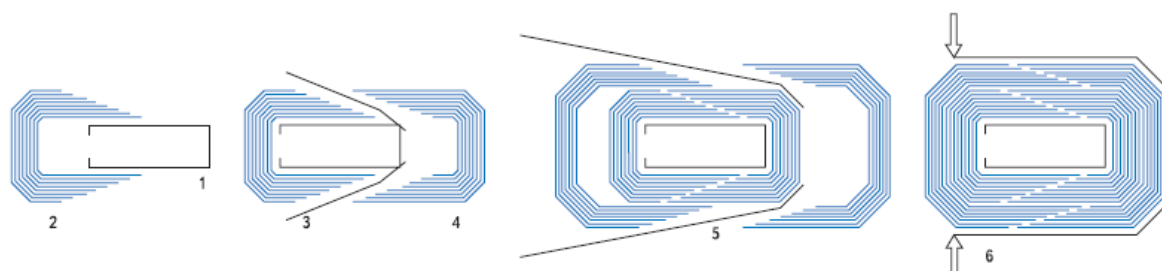


Рисунок 7. Порядок соединения деталей магнитопровода при сборке

Основными преимуществами новых эффективных технологий Unicore являются:

- экономия ресурсов и первичных источников энергии;

- сокращение расходов на электроэнергию на производствах;
- использование льготных тарифов при использовании регенеративных источников энергии;
- быстрая окупаемость вложений;
- более низкий уровень шума;
- снижение рабочих температур и теплоотдачи;
- уменьшение габаритных размеров;
- повышение общего КПД до 99% (в больших трансформаторах с медными обмотками);
- снижение на 45% потерь энергии в стали трансформатора.

Последние две позиции имеют особое значение для автомобилестроения, так как это позволяет отказаться от использования внешних систем охлаждения для распределительных коробок.

Технология Unicore является очень гибкой, высокоточной и надежной. В отличие от производства тороидальных и П-образных сердечников, наша технология не требует какого-либо фиксированного неподвижного оборудования, такого как, различные зажимные устройства и оправки. Элемент сердечника Unicore уже полностью сформирован к моменту, когда сердечник сходит со станка.

Единственным недостатком технологии является необходимость отжига перед сборкой. Хотя и этот недостаток может легко превратиться в достоинство. Так, например, по сравнению с витыми (разрезными) магнитопроводами, в которых напряжения в стали возникают по всей длине ленты, т.е. во всём магнитопроводе, то в Unicore-изделии напряжения возникают только лишь в точках изгиба элементов. Поэтому и отжиг требуется только в тех случаях, когда потери критичны. Имеется зависимость размеров магнитопровода от необходимости отжига: чем больше остов, тем менее он требователен к этой энергоёмкой процедуре.

Литература

1. Бруст, М. Новые силовые трансформаторы серии RET / Мартин Бруст // Силовая элементная база. – 2014. - №1. – С. 6-7.
2. Морозовский, Ю. Новая технология Unicore для изготовления магнитопроводов / Юрий Морозовский // Компоненты и технологии. – 2008. – №8.
3. Передовая технология воздушных линий электропередач компании Nexans помогает Бразилии решать проблемы передачи электроэнергии в крупных городах [Электронный ресурс] .- Режим доступа: http://www.nexans.ru/eservice/Russia-ru_RU/navigatepub_157219_-31967/_Nexans_.html. – Дата доступа: 07.05.2017.
4. Тимашова, Л.В. Повышение надёжности воздушных линий электропередачи и оптимизация их проектирования при применении проводов нового поколения / Л.В. Тимашова, Е.П. Никифоров, И.А. Назаров и др. // CIGRE . – 2014. – С. 1-12.

УДК 629.735

ТРАНСФОРМАТОРЫ С АМОРФНЫМ МАГНИТОПРОВОДОМ

Войтюлевич О.А

Научный руководитель – ассистент Гапанюк С.Г

На распределительные трансформаторы приходится 25–30% всех технических потерь в энергосистемах. Полностью устранить эти потери невозможно. Трансформатору, как и любому другому устройству, для работы требуется энергия. Часть этой энергии уходит на нагрев проводов (потери короткого замыкания), часть — на перемагничивание (потери холостого хода). В связи с изменением нагрузки на протяжении суток, а также в разные периоды года, весомость единицы потерь холостого хода (P_{xx}) в 2–4 раза выше единицы потерь короткого замыкания ($P_{кз}$). Причем, трансформаторы работают круглосуточно, и соответственно потери P_{xx} происходят постоянно. Мы производим силовые трансформаторы для всего инженерно-энергетического комплекса страны, и поэтому наряду с выпуском стандартного оборудования с самого начала своей деятельности уделяем внимание разработке энергоэффективных распределительных трансформаторов.

Использование электротехнической стали с ориентированными зернами и применение технологии *step-lap* при изготовлении магнитопровода позволило снизить P_{xx} на 20–30%, и это было серьезным достижением. Применение же аморфной стали позволяет совершить настоящий технологический прорыв, снизив P_{xx} в 2–3 раза.

Аморфный сплав – это определенный вид прецизионного сплава. Его отличительной характеристикой от сплавов кристаллической структуры, является целый комплекс физических и химических свойств. Одним из основных отличий аморфного сплава от электротехнической стали – отсутствие периодичности в расположении атомов. А так же эти сплавы отличаются от кристаллических сплавов большей устойчивостью к коррозии, они прочнее в несколько раз и обладают лучшей электромагнитной характеристикой.

В настоящее время, для использования в электротехнических устройствах наибольшее распространение получили аморфные сплавы на основе металлов переходной группы железо – никель – кобальт ($Fe; Ni; Co$), взаимодействующие с металлоидами бор – кремний – углерод ($B; Si; C$), которые понижают температуру плавления и обеспечивают более легкое достижение температуры стеклования аморфного сплава при его охлаждении. В результате исчезают междоменные границы, что приводит к высокой твердости, прочности и коррозионной стойкости таких материалов.

Аморфное состояние достигается подбором химического состава сплава и использованием специальной технологии сверхбыстрого охлаждения со скоростью выше критической, для чего исходный расплав выливается на быстро вращающийся диск (рис. 1). При попадании на поверхность диска расплав охлаждается со скоростью около 106 К/с и превращается в ленту толщиной от 15 до 60 мкм, имеющей аморфную структуру, аналогичную структуре стекла. Лента навивается в кольцевые, U-образные сердечники или формируется в виде стержней. Технология навивки позволяет получать сердечники с диаметром от нескольких миллиметров до 500 мм.

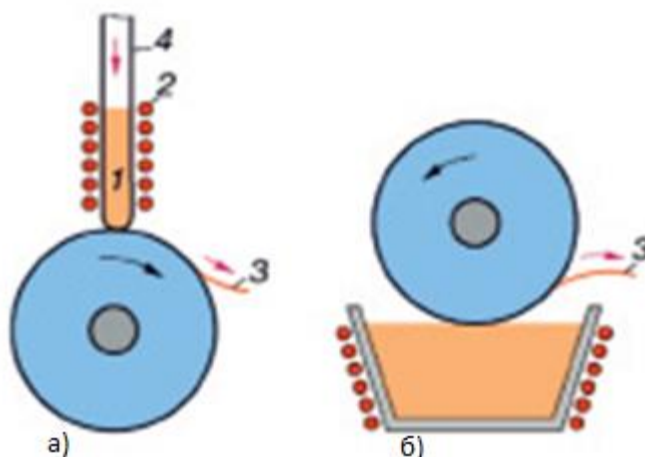


Рисунок 1. Схемы устройств для получения аморфных сплавов закалкой из жидкого состояния:

а – нанесение расплава на вращающийся металлический диск или цилиндр; б – извлечение расплава вращающимся диском; 1 – расплав; 2 – нагревательное устройство (индукционная печь); 3 – лента аморфного сплава; кварцевая трубка

Придание материалам специфических свойств (например, петля гистерезиса определенной формы) достигается термо- или термомагнитной обработкой (ТМО), в результате которой структура ленты может остаться аморфной, стать частично кристаллизованной или нанокристаллической.

На рис. 2 в качестве примера представлены петли гистерезиса аморфного сплава АМЕТ-2НСР типа Т (с линейной петлей гистерезиса).

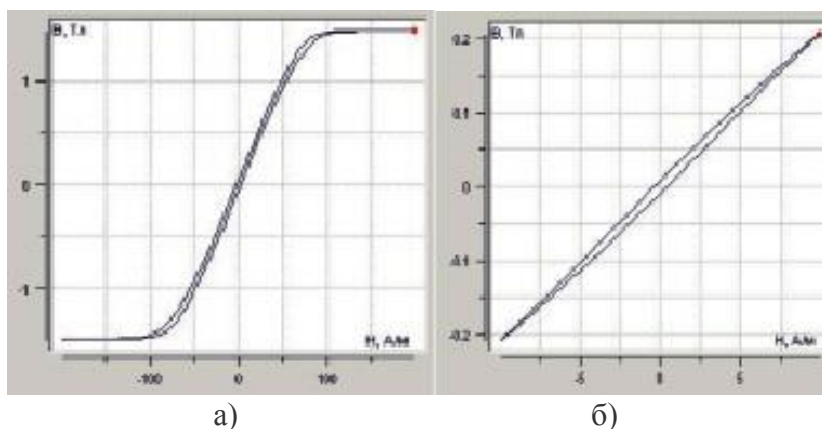
Особенностью нанокристаллических сплавов является их сверхмелкокристаллическая структура. Размер кристаллов (нано частицы) в этих сплавах составляет от 1 до 10 нм. Нанокристаллические и аморфные сплавы по своим свойствам во многом похожи. Во – первых, они имеют структурное сходство. Как известно, структура аморфных сплавов имеет ближний порядок, т.е. состоит из упорядоченных микрогруппировок атомов, размеры которых близки к размерам нанозёрен нанокристаллических сплавов. Во - вторых, это технология получения. В настоящее время наиболее распространённым методом получения наноструктуры является регулируемая кристаллизация из исходного аморфного состояния. Таким образом, «материнской» основой нанокристаллического сплава является сплав аморфный. Структура нанокристаллического сплава представляет собой двухфазную систему, одной из фаз которой являются нанокристаллы, а другой – остаточная аморфная матрица.

Нагрузочные потери в трансформаторах в зависимости от увеличения нагрузок вариативны, в то время как потери холостого хода имеют постоянную величину. Ключ к решению проблемы потери энергии – снижение потерь холостого хода.

Для снижения потерь холостого хода в магнитопроводах силовых трансформаторов применяют сложенную впятеро ленту из аморфного сплава типа $Fe_{78}B_{13}Si_9$

По данным американской компании Metglas потери за год в силовых трансформаторах распределительных сетей, в которых используется магнитопровод из электротехнической стали, составляют около 8 % их закупочной стоимости. В таблице приведены усредненные потери холостого хода для силовых трансформаторов на номинальное напряжение 10 кВ и мощностью от 25 до 2500 кВА.

Как видно из таблицы, использование в магнитопроводах аморфных материалов, вместо традиционной трансформаторной стали позволяет сократить потери холостого хода в 4-5 раз. Энергоэффективные распределительные трансформаторы с магнитопроводами из нанокристаллических материалов, по данным энергетических компаний США и Японии, окупаются у покупателя примерно за три года.



а) – предельная петля; б) – частная петля при индукции 0,2 Тл
Рисунок 2. Петли гистерезиса сплава 2НСР (тип Т).

Таблица 1 – Усредненные потери холостого хода для силовых трансформаторов

Мощность трехфазного трансформатора 10 кВ	Усредненные потери XX, магнитопровод – трансформаторная сталь <i>SiFe</i>	Усредненные потери XX, магнитопровод – аморфный сплав	Сравнительное снижение потерь, %
25 кВА	100	28	72 %
40 кВА	140	39	72 %
63 кВА	180	50	72 %
100 кВА	260	66	75 %
250 кВА	520	150	71 %
630 кВА	1000	280	77 %
1000 кВА	1700	350	80 %
1600 кВА	2100	490	77 %
2500 кВА	2700	550	80 %

Кроме снижения потерь в магнитопроводе из нанокристаллических сплавов также уменьшается значение тока намагничивания. В результате при снижении потерь холостого хода и снижении тока намагничивания в трансформаторах:

- 1) снижается температура трансформатора и увеличивается его срок службы;
- 2) в несколько раз снижаются затраты при передаче электроэнергии потребителю;
- 3) имеет место общее сокращение энергопотребления в энергетике страны; и как результат общее существенное снижение объема сжигания органического топлива для выработки электроэнергии и вредных выбросов в атмосферу.

За рубежом первые распределительные трансформаторы мощностью 630–1000 кВА с аморфным сердечником были изготовлены более 10 лет назад. В данном направлении более всех продвинулись США, Китай и Индия. Начиная с 2009 года, ряд европейских распределительных компаний также установили в опытную эксплуатацию несколько трансформаторов мощностью 400 кВА с сердечником из аморфной ленты. В 2012 году первой в России к выпуску силовых трансформаторов с аморфными сердечниками АТМГ приступила группа «Трансформер» (рис. 3).



а – внешний вид; б – магнитопровод с катушками
Рисунок 3. Трансформатор АТМГ ПГ «Трансформер»

Выводы

1. Произведенный анализ показал, что трансформаторы с магнитопроводами из аморфных сплавов, более энергоэффективны, чем трансформаторы с традиционными магнитопроводами из электротехнических сталей.
2. Необходимо наращивать производство аморфных сплавов и осуществлять постепенный переход на применение их в магнитопроводах современных трансформаторов различного назначения.
3. Дальнейшее изучение свойств аморфных сплавов позволит определить целесообразность их применения не только в статических электромагнитных аппаратах, но и в электромагнитных системах электрических машин.

Литература

1. Хавроничев С.В., Сошинов А.Г., Галуцак В.С., Копейкина Т.В. современные тенденции применения аморфных сплавов в магнитопроводах силовых трансформаторов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2015. – № 12-4. – С. 607-610;

ТРАНСФОРМАТОРЫ С ГИБРИДНОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Трепашко А. Н.

Научный руководитель – Гапанюк С. Г.

Нагрузочная способность трансформаторов классических конструкций, когда изоляция выполняется в основном масляной и целлюлозной, может быть существенно повышена, а процесс старения изоляции снижен за счёт применения так называемой "гибридной" изоляции, когда в наиболее нагретых частях обмоток целлюлозная изоляция заменяется на высокотемпературную арамидную изоляцию. Для двух элементов, работающих при одинаковой температуре, изоляция отвода из обычной бумаги старится в 2 раза быстрее изоляции из высокотемпературных арамидных материалов. При этом благодаря тому, что дорогостоящая высокотемпературная изоляция применяется в очень ограниченных объёмах, стоимость трансформатора повышается незначительно.

Что представляет собой арамидная изоляция? Арамидная изоляция выполняется на основе синтетических материалов (ароматических полиамид-араминов). Арамидные материалы обладают высокой электрической и механической прочностью, хорошей стойкостью к химическим продуктам, повышенной нагревостойкостью, не воспламеняются и не поддерживают горение, имеют низкую гигроскопичность. Имея рабочую температуру 220 — 240°C, сухие трансформаторы с арамидной изоляцией переносят кратковременные перегрузки при температуре свыше 300 °С, экологически чисты, почти не меняют характеристик при увеличении влажности окружающей среды, что важно для поддержания высокой электрической прочности изоляции.

Хорошим примером использования арамидов являются трансформаторы с воздушно-барьерной изоляцией из арамидной бумаги типа «НОМЕКС» на класс изоляции «Н».

«Номекс» – каландрированная изоляционная бумага, которая отличается высокой электрической прочностью, механической прочностью, гибкостью и эластичностью. Она способствует увеличению срока службы трансформатора, уменьшению числа преждевременных выходов из строя, ремонтных работ и обеспечивает защиту при возрастании электростатического напряжения. Сухие трансформаторы с воздушно-барьерной изоляцией из арамидной бумаги типа «Номекс» имеют класс нагревостойкости Н (предельная рабочая температура 180°C). Однако основной изоляционный материал, бумага «Номекс», выдерживает температуру 220°C, таким образом конструкция трансформатора имеет значительный запас надёжности. Сухие трансформаторы с изоляцией «Номекс» можно использовать с превышением температуры на 80°C и с нагрузкой в 133% от номинальной. Это приведет к меньшим затратам нежели затраты, связанные с установкой дополнительного трансформатора. В сердечнике применяются высококачественные листы анизотропной стали с направленной кристаллизацией. Данный тип трансформаторов не поддерживает горения и не выделяет токсичного дыма или опасных частиц.



Рисунок 1. – Пример использования «НОМЕКС» в изоляции

Технические свойства и характеристики «НОМЕКС» :

Таблица 1. – Электрические свойства «НОМЕКС»

Номинальная толщина, мм	0,05	0,08	0,13	0,18	0,25	0,3	0,38
Электрическая прочность, кВ/мм	17	22	27	33	32	32	33
Диэлектрическая постоянная	1,6	1,6	2,4	2,7	2,7	2,9	3,2
Коэффициент рассеяния	4	5	6	6	6	7	7

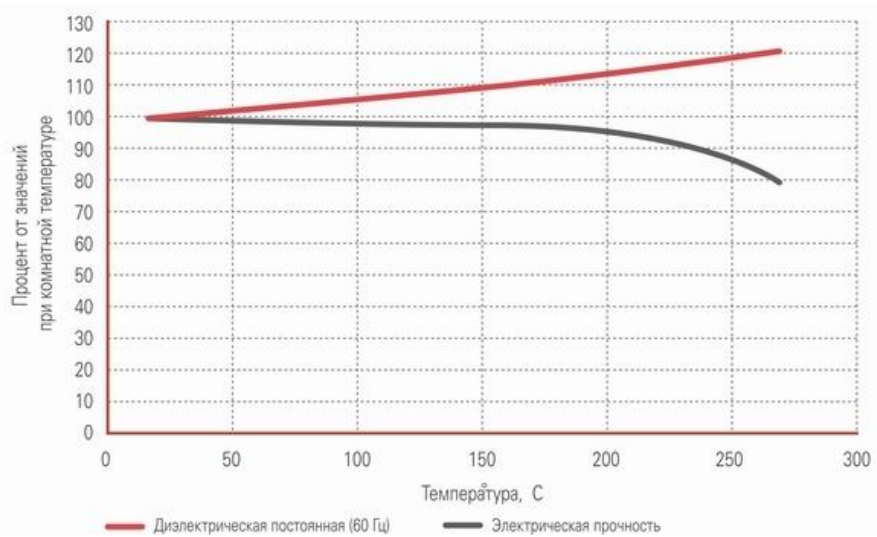


Рисунок 2. – Воздействие температуры на электрические свойства

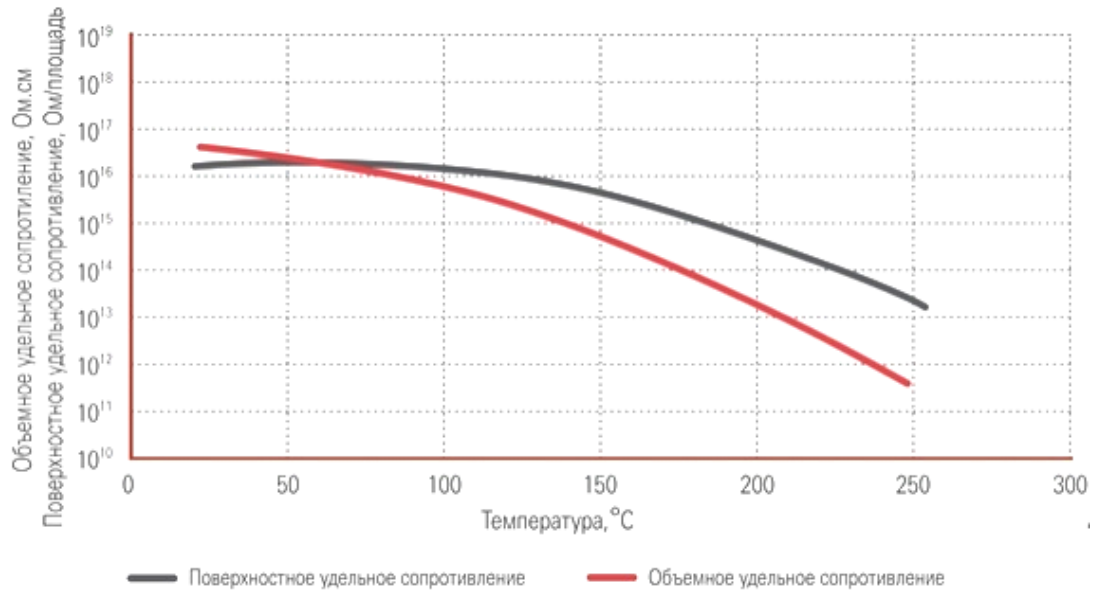


Рисунок 3. – Сопротивление в зависимости от температуры

Таблица 2. – Воздействие влаги на электрические свойства

Относительная влажность, %	После сушки	50	96
Электрическая прочность, кВ/мм	33,5	32,1	30,7
Диэлектрическая постоянная	2,5	2,7	3,2
Коэффициент рассеяния	6	6	11
Удельное сопротивление	6*10 ¹⁶	2*10 ¹⁶	2*10 ¹⁴

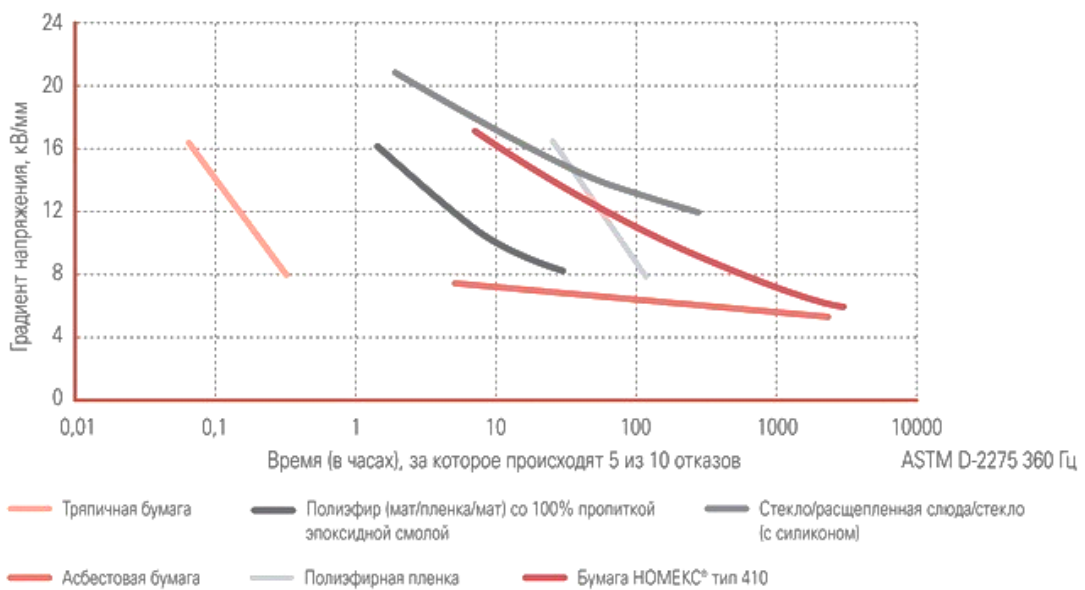


Рисунок 4. – Стойкость к воздействию напряжения изоляционных материалов в сравнении с «НОМЕКС»

Благодаря использованию сухих трансформаторов с воздушно-барьерной изоляцией из арамидной бумаги типа «Номекс» можно сократить потери, связанные с передачей электроэнергии, т.к. эти трансформаторы можно размещать рядом с источниками их нагрузки. Они имеют более компактные размеры, чем масляные трансформаторы и трансформаторы, залитые эпоксидным компаундом. Они пригодны для ремонта, причем если возникает такая необходимость, то ремонт сухого трансформаторов с изоляцией «Номекс» оказывается значительно короче, нежели трансформатора с жидким диэлектриком. Еще одно неоспоримое преимущество данного вида продукции – это его влагостойкость и безвредность для окружающей среды.

Таким образом можно сделать вывод, что использование арамидной изоляции вместо классической, имеет ряд преимуществ, достаточных для рассмотрения вопроса о более широком внедрении трансформаторов с изоляцией данного типа.

Литература

1. Савинцев, Ю. А. «Экспертный анализ рынка силовых трансформаторов России» / Ю. А. Савичев. – Москва: Издательские решения, 2015г. – 54 с.
2. Elmatec [Электронный ресурс] // ELMATEC - официальный дистрибьютер DUPONT, 2017. URL: <http://elmatec.ru/bumagi-kartony/352-paper-nomex-410> (дата обращения: 8.05.2017).

УДК 621.311

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Горновская Е.Н., Гославский П.С.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Надежность и скорость вычислений существенно зависят от принятого метода расчета, формы и записи уравнений узловых напряжений (УУН) и связанной с ним сходимости итерационного процесса, определяемой параметрами режима и схемы замещения электрической сети (ЭС) [1].

Система УУН является нелинейной относительно напряжений в узлах схемы и близка к линейной при расчете режимов с малыми нагрузками, то есть режимов, далеких от предельного по статической устойчивости. Нелинейность УУН не способствует сходимости к решению. Чем больше электрические нагрузки, тем сильнее проявляются нелинейные свойства этой системы и тем хуже сходимость итерационного процесса к решению.

Проведем расчеты режима простейшей электрической сети переменного тока (рисунок 1) при задании нагрузок в мощностях в среде Mathcad.

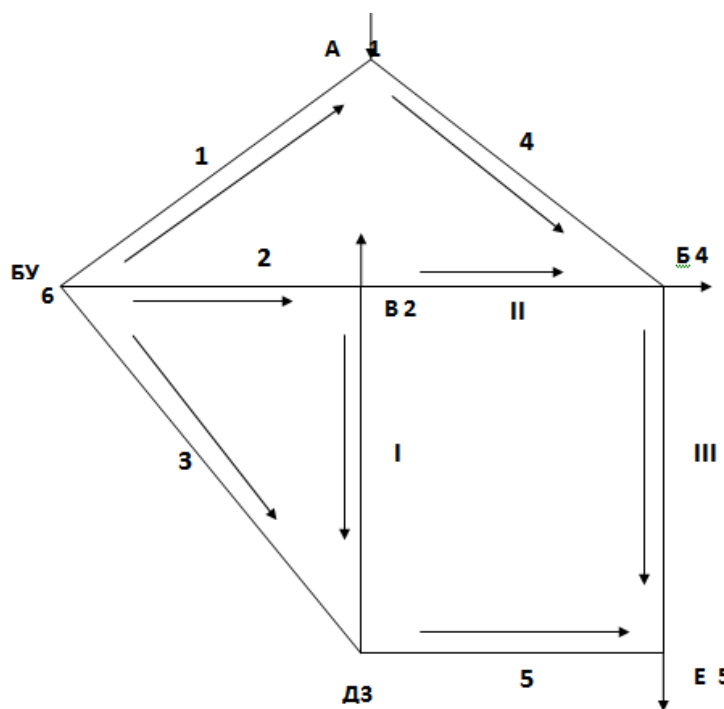


Рисунок 1 – Схема электрической сети

Номинальное напряжение электрической сети равно 110 кВ, а напряжение в балансирующем узле (БУ) принимаем равным 121 кВ.

Первая матрица соединений и матрица-столбец задающих мощностей будут иметь вид:

$$M := \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix} \quad S = \begin{pmatrix} 30 + 19.378i \\ -46 - 22.279i \\ 0 \\ -44 - 23.749i \\ -34 - 14.484i \end{pmatrix}$$

Диагональная матрица сопротивлений ветвей, Ом:

$$dZ_B = \begin{pmatrix} 7.956 + 11.284i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 8.748 + 22.302i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 6.776 + 22.68i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 11.322 + 16.058i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 18.054 + 25.606i & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 11.454 + 19.734i & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 5.445 + 18.225i & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 15.606 + 22.134i \end{pmatrix}$$

Для расчета режима электрической сети используем обращенную форму уравнений узловых напряжений. Полученную систему нелинейных уравнений решаем методом ускоренной итерации. Точность расчета принимаем $\epsilon=0,04$ кВ, а начальные приближения напряжений 110 кВ. Значения напряжений в узлах после первой итерации, кВ:

$$U_1 := U_{by} + \sum_{i=1}^5 \left[Z_{(1,i)} \cdot \frac{\overline{S_{(i,1)}}}{U_{0(i,1)}} \right] = 119.521 - 1.999i$$

$$U_2 := U_{by} + Z_{(2,1)} \cdot \frac{\overline{S_{(1,1)}}}{U_1} + \sum_{i=2}^5 \left[Z_{(2,i)} \cdot \frac{\overline{S_{(i,1)}}}{U_{0(i,1)}} \right] = 112.977 - 6.703i$$

$$U_3 := U_{by} + Z_{(3,1)} \cdot \frac{\overline{S_{(1,1)}}}{U_1} + Z_{(3,2)} \cdot \frac{\overline{S_{(2,1)}}}{U_2} + \sum_{i=3}^5 \left[Z_{(3,i)} \cdot \frac{\overline{S_{(i,1)}}}{U_{0(i,1)}} \right] = 115.228 - 5.449i$$

$$U_4 := U_{by} + Z_{(4,1)} \cdot \frac{\overline{S_{(1,1)}}}{U_1} + Z_{(4,2)} \cdot \frac{\overline{S_{(2,1)}}}{U_2} + Z_{(4,3)} \cdot \frac{\overline{S_{(3,1)}}}{U_3} + \sum_{i=4}^5 \left[Z_{(4,i)} \cdot \frac{\overline{S_{(i,1)}}}{U_{0(i,1)}} \right] = 111.343 - 7.111i$$

$$U_5 := U_{by} + Z_{(5,1)} \cdot \frac{\overline{S_{(1,1)}}}{U_1} + Z_{(5,2)} \cdot \frac{\overline{S_{(2,1)}}}{U_2} + Z_{(5,3)} \cdot \frac{\overline{S_{(3,1)}}}{U_3} + Z_{(5,4)} \cdot \frac{\overline{S_{(4,1)}}}{U_4} + Z_{(5,5)} \cdot \frac{\overline{S_{(5,1)}}}{U_{0(5,1)}} = 108.879 - 8.613i$$

Токи в ветвях и расчетные значения токов нагрузок, кА:

$$I_B := \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot dY_B \cdot M^T \cdot (U_y - U_{by}) = \begin{pmatrix} 0.104 - 2.365i \times 10^{-3} \\ 0.221 - 0.121i \\ 0.168 - 0.097i \\ 0.261 - 0.11i \\ 0.115 - 0.062i \\ -0.056 + 0.033i \\ 0.026 - 0.044i \\ 0.056 - 0.024i \end{pmatrix} \quad I_{расч1} := M \cdot I_B = \begin{pmatrix} 0.157 - 0.107i \\ -0.251 + 0.11i \\ 3.435 \times 10^{-3} + 1.508i \times 10^{-3} \\ -0.231 + 0.129i \\ -0.171 + 0.087i \end{pmatrix}$$

Расчетные мощности нагрузок и небаланс мощности в узлах, МВ·А:

$$S_{rasc}y1 := \sqrt{3} \cdot \text{diag}(J_{rasc}h1) \cdot U_{y1} = \begin{pmatrix} 32.937 + 21.706i \\ -50.385 - 18.687i \\ 0.671 - 0.333i \\ -46.122 - 22.097i \\ -33.63 - 13.755i \end{pmatrix} \quad S_{nb1} := S - S_{rasc}y1 = \begin{pmatrix} -2.937 - 2.327i \\ 4.385 - 3.592i \\ -0.671 + 0.333i \\ 2.122 - 1.652i \\ -0.37 - 0.729i \end{pmatrix}$$

Требуемая точность достигнута после четвертой итерации. Результаты расчета представлены в таблице 1.

Проверим выполненные расчеты с помощью программы RastrWin. На рисунках 2, 3 и 4 представлены результаты расчета по программе.

Таблица 1 – Результаты расчета режима

№ узла	Расчетный ток нагрузки, кА	Расчетная мощность нагрузки, МВ·А	Модуль напряжения, кВ	δ, град
1	0,144-0,096i	30+19,378i	119,152	-0,82
2	-0,229+0,126i	-46-22,278i	112,854	-3,083
3	0	0	115,089	-2,579
4	-0,221+0,137i	-44,001+23,748i	111,186	-3,382
5	-0,174+0,09i	-33,998-14,485i	108,766	-4,319

	O	S	Тип	Номер	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta	U
1	<input type="checkbox"/>		База	6	121			100,5	53,9	121,0	121,00		121
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	110	34,0	14,5			110,0	108,77	-4,32	108.5-38.2
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	110	44,0	23,7			110,0	111,19	-3,38	111-36.6
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	110					110,0	115,09	-2,58	115-35.2
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	110	46,0	22,3			110,0	112,86	-3,08	112.7-36.1
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	110			30,0	19,4	110,0	119,15	-0,88	119.1-31.8

Рисунок 2 – Исходные данные и результаты расчета по узлам

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	R	X	Z	V_нач	V_кон	I_нач	I_кон	P_нач	P_кон	Q_нач	Q_кон	I_max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	1	7,96	11,28	7.96+J11.28	121,0	119,2	109	109	-23	-22	-4	-4	109
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	2	8,75	22,30	8.75+J22.3	121,0	112,9	248	248	-44	-42	-28	-24	248
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	3	6,78	22,68	6.78+J22.68	121,0	115,1	194	194	-34	-33	-22	-19	194
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	4	11,32	16,06	11.32+J16.06	119,2	111,2	277	277	-52	-50	-23	-19	277
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	5	18,05	25,61	18.05+J25.61	115,1	108,8	132	132	-23	-22	-12	-11	132
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	3	11,45	19,73	11.45+J19.73	112,9	115,1	62	62	10	10	7	7	62
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	4	5,44	18,23	5.45+J18.23	112,9	111,2	54	54	-6	-6	-9	-8	54
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5	15,61	22,13	15.61+J22.13	111,2	108,8	64	64	-12	-12	-4	-4	64

Рисунок 3 – Исходные данные и результаты расчета по ветвям

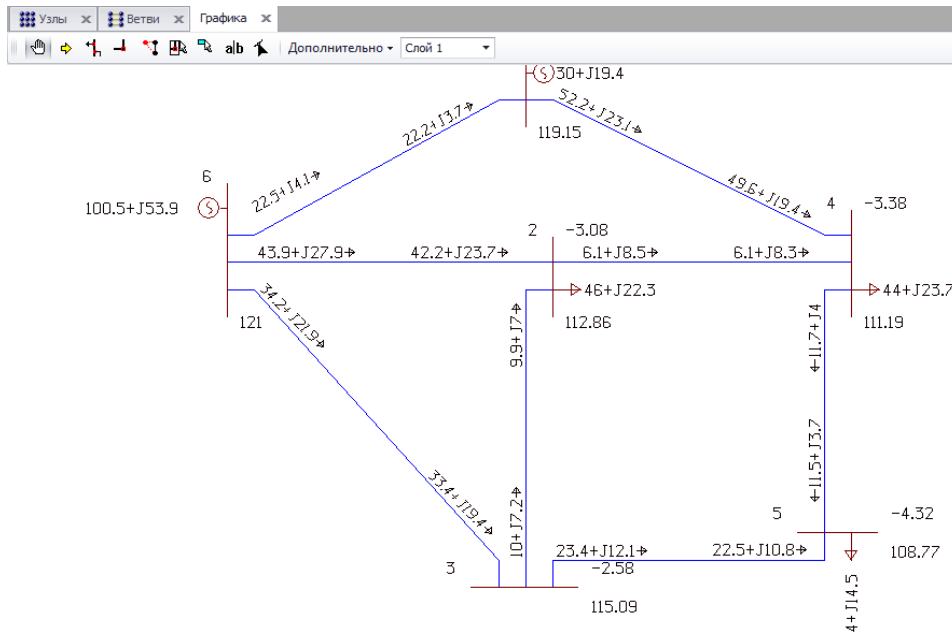


Рисунок 4 – Схема электрической сети с режимными параметрами

По результатам проведенных расчётов можно отметить:

- небаланс активной и реактивной мощности с увеличением числа итераций стремится к нулю. Медленнее небаланс уменьшается во втором узле в связи с тем, что нагрузка в этом узле наибольшая;
- чем дальше рассматриваемый узел от балансирующего, тем меньше модуль напряжения в этом узле и больше расчетный угол.

Литература

1. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. - 720 с.

УДК 621.311

АНАЛИЗ ОПЕРАЦИЙ ПРИ РЕШЕНИИ УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ МЕТОДОМ ГАУССА И ПРИ РАСЧЕТЕ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ

Зайцев П.А.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Для расчета режима электрической сети необходимо составить систему уравнений узловых напряжений. Данная система может быть решена различными способами, в том числе методом Гаусса. Метод основан на приведении матрицы системы уравнений к треугольному виду посредством преобразований ее строк, а затем решению полученной системы уравнений, и, таким образом, состоит из двух этапов. Первый этап (прямой ход метода Гаусса) состоит из $(n-1)$ шагов исключения. На первом шаге первое уравнение системы используется для исключения первого неизвестного из всех последующих уравнений. На втором этапе (обратный ход метода Гаусса) вычисляются неизвестные. То есть после первого шага по методу Гаусса во всех уравнениях, начиная со второго, коэффициенты при первом неизвестном будут равны нулю. Возникает вопрос - если для схемы мы можем составить систему уравнений, то можно ли провести обратную операцию и для полученной после первого шага преобразований системы уравнений изобразить соответствующую схему электрической сети?

Из курса «Теоретические основы электротехники» мы знаем, что для расчета режима может быть применен метод эквивалентных преобразований, согласно которому электрическую сеть или ее часть заменяют более простой по структуре электрической сетью. Поэтому второй вопрос, на который предстоит ответить в данной работе, заключается в следующем - существует ли связь между операциями, осуществляемыми при решении узловых уравнений по методу Гаусса и по методу эквивалентных преобразований?

Проведем расчеты по этим двум методам для простейшей электрической сети переменного тока (рисунок 1) при задании нагрузок в токах.

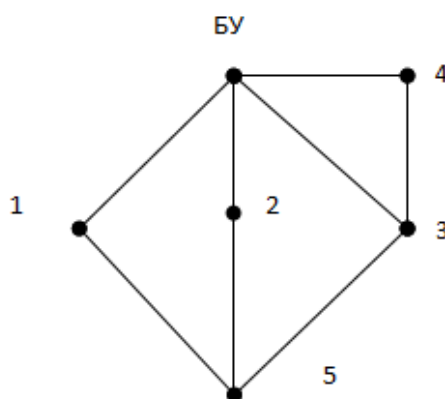


Рисунок 1 – Схема электрической сети

Номинальное напряжение электрической сети равно 110 кВ, а напряжение в балансирующем узле (БУ) принимаем равным 119 кВ.

Метод Гаусса.

В матричной форме система уравнений узловых напряжений имеет вид:

$$Y_{\Sigma} \cdot U_{\Delta} = J.$$

Для рассматриваемого примера матрицы узловых проводимостей и задающих токов:

$$Y_y = \begin{pmatrix} 0.053 - 0.081i & 0 & 0 & 0 & -0.019 + 0.033i \\ 0 & 0.046 - 0.121i & 0 & 0 & -0.02 + 0.034i \\ 0 & 0 & 0.07 - 0.19i & -0.023 + 0.049i & -0.021 + 0.054i \\ 0 & 0 & -0.023 + 0.049i & 0.046 - 0.107i & 0 \\ -0.019 + 0.033i & -0.02 + 0.034i & -0.021 + 0.054i & 0 & 0.06 - 0.121i \end{pmatrix} J = \begin{pmatrix} -0.218 + 0.124i \\ 0 \\ 0.482 - 0.361i \\ -0.4 + 0.131i \\ -0.373 + 0.17i \end{pmatrix}$$

В результате первого шага прямого хода метода Гаусса получаем преобразованные матрицы:

$$Y_{y1} := \begin{pmatrix} 0.053 - 0.081i & 0 & 0 & 0 & -0.019 + 0.033i \\ 0 & 0.046 - 0.121i & 0 & 0 & -0.02 + 0.034i \\ 0 & 0 & 0.07 - 0.19i & -0.023 + 0.049i & -0.021 + 0.054i \\ 0 & 0 & -0.023 + 0.049i & 0.046 - 0.107i & 0 \\ 0 & -0.02 + 0.034i & -0.021 + 0.054i & 0 & 0.053 - 0.108i \end{pmatrix} J_1 := \begin{pmatrix} -0.218 + 0.124i \\ 0 \\ 0.482 - 0.361i \\ -0.4 + 0.131i \\ -0.456 + 0.223i \end{pmatrix}$$

В результате четвертого шага прямого хода метода Гаусса получаем преобразованные матрицы:

$$Y_{y4} := \begin{pmatrix} 0.053 - 0.081i & 0 & 0 & 0 & -0.019 + 0.033i \\ 0 & 0.046 - 0.121i & 0 & 0 & -0.02 + 0.034i \\ 0 & 0 & 0.07 - 0.19i & -0.023 + 0.049i & -0.021 + 0.054i \\ 0 & 0 & 0 & 0.039 - 0.095i & -6.835 \times 10^{-3} + 0.014i \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.038 - 0.081i \end{pmatrix} J_4 := \begin{pmatrix} -0.218 + 0.124i \\ 0 \\ 0.482 - 0.361i \\ -0.264 + 0.047i \\ -0.356 + 0.127i \end{pmatrix}$$

Искомые значения падений напряжения в узлах относительно напряжения в балансирующем узле находим при реализации обратного хода метода Гаусса:

$$U_{\Delta_5} := \frac{(Y_{yJ^T})_{(5,6)}}{(Y_{yJ^T})_{(5,5)}} = -2.97 - 2.996i$$

$$U_{\Delta_4} := \frac{(Y_{yJ^T})_{(4,6)} - (Y_{yJ^T})_{(4,5)} \cdot U_{\Delta_5}}{(Y_{yJ^T})_{(4,4)}} = -1.812 - 2.701i$$

$$U_{\Delta_3} := \frac{(Y_{yJ^T})_{(3,6)} - (Y_{yJ^T})_{(3,5)} \cdot U_{\Delta_5} - (Y_{yJ^T})_{(3,4)} \cdot U_{\Delta_4}}{(Y_{yJ^T})_{(3,3)}} = 1.252 - 0.016i$$

$$U_{\Delta_2} := \frac{(Y_{yJ^T})_{(2,6)} - (Y_{yJ^T})_{(2,5)} \cdot U_{\Delta_5} - (Y_{yJ^T})_{(2,4)} \cdot U_{\Delta_4} - (Y_{yJ^T})_{(2,3)} \cdot U_{\Delta_3}}{(Y_{yJ^T})_{(2,2)}} = -0.744 - 1.052i$$

$$U_{\Delta_1} := \frac{(Y_{yJ^T})_{(1,6)} - (Y_{yJ^T})_{(1,5)} \cdot U_{\Delta_5} - (Y_{yJ^T})_{(1,4)} \cdot U_{\Delta_4} - (Y_{yJ^T})_{(1,3)} \cdot U_{\Delta_3} - (Y_{yJ^T})_{(1,2)} \cdot U_{\Delta_2}}{(Y_{yJ^T})_{(1,1)}} = -3.53 - 2.3i$$

Тогда напряжения в узлах равны, кВ:

$$U_y := U_{\Delta} + U_{bu} \cdot e_{din} = \begin{pmatrix} 115.47 - 2.3i \\ 118.256 - 1.052i \\ 120.252 - 0.016i \\ 117.188 - 2.701i \\ 116.03 - 2.996i \end{pmatrix}$$

Метод эквивалентных преобразований.

При исключении узла между каждой парой узлов i и j , смежных исключаемому узлу n , включается дополнительная ветвь. Взаимная проводимость новой эквивалентной ветви между узлами i и j определяется по формуле [1]:

$$Y_{i,j} := Y_{i,j} - \frac{Y_{n,j} \cdot Y_{i,n}}{Y_{n,n}}$$

Нагрузка в исключаемом узле перераспределяется в смежные узлы, и рассчитывается по формуле [1]:

$$J_i := J_i - \frac{J_n \cdot Y_{i,n}}{Y_{n,n}}$$

Исключаем узел 1. Схема электрической сети после исключения узла 1 представлена на рисунке 2.

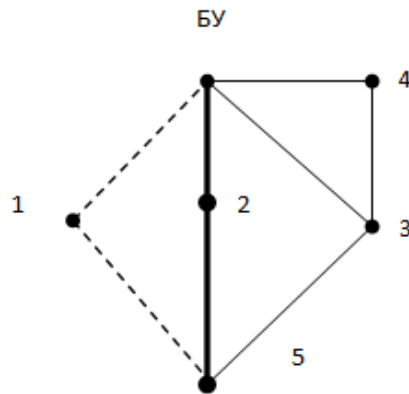


Рисунок 2 – Схема электрической сети

На рисунке 2 линии, изображённые штриховой линией удаляются из схемы при удалении узла. Линии, изображённые толстой линией - это линии у которых меняется проводимость при удалении узла.

Рассчитаем нагрузки и проводимости смежных узлов и ветвей:

$$\begin{aligned}
 J_5 &:= J_5 - \frac{J_1 \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = -0.456 + 0.223i & Y_{5,3} &:= Y_{5,3} - \frac{Y_{1,3} \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = -0.021 + 0.054i \\
 Y_{5,5} &:= Y_{5,5} - \frac{Y_{1,5} \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = 0.053 - 0.108i & Y_{5,2} &:= Y_{5,2} - \frac{Y_{1,2} \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = -0.02 + 0.034i \\
 Y_{5,4} &:= Y_{5,4} - \frac{Y_{1,4} \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = 0 & Y_{5,1} &:= Y_{5,1} - \frac{Y_{1,1} \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = 0
 \end{aligned}$$

После исключения узла 1 получаем схему, представленную на рисунке 3 и соответствующие матрицы узловых проводимостей и токов нагрузок:

$$Y1 = \begin{pmatrix} 0.046 - 0.121i & 0 & 0 & -0.02 + 0.034i \\ 0 & 0.07 - 0.19i & -0.023 + 0.049i & -0.021 + 0.054i \\ 0 & -0.023 + 0.049i & 0.046 - 0.107i & 0 \\ -0.02 + 0.034i & -0.021 + 0.054i & 0 & 0.053 - 0.108i \end{pmatrix} \quad J1 = \begin{pmatrix} 0 \\ 0.482 - 0.361i \\ -0.4 + 0.131i \\ -0.456 + 0.223i \end{pmatrix}$$

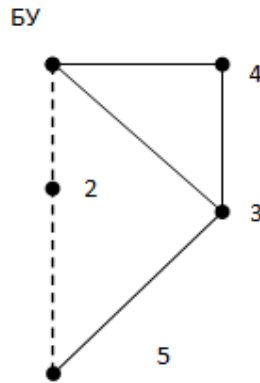


Рисунок 3 – Схема электрической сети

В дальнейшем подобным образом исключаем последовательно узлы 2,3 и 4. В результате проводимых операций получаем схему, представленную на рисунке 4.

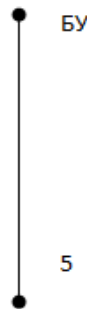


Рисунок 4 – Схема электрической сети после преобразований

Для данной схемы соответствующие матрицы узловых проводимостей и токов нагрузок:

$$Y_4 = (0.038 - 0.081i) \quad J_4 = (-0.356 + 0.127i)$$

Расчёт напряжений будем проводить так называемой "развёрткой". То есть из последней схемы мы найдём напряжение в 5 узле, из предыдущей схемы в узле 4 и так далее.

$$U_5 := \frac{J_5 + U_{6y} \cdot Y_{5,5}}{Y_{5,5}} = 116.03 - 2.996i$$

$$U_4 := \frac{J_4 + U_{6y} \cdot Y_{4,4} + (U_{6y} - U_5) \cdot Y_{44,5}}{Y_{4,4}} = 117.188 - 2.701i$$

$$U_3 := \frac{J_3 + U_{6y} \cdot Y_{3,3} + (U_{6y} - U_5) \cdot Y_{33,5} + (U_{6y} - U_4) \cdot Y_{33,4}}{Y_{3,3}} = 120.252 - 0.016i$$

$$U_2 := \frac{J_2 + U_{6y} \cdot Y_{2,2} + (U_{6y} - U_5) \cdot Y_{22,5}}{Y_{2,2}} = 118.256 - 1.052i$$

$$U_1 := \frac{J_1 + U_{6y} \cdot Y_{1,1} + (U_{6y} - U_5) \cdot Y_{11,5}}{Y_{1,1}} = 115.47 - 2.3i$$

В результате расчётов мы получили напряжения, которые совпадают со значениями, полученными при расчёте методом Гаусса.

Выводы:

1) метод Гаусса и метод эквивалентных преобразований имеют схожую методику нахождения неизвестных и позволяют получить одинаковые результаты. Однако эти методы имеют и значительные различия.

2) метод Гаусса является универсальным методом решения систем линейных алгебраических уравнений. Порядок вычислений по этому методу не зависит от физического смысла величин, составляющих данную систему. Метод эквивалентных преобразований является методом расчета режима электрических сетей. Действия, выполняемые по этому методу, зависят от конфигурации схемы электрической сети.

3) метод Гаусса удобнее использовать при расчёте на ЭВМ, а при использовании метода эквивалентных преобразований мы получаем наглядную демонстрацию свёртки схемы на каждом этапе расчётов.

Литература

1. Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем. Расчеты: Монография. - СПб.: НОУ "Центр подготовки кадров энергетики", 2006. - 300 с.

УДК 621.311

УЧЕТ РЕЖИМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ПРИ РАСЧЕТЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Чернявская А.Г.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Для нахождения предела и определения запасов статической устойчивости используется метод последовательного изменения (утяжеления) исходного режима с проверкой для утяжеленного режима критерия устойчивости.

Возможны случаи, когда предельный режим обуславливается не устойчивостью системы, а осуществимостью установившегося режима при заданных ограничениях:

- ограничениями уровней напряжения в точках электрической сети;
- ограничениями по длительно допустимым токам в линиях электропередачи по условию нагрева;
- ограничениями допустимой перегрузки по току или по тепловому режиму генераторов, трансформаторов и других элементов системы.

Допустимые напряжения в генераторных узлах.

Длительно допустимое отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$ номинального. При напряжении выше 105% допустимая полная мощность генератора и синхронного компенсатора должна быть установлена в соответствии с указаниями инструкций завода-изготовителя или по результатам испытаний.

Допустимые напряжения в узлах электрической сети.

Наибольшее напряжение в узлах электрической сети не должно превышать наибольшего рабочего напряжения оборудования, допустимого для соответствующего класса изоляции (таблица 1).

Таблица 1

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
750	787	35	40,5
330	363	10	11,5
220	252	6	6,9
110	126	3	3,5

Наибольшее и наименьшее длительно-допустимое напряжение для электрической сети напряжением 330 кВ составляет 363 кВ и 310 кВ соответственно, что составляет $+10\%$ и -6% от номинального напряжения.

Допустимое напряжение для узлов нагрузки на стороне НН в нормальном режиме находится в диапазоне $\pm 5\%$ от номинального, а в аварийном режиме и в режиме максимальных нагрузок – $\pm 10\%$ от номинального.

На рисунке 1 представлены результаты расчета режима электрической сети по узлам в нормальном режиме, а на рисунке 2 – в предельном режиме.

Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	Pd	Qс	Uнорм	Uсхн	Uном	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
	1	1100	110,00						115,00			-440,4	47,6			-10000	10000
	2	11	329,03	3,1					330,00		330,00						
	3	11	326,86	4,9					330,00		330,00						
	4	11	10,06	0,5	105,38	86,11			10,00	102	10,00						
	5	11	329,95	6,8					330,00		330,00						
	6	11	15,74	8,7	89,09	68,28			16,00	101	16,00						
	7	11	327,87	6,1	94,61	74,24			330,00	101	330,00						
	8	11	19,99	11,4					20,00		20,00						
	9	1010	21,10	25,4					20,00		20,00	300,0	105,0			-10000	10000
	10	1010	16,80	22,1					20,00		20,00	440,0	175,9			-10000	10000

Рисунок 1 – Результаты расчета по узлам в нормальном режиме с АРВ ПД

Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	Pd	Qс	Unорм	Nсхн	Uном	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
	1	1100	110,00						115,00			-1118	1023,6			-10000	10000
	2	11	293,56	9,0					330,00		330,00						
	3	11	273,03	16,9					330,00		330,00						
	4	11	8,30	11,1	94,98	66,99			10,00	102	10,00						
	5	11	257,87	26,0					330,00		330,00						
	6	11	11,72	36,2	77,61	61,59			16,00	101	16,00						
	7	11	287,76	15,5	87,95	64,92			330,00	101	330,00						
	8	11	18,14	22,1					20,00		20,00						
	9	1010	21,10	37,5					20,00		20,00	300,0	223,3			-10000	10000
	10	1010	16,80	89,7					20,00		20,00	1146,3	1179,4			-10000	10000

Рисунок 2 – Результаты расчета по узлам в предельном режиме с АРВ ПД

Из рисунка 1 можно сделать вывод о том, что напряжения во всех узлах находятся в допустимых пределах. Из рисунка 2 следует, что при предельной передаваемой мощности, равной $P_{н.маx}=1146,3$ МВт, значения напряжений в узлах не находятся в допустимых пределах. Поэтому система не может работать в таком режиме.

Длительно допустимые токи в линиях электропередачи по условию нагрева.

В таблице 2 приведены значения длительно допустимых токов для различных сечений сталеалюминовых проводов с нерасщепленной фазой.

Таблица 2 - Длительно допустимые токи для неизолированных проводов (при температуре воздуха +25°C)

Марка и площадь сечения провода	Длительно допустимый ток, А	Марка и площадь сечения провода	Длительно допустимый ток, А
АС 120/19	390	АС 300/39	710
АС 150/24	450	АС 300/48	690
АС 185/29	510	АС 400/51	705
АС 240/32	605	АС 500/64	945

Для линий электропередачи напряжением 330 кВ фаза расщепляется на два провода. Соответственно в два раза увеличиваются и длительно допустимые токи.

На рисунке 3 представлены результаты расчета по ветвям нормального режима с АРВ ПД, а на рисунке 4 – результаты расчета по ветвям предельного режима с АРВ ПД.

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1			329,0	441,8	-19,6	0,78			110,0	-440,4	47,6	2,32
		2	3			329,0	-68,7	-0,5	0,12			326,9	69,4	-50,3	0,15
		2	5			329,0	-229,8	1,1	0,40			330,0	231,4	-22,3	0,41
		2	7			329,0	-143,3	19,0	0,25			327,9	145,1	-53,1	0,27
		3	4			326,9	106,2	103,4	0,26			10,1	-105,4	-86,1	7,81
		3	5			326,9	-117,1	-34,9	0,22			330,0	117,8	3,4	0,21
		3	7			326,9	-58,6	-18,2	0,11			327,9	59,2	-22,2	0,11
		5	6			330,0	-349,2	18,8	0,61			15,7	350,1	-3,0	12,84
		7	8			327,9	-298,9	1,1	0,53			20,0	299,8	27,8	8,70
		9	8			21,1	300,0	105,0	8,70			20,0	-299,8	-27,8	8,70
		10	6			16,8	440,0	175,9	16,28			15,7	-439,2	-65,3	16,28

Рисунок 3 – Результаты расчета по ветвям нормального режима с АРВ ПД

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1			293,6	1124,4	-741,0	2,65			110,0	-1117,5	1023,6	7,95
		2	3			293,6	-207,4	152,0	0,51			273,0	213,7	-151,3	0,55
		2	5			293,6	-682,6	504,1	1,67			257,9	707,0	-270,3	1,69
		2	7			293,6	-234,3	84,9	0,49			287,8	239,9	-88,9	0,51
		3	4			273,0	95,8	84,7	0,27			8,3	-95,0	-67,0	8,09
		3	5			273,0	-340,1	191,8	0,83			257,9	347,8	-150,2	0,85
		3	7			273,0	30,6	-125,1	0,27			287,8	-29,1	101,2	0,21
		5	6			257,9	-1054,9	420,5	2,54			11,7	1059,1	-214,4	53,25
		7	8			287,8	-298,7	-77,2	0,62			18,1	299,7	116,5	10,23
		9	8			21,1	300,0	223,3	10,23			18,1	-299,7	-116,5	10,23
		10	6			16,8	1146,3	1179,4	56,52			11,7	-1136,7	152,8	56,52

Рисунок 4 – Результаты расчета по ветвям предельного режима с АРВ ПД

В таблице 3 представим токи, полученные в результате расчетов и сравним их с длительно допустимыми токами нагрузок, приведенных в таблице 2.1. Также в таблице 2.2 приведём токи, полученные при предельной передаваемой мощности $P_{н.маx} = 1146,3$ МВт и фактическом угле $\delta=126,542^\circ$.

Таблица 3 – Сравнение расчетных и допустимых длительных токов нагрузок

Номер линии	Марка провода (с расщепленной фазой)	$I_{расч}$, А	$I_{расч.маx}$	$I_{доп}$, А
Л1	2хАС 300/39	120	510	1380
Л2	2хАС 400/51	220	830	1700
Л3	2хАС 240/32	110	270	1210
Л4	2хАС 500/64	400	1670	1890
Л5	2хАС 240/32	250	490	1210

Расчетные токи не превышают длительно допустимые по условия нагрева.

Перегрузки трансформаторов.

Допустимые систематические нагрузки не вызывают снижение срока службы трансформатора, так как за продолжительность графика нагрузки обеспечивается нормальный или пониженный против нормального расчета износ изоляции. Допустимые аварийные перегрузки вызывают повышенный по сравнению с нормальным расчетный износ трансформатора, если повышенный износ впоследствии не компенсирован нагрузками с износом изоляции ниже нормального.

Перегрузки трансформаторов рассмотрим на примере трансформатора Т1, который подключен к точкам присоединения 6 и 5 и имеет параметры: $S_{нт}=630$ МВ·А, $n_{шт}=2$.

Рассчитаем допустимую мощность для нормального и аварийного режимов:

$$S_{доп}^{норм} = K_{2c} \cdot n_{шт} \cdot S_{нт} = 1 \cdot 2 \cdot 630 = 1260 \text{ МВА};$$

$$S_{доп}^{ав} = K_{2ав} \cdot n_{шт} \cdot S_{нт} = 1,3 \cdot 2 \cdot 630 = 1638 \text{ МВА},$$

где коэффициенты $K_{2c}=1$ – для максимально допустимых систематических нагрузок; $K_{2ав}=1,3$ – для допустимых аварийных перегрузок.

Из рисунков 3 и 4 находим значения активной и реактивной мощностей для трансформатора Т1:

$$P_{T1}^{норм} = 349,2 \text{ МВт}; \quad Q_{T1}^{норм} = 18,8 \text{ Мвар};$$

$$P_{T1}^{пред} = 1054,9 \text{ МВт}; \quad Q_{T1}^{пред} = 420,5 \text{ Мвар}.$$

Далее находим значение полной мощности Т1 для нормального и предельного режимов:

$$S_{T1}^{норм} = \sqrt{(P_{T1}^{норм})^2 + (Q_{T1}^{норм})^2} = \sqrt{349,2^2 + 18,8^2} = 349,7 \text{ МВА}$$

$$S_{T1}^{пред} = \sqrt{(P_{T1}^{пред})^2 + (Q_{T1}^{пред})^2} = \sqrt{1054,9^2 + 420,5^2} = 1135,6 \text{ МВА}$$

$$S_{T1}^{норм} < S_{доп}^{норм}$$

$$349,7 \text{ МВА} < 1260 \text{ МВА}$$

$$S_{T1}^{пред} < S_{доп}^{норм}$$

$$1135,6 \text{ МВА} < 1260 \text{ МВА}$$

На рисунке 5 представлены результаты расчета по ветвям нормального режима с АРВ ПД (ремонтная схема), а на рисунке 6 – результаты расчета по ветвям предельного режима с АРВ ПД (ремонтная схема).

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1			326,5	436,5	-81,5	0,79			110,0	-435,2	110,0	2,36
		2	3			326,5	-207,8	36,5	0,37			323,3	211,3	-67,7	0,40
		2	7			326,5	-228,8	44,9	0,41			324,9	232,9	-65,9	0,43
		3	4			323,3	105,5	101,1	0,26			9,9	-104,7	-84,0	7,79
		3	5			323,3	-345,3	5,2	0,62			326,7	349,6	-4,8	0,62
		3	7			323,3	28,5	-38,7	0,09			324,9	-28,0	-1,8	0,05
		5	6			326,7	-349,6	4,8	0,62			15,6	350,6	11,2	12,97
		7	8			324,9	-298,9	-5,6	0,53			19,9	299,8	35,0	8,78
		9	8			21,1	300,0	113,6	8,78			19,9	-299,8	-35,0	8,78
		10	6			16,8	440,0	192,2	16,50			15,6	-439,2	-78,6	16,50

Рисунок 5 – Результаты расчета по ветвям нормального режима с АРВ ПД (ремонтная схема)

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji	Ppj
		2	1			301,5	819,1	-618,8	1,97			110,0	-814,9	776,3	5,91	
		2	3			301,5	-439,4	381,6	1,11			260,1	467,0	-234,3	1,16	
		2	7			301,5	-379,7	237,1	0,86			283,2	395,9	-182,8	0,89	
		3	4			260,1	93,5	86,5	0,28			7,8	-92,7	-67,4	8,47	
		3	5			260,1	-752,3	340,4	1,83			247,4	789,3	-48,7	1,85	
		3	7			260,1	191,8	-192,6	0,60			283,2	-184,5	202,7	0,56	
		5	6			247,4	-789,3	48,7	1,85			11,9	791,7	60,9	38,67	
		7	8			283,2	-298,7	-84,4	0,63			17,9	299,7	125,4	10,46	
		9	8			21,1	300,0	237,0	10,46			17,9	-299,7	-125,4	10,46	
		10	6			16,8	875,1	884,9	42,77			11,9	-869,6	-122,1	42,77	

Рисунок 6 – Результаты расчета по ветвям аварийного режима с АРВ ПД (ремонтная схема)

Из рисунков 5 и 6 находим значения активной и реактивной мощностей для трансформатора Т1:

$$P_{T1(ав)}^{норм} = 349,6 \text{ МВт}; \quad Q_{T1(ав)}^{норм} = 4,8 \text{ Мвар};$$

$$P_{T1(ав)}^{пред} = 789,3 \text{ МВт}; \quad Q_{T1(ав)}^{пред} = 48,7 \text{ Мвар}.$$

Далее находим значение полной мощности Т1 для нормального и предельного режимов:

$$S_{T1(ав)}^{норм} = \sqrt{(P_{T1(ав)}^{норм})^2 + (Q_{T1(ав)}^{норм})^2} = \sqrt{349,6^2 + 4,8^2} = 349,6 \text{ МВА}$$

$$S_{T1(ав)}^{пред} = \sqrt{(P_{T1(ав)}^{пред})^2 + (Q_{T1(ав)}^{пред})^2} = \sqrt{789,3^2 + 48,7^2} = 790,8 \text{ МВА}$$

$$S_{T1(ав)}^{норм} < S_{дон}^{ав}$$

$$349,6 \text{ МВА} < 1638 \text{ МВА}$$

$$S_{T1(ав)}^{пред} < S_{дон}^{ав}$$

$$790,8 \text{ МВА} < 1638 \text{ МВА}$$

Из полученных расчетов можно сделать вывод о том, что перегрузки трансформаторов не превышают допустимых значений.

Ограничения по реактивной мощности генераторов

Величина вырабатываемой реактивной мощности определяется номинальной величиной $\cos\varphi$, которая для отечественных генераторов обычно составляет 0,8...0,9.

Определим максимальную реактивную мощность для генератора ТГВ-300-2У3 с $S_{max}=367 \text{ МВА}$ и $\cos\varphi=0,85$. Данные взяты из [1]:

$$Q_{max} = S_{max} \cdot \sin \varphi = 367 \cdot 0,5268 = 193,336 \text{ Мвар}.$$

Минимальная реактивная мощность приближенно находится из условия:

$$Q_{min} = -0,4 \cdot Q_{max}$$

$$Q_{min} = -0,4 \cdot 193,336 = -77,334 \text{ Мвар}.$$

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1			329,0	441,8	-19,6	0,78			110,0	-440,4	47,6	2,32
		2	3			329,0	-68,7	-0,5	0,12			326,9	69,4	-50,3	0,15
		2	5			329,0	-229,8	1,1	0,40			330,0	231,4	-22,3	0,41
		2	7			329,0	-143,3	19,0	0,25			327,9	145,1	-53,1	0,27
		3	4			326,9	106,2	103,4	0,26			10,1	-105,4	-86,1	7,81
		3	5			326,9	-117,1	-34,9	0,22			330,0	117,8	3,4	0,21
		3	7			326,9	-58,6	-18,2	0,11			327,9	59,2	-22,2	0,11
		5	6			330,0	-349,2	18,8	0,61			15,7	350,1	-3,0	12,84
		7	8			327,9	-298,9	1,1	0,53			20,0	299,8	27,8	8,70
		9	8			21,1	300,0	105,0	8,70			20,0	-299,8	-27,8	8,70
		10	6			16,8	440,0	175,9	16,28			15,7	-439,2	-65,3	16,28

Рисунок 7 – Результаты расчета по ветвям нормального режима с АРВ ПД

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1			306,6	853,7	-510,3	1,87			110,0	-849,9	653,7	5,63
		2	3			306,6	-154,4	102,2	0,35			291,8	157,6	-126,4	0,40
		2	5			306,6	-306,6	38,2	0,58			305,6	309,7	-38,0	0,59
		2	7			306,6	-392,8	369,9	1,02			273,3	415,5	-279,1	1,06
		3	4			291,8	99,3	87,0	0,26			8,9	-98,5	-70,2	7,81
		3	5			291,8	-41,7	-140,1	0,29			305,6	42,6	117,1	0,24
		3	7			291,8	-215,2	179,5	0,55			273,3	222,4	-172,7	0,59
		5	6			305,6	-352,3	-79,1	0,68			14,7	353,3	97,3	14,35
		7	8			273,3	-723,7	387,9	1,73			14,8	729,4	-88,2	28,62
		9	8			21,1	731,9	747,0	28,62			14,8	-729,4	88,2	28,62
		10	6			16,8	440,0	300,0	18,30			14,7	-439,0	-160,3	18,30

Рисунок 8 – Результаты расчета по ветвям предельного режима с АРВ ПД

Из рисунков 7 и 8 можно сделать вывод о том, что минимальная и максимальная реактивные мощности генераторов для нормального режима находятся в допустимых пределах, а в для предельного – нет.

Снизим предел передаваемой мощности до значения, при котором максимальная и минимальная реактивные мощности генератора находятся в допустимых пределах. Результаты, полученные при снижении предела передаваемой мощности, покажем на рисунках 9 и 10.

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1			326,0	589,2	-87,8	1,05			110,0	-587,4	136,0	3,16
		2	3			326,0	-99,3	13,6	0,18			322,7	100,5	-60,4	0,21
		2	5			326,0	-254,8	6,2	0,45			326,9	256,7	-22,9	0,46
		2	7			326,0	-235,0	68,0	0,43			322,0	239,6	-86,2	0,46
		3	4			322,7	105,4	100,7	0,26			9,9	-104,5	-83,6	7,78
		3	5			322,7	-92,3	-49,3	0,19			326,9	92,8	17,5	0,17
		3	7			322,7	-113,5	9,0	0,20			322,0	114,8	-44,4	0,22
		5	6			326,9	-349,6	5,4	0,62			15,6	350,5	10,6	12,97
		7	8			322,0	-448,0	58,3	0,81			19,4	449,5	8,3	13,37
		9	8			21,1	450,0	190,7	13,37			19,4	-449,5	-8,3	13,37
		10	6			16,8	440,0	191,5	16,49			15,6	-439,2	-78,1	16,49

Рисунок 9 – Результаты снижения предела передаваемой мощности

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1			331,3	143,1	31,6	0,26			110,0	-142,2	-25,0	0,76
		2	3			331,3	-6,7	-10,8	0,02			329,1	7,1	-42,9	0,08
		2	5			331,3	-180,9	-3,5	0,32			331,9	181,9	-23,9	0,32
		2	7			331,3	44,5	-17,3	0,08			329,9	-43,9	-24,5	0,09
		3	4			329,1	106,7	104,8	0,26			10,1	-105,8	-87,5	7,83
		3	5			329,1	-165,8	-24,7	0,29			331,9	167,0	-3,4	0,29
		3	7			329,1	52,0	-37,3	0,11			329,9	-51,4	-3,9	0,09
		5	6			331,9	-348,9	27,4	0,61			15,8	349,9	-11,6	12,77
		7	8			329,9	0,3	-46,6	0,08			20,3	-0,0	48,8	1,39
		9	8			21,1	0,0	50,7	1,39			20,3	0,0	-48,8	1,39
		10	6			16,8	440,0	166,1	16,16			15,8	-439,2	-57,1	16,16

Рисунок 10 – Параметры режима при P_г = 0

Литература

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

УДК 621.311

РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ НЕСИММЕТРИЧНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Бухтик Е.П.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Расчет динамической устойчивости электроэнергетической системы выполним с помощью программы Mustang. В общем случае схема замещения системы при любом виде короткого замыкания (КЗ) при расчете динамической устойчивости отличается от схемы нормального режима работы системы лишь тем, что в месте КЗ включается поперечное сопротивление, так называемый аварийный шунт $X_{ш}$. Его значение зависит от вида короткого замыкания [1]:

при однофазных КЗ $X_{ш} = X_2 + X_0$;

при двухфазных КЗ $X_{ш} = X_2$;

при двухфазных КЗ на землю $X_{ш} = X_2 \cdot X_0 / (X_2 + X_0)$;

при трехфазных КЗ $X_{ш} = 0$.

Одним из недостатков программы Mustang является то, что она не позволяет найти значение сопротивления аварийного шунта при несимметричных КЗ. Для определения этих значений воспользуемся программой RastrKZ. Исходные данные для нее представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности по узлам (рисунок 1), ветвям (рисунок 2) и генераторам (рисунок 3).

№	С	s0	Тип	Номер	Название	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1			зак	1	бал	110				
2			у	2		330				
3			у	3		330				
4			у	4		11				
5			у	5		330				
6			у	6		16				
7			у	7		330				
8			у	8		20				
9			у	9	ген	24				
10			у	10		17				
11			у	11		330				

Рисунок 1 – Параметры узлов

Узел 1 – балансирующий. Тип узла обозначает, закорочен ли узел на землю в нулевой последовательности (зак – представляет собой землю в нулевой последовательности, у – представляет собой узел в нулевой последовательности). Для сравнения определим значения аварийных шунтов в узле 2 и на линии Л4 вблизи узла 2. Для этого в программе RastrKZ зададим новый узел 11, который и будет моделировать точку вблизи узла 2.

В ветвях активные и реактивные сопротивления линий и трансформаторов переносятся из программы Mustang без изменений. Но следует учесть, что коэффициенты трансформации должны быть меньше единицы (в отличие от Mustang). Для этого коэффициент трансформации может быть найден как:

$$k_T = \frac{U_{ин}}{U_{вн}}$$

Так как мы задаем вспомогательный узел 11, то необходимо задать и новые ветви 2-11 и 11-5. Активные и реактивные сопротивления в ветви 2-11 принимаем равные 0,0001, а в ветви 11-5 они остаются такими же, как и в программе Mustang для ветви 2-5. Активные сопротивления трансформаторов в расчетах не учитываются.

№	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_г	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г	r0	x0	g0	b0	№мс гр	№мс
1		ЛЭП		ЛЭП5	3		-		7.2	49.2					0.048	0.328				
2		ЛЭП		ЛЭП7	5		-		3.04	25.84					0.038	0.323				
3		ЛЭП		ЛЭП7	3		-		3.75	40					0.03	0.32				
4		ЛЭП		ЛЭП2	11		-		0	0					0	0				
5		ЛЭП		ЛЭП11	5		-		4.8	26.48					0.06	0.331				
6		ЛЭП		ЛЭП3	2		-		4.75	40.38					0.038	0.323				
7		Тр-р		Тр-р5	6		-			16.56				0.048		16.56				
8		Тр-р		Тр-р2	1		-бал			7.01				0.333		7.01				
9		Тр-р		Тр-р3	4		-			63.38				0.033		63.38				
10		Тр-р		Тр-р7	8		-			33.11				0.061		33.11				
11		ЛЭП		Вык.6	10		-			0.14										
12		ЛЭП		Вык.8	9		-ген			0.34										

Рисунок 2 – Параметры ветвей

При задании сопротивления нулевой последовательности генераторов можно воспользоваться формулой:

$$X_0 = (0,15 - 0,6) X_2,$$

$$X_0 = 0,5 \cdot 0,27 = 0,14 \text{ Ом.}$$

S	s0	N гр	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	la	dla	lb	dlb	lc	dIc
1		1	ген	9		0.34		0.27	0.14	24			-43.928	68.087	-16.393	-0	-1.497	0.031	-53.258	49.928	-28.832	-44.969	54.169	22.096
2	x	2	эс	1		0.387				110			-164.10	89.965					-164.10	89.965	-164.10	-30.035	164.10	29.965

Рисунок 3 – Параметры генераторов

После того как мы задали все параметры по узлам, ветвям и генераторам, задаем состав несимметрии и запускаем расчет, как показано на рисунках ниже. Для задания несимметрии необходимо в графе «Тип» указать необходимый для нас расчет. Мы выбираем «Шунт» и «1φ».

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1	1	1	Шунт	2					4.1949	247.563			4.1949	228.751			0.0003	6.3697

Рисунок 4– Расчет шунта относительно узла 2

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1	1	1	Шунт	11					4.1949	247.563			4.1949	228.751			0.0004	6.3698

Рисунок 5– Расчет шунта относительно узла 11

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	l1	dl1	r1	x1	l2	dl2	r2	x2	l0	dl0	r0	x0
1	1	1	1ф	2			0.4705	-89			0.4705	-89			0.4705	-89		

Рисунок 6– Расчет однофазного КЗ в узле 2

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	l1	dl1	r1	x1	l2	dl2	r2	x2	l0	dl0	r0	x0
1	1	1	1ф	11			0.4705	-89			0.4705	-89			0.4705	-89		

Рисунок 7– Расчет однофазного КЗ в узле 11

Таким образом, при КЗ на линии электропередачи вблизи начала или конца данной линии нет необходимости в задании вспомогательного узла – значения аварийного шунта и тока при однофазном КЗ в узле 2 и 11 получились одинаковыми.

Заносим данные по автоматике в программу Mustang с сопротивлением шунта $4,1949 + j 247,56$, рассчитанным в RastrKZ. Значение активного сопротивления шунта заносится в графу «Парам2», а реактивного – в графу «Парам3» (рисунок 8).

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nn	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2	Парам3		
			Время								
			Шунт	2				4,149	247,560		
			Отключить связь	2	5						
			Шунт	2				-4,149	-247,56		

Рисунок 8 – Данные по автоматике

Выполняем расчет динамической устойчивости. На рисунке 9 представлены зависимости относительных углов генераторов в рассматриваемой системе. Так как колебания носят затухающий характер, то можно сделать заключение о том, что при однофазном коротком замыкании на линии 2-5 вблизи узла 2 динамическая устойчивость сохраняется если время отключения поврежденной линии составляет 0,43 с.

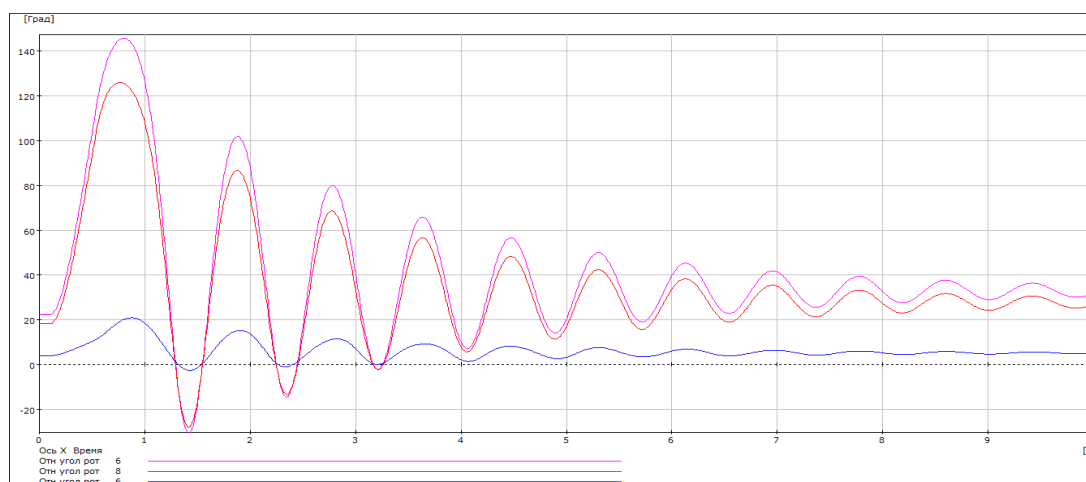


Рисунок 9 – Относительные углы генераторов

Литература

1. Калентионюк Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие / Е.В. Калентионюк. - Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с.

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОРМОЖЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Халецкая Е.В.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Динамическую устойчивость генераторов при коротких замыканиях (КЗ) можно повысить путём кратковременного автоматического включения в цепь генераторов специальных нагрузочных активных сопротивлений (НАС), увеличивающих тормозной электромагнитный момент.

Нагрузочные сопротивления можно включать последовательно в нейтраль на выходе генераторов, причём в нормальных режимах они закорачиваются специальными выключателями (рисунок 1). При КЗ эти выключатели отключаются и НАС оказывается включёнными в цепь генератора. Это приводит к повышению электрической мощности генератора за счёт протекания в НАС токов КЗ. После отключения КЗ ток в обмотке статора генератора уменьшается, что приводит к значительному снижению тормозящего действия нагрузочных сопротивлений. Поскольку включить НАС во время КЗ при малых временах его отключения практически невозможно, то наиболее эффективно включение активных сопротивлений параллельно генераторам или повышающим трансформатором электростанций. В этом случае активные сопротивления нагружают генератор в основном после отключения КЗ.

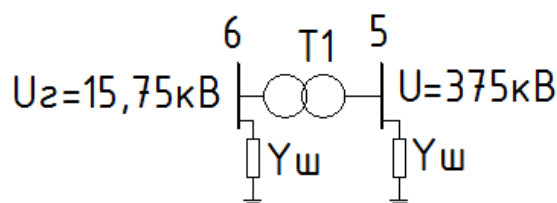


Рисунок 1 – Схема включения НАС в цепь генератора

Следует обратить внимание на важность момента отключения нагрузочных сопротивлений. При большом времени включенного состояния нагрузочных сопротивлений нарушение устойчивости может произойти после их отключений, во втором цикле качаний, вследствие перетормаживания генераторов. Это является одним из недостатков такого мероприятия по повышению устойчивости.

Изначально исследуем влияние НАС на предельное время отключения токов короткого замыкания при различных значениях мощности $P_{ген}$.

Расчёт параметров НАС ведётся исходя из заданной мощности исследуемого генератора. Пусть $P_{ш} = 0,5 \cdot P_{ген} = 0,5 \cdot 200 = 100$ МВт. Тогда проводимость:

$$Y_{ш} = \frac{P_{ш}}{U^2} = \frac{100}{15,75^2} = 0,403124 \text{ См} = 403124 \text{ мкСм}.$$

Далее, используя программу MUSTANG, смоделируем процесс включения НАС в цепь исследуемого генератора и определим предельное время отключения тока КЗ (рисунок 2).

T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2
	Время					
0.100	Шунт	5				0.001
0.373	Отключить связь	5	2			
0.373	Шунт	5				-0.001
0.373	Шунт проводимости	6			403124	
0.623	Шунт проводимости	6			-403124	

Рисунок 2 – Автоматика моделирование процесса включения НАС в цепь генератора

Результаты расчета динамической устойчивости представим на рисунках 3 и 4.

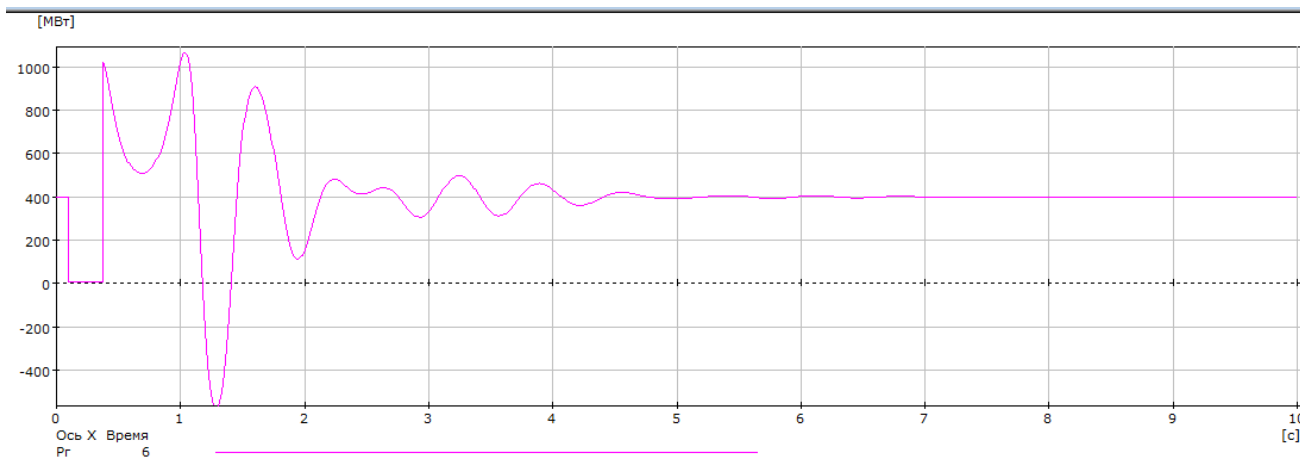


Рисунок 3 – Зависимость мощности станции от времени (устойчивость сохраняется)

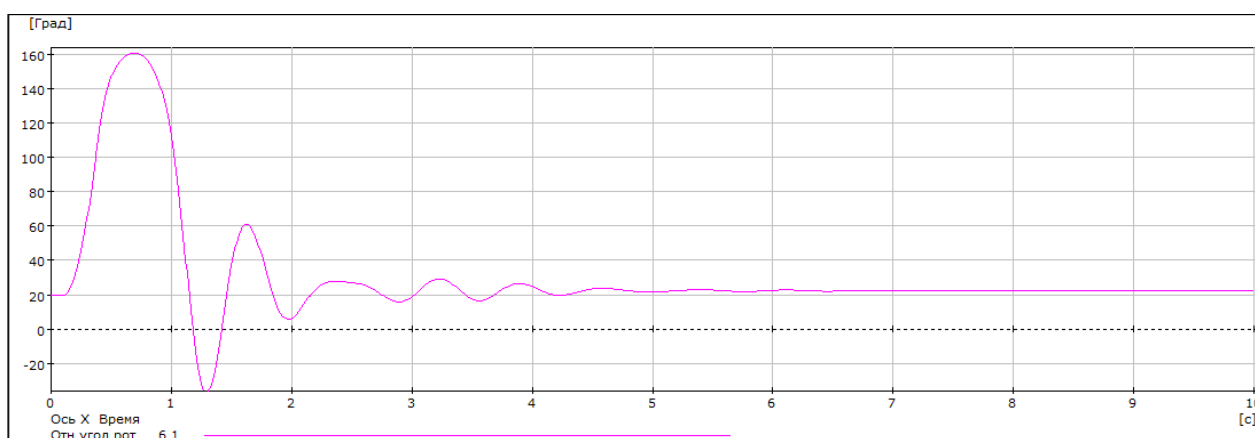


Рисунок 4 – Зависимость угла ротора от времени (устойчивость сохраняется)

Без применения НАС предельное время отключения составило 0,25 с. Таким образом, включение НАС в данном случае эффективно и даёт возможность увеличить динамическую устойчивость электроэнергетической системы.

Далее выполним серию аналогичных расчетов при разных значениях мощности НАС, а также при включении шунта в цепь трансформатора (узел 5).

Пусть $P_{ш} = 0,5 \cdot P_{ген} = 0,5 \cdot 200 = 100$ МВт. Тогда проводимость при включении шунта в узел 5:

$$Y_{ш} = \frac{P_{ш}}{U^2} = \frac{100}{347^2} = 0,000830 \text{ См} = 830 \text{ мкСм}.$$

T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2
	Время					
0.100	Шунт	5				0.001
0.373	Отключить связь	5	2			
0.373	Шунт	5				-0.001
0.373	Шунт проводимости	5			830.000	
0.623	Шунт проводимости	5			-830.00	

Рисунок 5 – Автоматика моделирование процесса включения НАС в цепь генератора

В результате проведенных расчетов можно сделать вывод о том, что включение в цепь нагрузочных активных сопротивлений эффективно для данной системы, так как во всех

случаях предельное время отключения в обычном режиме меньше, чем предельное время отключения при включении НАС. Однако следует заметить, что при включении НАС в ветвь трансформатора с увеличением нагрузки генерации у нас снижается предельное время отключения НАС до определённого установившегося значения, а при включении в ветвь генератора НАС предельное время отключения НАС увеличивается до определённого установившегося значения.

Теперь сравним полученные результаты в узлах 5 и 6 и построим зависимость (рисунки 6 и 7) предельного времени отключения от соотношения мощностей НАС и генераторов станции.

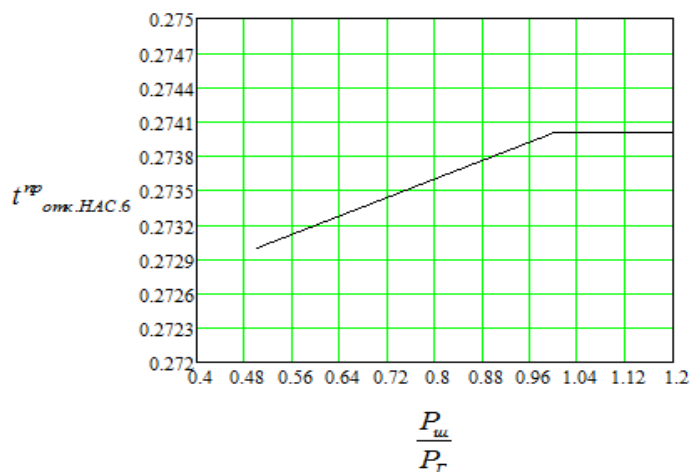


Рисунок 6 – График зависимости предельного времени отключения КЗ от соотношения мощностей НАС в узле 6 и генераторов станции

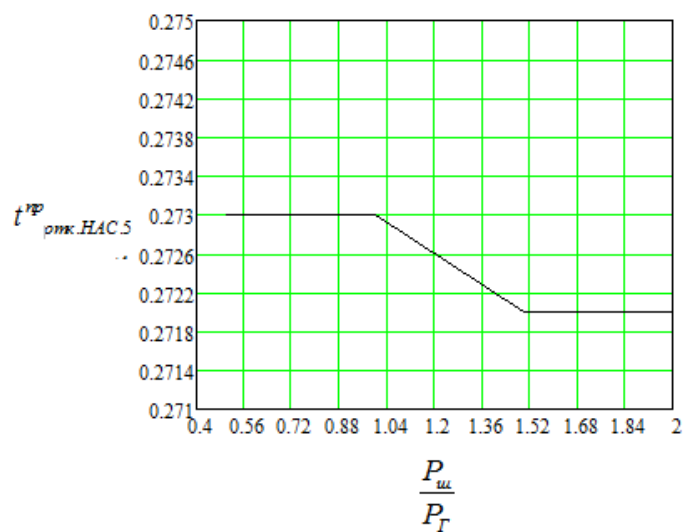


Рисунок 7 – График зависимости предельного времени отключения КЗ от соотношения мощностей НАС в узле 5 и генераторов станции

Литература

1. Калентионюк Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие / Е.В. Калентионюк. - Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЦЕНТРЕ ПИТАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Белько А.И., Янушкевич К.С.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Электрическая сеть – совокупность электроустановок, предназначенных для передачи и распределения электроэнергии от электростанции к потребителю. В зависимости от характера потребителя различают следующие способы задания нагрузок:

1) нагрузка задана постоянным сопротивлением шунта $R=const$, $X=const$. В этом случае мощность является квадратичной функцией от напряжения, и эта зависимость имеет вид:

$$P(V)=\frac{V^2}{R}, Q(V)=\frac{V^2}{X};$$

2) нагрузка задана постоянным током $I=const$, тогда мощность является линейной функцией от напряжения:

$$P(V)=VI', Q(V)=VI'';$$

3) нагрузка задана постоянной мощностью $P=const$, $Q=const$, то есть мощность не зависит от напряжения.

Все эти варианты задания нагрузки обобщены в так называемой статической характеристике нагрузки по напряжению (СХН), имеющей вид:

$$P(V) = P_{ном}[a_0 + a_1\left(\frac{V}{V_{ном}}\right) + a_2\left(\frac{V}{V_{ном}}\right)^2]; \quad (1)$$

$$Q(V) = Q_{ном}[b_0 + b_1\left(\frac{V}{V_{ном}}\right) + b_2\left(\frac{V}{V_{ном}}\right)^2], \quad (2)$$

где $a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2$ – коэффициенты полинома СХН по активной и реактивной мощности.

Для электрической сети напряжением 6-10 кВ используются следующие СХН:

$$P(V) = P_{ном}\left[0,83 - 0,3\left(\frac{V}{V_{ном}}\right) + 0,47\left(\frac{V}{V_{ном}}\right)^2\right]$$

$$Q(V) = Q_{ном} \begin{cases} \left[4,9 - 10,1\left(\frac{V}{V_{ном}}\right) + 6,2\left(\frac{V}{V_{ном}}\right)^2\right] & \text{если } 0,815 \leq \left(\frac{V}{V_{ном}}\right) \leq 1,2 \\ \left[0,657 + 0,158\left(\frac{V}{V_{ном}}\right)\right] & \text{если } \left(\frac{V}{V_{ном}}\right) < 0,815 \\ 1,708 & \text{если } \left(\frac{V}{V_{ном}}\right) > 1,2 \end{cases}$$

Благодаря этим характеристикам, можно более точно рассчитать режим сети и определить требуемый диапазон регулирования напряжения.

В качестве основного показателя качества электроэнергии выступает такой показатель как отклонение напряжения. Для обеспечения потребителей электроэнергией требуемого качества необходимо, чтобы отклонение напряжения соответствовало допустимым значениям. На это влияет напряжение в центре питания (ЦП). Согласно ПУЭ, регулирование напряжения должно осуществляться таким образом, чтобы напряжения в ЦП в режиме наибольших нагрузок было не менее $1,05U_{ном}$, а в режиме наименьших нагрузок – не более $1,0U_{ном}$. Для обеспечения таких уровней напряжения на трансформаторах 110/6 (10) кВ используются устройства регулирования под нагрузкой (РПН).

В данной работе за основу была взята схема распределительной сети 10 кВ, содержащий 5 трансформаторных подстанций (ТП), мощностью по 250 кВ·А каждый, а на ПС установлен трансформатор 110/10 кВ мощностью 2,5 МВ·А с диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$ (рисунок 1).

Предварительно рассчитав сопротивления линий и трансформаторов, а также учитывая СХН и потери на холостой ход трансформаторов, был произведён расчёт режима при нулевом ответвлении трансформатора 110/10 кВ. После этого, изменяя напряжение на

высшей стороне (ВН) трансформатора в диапазоне 110-120 кВ, определили характер изменения напряжения в ЦП на стороне низкого напряжения (НН) (рисунок 2).

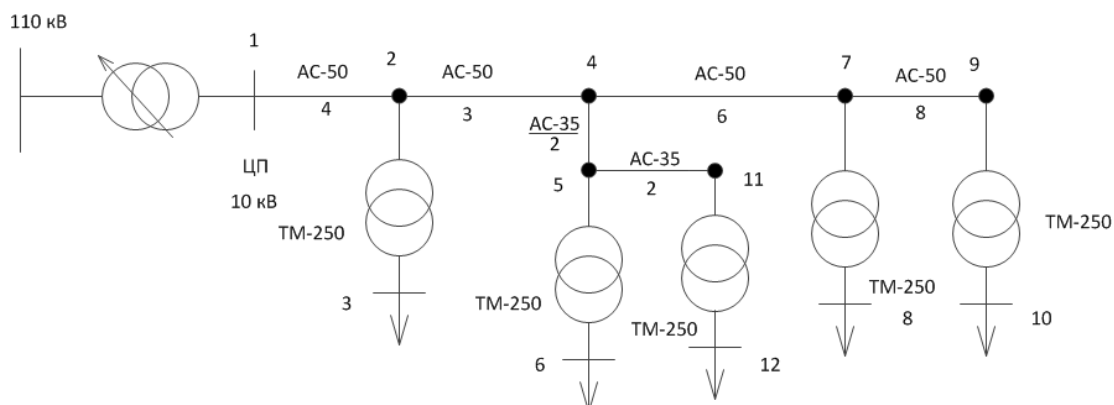


Рисунок 1 – Схема электрической сети

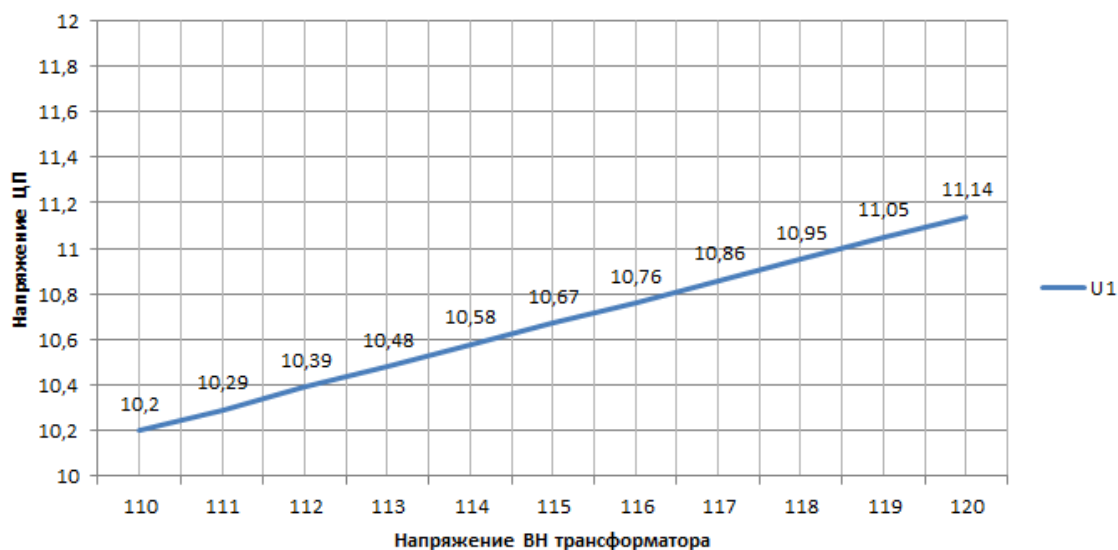


Рисунок 2 – Зависимость напряжения в ЦП от напряжения высшей стороны трансформатора без учёта зон нечувствительности и при одинаковом ответвлении

Так как желаемое напряжение в ЦП обычно составляет 10,5 кВ, а также учитывая наличие зоны нечувствительности, равное $\pm 1,178\%$, то можно сделать вывод, что в некоторых режимах не обеспечивается желаемое напряжение в ЦП при постоянном коэффициенте трансформации. Для обеспечения требуемого напряжения в ЦП, на трансформаторе на подстанции изменяют ответвление с помощью устройства РПН. Зависимость напряжения в ЦП от напряжения на высшей стороне трансформатора с учётом ограничений по зоне нечувствительности показана на рисунке 3.

Как видно из графика, при регулировании напряжения на высшей стороне трансформатора удаётся обеспечить требуемое напряжение на низкой стороне в диапазоне, ограниченном зоной нечувствительности РПН. При этом в зависимости от напряжения на высшей стороне необходимо устанавливать определённое ответвление РПН. Тем самым можно сделать вывод, что для данной сети, благодаря относительному постоянству напряжения в ЦП, будут постоянными ответвления на ТП 10/0,4 кВ.

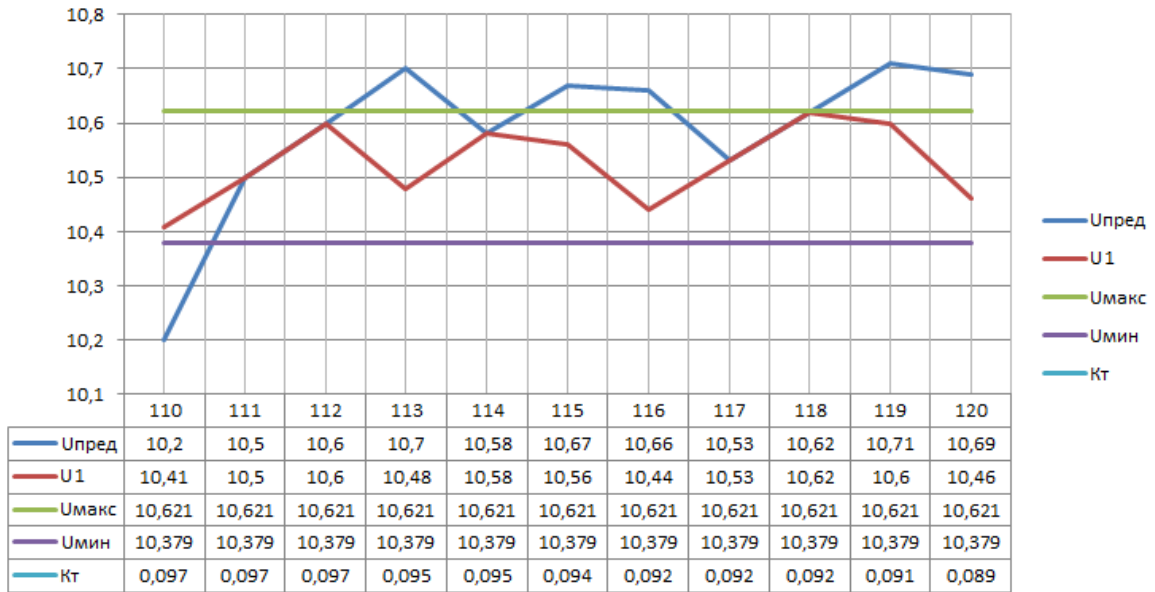


Рисунок 3 – Зависимость напряжения в ЦП от напряжения на высшей стороне трансформатора с учётом ограничений по зоне нечувствительности

Литература

1. Федин В.Т., Фурсанов М.И.. Выбор режимов регулирования напряжения в распределительной электрической сети: учебно-методическое пособие к курсовому проекту по дисциплине «Оперативное управление в энергосистемах» - Минск: Технопринт, 2002.
2. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычёв П.В. Электрические системы и сети. Минск: Технопринт, 2004.

СЕКЦИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИСТОЧНИКОВ СВЕТА, ПРИМЕНЯЕМЫХ В НАРУЖНОМ ОСВЕЩЕНИИ

Джугля Ю.А., Пацко М.Н.
Научный руководитель - к.т.н., доцент Козловская В.Б.

ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТОКАМИ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

Плешко Д.Ю., Зарихта К.С.
Научный руководитель - доцент Константинова С.В.

SOLAR IMPULSE – САМОЛЕТ БУДУЩЕГО

Галин А.Д., Матяс Т.В.
Научный руководитель - доцент Константинова С.В.

АРХИТЕКТУРНО-ХУДОЖЕСТВЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ ЗДАНИЙ.

Ахундова Ю.Д.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Козловская В.Б.

ОТКАЗЫ СВЕТОДИОДНЫХ СВЕТОВЫХ ПРИБОРОВ И СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ИХ НАДЕЖНОСТИ

Кузьма А. Ю.
Научный руководитель – к.т.н, доцент Радкевич В.Н.

УСТАНОВКИ НА ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ, РАБОТАЮЩИХ НА БИОГАЗЕ

Журавлёв Е.Д.
Научный руководитель – ас. Михайлова Я.В.

СОВРЕМЕННЫЕ МАГНИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Зарихта К.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Константинова С.В.

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Супрунюк А.В., Мильто А.В.
Научный руководитель - к.т.н., доцент Радкевич В.Н.

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОНОМНЫХ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Павлович Е.В.
Научный руководитель – ст. преподаватель Калечиц В. Н.

МИКРОМАШИНЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БЕСКОЛЛЕКТОРНЫХ МАШИН ПОСТОЯННОГО ТОКА

Плешко Д. Ю.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Константинова С. В.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И УЛУЧШЕНИЯ ДВИГАТЕЛЕЙ С КАТЯЩИМСЯ РОТОРОМ

Полоневич П.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Константинова С.В.

РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

Свирида Я.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Радкевич В.Н.

ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РАЗНЫМИ НАПРЯЖЕНИЯМИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Сикорский Н.Ю.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ РАДКЕВИЧ В.Н.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СВЕТОДИОДОВ В КАЧЕСТВЕ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

Дубатовка А.Д.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ КОЗЛОВСКАЯ В.Б.

ПРИМЕНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С МАГНИТОПРОВОДОМ ИЗ АМОРФНОЙ СТАЛИ

Сорока А.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ РАДКЕВИЧ В.Н.

СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНДУКЦИОННЫХ И ТРАДИЦИОННЫХ ЛАМП

Марчук А.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ - К.Т.Н., ДОЦЕНТ КОЗЛОВСКАЯ В.Б.

СПОСОБЫ ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Швед Г.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ - СТ. ПРЕПОДАВАТЕЛЬ КОЛОСОВА И.В.

СПОСОБЫ СОЕДИНЕНИЯ ЭКРАНОВ КАБЕЛЕЙ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Угаров М.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ РАДКЕВИЧ В.Н.

УДК 621.3

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИСТОЧНИКОВ СВЕТА, ПРИМЕНЯЕМЫХ В НАРУЖНОМ ОСВЕЩЕНИИ

Джугля Ю.А., Пацко М.Н.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Козловская В.Б.

Общие требования к наружному освещению городов, поселков и сельских населенных пунктов регламентируется ТКП 45-4.04-287-2013.

Основные положения:

- Осветительные установки должны удовлетворять требованиям безопасности движения транспорта и людей.
- В обязательном порядке должно быть организовано уличное освещение всех архитектурных объектов и памятников.
- Уличные источники света устанавливаются с учетом особенностей поверхности дорог в пределах обслуживаемой территории (принимается во внимание светоотражательные свойства покрытия).
- При выборе светильников для уличного освещения необходимо учитывать:
 - Тип опорной конструкции;
 - Вид лампы и её основные характеристики (мощность, световая отдача, срок службы);
 - Экономичность установок, рациональное использование электроэнергии;
 - Надежность работы осветительных установок (защищенность корпуса фонаря);
 - Удобство и безопасность обслуживания и управления осветительными установками;
 - Стоимость;

Для уличного освещения применяется множество различных ламп, которые имеют существенное отличие и различный принцип действия. Обычно могут использоваться лампы типа ДНАТ, ДРЛ, ДРИ, а также светодиодные и индукционные лампы.

Дуговые натриевые трубчатые лампы высокого давления типа ДНАТ сегодня считаются одними из наиболее экономичных. Везде, где необходима контрастная видимость при любых погодных условиях, мы чаще всего встречаем именно такие лампы. В большинстве ДНАТ наполнителем является амальгам натрия, соединение натрия с ртутью. Диапазон мощности ламп — 70...400 Вт.

Очевидными достоинствами ламп типа ДНАТ являются, прежде всего, их экономичность, обеспеченная высокой светоотдачей — до 150 лм/Вт, а также большой по длительности срок службы от 12 до 25 тысяч часов.

В то же время ряд технических характеристик этих ламп заметно сужает область их применения. Доминирование желтого цвета, достаточно продолжительное время зажигания — от 6 до 10 минут, необходимость специальной утилизации, кроме того, натриевые лампы хуже светят в холодную погоду.

Дуговые ртутные люминесцентные лампы типа ДРЛ имеют высокую световую отдачу (до 60 лм/Вт), срок службы до 15000ч, они компактны, а также неприхотливы к условиям окружающей среды (кроме сверхнизких температур). Диапазон мощностей от 80 до 2000 Вт. Однако от момента запуска и до выхода на полное свечение требуется в среднем 5-7 минут, а также требуется специальная утилизация. По сравнению с лампами типа ДНАТ они имеют лучшие цветовые характеристики, однако менее экономичны и обладают меньшим сроком службы.

Металлогалогенные дуговые ртутные лампы с излучающими добавками типа ДРИ от других газоразрядных ламп отличаются тем, что для коррекции спектральной

характеристики дугового разряда в парах ртути, в горелку лампы добавляются специальные излучающие добавки (ИД), представляющие собой галогениды некоторых металлов. Лампы ДРИ излучают яркий белый свет высокого качества и имеют отличную цветопередачу. В связи с этим ДРИ активно используют для подсветки рекламных щитов и витрин, для освещения спортивных сооружений и стадионов, для архитектурной подсветки зданий и сооружений.

Диапазон мощностей от 20 до 3500 Вт, срок службы до 10000 часов. К достоинствам этих ламп можно отнести: хорошую светоотдачу (до 110 лм/Вт), компактность, надежность работы при различных температурах и условиях эксплуатации.

Главными недостатками ламп ДРИ являются: высокая стоимость, длительное время разгорания, необходимость специальной утилизации. Из всех перечисленных газоразрядных ламп высокого давления эти лампы имеют наименьший срок службы.

Индукционные лампы характеризуются мгновенным запуском (при этом лампы сразу светят на 75% мощности), обладают длительным сроком службы: 60 000 – 150 000 часов (благодаря безэлектродному исполнению срок службы значительно выше, чем у традиционных источников света), высокой светоотдачей от 80 лм/Вт, стабильностью светового потока при различных температурах окружающей среды и надежным зажиганием при низких температурах до минус 30°C.

При этом в местах эксплуатации ламп не должно быть агрессивной среды, взрывчатых и горючих веществ, электрических разрядов.

К недостаткам можно отнести необходимость специальной утилизации, кроме того они неэкономичны в штучном применении.

В настоящее время индукционные лампы как источник общего освещения имеют характеристики лучше, чем традиционные источники света, такие как ртутные, натриевые, металлогалогенные лампы и даже светодиодные лампы. Однако широкого распространения в наружном освещении они не нашли.

В светодиодных источниках света используются светодиоды, данный вид светильников применяются для промышленного, бытового и уличного освещения.

Принцип свечения светодиодов в светодиодной лампе позволяет использовать в производстве и работе самой лампы безопасные компоненты. Светодиодные лампы не содержат ртути содержащих веществ, поэтому являются одним из самых экологически чистых источников света.

Преимущества светодиодных светильников — это низкое энергопотребление, световая отдача от 85 до 120 лм/Вт, средняя мощность светодиодной лампы — от 1 до 7 Вт, светильник также отличается долгим сроком службы до 100000 часов, он прост в установке, имеет хорошую яркость, высокую механическую прочность, зачастую небольшие габариты.

Основной недостаток - это высокая цена и цветовой спектр свечения. Правда эти сравнительно небольшие недостатки чаще всего компенсируются экономией электроэнергии, экономией на обслуживании (замене ламп), что особенно актуально для уличного освещения.

Светодиодные лампы по своей сути являются цифровыми системами, благодаря чему в них легко встраиваются коммуникационные функции для автоматизации систем освещения. Использование дистанционного управления с помощью беспроводной связи или передачи данных по линиям электросети позволяет уменьшить энергопотребление, снизить эксплуатационные затраты и затраты на обслуживание.

Экономия от применения светодиодов может достигаться не только за счет снижения потребления энергии, но и благодаря использованию токоподводящих кабелей меньшего сечения. Светодиодные светильники практически мгновенно выходят на максимальную силу света. Это их свойство не зависит от температуры воздуха, они легко зажигаются и нормально работают даже при экстремальной температуре в — 60°C.

Таблица 1-Основные характеристики для ламп уличного освещения

Характеристика	Тип ламп				
	ДНаТ	ДРЛ	ДРИ	Светодиодные	Индукционные
Мощность, Вт	70-400	80-2000	20-3500	1-25	15-500
Световая отдача, лм/Вт	130-150	30-60	80-110	85-120	>80
Срок службы, тыс. ч	12 - 25	12 - 15	8 - 10	50 - 100	60 - 150
Специальная утилизация	Да	Да	Да	Нет	Да

Вывод: Исходя из таблицы 1, наилучшими светотехническими характеристиками для уличного освещения обладают лампы типа ДНаТ, индукционные и светодиодные, при этом для первых двух типов требуются также дополнительные расходы на утилизацию.

Литература

1. Козловская В.Б., Радкевич В.Н., Сацукевич В.Н. Электрическое освещение: учебник – Минск: Техноперспектива, 2011. – 543 с.
2. ТКП 45-4.04-287-2013 Наружное освещение городов, поселков и сельских населенных пунктов. Правила проектирования – Минск: Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2013. – 19с.
3. Лампы освещения. Общие технические характеристики ламп [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.calc.ru/Lampy-Osveshcheniya-Obshchiye-Tekhnicheskiye-Kharakteristiki.html>
4. Критерии выбора светильников уличного освещения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://proosveschenie.ru/landshaftnoe-osveshhenie/vybor-svetilnikov-dlya-ulicy.html>
5. Обзор рынка ламп, использующихся в установках наружного освещения/ журнал Энергосовет [Электронный ресурс]. – 2009. – № 2 – Режим доступа: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=15
6. Наружное освещение городов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/main/lighting/1129-naruzhnoe-osveshhenie-gorodov.html>

УДК 621.3

ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТОКАМИ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

Плешко Д.Ю., Зарихта К.С.

Научный руководитель - доцент Константинова С.В.

Публикуемые в научно-технической литературе материалы свидетельствуют о том, что проблема энергетической эффективности электропривода в последние годы решается за счет совершенствования существующих и разработки новых типов электродвигателей и полупроводниковых преобразователей с повышенными энергетическими.

Основным фактором повышения энергетической эффективности преобразователей является использование полностью управляемых полупроводниковых приборов силовой электроники (MOSFET, IGBT, IEGT, GTO, IGCT).

Несмотря на значительный прогресс в области силовой электроники и микропроцессорных средств управления, в регулируемых электроприводах сравнительно мало используются их возможности для реализации энергосберегающих алгоритмов управления режимами электропривода. Во многих случаях реализуются законы управления электрическими двигателями, которые не полностью отвечают требованиям задачи энергосбережения.

Существующие алгоритмы оптимизации условно можно разделить на два основных способа формирования электромагнитного момента электрической машины. Одним из них является способ формирования электромагнитного момента, обеспечивающий управление электрической машиной по минимуму тока статора или суммарных потерь. Этот способ управления применяется в электроприводах, не отличающихся высоким быстродействием. Для динамических систем переменного тока электромагнитный момент формируют в условиях стабилизации потокосцепления ротора или статора.

Несмотря на то, что применение этого способа не обеспечивает экономичности регулирования, формирование электромагнитного момента в условиях стабилизации потокосцепления считается целесообразным в предположении, что в этом случае к обмоткам двигателя необходимо подвести минимум мгновенной мощности для изменения электромагнитного момента.

Модель потерь мощности в асинхронной машине включает активные и магнитные потери в статоре и роторе, дополнительные и механические. В пределах модели получено уравнение восьмой степени относительно энергетически оптимального значения потока ротора асинхронной машины и найдено аналитическое решение этого уравнения. Получен упрощенный вариант этого решения, предназначенный для практического применения в энергосберегающих асинхронных электроприводах. Однако данный аналитический метод показывает приемлемую точность результатов лишь в определенном диапазоне значений потокосцепления ротора. В ином случае приходится использовать численные методы решения задачи минимизации потерь.

Поэтому была предложена математическая модель общих (суммарных) потерь мощности в частотно-регулируемых асинхронных электроприводах, состоящих из потерь мощности в выпрямителе, инверторе и двигателе. Затем с помощью данной модели проведена оптимизация общих потерь мощности в асинхронном электроприводе с АИН - ШИМ.

Требования оптимальности по потерям рассмотрены по отношению к двигателю, преобразователю частоты и в целом к электроприводе. Предложены аналитические и численные методы решения задачи оптимизации работы системы «преобразователь частоты - асинхронный двигатель». Рассмотрено влияние режимов двигателя на характеристики ПЧ и в первую очередь на мощность потерь в ПЧ при постановке задачи оптимизации по минимуму суммарных потерь электропривода. Результаты исследований статических характеристик двигателя показывают, что АД как объект управления обладает экстремальными характеристиками по ряду частных критериев качества.

Наличие экстремумов тока статора I и активной мощности P обуславливает экстремальный характер отдельных составляющих электрических потерь выпрямителя, инвертора и суммарных электрических потерь преобразователя. В частности, режим минимальных потерь АД обеспечивает минимум электрических потерь в источнике питания АИН.

Оптимальные характеристики электрических машин зависят не только от их параметров, но и от соотношений между ними.

С использованием метода множителей Лагранжа поставлена и решена задача оптимального управления токами двигателя постоянного тока независимого возбуждения (ДПТ НВ) в стационарном режиме протекания токов, а именно обеспечение минимально возможных потерь в обмотке якоря и обмотке возбуждения при создании требуемого электромагнитного момента.

Традиционно решение данной задачи находится при условии, что магнитный поток машины и, соответственно, потери в обмотке возбуждения являются постоянными, вследствие чего обеспечить минимальные потери в ДПТ НВ можно, регулируя только ток якоря.

SOLAR IMPULSE – САМОЛЕТ БУДУЩЕГО

Галин А.Д., Матяс Т.В.

Научный руководитель - доцент Константинова С.В.

На сегодняшний день перелеты являются доступными для большей части населения Земли. Каждый день более чем 50 тысяч летательных аппаратов транспортируют около 9 миллионов пассажиров ввиду того, что это быстро и комфортабельно. Но существует ряд недостатков.

Во-первых, самые популярные самолеты, такие как Boeing 737-800 и Airbus A321, хоть и являются высокотехнологичными и экономичными, все еще потребляют огромное количество дорогостоящего авиационного топлива, около 3000 литров за один час полета. Во-вторых, при каждом сгоревшем килограмме керосина выделяется около 2.5 килограммов углекислого газа. Пассажирский самолет, пролетев 1000 километров, производит 9 тонн CO₂, а также большое количество других вредных веществ. Самолеты производят около трех процентов всего углекислого газа в мире. Таким образом, авиация наносит огромный вред окружающей среде.

Сегодня используется огромное количество различных альтернативных видов энергии для того, чтобы снизить выбросы вредных веществ в атмосферу. Область авиационной не является исключением. Поэтому Google, а также ряд инвесторов наняли высококвалифицированных специалистов для создания проекта, помогающего решить данную экологическую проблему. Этот проект был назван Solar Impulse.

Анализируя историю, мы узнали, что Solar Impulse-1, который был создан швейцарскими конструкторами Андре и Берtrandом, был продемонстрирован широкой публике в 2009 году. В течение первого полета Solar Impulse-1 находился в воздухе около 75 минут. За четыре месяца пилоты совершили 26-часовой полет в режиме энергосбережения, посредством накопления энергии в солнечных батареях в дневное время.

Одним из основных партнеров в реализации проекта стал известный швейцарский бизнесмен, а одновременно и высококлассный пилот – Андре Боршберг, который с самого детства увлекался авиацией и к моменту начала реализации проекта мог управлять самолетами и вертолетами самых разнообразных категорий. Партнеры практически сразу взялись за работу и в течение 2003 года провели все необходимые исследования, которые показали, что с инженерной точки зрения проект вполне реализуем. Но пока это была теория, поэтому в ноябре 2003 года была начата разработка прототипа, будущего «Солнечного самолета».

Самолет снабжен четырьмя электродвигателями, которые приводятся в движение энергией, получаемой с помощью 17 248 солнечных панелей. Самолет развивает скорость в 170 км/ч на максимальной высоте в 8500 метров. Вес этого огромного воздушного судна всего 2.3 тонны, что соизмеримо с массой легкового автомобиля, в то время как его размах крыльев составляет 72 метра, что больше чем у Boeing 747. На протяжении всего полета, пилот находится в кабине объемом всего 3.8 кубических метра.

Ограниченность грузоподъемности создает необходимость продумывать рацион с максимально возможной точностью общая масса еды и воды не должна превышать 30 килограммов. За питание отвечает Nestlé Health Science. На сон придется несколько раз в день отводить по 20 минут, что требует от пилотов обладания техниками быстрого достижения глубокого сна. Температура будет меняться от -40 до +40 градусов Цельсия.

Кабина одноместная, поэтому второй пилот будет добираться до места очередной посадки не в Solar Impulse 2. Каждый перелет будет занимать от 12 до 120 часов.

Путь самолета вокруг света разделен на 13 отдельных перелетов. Аппарат под управлением Берtrandом Пикардом начал свой путь в Абу-Даби, проследовав в Японию, делая остановки в Омани и Мьянме. Пересекая Тихий океан, аккумуляторные батареи самолета были сильно повреждены в результате нагрева. После годового ремонта на Гавайях

Solar Impulse продолжил свой путь, достигнув Западного побережья США. Сделав остановки в городах Тульза и Оклахома, он следовал в Нью-Йорк, пересек Атлантику и вернулся на точку старта в Абу-Даби.

В нашем докладе мы рассмотрели инновационный проект Solar Impulse, который был разработан высококвалифицированными инженерами с помощью Google Inc. Главным преимуществом данного аппарата является возможность летать без использования традиционных источников, потребляя только солнечную энергию, которая бесплатная, экологически чистая и безопасная. Данный проект интенсивно пропагандирует альтернативные источники энергии, внедряя инновации в отрасли гражданской авиации. Мы можем значительно уменьшить выброс вредных веществ в атмосферу. Сокращение выбросов углекислого газа приводит к снижению парникового эффекта, которое способствует замедлению Глобального потепления. Хотя Solar Impulse не запущен в массовое производство, мы надеемся, что данный проект является многообещающим и получит дальнейшее развитие.

Solar Impulse – это самолет будущего!

Литература

- 1 Solar Impulse [Электронный ресурс] официальный сайт проекта
URL:<http://www.solarimpulse.com>
- 2 Достичь небес: Аэронавты, люди-птицы и космические старты / Ричард Брэнсон ; Пер. с англ. — М.: Альпина нон-фикшн, 2013. — 335 с. + 16 с. вкл. — (Чтения Дюаристов).
- 3 Solar Impulse – aircraft of tomorrow [Электронный ресурс]
URL:https://ru.wikipedia.org/wiki/Solar_Impulse

УДК 621.3

АРХИТЕКТУРНО-ХУДОЖЕСТВЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ ЗДАНИЙ.

Ахундова Ю.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Козловская В.Б.

В ходе работы выполняется расчет архитектурно-художественного освещения общественного здания двумя вариантами возможного освещения: в первом случае для подсветки используются лампы типа ДНаТ и ДРИ, во втором - используются светодиодные источники света. В качестве объекта, для которого производится освещение, было принято здание театра. Предполагаем, что прожекторы будут установлены по периметру здания внизу и на крыше. Театр имеет форму прямоугольника со сторонами $a=50$ м, $b=70$ м.

I вариант**Подсветка, выполненная лампами ДНаТ и ДРИ**

Для достижения наиболее удачного цвета свечения подсветки используются лампы ДНаТ и ДРИ, причем прожекторы устанавливаются по определенной последовательности. Так при расчете освещения по крыше прожекторы устанавливаются равномерно с шагом в 3 м. Чередование источников света выглядит следующим образом: устанавливается один светильник ГО17 2Ех с источником света ДНаТ, за ним следуют 3 светильника типа ГО17 2Ех с лампой типа ДРИ.

Оба типа ламп, используемых в данной работе обладают мощностью $P_{ном} = 70$ Вт и со световым потоком для ламп ДНаТ и ДРИ 5800 лм и 5700 лм соответственно.

Количество ламп ДНаТ-20 штук, ДРИ - 59 штук.

Размещение прожекторов по крыше показано на рисунке 1.

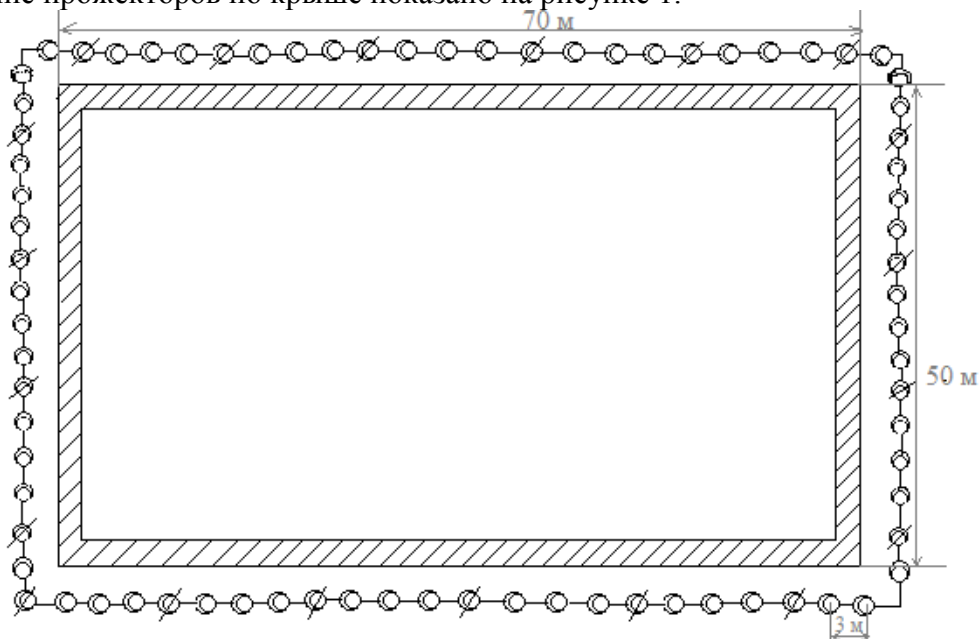


Рисунок 1 Размещение прожекторов подсветки по крыше:

- - прожектор с лампой типа ДНаТ;
- ⊗ - прожектор с лампой типа ДРИ.

Освещение по основанию здания производится только лампами ДНаТ. Устанавливаются прожекторы типа ГО17 2Ех через каждые 6 м. Так как фасад здания обладает колоннами, их подсветка выполняется независимо от шага, с которым расположены

прожекторы с боковых и задней сторон. Используется 41 прожектор с лампами мощностью $P_{ном} = 70$ Вт и со световым потоком 5800 лм.

На рисунке 2 показано размещение прожекторов подсветки основания здания.

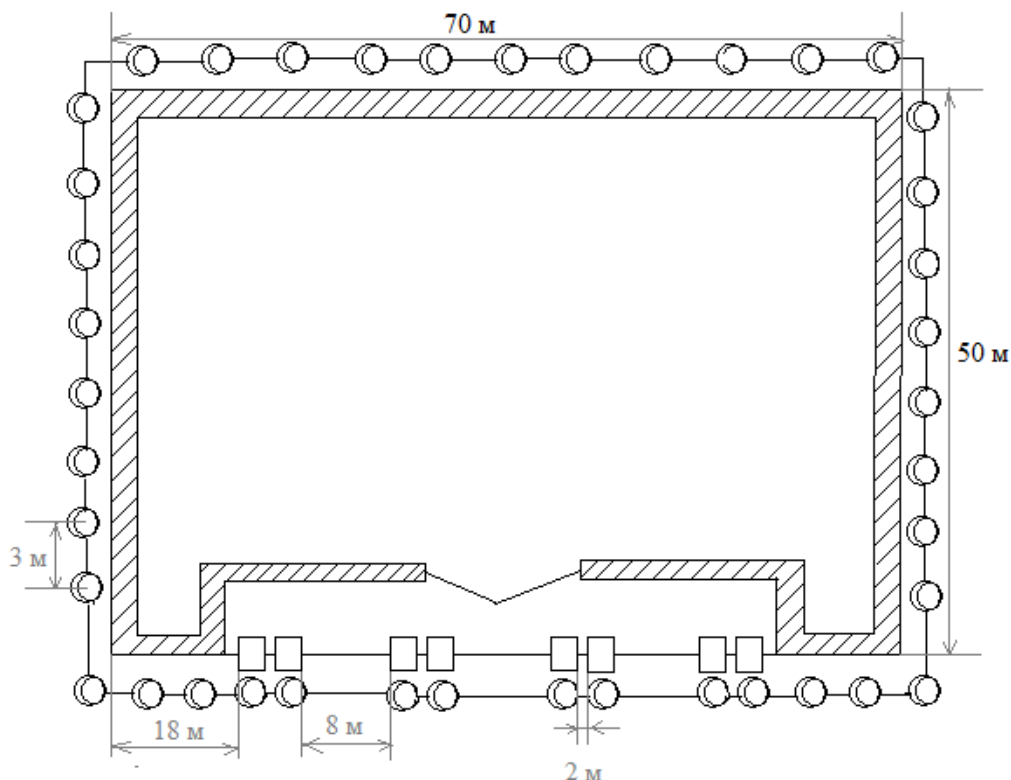


Рисунок 2 Размещение прожекторов подсветки основания здания.

II вариант

Подсветка, выполненная светодиодными источниками света

В настоящее время светодиоды стали довольно популярны в виду своих довольно высоких электрических и цветовых показателей. В виду этого произведен расчет вторым вариантом освещения- светодиодными лампами, что позволит определить наиболее лучший и экономичный вариант. Количество прожекторов-79 единиц. Используется прожектор светодиодный типа OSF50-04, мощность которого составляет $P_{ном} = 50$ Вт, а световой поток-6000 лм.

Размещение прожекторов по крыше здания аналогично рисунку 1.

Освещение по основанию здания производится также светодиодными лампами с такой же номинальной мощностью. Устанавливаются они аналогично первую варианту освещения. Используется также 41 прожектор (рис. 2).

Для описанных выше вариантов выполнения подсветки, рассчитываются электрические показатели, такие как:

- Расчетная мощность

$$P_p = K_c \cdot \sum_{i=1}^n K_{ППAi} \cdot P_{номi},$$

где K_c -коэффициент спроса осветительных установок;

$K_{ППAi}$ -коэффициент, учитывающий потери в пускорегулирующем аппарате;

n - количество ламп.

- Количество часов горения ламп.

$$T_n = M \cdot \frac{T_1^n + T_2^n}{2},$$

где M -общее число суток в рассматриваемом периоде, $M=365$ суток [1];

T_1'' -продолжительность включения наружного освещения в сутки с наибольшей

продолжительной зимней ночи (21 декабря), принимаем $T_1''=12$ ч;

T_2'' - продолжительность включения наружного освещения в сутки с наиболее

короткой летней ночи (21 июня), принимаем $T_2''=7$ ч;

➤ Расход электроэнергии.

$$W = P_p \cdot T_n \text{ кВт} \cdot \text{ч} .$$

➤ Световая отдача.

$$H = \frac{\Phi}{P_{ном}}, \frac{\text{лм}}{\text{Вт}}$$

где Φ -световой поток лампы,

➤ Суммарный расход электроэнергии подсветки как крыши, так и основания здания:

$$W_{\Sigma} = W_{\kappa} + W_o, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где W_{κ} -расход электроэнергии подсветки крыши, $\text{кВт} \cdot \text{ч}$;

W_o - расход электроэнергии подсветки основания здания, $\text{кВт} \cdot \text{ч}$;

Результаты расчета указанных величин для сравниваемых вариантов приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчетов двух вариантов подсветки
I вариант II вариант

№	Расчетные величины	I вариант		II вариант		
		по крыше ДНаТ	по ДРИ	по основанию	по крыше	по основанию
1	$P_{ном}, \text{Вт}$	70	70	70	50	50
2	n, шт	20	59	41	79	41
3	$P_p = K_c \cdot \sum_{i=1}^n K_{ППAi} \cdot P_{номi}$, кВт	6,083		3,157	4,34	2,25
2	$T_n = M \cdot \frac{T_1'' + T_2''}{2}$, ч	3467,5		3467,5	3467,5	3467,5
3	$W_{\kappa} = P_p \cdot T_n$, кВт·ч	21092,8		10946,9	15066,29	8842,12
4	$H = \frac{\Phi}{P_{ном}}, \frac{\text{лм}}{\text{Вт}}$	82,86	81,43	82,86	85,7	146,34
5	$W_{\Sigma} = W_{\kappa} + W_o$, кВт·ч		32039,7		23908,41	

Как видно из таблицы, суммарный расход электроэнергии, в случае, когда в качестве источника света используется светодиодная лампа, значительно меньше, чем в случае, когда использовались традиционные источники света.

Получив все необходимые данные, следует вычислить на сколько снизилось годовое потребление электроэнергии при использовании светодиодных светильников:

$$W_{\%} = \frac{W_{\Sigma I} - W_{\Sigma II}}{W_{\Sigma II}} \cdot 100\% = \frac{32039.7 - 23908.41}{23908.41} \cdot 100\% = 34.01\% .$$

Таким образом, используя нетрадиционный источник света, можно снизить годовой расход электроэнергии на подсветку здания на 34 %.

Литература

1. Лесная О.И. Декоративно-художественное освещение архитектурной среды: Учебное пособие.– Харьков: ХНАГХ, 2008. – 284 с.
2. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие/ В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И. В. Колосова. –Минск : ИВЦ Минфина, 2015. -589 с.
3. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г. М. Кнорринга. Л., «Энергия»,197. -384 с.
4. Электрическое освещение: учебник / В.Б. Козловская, В.Н. Радкевич, В.Н. Сацкевич.- Минск:Техноперспектива, 2011. -543 с.

УДК 621.383.52

ОТКАЗЫ СВЕТОДИОДНЫХ СВЕТОВЫХ ПРИБОРОВ И СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ИХ НАДЕЖНОСТИ

Кузьма А. Ю.

Научный руководитель – к.т.н, доцент Радкевич В.Н.

Светодиодный светильник — это электромеханическая система, в которую помимо источника света входят теплоотвод, блоки электрического управления и формирования оптического сигнала, опорная механическая конструкция и система защиты, а также элементы дизайна. В силу того, что светодиоды характеризуются продолжительным сроком службы, другие компоненты светильника должны служить так же долго. Качественные светодиоды, установленные в плохо спроектированных приборах, могут быстро выйти из строя.

В настоящий момент не существует стандартов, определяющих срок службы и критерии надежности для светодиодов, хотя имеются предложения авторитетных организаций считать сроком службы время, в течение которого световой поток деградирует до некоторого значения (30%) от начальной величины. Даже при использовании высококачественных компонентов, уменьшение светового потока неизбежно, что связано с множеством факторов, таких как условия отвода теплоты, температура окружающей среды, вентиляция, влажность и другие параметры. Надежность самих светодиодов, особенно в части скорости деградации, зависит от качества компонентов. Условия эксплуатации, такие как величина и нестабильность тока могут существенно сократить срок службы [3].

Деградация кристалла. Излучение света в светодиоде происходит в результате рекомбинации инжектированных носителей в активной области. Дефекты кристаллической структуры приводят к деградации внутренней части этой области. Высокая плотность инжектированного тока, нагрев из-за инжектированного тока и тока утечки, а также испускаемый свет ускоряют развитие дефекта, который ведет себя как неизлучающий центр, препятствующий естественной излучающей рекомбинации и в результате генерирующий дополнительное тепло внутри активного слоя. В связи с этим выбор материала имеет огромное значение [2].

Деградация электродов. Деградация электродов в светодиодах в основном имеет место на электроде *p*-области (обычно прибор состоит из подложки *n*-типа и электрод *p*-области формируется вблизи активной области прибора). Основная причина деградации электрода заключается в диффузии металла во внутреннюю область (так называемая периферийная диффузия) полупроводника. Диффузия усиливается с увеличением инжектированного тока и температуры [2].

Термическая деградация. Теплота, выделяющаяся при работе светодиодов, требует их монтажа на радиатор или теплопоглощающую подложку, часто с помощью припоя. Если дефекты в припое создают условия для недостаточного теплоотвода, возникающие горячие точки приводят к тепловой деградации и отказу. Тепловая деградация из-за дефектов в припое часто доминирует в светодиодах в первые 10000 часов работы [2].

Когда в металле протекает достаточно большой ток, ионы металлов мигрируют к противоположным полюсам, приводя к образованию кристаллов и бугорков. Их рост, который может начаться под действием внутренних напряжений, температуры, влажности и особенностей материала, обычно происходит на границе между припоем и радиатором и может привести к короткому замыканию [2].

Электростатический разряд и электрическая перегрузка. Полупроводники чувствительны к дефектам, вызванным электростатическим разрядом. Видами отказа из-за электростатических разрядов могут быть внезапный отказ, параметрические сдвиги или внутреннее повреждение, приводящее к деградации в процессе последующей эксплуатации. Пробои из-за перегрузки и электростатических разрядов являются существенной проблемой

для светодиодов. Большинство коммерческих светодиодов формируется на сапфировых подложках, не имеющих электрической проводимости. Это приводит к появлению остаточного электрического заряда в приборе, что делает его более чувствительным к повреждениям, вызванным электростатическим разрядом и перегрузкой [2].

Термическая усталость. Термические напряжения в герметике являются наиболее частой причиной отказа в светодиодах. Если, вследствие электрической перегрузки или высокой внешней температуры, температура корпуса достигает температуры перехода стеклянного наполнителя герметика, смола начинает быстро расширяться. Разница в коэффициенте термического расширения внутренних компонентов светодиода может привести к механическому повреждению. При очень низких температурах может произойти растрескивание эпоксидной композиции, из которой изготовлены линзы. Высокая температура, вызванная внутренним нагревом и неизлучающей рекомбинацией, и достигающая 150°C, приводит к пожелтению эпоксидной композиции, что в результате меняет выходную оптическую мощность или цвет излучаемого света. Если индекс преломления герметика не соответствует индексу преломления полупроводникового материала, индуцированный свет остается в полупроводнике, в результате чего возникает дополнительный источник тепла. В результате перегрева эпоксидной композиции может происходить разрыв или отделение электродного вывода и снижение прочности соединения кристалла с подложкой. Эти проблемы в свою очередь могут привести к отслоению кристалла и эпоксидной композиции [2].

Также имеют место внезапные отказы, основной причиной которых является выход из строя компонентов блока питания из-за превышения температуры. С помощью математических моделей рассчитывается срок службы в зависимости от температуры эксплуатации. Упрощенная электрическая схема блока питания светодиодного светильника отображена на рисунке 1.

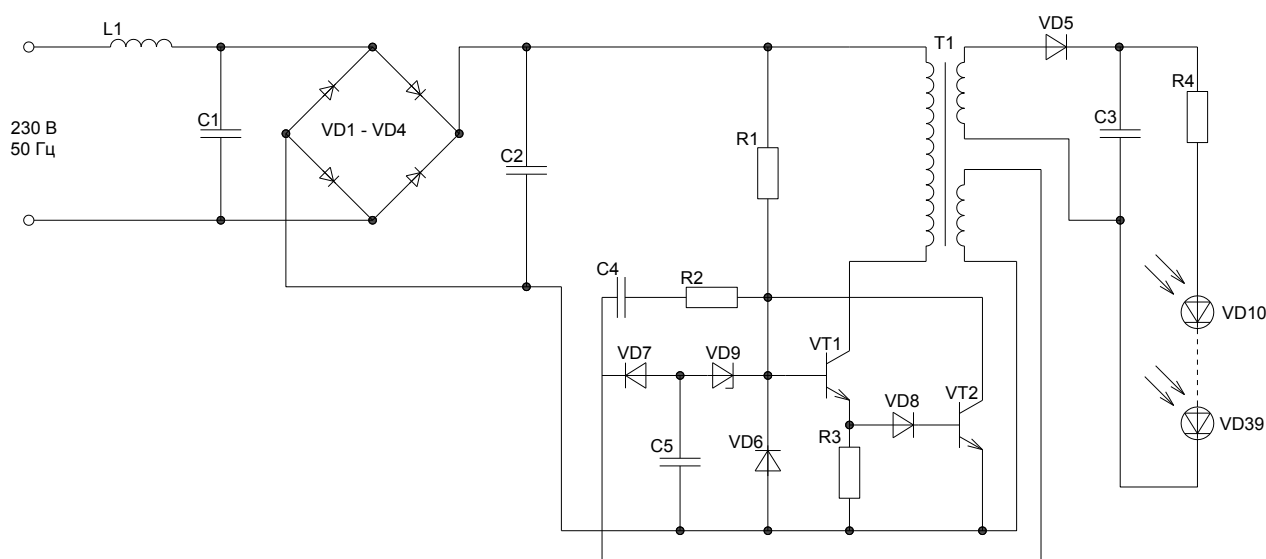


Рисунок 1. Упрощенная электрическая схема блока питания светодиодного светильника

Для элементов схемы модель для расчета эксплуатационной интенсивности отказов будет иметь вид:

$$\begin{aligned} \text{диоды } VD1-VD8: & \lambda_{\text{э}} = \lambda_{\text{Б}} K_{\text{Р}} K_{\text{Ф}} K_{\text{Д}} K_{\text{У}} K_{\text{Э}} K_{\text{П}}; \\ \text{стабилитрон } VD9: & \lambda_{\text{э}} = \lambda_{\text{Б}} K_{\text{Р}} K_{\text{Э}} K_{\text{П}}; \\ \text{конденсаторы электролитические } C1-C5: & \lambda_{\text{э}} = \lambda_{\text{Б}} K_{\text{Р}} K_{\text{С}} K_{\text{Э}} K_{\text{П}}; \\ \text{транзисторы биполярные } VT1-VT2: & \lambda_{\text{э}} = \lambda_{\text{Б}} K_{\text{Р}} K_{\text{Ф}} K_{\text{Д}} K_{\text{У}} K_{\text{Э}} K_{\text{П}}; \\ \text{резисторы } R1-R4: & \lambda_{\text{э}} = \lambda_{\text{Б}} K_{\text{Р}} K_{\text{R}} K_{\text{Э}} K_{\text{П}}; \end{aligned}$$

дроссель $L1$: $\lambda_{\text{э}} = \lambda_{\text{Б}} K_P K_{\text{э}} K_{\text{П}}$;
 трансформатор $T1$: $\lambda_{\text{э}} = \lambda_{\text{Б}} K_P K_{\text{э}} K_{\text{П}}$;
 светодиоды $VD10$ - $VD39$: $\lambda_{\text{э}} = \lambda_{\text{Б}} K_P K_{\text{э}} K_{\text{П}}$,

где $\lambda_{\text{э}}$ – базовая интенсивность отказов (при температуре окружающей среды $+25^{\circ}\text{C}$ и номинальной электрической нагрузке); K_P – учитывает значение мощности рассеивания и температуры в рабочем режиме; $K_{\text{Ф}}$ – учитывает функциональное назначение элемента; $K_{\text{Д}}$ – учитывает максимально допустимую нагрузку по мощности (току); K_U – учитывает отношение рабочего напряжения к максимально допустимому; K_C – учитывает значение номинальной емкости; K_R – учитывает значение номинального сопротивления; $K_{\text{э}}$ – учитывает жесткость условий эксплуатации; $K_{\text{П}}$ – учитывает степень жесткости требований к контролю качества и правил приемки элементов в условиях производства [1].

Значения этих параметров сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Значения параметров математической модели

Группа элементов	Параметры, входящие в математическую модель							
	$\lambda_{\text{э}} \cdot 10^{-6}, \text{ч}^{-1}$	$K_{\text{Ф}}$	$K_{\text{Д}}$	K_U	K_C	K_R	$K_{\text{э}}$	$K_{\text{П}}$
$VD1$ - $VD8$	0,091	1,5	0,6	1			1,5	5,5
$VD9$	0,0041						1,7	5,5
$C1$ - $C5$	0,173				0,6		1,5	5
$VT1$ - $VT2$	0,044	1,5	0,5	3,03			1,5	5,5
$R1$ - $R3$	0,034					1	1,5	3
$R4$	0,034					2	1,5	3
$L1$	0,033						1,6	5
$T1$	0,0035						1,6	20
$VD10$ - $VD39$	0,034						1,3	5,5

Коэффициент режима работы K_P зависит от температуры окружающей среды. Его значения могут быть рассчитаны с помощью следующих математических моделей [1]:

для диодов $VD1$ - $VD8$, стабилитрона $VD9$, транзисторов $VT1$ - $VT2$

$$K_P = A \cdot \exp \left[\frac{N_T}{273 + t_{\text{окп}} + \Delta t} + \left(\frac{273 + t_{\text{окп}} + \Delta t}{T_M} \right)^L \right]; \quad (1)$$

для электролитических конденсаторов $C1$ - $C5$

$$K_P = A \cdot \left[\left(\frac{K_H}{N_S} \right)^H + 1 \right] \cdot \exp \left[B \left(\frac{273 + t_{\text{окп}}}{N_T} \right)^G \right]; \quad (2)$$

для резисторов $R1$ - $R4$

$$K_P = A \cdot \exp \left[B \left(\frac{273 + t_{\text{окп}}}{N_T} \right)^G \right] \cdot \exp \left\{ \left[\left(\frac{K_H}{N_S} \right) \left(\frac{273 + t_{\text{окп}}}{273} \right) \right]^{0,886} \right\}; \quad (3)$$

для дросселя $L1$

$$K_P = 0,46 + 0,012(t_{\text{окп}} - 50)^{1,3} + 0,54 K_H^{3,5} \exp [0,2(t_{\text{окп}} - 50)^{0,8}]; \quad (4)$$

для трансформатора $T1$

$$K_p = A \cdot \exp \left[\left(\frac{273 + 13,75(3K_H^2 + 1) + t_{окр}}{T_M} \right)^G \right]; \quad (5)$$

для светодиодов $VD10$ - $VD39$

$$K_p = (K_H)^{1,5} \cdot \exp \left[\frac{0,6}{8,625 \cdot 10^{-5}} \left(\frac{1}{273 + 45} - \frac{1}{t_{окр} + 295} \right) \right], \quad (6)$$

где $A, N_T, T_M, L, \Delta t, N_S, B, G$ – постоянные коэффициенты; K_H – коэффициент нагрузки по току (для конденсаторов по напряжению) [1].

Значения коэффициентов, используемых в формулах (1)-(6), приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Значения констант и коэффициента K_H математической модели для расчета K_p

Группа элементов	A	N_T	T_M	L	Δt	K_H	N_S	B	G
Диоды $VD1$ - $VD8$	44,1025	-2138	448	17,7	150				
Стабилитрон $VD9$	2,1935	-800	448	14,0	150				
Конденсаторы электролитические $C1$ - $C5$	0,0359	358				0,6	0,55	4,09	5,9
Транзисторы биполярные $VT1$ - $VT2$	5,2	-1162	448	13,8	150				
Резисторы $R1$ - $R4$	0,26	343				0,6	0,878	0,5078	9,278
Дроссель $L1$						0,6			
Трансформатор $T1$	0,81		329			0,6			15,6
Светодиоды $VD10$ - $VD39$						0,6			

Результаты расчета коэффициента K_p по формулам (1) – (6) в зависимости от температуры сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета коэффициента K_p в зависимости от температуры

Группа элементов	n , шт	K_p в зависимости от температуры, °С				
		40	50	60	70	80
$VD1$ - $VD8$	8	0,26	0,32	0,40	0,55	0,80
$VD9$	1	0,38	0,44	0,52	0,64	0,85
$C1$ - $C5$	5	0,53	0,77	1,19	1,98	3,56
$VT1$ - $VT2$	2	0,37	0,43	0,52	0,66	0,89
$R1$ - $R3$	3	0,72	0,80	0,90	1,03	1,24
$R4$	1	0,72	0,80	0,90	1,03	1,24
$L1$	1	0,55	0,55	1,02	1,86	3,35
$T1$	1	4,89	13,58	63,78	646,49	19954,69
$VD10$ - $VD39$	20	3,50	6,39	11,28	19,30	32,08

Суммарная интенсивность отказов устройства определяется по выражению

$$\Lambda_3 = \sum_{i=1}^N \lambda_{3i} n_i, \quad (7)$$

где n_i – количество элементов i -й группы [1].

Наработка на отказ

$$T = 1/\Lambda_{\Sigma}. \quad (8)$$

Результаты расчета показателей надежности блока питания в зависимости от температуры сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета показателей надежности блока питания

Показатели надежности	Температура, °С				
	40	50	60	70	80
$\Lambda_{\Sigma} \cdot 10^{-6}, 1/\text{ч}$	22,31	38,77	70,64	179,28	2 412,40
$T, \text{ч}$	44 815,09	25 793,07	14 156,68	5 577,85	414,53

На основании расчетов можно сделать вывод о том, что увеличение температуры внутри блока питания существенно снижает надежность компонентов схемы и всего светодиодного светильника в целом. Поэтому при проектировании и выборе светодиодных световых приборов нужно уделять особое внимание разработке эффективной системы теплоотвода, чтобы обеспечить максимальный срок службы светильника.

Литература

1. Боровиков С.М. Расчет показателей надежности радиоэлектронных средств/ С.М. Боровиков, И.Н. Цырельчук, Ф.Д. Троян – Минск: БГУИР, 2010. -68 с.: ил.
2. Годовицын, И. В. Срок службы сверхярких светодиодов. Причины отказов/ Годовицын И. В.// [Электронный ресурс] URL: <http://led22.ru/ledstat/otkazi-svetodiodov/otkazi-svetodiodov.html> (дата обращения 11.04.2017).
3. Срок службы светодиодных светильников: рекомендации по тестированию [Электронный ресурс] URL: <http://www.russianelectronics.ru/leader-r/review/2195/doc/53575/> (дата обращения 10.04.2017).

УДК 620.93

УСТАНОВКИ НА ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ, РАБОТАЮЩИХ НА БИОГАЗЕ

Журавлёв Е.Д.

Научный руководитель – ас. Михайлова Я.В.

Рассмотрим стационарную теплоэнергетическую установки с фосфорно-кислотными топливными элементами РС-400. Она предназначена для систем распределенной генерации электроэнергии, а также для систем с комбинированным производством электроэнергии и тепла. Она способна производить 400 кВт постоянной, надежной электроэнергии при образовании теплоты, которую можно в дальнейшем применять для обогрева помещений, в устройствах нагрева воды, а также для запуска абсорбционной холодильной установки. Кроме этого, установка подает резервное питание, когда энергосистемы общего пользования выходят из строя.

Сначала в системе обработки топлива биогаз превращается в водород в результате процесса, известного как преобразование при помощи каталитического пара. Затем водород и воздух поступают в 4 батареи фосфорно-кислотных топливных элементов, в которых водород и кислород соединяются электрохимическим путем для образования электро-, водо- и теплоснабжения с постоянным током. Конечный этап: электроэнергия с использованием переменного тока производится посредством встроенного преобразователя постоянного тока в переменный. Тепло, вырабатываемое в топливном элементе, производит пар, который подается обратно в систему обработки топлива для дальнейшего использования в процессе преобразования пара. Используемое тепло поставляется в предоставленный потребителем источник воды через встроенные радиаторы рекуперации тепла.

Таблица 1 - Производительность теплоэнергетической установки

Технические характеристики	Производительность
Полезная выходная электрическая мощность	400кВт/471 кВА, 480 В, 50 Гц, 3 фазы
Электрический КПД	42% - начальный уровень 40% - номинальный уровень
Выходная мощность по теплу	0,39 Гкал/ч - начальный уровень 0,43 Гкал/ч - номинальный уровень
Комплексный КПД системы, низкая теплотворная способность	До 90%
Расход биогаза (при теплоте сгорания 38 МДж/м ³)	1,70 м ³ /мин - начальный уровень 1,75 м ³ /мин - номинальный уровень
Удельный расход биогаза	0,26 м ³ /кВт-ч
Расход воды:	
- при температуре окружающей среды ≤+30 °С	- не потребляет
- при температуре окружающей среды +43,3 °С	- 3,8 л/мин (при давлении 276 кПа)
Выход воды	Отсутствует

Модель собирается на заводе изготовителе, а теплоэнергетическая установка с протестированным топливным элементом состоит из двух главных компонентов: блок питания и модуль охлаждения. Блок питания состоит из пяти подсистем, собираемых и тестируемых, как комплектная система на заводе-изготовителе. Блок питания поставляется на место производства полностью укомплектованным вместе с необходимым оборудованием, проводкой и трубопроводами. Обычно требуется поставляемый заводом-изготовителем модуль охлаждения, который может быть установлен в непосредственной близости от блока питания. На рисунке 1 изображены все подсистемы блока питания.



Рисунок 1. Пять подсистем модели

Модуль системы электроснабжения содержит 4 батареи топливных элементов, которые составляют основу модели. Каждая батарея топливных элементов, или модуль батарей элементов, содержащая 376 отдельных элементов, может вырабатывать более 100 кВт электроэнергии. Батареи топливных элементов соединяются последовательно, как показано на рисунке 1-5. Вместе они вырабатывают постоянный ток высокого напряжения.

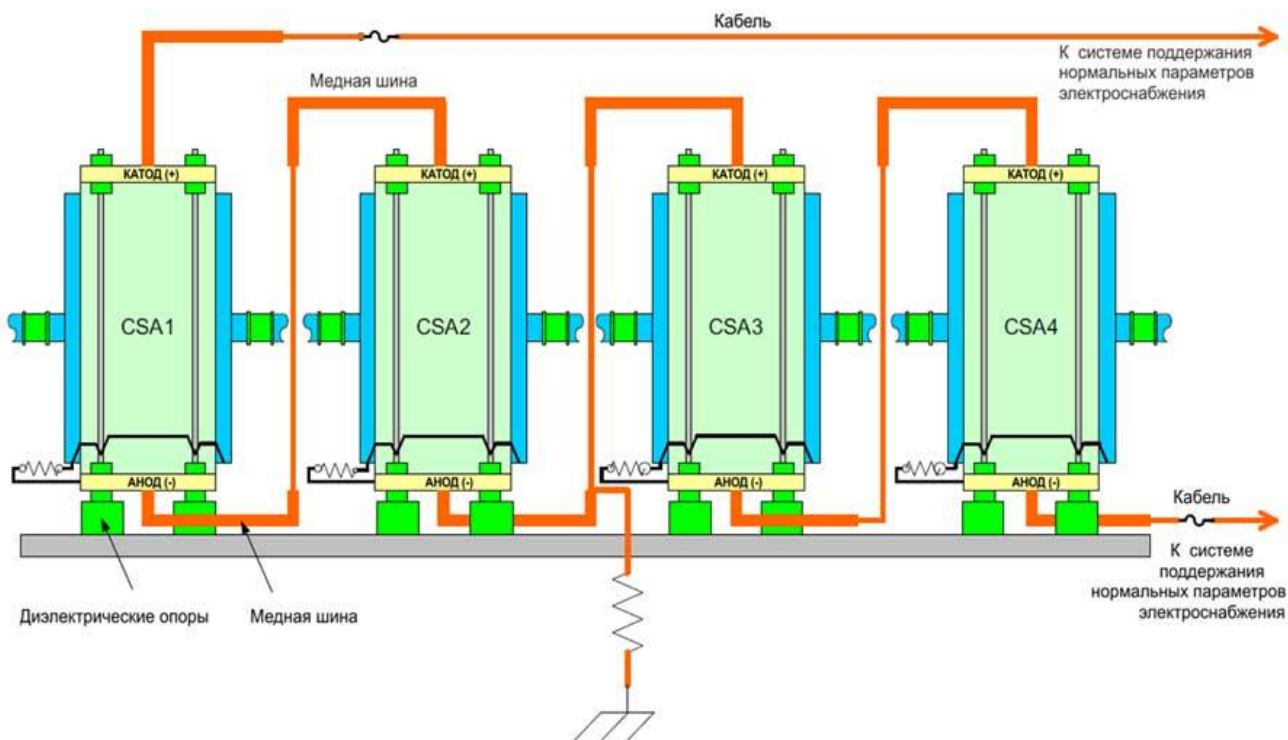


Рисунок 2. Конфигурация четырех батарей топливных элементов

Продукт преобразования водорода и поток воздуха подходит к каждой из батарей топливных элементов одновременно и так, чтобы уровень выходной мощности был одинаковым на всех четырех батареях. Вода, выделяемая при реакции топливных механизмов, покидает батареи вместе с отработавшими газами. Вырабатываемое во время реакции тепло удаляется потоком воды через изолированные охлаждающие элементы, встроенные на всем периметре модуля батарей.

Запуск модели происходит посредством использования энергосети потребителя. Требуемая мощность при запуске составляет в среднем 70 кВт на протяжении 5 часов. Максимальное значение требуемой мощности составляет 158 кВт. При начальном запуске происходит подогрев интегральной низкотемпературной системы и модуля батарей элементов до рабочей температуры. Используются электрические нагревательные элементы. После запуска энергетическая установка будет поставлять энергию напрямую к охлаждающим модулям и системам связи (внутренние нагрузки будут поддерживать чистую заданную выходную мощность для потребителя в 400 кВт).

Таблица 2 - Электрические характеристики

Электрические характеристики при подключении к сети	
Номинальная мощность энергетической установки	
Номинальная мощность (чистая)	400кВт/ 471 кВА
Стандартные конфигурации напряжения и частоты	480В, 3 фазы, 3 провода, 50 Гц
Электрические характеристики	
Диапазон рабочих режимов	0-100% - установлено заводом изготовителем
Диапазон коэффициента мощности (при номинальном линейном напряжении)	От 0,85 до 1,0 отставание/ опережение (регулируется), 0,85 - опережение до $\pm 5\%$ линейного напряжения. 0,9% отставания при 5% линейного напряжения.
Стабильность подачи и точность энергии	Полезная мощность регулируется при $\pm 1\%$ от нормы. Реактивная мощность при $\pm 2\%$ от нормы. Данные значения достигаются в течение 100 миллисекунд после изменения состояния энергосети.
Ток короткого замыкания	110% от установленного среднеквадратичного тока, определяется за 1 цикл
Нулевой экспорт электроэнергии	Энергетическая установка может опционально «следовать за нагрузкой» (контролировать экспорт полезной мощности) через выходной сигнал внешней системы контроля экспорта/импорта (кВт)
Разбаланс линейного напряжения	2%, между фазами, кВА, установлено на заводе-производителе. 5%, кВА, отклонение от нормы до 85%. Отклонение линейно по отношению к норме. При разбалансе прерывание меньше 5%.
Гармонический ток	Гармонический ток должен соответствовать стандарту UL1741 при номинальной мощности (эксплуатация при стандартном сопротивлении, 4% индуктивная нагрузка шунтируется 56% резистивной нагрузкой). Для источника генератора, соединенного с электрической сетью, необходимо, чтобы гармоническое напряжение соответствовало стандартам IEEE 519.
Выход	Фиксированная нагрузка между 0% и 100% Приведите в соответствие изменения от минимальной нагрузки до максимальной за менее, чем 40 секунд при макс. 10 кВт/сек

Габариты установки.

Вид спереди: общая ширина – 6080 мм, высота до входного воздушного фильтра – 4590 мм, высота выпускной трубы (требуется для установок без рекуперации тепла) – 4408 мм.

Вид сбоку: общая длина – 8512 мм, высота электрической части установки – 3587 мм, высота до выпускного отверстия – 4408 мм

Таблица 3 – Данные по выбросам газов

	Грамм	Число частей на миллион по объему 15,4% O ₂
NO _x	9,06	0,50
CO	9,06	0,67
VOC	9,06	1,36
CO ₂	498300	

Уровень шума энергетической установки с топливными элементами составляет менее 65 дБА на 10 метров в любой области установки. Это соответствует уровню шума при нормальном разговоре. При работе устройства рекуперации тепла на полной мощности охлаждающий модуль выключается, и уровень шума падает до 60 дБА на 10 метров.

Литература

1. http://www.intech-gmbh.ru/energy_unit_400kW.php
2. <http://www.ence.ch/rus/>

УДК 621.318.2

СОВРЕМЕННЫЕ МАГНИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Зарихта К.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Константинова С.В.

Издавна магнит был очень загадочным и необъяснимым предметом, который повлиял на становление человечества. Постоянный магнит – главная составляющая компаса, что сегодня является надежным атрибутом воздушной и морской навигации. Также это основной элемент исследований электродинамического процесса, что сформировал ряд теорий и является фундаментом всей электродинамической техники.

На сегодня сфера применения магнитов гораздо шире. Чаще всего их используют для:

- производства микроэлектродвигателей;
- телевизоров, компьютерных мониторов;
- научных, медицинских и измерительных приборов;
- телефонов;
- систем возбуждения электрических машин;
- динамических громкоговорителей и микрофонов;
- кредитных и дебетовых карт;
- маломощных держателей (сепараторы, защелки, ловители и др.);
- декоративных изделий и игрушек.

К основным современным видам постоянных магнитов относят:

1) **Магниты с полимерным наполнителем, применяемые в медицине** эластичные магнитофоры (магнитопласты, магнитоэласты).

$B_r =$ до 0.05 Тесл (50 миллитесл = 500 Гаусс).

2) **Магнитопласты на основе наполнителя** (например, порошка анизотропного $NdFeB$). Поддаются механической обработке, благодаря пластичности (как резина) и возможности изготовления сложных форм методом литья под давлением (в том числе, с монтажными отверстиями и средствами крепления). Не нагреваются при работе в переменных электромагнитных полях (нечувствительны к воздействию вихревых токов). Максимальная рабочая температура – до 120–220 градусов Цельсия, в зависимости от теплостойкости связующего материала.

$B_r = 0.5–0.6$ Тл (5000–6000 Гаусс) ($Nd-Fe-B$).

3) **Ферриты** (прессованные керамические ферритобариевые и ферритостронциевые, недорогие ферромагниты чёрного цвета). В отличие от “железных” магнитов, имеют очень высокое электрическое сопротивление (поэтому феррит бария используют в цепях, подвергающихся действию высокочастотных полей), хорошую механическую прочность, коррозионную стойкость, меньший вес, по сравнению с железными – в 1.5–2 раза. Есть возможность осуществлять у них многополюсное намагничивание на цельном изделии. Имеют неплохую устойчивость к воздействию внешних магнитных полей. По стоимости – на порядок дешевле ЮНДК, имея, при этом, более высокие показатели коэрцитивной силы. Широко применяются в двигателях постоянного тока, в генераторах, в профессиональных и домашних аудио-системах (повышенную индукцию – набирают склейкой двух колец). Недостатки ферромагнитов – хрупкость и твёрдость (обрабатывать можно только шлифованием и при помощи алмазной резки) и уменьшение коэрцитивной силы при охлаждении ниже – 20 °С (что снижает, на морозе, стойкость к размагничиванию маг. полем; зимой, при – 60 градусах – магнитные свойства необратимо теряются и не восстанавливаются при возврате к нормальным термическим условиям) или при нагреве (особенно чувствительны бариевые). Если температура изменяется быстрее 5–10 °С/мин – на феррите образуются трещины, что ухудшает его физические свойства. Максимальное энергетическое произведение – в несколько раз хуже, чем у $SmCo$. Температурный коэффициент остаточной магнитной индукции – раз в десять хуже, т.е. больше, чем у литых магнитов.

$Br = 0.1-0.4$ Тл (1000–4000 Гаусс).

Современные – от 0.2 до 0.43 Тл.

$T_c \text{ of } Br \sim -0.20\%$ на $^{\circ}C$ (Температурный коэффициент).

$T_{max}/T_{cur} = 250-300 / 450$ $^{\circ}C$ (Максимальная рабочая температура / Точка Кюри).

$H_{cb} = 2-4$ кЭ (Коэрцитивная сила по индукции, килоэрстед).

Диапазон максимальной энергии (энергетическое произведение) – от 1,1 до 4,5 МГЭ.

4) **Термостабильные литые или спечённые магниты “Альнико” ($AlNiCo$, российское название – ЮНДК)** на основе сплавов железо–алюминий–никель–медь–кобальт. Они легче редкоземельных самарийкобальтовых, при примерно одинаковых параметрах индукции, и заметно дешевле их. Имеют высокую коррозионную и радиационную стойкость. Используются в акустических системах и динамических студийных микрофонах (ставят *Alnico V*), в гитарных звукоснимателях, в электродвигателях и электрогенераторах, в приборостроении (сенсоры, реле и т.д.) Типовые формы: пластины, призмы, кольца и трубки, диски и стержни. Недостаток – $AlNiCo$ хрупкие (обрабатываются полированием, шлифованием, резкой абразивным кругом) и легко размагничиваются (низкая коэрцитивная сила) под воздействием внешнего магнитного поля, что делает неверными показания стрелочных приборов, в которых они установлены.

$Br = 0.7-1.3$ Тл.

$T_c \text{ of } Br \sim -0.02\%$ на $^{\circ}C$ (это очень хороший показатель).

$T_{max}/T_{cur} = 250-550/800-850$ $^{\circ}C$.

$H_c = 0.6-1.9$ кЭ.

Диапазон максимальной энергии – от 1,4 до 7,5 МГсЭ.

5) **Термоустойчивые деформируемые магниты типа ХК (железо–хром–кобальт, $Fe-Cr-Co$).** Прочность и пластичность современных типов этого сплава – на порядок превосходит аналогичные показатели ЮНДК24 (Алنيко 5) при сопоставимых магнитных свойствах. Могут быть получены в виде холоднокатаного листа, горячекатаного и кованого прутка для последующей механической и термомагнитной обработки. В последние годы, осваиваются новые, перспективные наноструктурные, магнитотвёрдые $FeCrCo$ – сплавы с улучшенными характеристиками. Максимальные рабочие температуры достигают 450 $^{\circ}C$.

$Br = 1.1-1.5$ Тл.

$T_c \text{ of } Br = \text{от } -0,015 \text{ до } -0,028\%$ на $^{\circ}C$ (ГОСТ 24897–81).

H_{cb} – больше 0.5 кЭ.

6) **Спечённые редкоземельные магниты** на основе сплавов самарий–кобальт ($SmCo$, долговечная металлокерамика). Имеют лучшую коррозионную стойкость (то есть, не ржавеют, поэтому и не нуждаются в защитном покрытии) по сравнению с остальными редкоземельными материалами и большие значения максимальной рабочей температуры (термостабильные до 350 $^{\circ}C$) и коэрцитивной силы (то есть, магнитотвёрдые – устойчивые к размагничиванию). По сравнению с ЮНДК – на порядок большая коэрцитивная сила по намагниченности. Недостатки – хрупкость и высокая цена. Применяются в космических аппаратах и мобильных телефонах, в мотоциклах и газонокосилках, в авиационной и компьютерной технике, в медицинском оборудовании, в миниатюрных электромеханических приборах и устройствах (наручных часах, наушниках и т.д.) Используются в современном приборостроении.

$Br = 0.8-1.1$ Тл.

$T_c \text{ of } Br \sim -0.035\%$ на $^{\circ}C$.

$T_{max}/T_{cur} = \text{от } -60 \text{ до } 250-500 / >700-800$ $^{\circ}C$.

$H_{cb} = 8-10$ кЭ.

Диапазон максимальной энергии – от 18 до 32 МГсЭ.

7) **Неодимовые** – редкоземельные супермагниты на основе сплавов неодим–железо–бор ($Nd-Fe-B$, $NdFeB$).

Диапазон рабочих температур – от -60 до $+150-220$ $^{\circ}C$.

Они хрупкие и чувствительные к температуре (предел допустимого нагрева – зависит от марки магнита). После сильного перегрева – необратимо и полностью теряется намагниченность (восстановить можно перемагничиванием на специальной установке). Имеют невысокую коррозионную стойкость – легко окисляются (ржавеют), если повреждено антикоррозионное покрытие (краска, лак, тонкая металлическая плёнка из никеля, меди или цинка). В виде порошка – могут воспламениться, с выделением ядовитого дыма. Лучше поддаются механической обработке – гибкие *Nd*-магнитопласты (*NdFeB*). Спечённые неодимовые магниты имеют преимущество – наибольшую, по сравнению с остальными видами, силу остаточной магнитной индукции и очень высокое энергетическое произведение. Максимальная рабочая температура будет выше – при добавлении кобальта вместо железа, но это ведёт к удорожанию материала. Широко применяются в компьютерной технике (двигатели электроприводов дисков, устройства считывания и записи информации), в моторах и датчиках.

$Br = 1.0\text{--}1.4$ Тл (10000–14000 Гаусс).

$Tc \text{ of } Br = \text{от } -0.07 \text{ до } -0.13\%$ на °С.

$Tmax/Tcur = 80(Nxx) - 120(NxxH) - 150(NxxS/U) - 200(xxEH) - 220 / 310\text{--}330$ *Hc* = 12 кЭ.

Диапазон макс. энергии – от 1 до 50 МГЭ.

8) **Сверхпроводящие магниты**, относящиеся к категории сверхмощных, могут иметь максимальные значения индукц.

$Br > 5$ Тл.

Способы усиления

Для усиления (концентрации силовых линий) магнитного поля – используют полюсные наконечники в виде сужающихся конусов, что значительно увеличивает индукцию в малом объёме.

Из нескольких магнитов, соединяя их последовательно (разноимёнными полюсами) – можно собирать магнитные батареи. В итоге – повышение мощности и более протяжённые, и линейные (на достаточном расстоянии) силовые линии поля.

Основные характеристики современных магнитов

Остаточная магнитная индукция (*Br*, Тесл или Гаусс, *G*) – намагниченность, оставшаяся после намагничивания материала, из которого изготовлен постоянный магнит, измеренная на его поверхности, в замкнутой системе. Единица измерения – Тесла, в системе СИ или Гаусс, в сист. СГС. Это основная характеристика магнита. Иногда, эту величину называют – “сила магнита”.

Магнитная индукция, B / Br (Тесл или Гаусс, *G*) – результат приборного измерения (гауссметром / тесламетром или магнитометром) реального, фактического поля магнита на каком-то расстоянии от него или на его поверхности.

Коэрцитивная сила по индукции, *Hcb* (кА/м) – величина внешнего магнитного поля, требуемого для полного размагничивания магнита, намагниченного до состояния насыщения. Характеризует устойчивость к размагничиванию (ГОСТ 19693).

Максимальное энергетическое произведение, $(BH)max$ МГсЭ (МГауссЭрстед, в системе СГС) – мощность магнита.

Температурный коэффициент остаточной магнитной индукции, $Tc \text{ of } Br$ (*TKBr*) (% на °С) – характеризует изменение магнитной индукции от температуры.

Максимальная рабочая температура, *Tmax* (градусов по Цельсию) – предел температуры, при которой магнит временно теряет часть своих магнитных свойств. При последующем охлаждении – все магнитные свойства восстанавливаются (в отличие от точки Кюри). Превышение нагрева на несколько десятков градусов больше *Tmax* – может вызвать частичное размагничивание магнетика (после остывания, оставшаяся сила притяжения будет меньше изначальной; при этом, точные измерительные стрелочные приборы и т.п. – уже не годятся для работы).

Точка Кюри, *Tcur* (°С) – температура, выше которой исчезает намагниченность ферромагнетиков.

Никель – +358 °С.

Железо – +769 °С.

Кобальт – +1121 °С.

Сила сцепления – усилие (направленное перпендикулярно плоскостям контакта), необходимое, чтобы оторвать магнит от обработанной, плоской и ровной стальной поверхности. Например, относительно небольшой неодимовый магнетик, выполненный в виде компактного цилиндра или шайбы без центрального отверстия, с собственным весом, примерно, триста грамм, диаметром 50 миллиметров и высотой 20 мм – притягивается к железу с силой, составляющей более 80 килограмм. Нужно учесть, что при продольном сдвиге вдоль контактной поверхности или при отрыве с края – понадобится приложить меньшие усилия. Мощность и индукция однотипных магнетиков, приблизительно, пропорциональны их массе. При работе с сильными магнитами, необходимо строго соблюдать правила техники безопасности, особенно – беречь от травм руки, чтобы их не прищемило.

Размагничивание и срок службы

Магниты теряют намагниченность – при сильных механических вибрациях, ударах, деформациях и значительных перепадах температуры. Полное размагничивание произойдет при нагревании выше температуры Кюри (она отличается для каждого конкретного ферромагнитного материала, например – Железо +769 °С и свои значения – для сплавов нескольких металлов) или в мощном магнитном поле, затухающем переменном или противоположно направленном постоянном, напряженностью – не меньше величины коэрцитивной силы для данного магнетика. Самые распространенные железные магниты, в обычных комнатных условиях и без нарушения условий эксплуатации – будут размагничиваться очень долго. За период 10 лет – неодимовые магниты теряют менее 2 % силы, кобальтовые – меньше 1 процента своей намагниченности. Хуже параметры у ферритов и Альнико – они ненадежны, быстро садятся, стареют и работают в полсилы, что, нередко, считается их недомагнитченностью и заводским браком в производстве.

Подводя итог всему вышеописанному следует отметить, что мы много знаем об электричестве и магнетизме и с каждым днем узнаем все больше и больше. Но за одной проблемой встают другие, не менее сложные и интересные. Жизнь всегда будет полна загадок. И наряду с самыми сложными – загадкой жизни и загадкой Вселенной – загадка магнита всегда будет давать пищу для любознательного ума.

Вряд ли, когда-нибудь найдется человек, который возьмет на себя смелость утверждать: “Я постиг загадку магнита!” Однако ученые, познающие толику тайны, смогли создать устройства, способные соперничать с самыми сильными магнитами, созданными природой.

Литература

1. Большая советская энциклопедия – М. : Советская энциклопедия , 1974.
2. Карцев, В.П. Магнит за три тысячелетия / В.П. Карцев. – М. : Знание , 1986г. – 230с.
3. Пятин, Ю.М. Постоянные магниты / Ю.М. Пятин. – М. : Энергия, 1980.

УДК 658.26

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Супрунук А.В., Мильто А.В.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Радкевич В.Н.

При проектировании новых и реконструкции действующих систем электроснабжения (СЭС), а также в процессе эксплуатации электроустановок средних и крупных промышленных предприятий производится выбор силовых распределительных трансформаторов, от которых питаются электроприемники на напряжении до 1 кВ. В данной работе рассматриваются технические характеристики силовых распределительных трансформаторов, учет которых может быть полезным при их выборе.

Согласно [1] распределительным называется трехфазный трансформатор номинальной мощностью $S_{\text{ном}} \leq 2500$ кВ·А или однофазный, имеющий $S_{\text{ном}} \leq 833$ кВ·А, классов напряжения до 35 кВ включительно. В зависимости от мощности распределительные трансформаторы подразделяются на следующие габариты: I - $S_{\text{ном}} = 25-100$ кВ·А; II - $S_{\text{ном}} = 160 - 630$ кВ·А; III- $S_{\text{ном}} = 1000-2500$ кВ·А.

В СЭС промышленных предприятий, как правило, применяются трансформаторы, имеющие $S_{\text{ном}} = 1000-1600$ кВ·А. Трансформаторы мощностью до 630 кВ·А могут использоваться при малой плотности нагрузок, в частности на мелких и средних объектах, на периферийных участках крупных предприятий, для электроснабжения административных зданий и т.п.

На рынке электротехнических изделий изготовителями и дилерами предлагаются силовые трансформаторы разных типов, изготавливаемые в странах СНГ. Выпускаются маслонаполненные трансформаторы известных типов (ТМ, ТМЗ, ТМГ, ТМГ11), а также энергоэффективные трансформаторы с использованием инновационных технических решений (ТМГ12, ТМГ15, ТНЭЗ, ТНЭЗ А, ТМГ21).

Для силовых распределительных трансформаторов ГОСТ 4.316-85 [2] устанавливает следующие основные показатели качества силовых трансформаторов:

- 1) удельная масса по отношению к номинальной мощности, кг/кВ·А (основной конструктивный показатель);
- 2) установленный срок службы $T_{\text{сл.п}}$, лет (показатель надежности, характеризующий долговечность);
- 3) потери холостого хода (ХХ) $\Delta P_{\text{х}}$, кВт;
- 4) потери короткого замыкания (КЗ) $\Delta P_{\text{к}}$, кВт;
- 5) ток холостого хода, $I_{\text{х}}$, %.

Рассмотрим эти показатели качества силовых трансформаторов более подробно.

Удельная масса силового трансформатора, кг/ (кВ·А), определяется по выражению

$$m = M / S_{\text{ном}}, \quad (1)$$

где M - полная масса силового трансформатора, кг;

$S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Показатели массы для силовых трансформаторов, применяемых в системах электроснабжения промышленных предприятий, приведены в таблице 1.

Анализ приведенных в таблице 1 данных показывает, что наиболее тяжелыми являются трансформаторы типа ТНЗЭ и ТМЗ, что обусловлено особенностями их конструктивного исполнения. Трансформаторы типа ТНЗЭ имеют обмотки, выполненные из меди, а ТМЗ – более мощный бак. Это ухудшает их показатели полной M и удельной m массы. Лучшие показатели массы у трансформаторов типа ТМГ21, вторичная обмотка которых выполнена

из алюминиевой фольги. Удельная масса рассмотренных трансформаторов, за исключением типа ТМ, уменьшается с увеличением номинальной мощности трансформатора $S_{ном}$.

Установленный срок службы трансформаторов составляет 25-30 лет.

Таблица 1- Показатели массы силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ

Тип трансформатора	Масса, кг, при $S_{ном}$, кВ·А			Удельная масса, кг/кВ·А, при $S_{ном}$, кВ·А		
	630	1000	1600	630	1000	1600
ТНЭЗ	2900	3850	5675	3,9	3,5	3,9
ТНЭЗ А	2300	3330	4820	3,3	3,0	3,3
ТМГ	1950	2890	-	2,9	-	2,9
ТМГ11	1860	2750	4250	2,8	2,7	2,8
ТМГ12	1870	2820	-	2,8	-	2,8
ТМГ15	1870	2820	-	2,8	-	2,8
ТМГ21	1700	2550	3860	2,6	2,4	2,6
ТМЗ	2650	3600	4930	3,6	3,1	3,6
ТМ	2030	2609	4520	2,6	2,8	2,6

Согласно [2] основными характеристиками трансформаторов, определяющими их энергоэффективность, являются потери ХХ ΔP_x и КЗ ΔP_k . Для рассматриваемых распределительных трансформаторов эти данные приведены в таблице 2.

Таблица 2- Потери ХХ и КЗ силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ

Тип трансформатора	Значение ΔP_x , кВт, при $S_{ном}$, кВ·А			Значение ΔP_k , кВт, при $S_{ном}$, кВ·А		
	630	1000	1600	630	1000	1600
ТНЭЗ	1,45	1,85	2,75	5,1	8,5	11,0
ТНЭЗ А	1,45	1,85	2,75	7,5	12,5	16,0
ТМГ	1,05	1,55	-	7,6	10,2	-
ТМГ11	1,1	1,4	2,15	8,7	10,8	16,5
ТМГ12	0,8	1,1	-	6,75	10,5	-
ТМГ15	0,73	0,94	-	6,75	10,5	-
ТМГ21	1,03	1,3	2,05	7,45	11,6	16,75
ТМЗ	1,25	1,9	2,65	7,9	12,2	16,5
ТМ	1,25	1,9	2,35	7,6	11,6	16,5

Рассмотрим более детально потери ХХ трансформатора. В режиме ХХ имеют место магнитные потери мощности в стальных частях и потери в первичной обмотке из-за тока ХХ, составляющие менее 1% от ΔP_x . Также существуют диэлектрические потери в изоляционном слое, но для силовых трансформаторов промышленной частоты такие потери невелики и не учитываются при расчете.

Магнитные потери происходят вследствие гистерезиса и вихревых токов. При использовании холоднопрокатной электротехнической стали, на гистерезис приходится примерно четверть от магнитных потерь, соответственно на вихревые токи - около 75% потерь ХХ.

Основные причины увеличения потерь ХХ:

1. Коррозия металла, которая происходит из-за нарушения целостности лакового слоя.
2. Некачественная изоляция стягивающих шпилек, которая приводит к возникновению замкнутого короткого контура.
3. Некачественная шихтовка.
4. Перегрев стальных узлов элементов трансформатора.
5. Нестабильные качественные характеристики используемой стали.

6. Допущение механических повреждений при сборке.

По причинам 2,5,6 потери ХХ могут отличаться от номинальных, но не более чем на 15%.

Большое влияние на величину потерь ХХ оказывает качество электротехнической стали. Факторы, влияющие на характеристики стали условно можно разделить на конструктивные и технологические.

Конструктивные факторы зависят от формы стыковки пластин, метода прессовки стержней, а также типа сечения ярма, а технологические – от особенностей изготовления самих пластин (методов удаления заусенцев, способов лакировки и т.д.).

Потери КЗ напрямую зависят от трех факторов:

1. Нагрузочного тока, протекающего в обмотках трансформатора.
2. Материала проводников обмоток.
3. Сечения проводников обмоток.

При мощности 630 и 1000 кВ·А наименьшие потери ХХ имеют трансформаторы типа ТМГ15, а при 1600 – типа ТМГ21. Минимальные потери КЗ у трансформаторов с медными обмотками типа ТНЭЗ.

Трансформаторы являются основным элементом комплектных трансформаторных подстанций, для которых одним из показателей экономного расхода энергии являются суммарные потери силового трансформатора, определяемые согласно [2] по формуле

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_k . \tag{2}$$

Расчеты показали, что для всех рассмотренных номинальных мощностей меньшие значения ΔP_T имеют трансформаторы типа ТНЭЗ, большие – типа ТМГ11 при $S_{ном} = 630$ кВ·А, ТНЭЗ А при $S_{ном} = 1000$ и ТМЗ при $S_{ном} = 1600$ кВ·А

Энергоэффективность масляных распределительных трансформаторов в странах Западной Европы оценивается по стандарту HD428 [3], в соответствии с которым в трансформаторах мощностью 630-1600 допустимые уровни потерь мощности КЗ и ХХ имеют значения, приведенные в таблице 3.

Таблица 3- Допустимые уровни потерь в трансформаторах мощностью 630-1600

S _{ном} , кВ·А	Допустимые уровни потерь холостого хода, кВт			Допустимые уровни потерь короткого замыкания, кВт		
	ΔP _{ха}	ΔP _{xb}	ΔP _{xc}	ΔP _{ка}	ΔP _{kb}	ΔP _{kc}
630	1,3	1,03	0,86	6,5	8,4	5,4
1000	1,7	1,4	1,1	10,5	13,0	9,5
1600	2,6	2,2	1,7	17,0	20,0	14,0

Стандарт HD428 допускает следующие комбинации потерь ХХ и КЗ в силовых распределительных трансформаторах:

$$\Delta P_{та} = \Delta P_{ха} + \Delta P_{ка} ; \tag{3}$$

$$\Delta P_{tb} = \Delta P_{xb} + \Delta P_{kb} ; \tag{4}$$

$$\Delta P_{tc} = \Delta P_{xc} + \Delta P_{kc} ; \tag{5}$$

$$\Delta P_{tbc} = \Delta P_{xb} + \Delta P_{kc} ; \tag{6}$$

$$\Delta P_{tca} = \Delta P_{xc} + \Delta P_{ка} . \tag{7}$$

Сопоставив технические характеристики трансформаторов (таблица 2) с данными таблицы 3, оценим энергоэффективность рассматриваемых силовых трансформаторов. Полученные результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4. Трансформаторы, соответствующие стандарту HD 428.

Тип трансформатора	Потери ХХ, кВт	Потери КЗ, кВт	Допустимые потери, кВт, для уровня энергоэффективности (номер комбинации)
ТМГ-1000	1,55	10,2	$\Delta P_{\text{та}} = 1,7 + 10,5$ (3)
ТМГ11-1000	1,4	10,8	$\Delta P_{\text{тб}} = 1,4 + 13,0$ (4)
ТМГ11-1600	2,15	16,5	$\Delta P_{\text{та}} = 2,6 + 17,0$ (3) $\Delta P_{\text{тб}} = 2,2 + 20,0$ (4)
ТМГ12-630	0,8	6,75	$\Delta P_{\text{тса}} = 0,86 + 6,5$ (7)
ТМГ12-1000	1,1	10,5	$\Delta P_{\text{та}} = 1,7 + 10,5$ (3) $\Delta P_{\text{тб}} = 1,4 + 13,0$ (4) $\Delta P_{\text{тса}} = 1,1 + 10,5$ (7)
ТМГ15-630	0,73	6,75	$\Delta P_{\text{тб}} = 1,03 + 8,4$ (4)
ТМГ15-1000	0,94	10,5	$\Delta P_{\text{та}} = 1,7 + 10,5$ (3) $\Delta P_{\text{тб}} = 1,4 + 13,0$ (4) $\Delta P_{\text{тса}} = 1,1 + 10,5$ (7)
ТМГ21-630	1,03	7,45	$\Delta P_{\text{тб}} = 1,03 + 8,4$ (4)
ТМГ21-1000	1,3	11,6	$\Delta P_{\text{тб}} = 1,4 + 13,0$ (4)
ТМГ21-1600	2,05	16,75	$\Delta P_{\text{та}} = 2,6 + 17,0$ (3) $\Delta P_{\text{тб}} = 2,2 + 20,0$ (4)
ТМ -1600	2,35	16,5	$\Delta P_{\text{та}} = 2,6 + 17,0$ (3)

Минимальный уровень суммарных потерь в маслонаполненных силовых распределительных трансформаторах соответствует комбинации $\Delta P_{\text{тс}} = \Delta P_{\text{кз}} + \Delta P_{\text{хс}}$. Ни один из рассмотренных трансформаторов не соответствует данному уровню потерь мощности. Тем не менее, приведенные в таблице 4 трансформаторы, имея меньшую энергоэффективность, соответствуют стандарту HD428.

Выводы

1. При выборе распределительных трансформаторов следует учитывать основные показатели качества, регламентированные ГОСТ 4.316-85.

2. Важной характеристикой трансформаторов является их энергоэффективность. Оценка энергоэффективности рассмотренных силовых трансформаторов показала, что в максимальной степени критериям стандарта HD428 соответствуют распределительные трансформаторы типа ТМГ12, ТМГ15 и ТМГ21. Энергоэффективными являются также трансформаторы мощностью 1000 кВ·А типа ТМГ и ТМГ11, а также 1600 кВ·А типа ТМГ11 и ТМ.

Литература

- ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
- ГОСТ 4.316-85. Система показателей качества продукции. Трансформаторы силовые, нулевого габарита, измерительные. Подстанции комплектные трансформаторные. Вводы высоковольтные. Номенклатура показателей.
- Энергосбережение в Европе: применение энергоэффективных распределительных трансформаторов (электронный ресурс). Ресурс доступа: http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2384.

УДК 621.32

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОНОМНЫХ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Павлович Е.В.

Научный руководитель – ст. преподаватель Калечиц В. Н.

Системы автономного освещения на основе солнечных фото модулей становятся всё популярней с каждым днём. Наружное освещение необходимо не только в городе, где энергетическая инфраструктура хорошо развита, но и в местах, удалённых от центральной энергосети.

В освещении нуждаются не только улицы, но и удаленные парковки, стоянки сельскохозяйственных машин, проблемные участки автотрасс, территории рекреационного назначения (парки, пляжи) и многое другое.

Автономное светодиодное освещение на основе фотомодулей имеет много преимуществ. Наиболее весомым достоинством является полная независимость от внешних сетей, что в сочетании с бескабельной системой даёт возможность создания освещения на отдалённых участках без доступа к электросетям, что значительно позволяет сэкономить как трудовые, так и материальные ресурсы.

К преимуществам можно отнести: недорогое обслуживание, надёжность и длительный срок эксплуатации, отсутствие мерцания.

Яркость и максимальная естественность света, а также свобода в выборе цвета освещения даёт возможность использовать автономное уличное освещение в качестве архитектурного освещения.

К недостаткам можно отнести небольшую выработку электроэнергии в пасмурные дни и возможные сбои в работе аккумуляторов при большой отрицательной температуре [1].

Также на сегодняшний день к минусам можно отнести высокую стоимость комплекта оборудования.

Далее рассмотрены варианты использования автономных осветительных установок.

1) Пешеходный переход

Комплект освещения пешеходного перехода предназначен для идентификации и освещения пешеходного перехода (рис. 1). В состав входит светофор типа Т.7 с миганием желтого света и светодиодный светильник направленного света, оснащенный датчиком движения и датчиком освещенности. Светодиодный светильник срабатывает сразу же, когда в темное время суток к пешеходному переходу подходит пешеход. Таким образом, установка обеспечивает комплексное решение идентификации и освещение пешеходного перехода.

Устанавливается в местах, где доступ к электросети затруднен или отсутствует, таких как: дороги вне населенных пунктов, междугородние автомагистрали, улицы в населенных пунктах вдали от электросети [2].

2) Автономное светодиодное освещение рекламных щитов на основе солнечных панелей

Всё большей популярностью пользуются системы автономного светодиодного освещения рекламных щитов, которые запитаны от солнечных батарей (рис. 2).

В таких случаях используется минимальное количество оборудования. Как правило, это солнечный модуль, крепление модуля, ящик для хранения оборудования, контроллер заряда, АКБ, автоматы, провода, коннекторы.



Рисунок 1. Автономное освещение пешеходного переходы

Конкретное количество оборудования определяется размером подсвечиваемой поверхности и временем подсветки. На сегодняшний день, освещение билбордов происходит до полуночи, в более позднее время количество проезжающего транспорта падает. Что дает возможность существенно снизить стоимость оборудования.

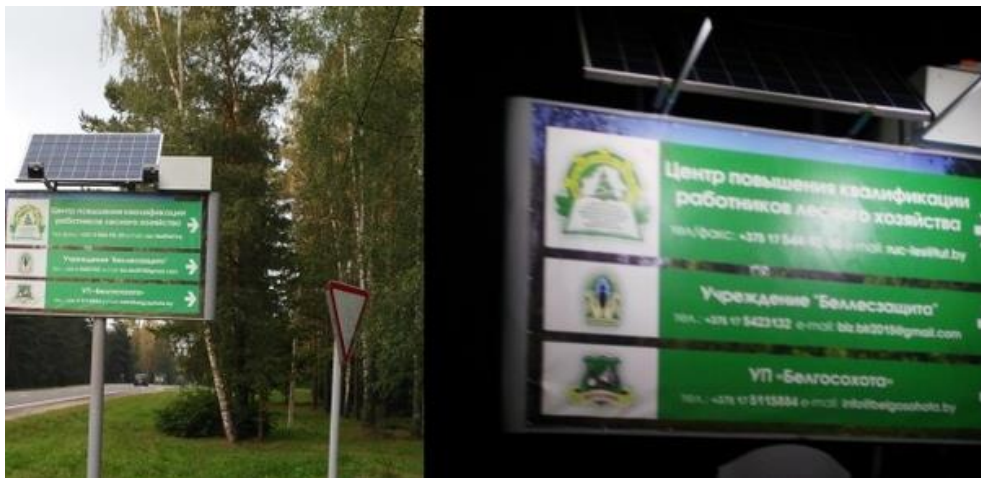


Рисунок 2. Комплект оборудования для подсветки баннера размером 2,5*1,5м. Установлен в этом году в Минском районе. В этом случае, достаточно 4 светильников мощностью 10Вт и напряжением 24В. Стоимость комплекта оборудования - от 2 100 белорусских рублей. [5].

Здесь же, как и в случае использования на пешеходном переходе основным преимуществом будет являться возможность подсветки билбордов в местах, где доступ к электросети затруднён или отсутствует.

3) Автономная светодиодная система освещения для дачи и сада

Очень часто солнечные светодиодное освещение на дачах используется для декора (подсветка дорожек, въезда, крыльца, клумб, газонов, деревьев и т.п.). Модели декоративных светодиодных светильников имеют различные формы (гирлянды, звери, птицы, причудливые фигурки и т.д.). Часто декоративное освещение оснащено дополнительными контроллерами, для работы в режиме мигания, мерцания, бегущих огоньков.

Также можно обеспечить автономное освещение внутри дачного дома и территории вокруг (светодиодные фонари на солнечных батареях) [3].

4) Автономная светодиодная система освещения для парков и общественных мест

Принцип системы автономного освещения парков и общественных мест такой же, как и для улицы. Упор делается на обеспечения яркого освещения в тёмное время.

Светодиоды используются для ландшафтной и архитектурной подсветки, что снижает затраты на декоративную городскую подсветку в ночное время. Также светодиодные фонари на солнечных панелях можно установить и на междугородних транспортных остановках [3].

Характерные особенности автономного уличного освещения

1. Место расположения аккумуляторных батарей

Аккумуляторная батарея при автономном освещении должна содержать в себе все те особенности, что и аккумуляторы для автономного и резервного электроснабжения:

- иметь малую массу.
- иметь высокую емкость.
- быстро заряжаться.
- большой срок службы.
- устойчивость к глубокому разряду.

Однако из-за того, что автономное освещение находится удалённо и обслуживать их, как и обеспечивать защиту не всегда возможно, необходимо принять меры для обеспечения комфортных условий и надлежащей защиты.

Всего рассмотрим три варианта расположения аккумулятора:

Место расположения	Таблица 1 – Варианты расположения аккумуляторных батарей	
	Плюсы	Минусы
В опоре	1. Защита от вандалов. 2. Относительно равномерное распределения центра масс. 3. Возможность обслуживания.	1. Габариты аккумуляторных батарей или же самой опоры. Из-за чего этот вариант зачастую недоступен.
Под солнечной панелью	1. Возможность обслуживания	1. Парустность. 2. В зимнее время года низкая температура окружающей среды
Под опорой, в земле	1. Защита от вандалов. 2. Равномерно распределённый центр масс 3. Постоянная положительная температура	1. Невозможность обслуживания

2. Солнечные панели.

Существует три вида солнечных панелей:

1. Монокристаллические. Данные солнечные батареи представляют собой силиконовые ячейки, объединенные между собой. Для их изготовления используют максимально чистый кремний. После затвердевания готовый монокристалл разрезают на тонкие пластины толщиной 250-300 мкм, которые пронизывают сеткой из металлических электродов. Используемая технология является сравнительно дорогостоящей, поэтому и стоят монокристаллические батареи дороже, чем поликристаллические или аморфные. Выбирают данный вид солнечных батарей за высокий показатель КПД (порядка 17-22%).

2. Поликристаллические. Для получения поликристаллов кремниевый расплав подвергается медленному охлаждению. Такая технология требует меньших энергозатрат, следовательно, и себестоимость кремния, полученного с ее помощью меньше. Единственный минус: поликристаллические солнечные батареи имеют более низкий КПД (12-18%), чем монокристаллические солнечные панели. Причина заключается в том, что внутри поликристалла образуются области с зернистыми границами, которые и приводят к уменьшению эффективности элементов.

3. Аморфные. Если проводить деление в зависимости от используемого материала, то аморфные батареи относятся к кремниевым, а если в зависимости от технологии производства – к пленочным. В случае изготовления аморфных панелей, используется не кристаллический кремний, а силан или кремневодород, который тонким слоем наносится на материал подложки. КПД таких батарей составляет всего 5-6%, у них очень низкий показатель эффективности, но, несмотря на эти недостатки, они имеют и ряд достоинств:

3. Контролеры заряда

Контроллер заряда-разряда аккумуляторной батареи несомненно является одним из важнейших компонентов солнечной электростанции (СЭС). Он выступает своеобразным связующим звеном между солнечной батареей и аккумуляторной батареей. В его основные функциональные обязанности входит:

- автоматическое подключение солнечной батареи на заряд аккумуляторной батареи;
- многостадийный заряд аккумуляторной батареи;
- автоматическое отключение солнечной батареи при полном заряде аккумуляторной батареи;
- автоматическое отключение нагрузки при установленном уровне разряда аккумуляторной батареи;

— переподключение нагрузки при восполнении заряда аккумуляторной батареи;

Все эти функции необходимы для сохранения ресурса аккумуляторной батареи, преждевременный выход из строя которой повышает расходы на обслуживание системы. Систематический перезаряд приводит к кипению электролита и вспучиванию герметичных аккумуляторной батареи. Глубокий же разряд опасен для аккумуляторов тем, что ведет к сульфатации пластин и гибели аккумуляторной батареи. Особенно чувствительны к перезаряду и переразряду свинцово-кислотные аккумуляторы, наиболее часто применяемые в фотоэлектрических системах. Сейчас популярны контроллеры двух типов: технологии ШИМ (PWM) - широтно-импульсная модуляция (Pulse-width modulation) и MPPT - поиск точки максимальной мощности (Maximum Power Point Tracking)

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

При наличии возможности подключение к системе электроснабжения, окупаемость автономного уличного освещения на сегодняшний день может занять очень долгий срок. Целесообразно использовать автономное освещение в местах, где подключение к системе электроснабжения затруднено, а проведение коммуникаций требует больших ценностных и временных затрат

В освещении нуждаются не только улицы, но и удаленные парковки, стоянки сельскохозяйственных машин, проблемные участки автотрасс, пешеходные переходы, территории рекреационного назначения (парки, пляжи) и многое другое [1].

Оптимальным решением является использование автономных светильников на солнечной энергии. Их установка не требует ни подключения к электросети, что зачастую весьма проблематично. Вы сами выбираете место установки и просто монтируете солнечный светильник на любую подходящую опору — столб, стену здания, забор или даже дерево!

Литература

1. Автономное освещение улиц и дорог [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.multiwood.ru/>. – Дата доступа: 10.02.2017.
2. Автономное уличное освещение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.atmosfera.ua/>. – Дата доступа: 10.02.2017.
3. Экономия с уличным освещением [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://strmnt.com/>. – Дата доступа: 10.02.2017.
4. АГРОМАСТЕР [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pk-agromaster.ru/>. – Дата доступа: 10.02.2017.
5. SOLAR TIME [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://solartime.by/> – Дата доступа: 14.03.2017.

УДК 629.73.08; 629.7.004.67

МИКРОМАШИНЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БЕСКОЛЛЕКТОРНЫХ МАШИН ПОСТОЯННОГО ТОКА

Плешко Д. Ю.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Константинова С. В.

Рассмотрены микромашинны постоянного тока, перспективы развития бесколлекторных машин постоянного тока и их использование в авиационной аппаратуре.

Электрическая машина – основной преобразователь механической энергии в электрическую и электрической в механическую. Электрические машины могут преобразовывать механическую энергию в электрическую (генераторы), электрическую – в механическую (двигатели), электрическую энергию – в электрическую другого рода тока, частоты или напряжения (преобразователи), а также электрическую энергию переменного тока одного напряжения – в другое (трансформаторы). Кроме того, существуют электрические машины, которые усиливают передаваемые электрические сигналы малой мощности до весьма значительных мощностей, что позволяет малыми сигналами на входе производить регулирование больших мощностей на выходе (электромашинные и магнитные усилители).

В бортовом оборудовании широкое применение находят электрические машины, которые преобразуют электрический сигнал в заданное механическое вращение или поворот вала (исполнительные двигатели автоматических устройств), механическое вращение в электрический сигнал (тахогенераторы), механический угол поворота вала в электрический сигнал (поворотные трансформаторы), а также служат для одновременного поворота или вращения двух или нескольких механически не связанных между собой осей (сельсины) [1].

По роду тока электрические машины разделяются на машины постоянного и переменного тока. Машины постоянного тока используются как двигатели, электромашинные усилители, тахогенераторы, генераторы и преобразователи напряжения постоянного тока. Двигатели постоянного тока обычно предназначаются для приводов, требующих широкого диапазона регулирования скорости вращения. Двигатели постоянного тока малой мощности часто применяются в системах автоматического регулирования в качестве исполнительных двигателей.

К машинам переменного тока относятся синхронные и асинхронные машины, трансформаторы и коллекторные двигатели и преобразователи переменного тока. Синхронные машины ранее использовались главным образом как генераторы переменного тока и компенсаторы реактивной мощности. В настоящее время они находят применение в качестве двигателей самых разнообразных мощностей. Большое распространение имеют синхронные двигатели малых мощностей в схемах, требующих постоянной скорости вращения.

Электрическая микромашинна (микроэлектромашинна) – электрическая машинна переменного или постоянного тока малой мощности (до 750 Вт), предназначенная для работы в системах регулирования и управления, гироскопических устройствах, бытовых приборах.

Электрические микромашинны по назначению разделяются на две группы: общего применения (коллекторные, синхронные, асинхронные микродвигатели) и электрические машинны устройств и приборов (силовые (преобразуют электрическую энергию в механическую), информационные (преобразуют угол поворота, угловую скорость и ускорение в электрический сигнал), гироскопические, преобразователи частоты и напряжения, усилители мощности).

Основные типы микромашин: электромашинные усилители, электрические микродвигатели постоянного тока, асинхронные и синхронные микродвигатели, тахогенераторы, сельсины, вращающиеся трансформаторы.

Микромашины постоянного тока используются в бортовых системах автоматики в качестве исполнительных двигателей, двигателей для привода лентопотяжных самозаписывающих механизмов, в качестве тахогенераторов и электромашинных усилителей. Двигатели постоянного тока находят главным образом для питания радиостанций, двигателей постоянного тока, зарядки аккумуляторных батарей, сварки, электрохимических низковольтных установок.

Вентильный электродвигатель – это синхронный двигатель, основанный на принципе частотного регулирования с самосинхронизацией, суть которого заключается в управлении вектором магнитного поля статора в зависимости от положения ротора [2]. Вентильные двигатели (в англоязычной литературе BLDC или PMSM) ещё называют бесколлекторными двигателями постоянного тока, потому что контроллер такого двигателя обычно питается от постоянного напряжения.

В последнее время, этот тип двигателей быстро приобретает популярность, проникая во многие отрасли промышленности. Находит применение в различных сферах использования: от бытовых приборов до рельсового транспорта. Вентильный электродвигатель с электронными системами управления часто объединяют в себе лучшие качества бесконтактных двигателей и двигателей постоянного тока.

Достоинства:

- высокое быстродействие и динамика, точность позиционирования; - широкий диапазон изменения частоты вращения;
- бесконтактность и отсутствие узлов, требующих техобслуживания - бесколлекторная машина;
- возможность использования во взрывоопасной и агрессивной среде; - большая перегрузочная способность по моменту;
- высокие энергетические показатели (КПД более 90 % и $\cos\phi$ более 0,95);
- большой срок службы, высокая надёжность и повышенный ресурс работы за счёт отсутствия скользящих электрических контактов;
- низкий перегрев электродвигателя, при работе в режимах с возможными перегрузками.

Недостатки:

- относительно сложная система управления двигателем;
- высокая стоимость двигателя, обусловленная использованием дорогостоящих постоянных магнитов в конструкции ротора.

Из-за неразвитости электроники по-прежнему во многих случаях рациональным оказывается применение асинхронного двигателя с преобразователем частоты. Трёхфазные бесколлекторные электродвигатели постоянного тока обеспечивают превосходные характеристики, как при управлении с датчиками положения, так и без них. Управление с датчиками используется, если момент сопротивления неизвестен или варьируется, а также, если необходимо достичь большого пускового момента. Управление без датчиков, как правило, используется в вентиляторах, где позволяет избавиться от применения датчиков Холла и исключить проводные связи с ними.

Типичные сферы применения:

- электропривод;
- холодильное/морозильное оборудование (компрессоры);
- системы нагрева, вентиляции и кондиционирования воздуха (например, вентиляторы).

Несмотря на недостатки, электрические микромашины постоянного и переменного тока занимают значительное место в автоматических системах управления и регулирования счетно-решающих и гироскопических устройствах, бытовых приборах. Генераторы являются основными источниками электроэнергии на самолете.

Литература

1. Барвинский А.П. Электрооборудование самолетов / А.П. Барвинский, Ф.Г. Козлова. – М.: Транспорт, 1981. – 288 с.
2. Арменский Е.В. Электрические микромашины / Е.В. Арменский, Г.Б. Фалк. – М.: Высшая школа, 1975. – 240 с.

УДК621.313.13

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И УЛУЧШЕНИЯ ДВИГАТЕЛЕЙ С КАТЯЩИМСЯ РОТОРОМ

Полоневич П.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Константинова С.В.

Первые исследования двигателя с катящимся ротором (ДКР) были начаты в 1944 г. Москвитиним, а позднее конструкции ДКР и процессы электромагнитного преобразования энергии в них наиболее полно освещены в работах Шон Р., Бертинов А.И., Борзяк Ю.Г., Варлей В.В., Зайков М.А., Наний В.П., а также в работах G. Kaminski, H. Wrotek, A. Viviani и других. Однако среди современного ряда предлагаемых электродвигателей (двигателей постоянного тока, асинхронных и синхронных двигателей, шаговых двигателей, линейных двигателей) Вы с трудом найдёте ДКР. Поэтому для начала рассмотрим принцип действия данного типа двигателя.

ДКР относятся к синхронным ре активным двигателям, основным отличием которых является отсутствие обмотки на роторе. Это тихоходные электродвигатели с высоким вращающим моментом и низкой частотой вращения вала. Другой принципиальной особенностью ДКР, отличающей их от других машин, является эксцентричное расположение ротора в расточке статора. Вращающий момент здесь создается за счет сил одностороннего магнитного притяжения (СОМП).

Принцип действия ДКР рассмотрим с помощью рисунка 1, на котором изображен статор с эксцентрично расположенным ротором. Допустим, что обмотка статора создает несимметричное магнитное поле, максимум которого в данный момент приходится на т.А. Несимметричное поле создает СОМП, под действием которой ротор будет соприкасаться со статором в той же т. А (рис.1, а). По мере вращения магнитного поля сила одностороннего притяжения перемещается по расточке статора с синхронной скоростью. В любой момент времени ее можно разложить на составляющие F_x и F_y (рис. 1, б). Видно, что F_x , притягивая ротор к статору, заставляет его катиться по внутреннему диаметру последнего с синхронной скоростью. Ротор же медленно поворачивается вокруг собственного центра, причем в противоположном направлении. (На рис. 1. поле статора повернулось на 45° против часовой стрелки, а точка p , принадлежащая телу ротора, повернулась по часовой стрелке на угол φ_p , который заметно меньше 45°). Это вращение и является выходным.

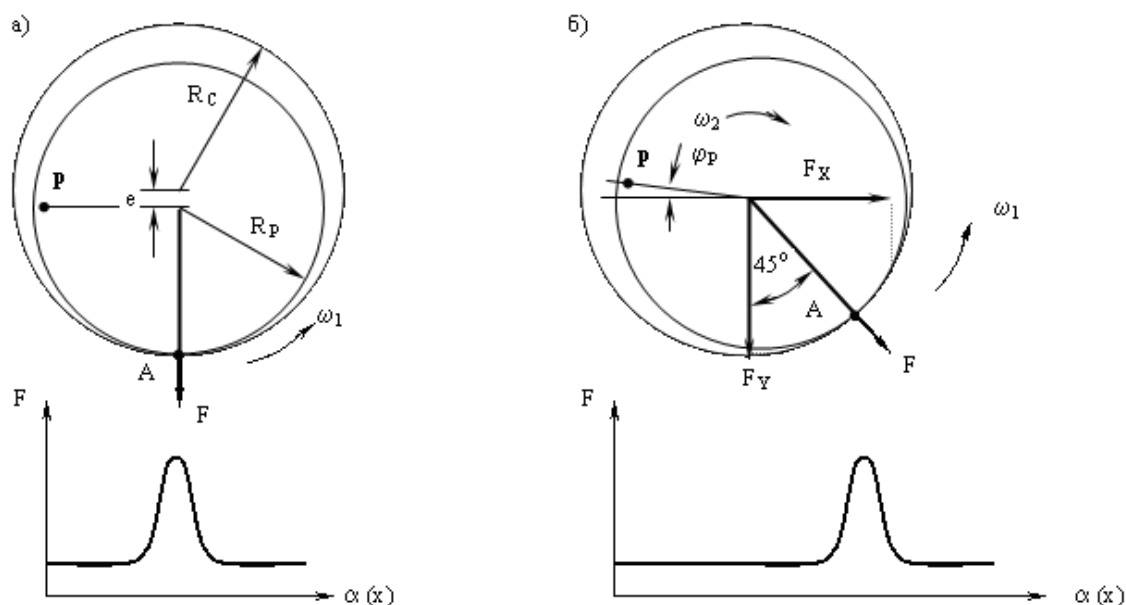


Рисунок 1. Принцип действия ДКР

В конечном итоге при повороте поля статора на один оборот ($j_c = 2\pi$) ротор повернется на угол, равный разности длин окружностей статора и ротора, деленной на радиус ротора R_p :

$$\varphi_p = \frac{2\pi R_c - 2\pi R_p}{R_p} = 2\pi \frac{R_c - R_p}{R_p}$$

Переходя к частоте вращения и учитывая, что $\omega_1 = 2\pi$, получим

$$\omega_2 = \omega_1 \frac{R_c - R_p}{R_p}$$

Так как в ДКР $(R_c - R_p)/R_p \ll 1$, то ω_2 существенно меньше ω_1 , т.е. коэффициент редукции здесь весьма значительный:

$$k_{ред} = \frac{\omega_1}{\omega_2} = \frac{R_p}{R_c - R_p}$$

В ДКР различают два момента: электромагнитный момент $M_{ЭМ}$, вызывающий вращение центра ротора вокруг центра статора со скоростью n_1

$$M_{ЭМ} = F_x \cdot e$$

и момент M_2 , приложенный к ротору и вызывающий медленное вращение ротора вокруг собственного центра со скоростью n_2 .

$$M_2 = -F_T \cdot R_p$$

где: F_T – сила, возникающая в точке касания ротора о статор, равная по значению F_x и противоположного ей направленной.

Двигатели с катящимся ротором могут работать в синхронном и асинхронном режимах. Определяется это соотношением силы трения F_T в точке касания и составляющей F_x . Если $F_T > F_x$, проскальзывание невозможно и ДКР работает в синхронном режиме. В противном случае ротор вращается с проскальзыванием и машина переходит в асинхронный режим.

Основным достоинством ДКР является возможность его использования в безредукторном электроприводе. Скорость вращения выходного вала двигателя при частоте питающей сети 50 Гц может достигать 2-200 об/мин. ДКР развивают большой вращающий момент (номинальный и «пусковой»). Вес ДКР, приходящийся на единицу мощности, соизмерим с относительным весом электропривода, состоящего из быстроходного электродвигателя и редуктора. Безредукторный электропривод с ДКР имеет хорошие динамические свойства. Это обусловлено тем, что приведенный момент инерции ротора двигателя весьма мал. Время разгона ДКР практически во всем диапазоне мощностей не превышает 0,01 с (при частоте питающей сети 50 Гц). ДКР может быть относительно просто реверсирован путем переключения следования фаз обмотки переменного тока. При этом время реверса примерно равно 0,015-0,025 с. Наряду с хорошими временными показателями пуска ДКР имеет кратность пускового тока порядка 2-3.

В системах автоматизированного электропривода во многих случаях необходимо, чтобы при отсутствии сигнала рассогласования привод обеспечивал самоторможение. Использование в этом случае ДКР в качестве приводного двигателя является также рациональным. ДКР при отключении питания по переменному току развивает большой тормозной момент, который зачастую может превышать номинальный вращающий электромагнитный момент. Синхронный ДКР с подмагничиванием можно также использовать в качестве электромагнитного тормоза.

Применение ДКР в системах автоматизированного электропривода исключает необходимость использования тормозных муфт и самотормозящихся кинематических звеньев. Последние, как известно, существенно снижают общий КПД электропривода.

ДКР имеют относительно высокие значения коэффициента мощности, который может быть и опережающим.

ДКР благодаря своей способности к «мгновенной» остановке и разгону находят применение в приводах точных механизмов: нониуса копировальных станков, для намотки реохордов, потенциометров, проволочных датчиков сопротивлений, в часовых механизмах, резальных машинах, в различных системах телеметрического управления, например, для

привода «механических рук» при точных манипуляциях с радиоактивными продуктами. Двигатель устанавливается непосредственно для привода рукояток управления различных машин, движков реостатов и потенциометров, подвижных стрелок контроля.

Несмотря на малую известность и популярность ДКР сегодня, во второй половине 20 века было разработано множество конструкций и разновидностей электрических машин с катящимся ротором (ЭМКР). В первую очередь конструкция ДКР зависит от выбора типа питающей сети, а также наличия преобразователя для управления работой двигателя. Для сети переменного напряжения необходимо иметь две обмотки: одна обмотка для униполярного подмагничивания, а вторая для создания вращающегося магнитного поля. В конструкциях ДКР, работающих от сети постоянного тока необходимо наличие устройства, коммутирующего поочередно катушки статора для создания СОМП.

Также существуют конструкции асинхронных ДКР, синхронных ДКР, синхронные ДКР с волновым ротором, синхронные ДКР с дисковым ротором, реактивный трехфазный ДКР с вентильным подмагничиванием, ДКР постоянного тока, шаговые ДКР, двигатели-насосы и др. Конструкции вышеприведенных ДКР рассмотрены в [1].

Таким образом в области ЭМКР имеется широкий спектр наработок перспективных в своем применении, т.к. ДКР имеют значительное количество достоинств. Эти достоинства позволяют ЭМКР конкурировать с классическими системами электроприводов. Применяемые сегодня материалы (электротехнические стали, постоянные магниты) имеют лучшие характеристики, чем материалы 50-х 80-х годах 20 века, что позволяет вновь взяться за усовершенствование существующих конструкций ЭМКР. В частности, целесообразно рассмотреть ротор с постоянными магнитами, что увеличит СОМП, и, следовательно, увеличит вращающий момент и мощность машины на единицу массы.

Литература

1. Бертинов А.И. Электрические машины с катящимся ротором / Бертинов А.И., Варлей В.В. – М.: Энергия, 1969. – 200 с.
2. Борзяк Ю.Г. Электродвигатели с катящимся ротором / Борзяк Ю.Г., Зайков М.А., Наний В.П. – К.: Техніка, 1982. – 120 с
3. В. В. Наний. Движение ротора в электродвигателе с катящимся ротором / В. В. Наний, В. А. Лыках, А. М. Масленников. – Харьков: Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. Випуск 3/2014 (86). – с. 9-13.

УДК 621.32 (075.8)

РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

Свирида Я.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Радкевич В.Н.

В осветительных установках (ОУ) промышленных и общественных зданий широко используются световые приборы с газоразрядными лампами, питающиеся от сети переменного тока напряжением до 1 кВ. Электрический разряд в газах является неустойчивым физическим процессом. Даже небольшие колебания подведенного напряжения могут прервать разряд или привести его к лавинообразному процессу, который вызывает преждевременный износ слоя люминофора колбы электрической лампы. С целью стабилизации тока разряда последовательно с газоразрядной трубкой лампы включается ограничивающее балластное сопротивление. В качестве балласта в световом приборе, как правило, используется дроссель, представляющий собой катушку индуктивности со стальным сердечником. Дроссель служит также для создания зажигающего импульса за счет ЭДС самоиндукции. Он уменьшает паузы переменного тока и, следовательно, пульсацию светового потока, создаваемого лампой. В то же время дроссель потребляет реактивную мощность. Естественный коэффициент мощности световых приборов с газоразрядными источниками света $\cos\varphi=0,5-0,6$. Потери активной мощности в стали и обмотке дросселя составляют 10-20% номинальной мощности светового прибора.

Потребление реактивной мощности световыми приборами может быть значительным и влиять на параметры электропотребления не только ОУ, но и системы электроснабжения объекта в целом.

Наличие реактивной мощности может приводить к необходимости использования более мощных силовых трансформаторов и к увеличению сечения проводников, чем это требуется при чисто активной нагрузке. Появление в сети реактивной нагрузки имеет следующие негативные последствия:

- увеличение потребляемой полной мощности;
- снижение пропускной способности электрических сетей по активной мощности;
- увеличение потерь напряжения и мощности в элементах систем электроснабжения;
- сокращение срока службы электрооборудования;

По этим причинам в соответствии с [1] люминесцентные лампы должны применяться с пускорегулирующими аппаратами (ПРА), обеспечивающими $\cos\varphi$ не ниже 0,9.

В ОУ возможна как индивидуальная компенсация реактивной мощности — непосредственно у ламп, так и групповая, когда конденсаторы устанавливаются у щитков освещения (ЩО) и обслуживают целую группу ламп.

Групповая компенсация имеет определенные преимущества: могут применяться более надежные и долговечные конденсаторы, по сравнению с используемыми индивидуальными конденсаторами разных типов, специально не предназначенными для данных условий применения.

Использование в ОУ с люминесцентными лампами пускорегулирующих устройств по двухламповой стартерной схеме автоматически решает вопрос компенсации, так как конденсаторы, которые служат для создания в цепи лампы опережающего тока, обеспечивают повышение коэффициента мощности примерно до 0,92.

Для металлогалогенных (типа ДРИ) и дуговых ртутных люминесцентных ламп (типа ДРЛ) применяется как индивидуальная, так и групповая компенсация реактивной мощности.

Комплект лампы ДРЛ — ПРА имеет коэффициент мощности около 0,57, что, как отмечено выше, может повести к увеличению сечений проводников электрической сети. Компенсация реактивной мощности может снизить расход цветного металла, но, в свою

очередь, связана с установкой сравнительно дорогих индивидуальных или групповых конденсаторов.

По данным, приведенным в [2], для повышения коэффициента мощности до 0,9 — 0,95 в сетях напряжением 230В с дуговыми разрядными лампами необходимо установить конденсаторы следующих емкостей (таблица 1):

Таблица 1. Емкости конденсаторов для дуговых разрядных ламп

Мощность лампы, Вт	1000	750	500	250
Емкость конденсатора, мкФ	80	60	40	20

Конденсаторы с указанной в таблице 1 емкостью в настоящее время не выпускаются, что ограничивает применение индивидуальной компенсации ламп типа ДРЛ. Из изготавливаемых промышленностью конденсаторов наиболее подходящими являются металлобумажные конденсаторы типа МБГО емкостью 10 мкФ напряжением 600 В. Для получения необходимой мощности эти конденсаторы приходится соединять параллельно и устанавливать в стальных ящиках совместно с разрядными сопротивлениями, обеспечивающими быстрый разряд конденсаторов после их отключения.

В установках с групповой компенсацией необходимая мощность конденсатора Q может быть определена по формуле

$$Q = P \cdot (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2), \quad (1)$$

где P - установленная мощность световых приборов, кВт, включая потери в ПРА; $\operatorname{tg}\varphi_1$ и $\operatorname{tg}\varphi_2$ - значения исходного и желаемого коэффициента реактивной мощности.

Для повышения коэффициента мощности с 0,57 до 0,95 на каждый 1 кВт установленной мощности требуются конденсаторы мощностью 1,1 квар. При групповой компенсации могут быть использованы бумажно-масляные трехфазные конденсаторы типа КМ-0,38-25 мощностью 25 квар, а также другие, меньшей мощности, например, 10 квар.

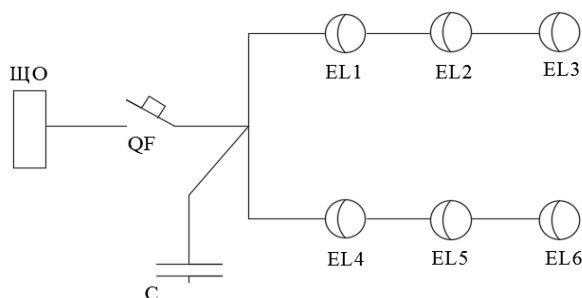


Рисунок 1. Возможная схема подключения групповой линии при компенсации реактивной мощности:

ЩО – щиток освещения, C – конденсатор,
 QF – автоматический выключатель, EL- источники света

Конденсатора мощностью 25 квар достаточно для группы световых приборов мощностью 22 кВт, включая потери в ПРА. Групповые линии могут разветвляться за местом установки конденсаторов, как показано на рис. 1.

Конденсаторы вместе с сопротивлениями устанавливаются вблизи щитков в стальных шкафах, обычно по три — пять в одном шкафу. Размеры шкафа на пять конденсаторов 1250 x 1450 x 700 мм.

Произведенные научно-исследовательским институтом «Тяжпромэлектропроект» сопоставительные расчеты показали, что вариант с компенсацией реактивной мощности на групповых линиях экономически почти равноценен варианту без компенсации реактивной

мощности. Однако некоторое предпочтение можно отдать варианту с компенсацией, имеющему определённые преимущества на высоковольтной стороне системы электроснабжения. Кроме того, во всех случаях, когда отсутствие компенсации приводит к необходимости увеличения мощности трансформатора, целесообразность компенсации бесспорна.

От компенсации реактивной мощности рекомендуется отказываться в случаях, когда к трансформатору подключена перекомпенсированная силовая нагрузка или, когда имеется перекомпенсация на высоковольтной стороне системы электроснабжения промышленного предприятия.

Из сказанного видно, что вопрос компенсации реактивной мощности в сетях освещения нельзя решать изолированно от всего комплекса вопросов электроснабжения и без детального учета местных условий.

Целесообразно отметить, что если питающие осветительные линии имеют небольшую длину, то установка конденсаторов у групповых щитков почти не уменьшает затрату проводникового металла, хотя может привести к уменьшению числа групп.

Следует иметь в виду важное эксплуатационное преимущество установки конденсаторов в комплекте ПРА или вообще вблизи ламп, заключающееся в отключении конденсаторов одновременно с лампами. В настоящее время многие производители светотехнических изделий поставляют ПРА, в комплект которых входят компенсирующие конденсаторы. При надёжной конструкции последних это повышает эффективность компенсации реактивной мощности в электроустановках.

Реактивная мощность зависит от величины напряжения в электрической сети переменного тока. Рассмотрим, как влияет величина подведенного напряжения на потребление реактивной мощности газоразрядными световыми приборами. Для этого воспользуемся приведенными в [3] аппроксимирующими функциями, позволяющими приближенно оценивать реактивную мощность комплекта «ПРА – лампа» с разными источниками света. Для расчета потребляемой реактивной мощности необходимо знать номинальную потребляемую мощность светового прибора $Q_{ном}$, номинальное напряжение светового прибора $U_{ном}$ и величину подведенного напряжения U . Преобразовав функции [3], получим выражения для расчета относительного потребления реактивной мощности $Q^* = \bar{Q}/Q_{ном}$ (здесь \bar{Q} - аппроксимированное значение реактивной мощности) в зависимости от относительного напряжения $U^* = U/U_{ном}$. Получены зависимости $Q^* = f(U^*)$ для следующих световых приборов:

светильники с лампами типа ДРЛ:

$$Q^* = 3,59U_*^2 - 2,59 ; \quad (2)$$

светильники с лампами типа ДРИ с компенсированными ПРА:

$$Q^* = 22,322U_*^2 - 37,921U_* + 16,606 ; \quad (3)$$

ПРА: светильники с натриевыми лампами типа ДНаТ с некомпенсированными

$$Q^* = 0,327U_*^2 + 1,116U_* - 0,433 ; \quad (4)$$

светильники с лампами типа ДНаТ с компенсированными ПРА:

$$Q^* = 16,429U_*^2 - 28,882U_* + 13,416 ; \quad (5)$$

светильники с компактными люминесцентными лампами (КЛЛ):

$$Q^* = 1,169U_*^2 - 1,114U_* + 0,943 . \quad (6)$$

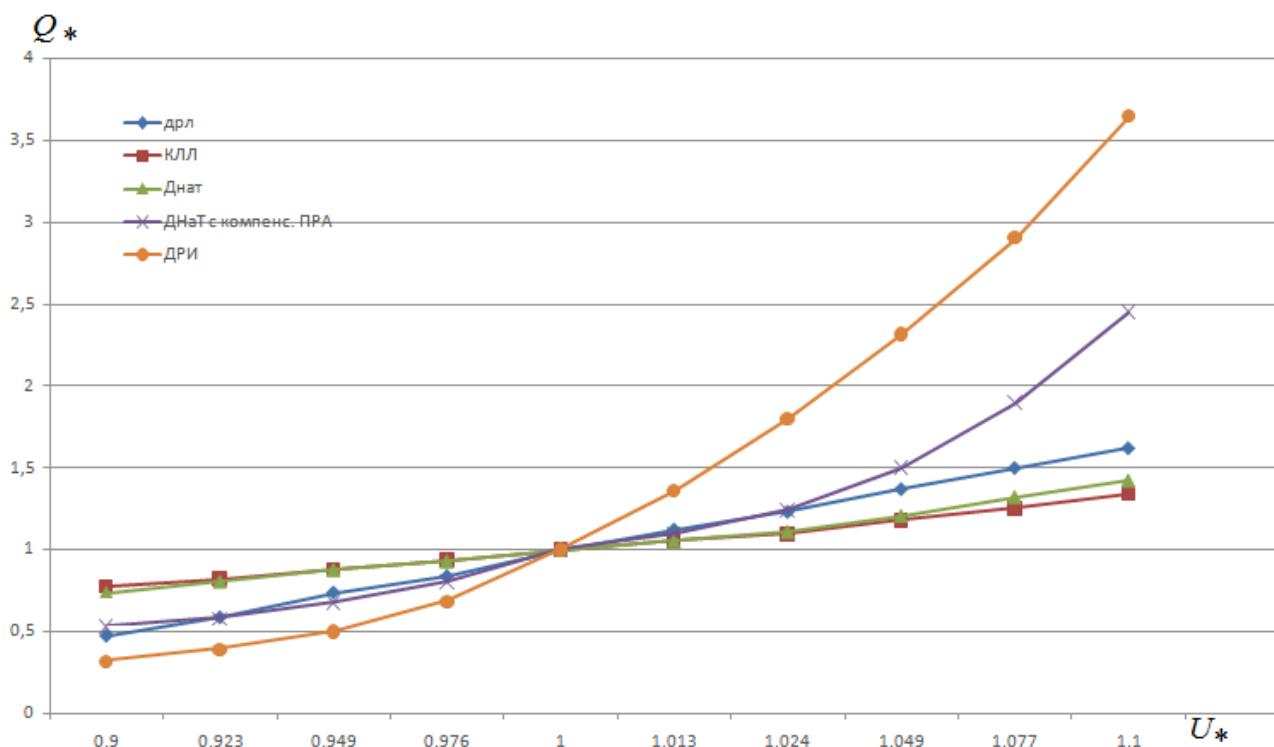


Рисунок 2. Зависимость относительной реактивной мощности газоразрядных световых приборов от относительного подведенного напряжения

По выражениям (2) - (6) выполнены расчеты для различных световых приборов при изменении относительного напряжения в диапазоне 0,9-1,1. По результатам расчетов построены графические зависимости, представленные на рисунке 2.

Исследования показали, что современные источники света на основе светодиодов (СД), не потребляют, а генерируют реактивную мощность [4]. Эту их особенность следует учитывать при выполнении электрических расчетов осветительных установок.

Таблица 2. Генерируемая реактивная мощность световых приборов на основе светодиодов

Тип прибора	Относительное напряжение U^*	Генерируемая реактивная мощность, вар	Относительная реактивная мощность $Q_{Г*}$
Светильник типа <i>L-school</i> 16/1500/Д	0,87	5	0,77
	0,91	5,5	0,85
	0,96	5,5	0,85
	0,98	6	0,923
	1	6,5	1
	1,04	7,5	1,15
	1,07	7,5	1,15
Светодиодный прожектор типа <i>Kanlux PACO LED45-W</i>	0,87	15	0,65
	0,89	16	0,69
	0,96	19	0,83
	0,98	20	0,87
	1	23	1
	1,02	23	1
	1,04	23	1
1,07	24	1,04	

По экспериментальным данным, приведенным в [4] для светодиодного прожектора типа *Kanlux PACO LED45-W* и светильника типа *L-school* 16/1500/Д, определены

относительные значения генерируемой реактивной мощности Q_{r*} при изменении подведенного напряжения в диапазоне 0,87 – 1,07 от номинального значения. Полученные результаты представлены в таблице 2.

По данным, приведенным в таблице 2, построены графические зависимости $Q_{r*} = f(U_*)$ (рисунок 3).

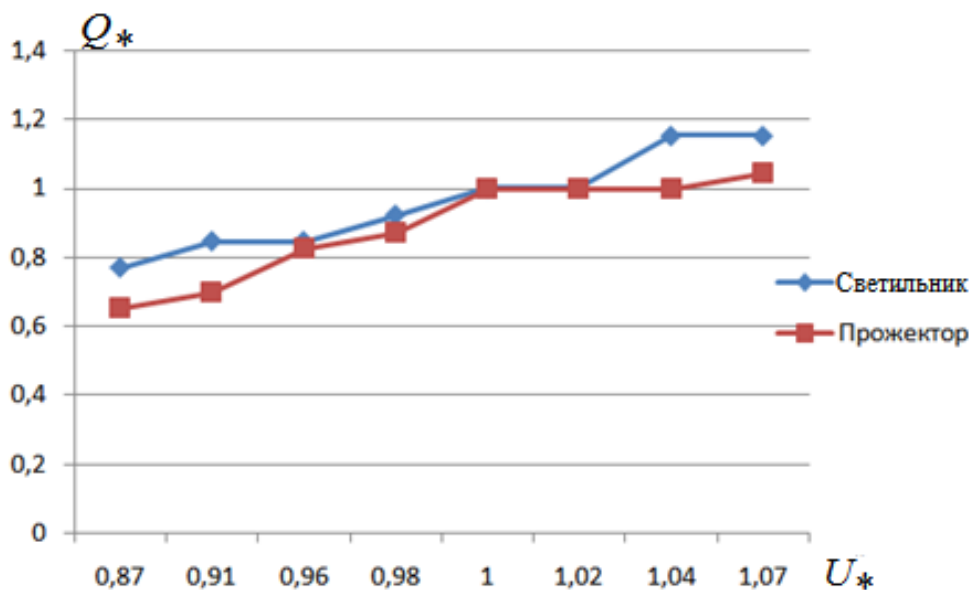


Рисунок 3. Зависимость относительной реактивной мощности источников света на основе светодиодов от относительного подведенного напряжения.

Анализ кривых, приведенных на рис.3 показывает, что в зависимости от величины подведенного напряжения генерируемая светодиодными световыми приборами реактивная мощность изменяется в достаточно широком диапазоне.

Выводы

1. Световые приборы могут, как потреблять, так и генерировать реактивную мощность. Светильники с рассмотренными газоразрядными источниками света являются потребителями реактивной мощности. Если не применять специальные технические средства для компенсации реактивной мощности, то ее величина может оказывать влияние на режимы работы электрических сетей.

2. Светодиодные световые приборы генерируют реактивную мощность. Это целесообразно учитывать при выборе компенсирующих установок в электрических сетях промышленных предприятий и сечений проводников осветительных сетей производственных и коммунально-бытовых объектов.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. - 6-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 640 с.
2. Компенсация реактивной мощности в установках с газоразрядными лампами [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://electricalschool.info>.- Дата доступа: 16.05.2011.
3. Оценка и повышение эффективности работы осветительных установок промышленных предприятий /В.А. Анищенко [и др.]. - Минск: БНТУ, 2014. - 218 с.
4. Радкевич, В.Н. Характеристики электропотребления светодиодных световых приборов и их учет при расчете электрических сетей //В.Н. Радкевич, Я.В. Михайлова. - Энергетика. Изв. ВУЗов и энергетических объединений СНГ. - Том 59, 2016. - 4.- С.289-300.

УДК 658.26

ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РАЗНЫМИ НАПРЯЖЕНИЯМИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Сикорский Н.Ю.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Радкевич В.Н.

Применение параллельной работы цеховых трансформаторов напряжением 10(6)/0,4 кВ позволяет:

- уменьшить на 25 - 30 % суммарную установленную мощность трансформаторов (по сравнению с отдельной их работой), увеличить коэффициент загрузки трансформаторов и снизить требуемую резервную мощность на случай выхода трансформаторов из строя;

- повысить качество электроэнергии из-за стабильного уровня токов короткого замыкания (КЗ) во всей сети, что дает возможность подключать электроприемники с нелинейными нагрузками большой мощности (электросварка, вентильная нагрузка), а в ряде случаев, позволяет осуществлять совместное питание нелинейных нагрузок с электроприемниками, требующими высокого качества напряжения (электроосвещение, ЭВМ, станки с ЧПУ и др.);

- повысить надежность срабатывания защитных аппаратов при однофазных КЗ в электрической сети;

- обеспечить возможность поэтапного ввода трансформаторных мощностей по мере роста фактических нагрузок предприятия (цеха);

- снизить потери электроэнергии в трансформаторах за счет возможного отключения части ненагруженных трансформаторов при одно- и двухсменных режимах работы предприятия и др.

При включении силовых трансформаторов на параллельную работу, должны соблюдаться следующие условия:

1. Группы соединения обмоток одинаковые;
2. Коэффициенты трансформации отличаются не более чем на $\pm 0,5\%$;
3. Напряжения КЗ трансформаторов (U_k) отличаются не более чем на $\pm 10\%$;
4. Соотношение номинальных мощностей трансформаторов не более 1:3;
5. Произведена фазировка трансформаторов.

Рассмотрим параллельную работу трех трансформаторов с разными напряжениями КЗ U_k (рисунок 1).

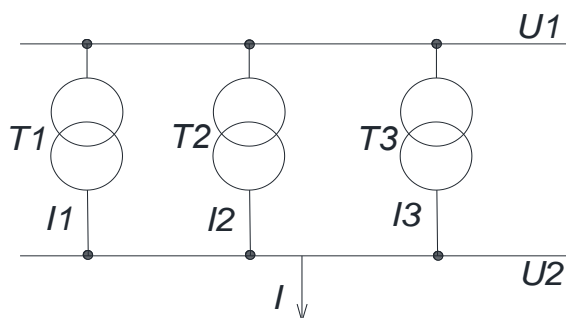


Рисунок 1. Схема включения трансформаторов на параллельную работу

Считаем, что трансформаторы имеют одинаковые группы соединений обмоток и равные коэффициенты трансформации. Пренебрегаем токами намагничивания (холостого хода) ввиду их незначительности по сравнению с током нагрузки. Упрощенную схему параллельной работы трех трансформаторов можно представить в виде, изображенном на рисунке.2.

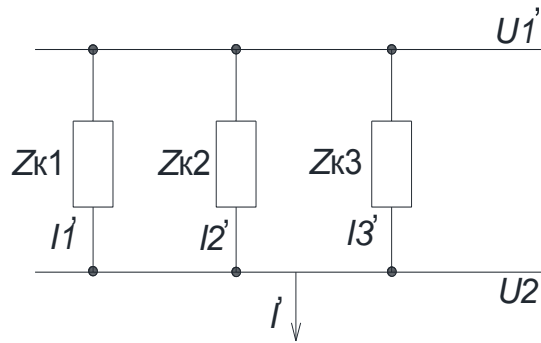


Рисунок 2. Схема замещения электроустановки

Из схемы замещения следует, что падения напряжения у всех трех трансформаторов одинаковы и равны:

$$\Delta \dot{U} = Z \cdot \dot{I}'. \quad (1)$$

где I' - общий ток нагрузки;

Z – суммарное полное сопротивление схемы замещения, определяемое по выражению

$$Z = \frac{1}{\frac{1}{Z_{k1}} + \frac{1}{Z_{k2}} + \frac{1}{Z_{k3}}} = \frac{1}{\sum_n \frac{1}{Z_{kn}}} \quad (2)$$

где Z_{k1} , Z_{k2} и Z_{k3} – полное сопротивление соответствующего трансформатора.

Тогда токи отдельных трансформаторов вычисляются по следующей формуле:

$$\dot{I}'_i = \frac{\Delta \dot{U}}{Z_{ki}} = \frac{Z \cdot \dot{I}'}{Z_{ki}} = \frac{\dot{I}'}{Z_{ki} \cdot \sum_n \frac{1}{Z_{kn}}} \quad (3)$$

В общем случае эти токи не совпадают по фазе, так как аргументы φ_{k1} , φ_{k2} , φ_{k3} комплексов сопротивлений КЗ могут быть не равны и тогда сопротивления выражаются по формулам

$$Z_{k1} = z_{k1} \cdot e^{j\varphi_{k1}}; \quad Z_{k2} = z_{k2} \cdot e^{j\varphi_{k2}}; \quad Z_{k3} = z_{k3} \cdot e^{j\varphi_{k3}}. \quad (4)$$

Однако в обычных условиях эти сдвиги по фазе незначительны и с достаточной для практических расчетов точностью можно принять, что

$$I = I_1 + I_2 + I_3. \quad (5)$$

В связи с этим, и арифметическая сумма полных мощностей трансформаторов может быть принята полной мощности нагрузки потребителя электроэнергии S :

$$S = S_1 + S_2 + S_3. \quad (6)$$

Вследствие изложенного, комплексные величины в выражениях (2) и (3) можно заменить их модулями:

$$z_{ki} = \frac{u_{ki}\%}{100} \cdot \frac{U_{н}}{I_{н}}. \quad (7)$$

Аналогичные выражения получим и для z_{k2} и z_{k3} . Подставим выражения (4) для z_k в (3) и заменим токи на пропорциональные им полные мощности, умножив (3) на величину mU_n . Тогда можно записать следующее выражение:

$$m \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_i = \frac{m \cdot U_{\text{ном}} \cdot I}{\frac{u_{ki}\%}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}i}} \cdot \sum_n \frac{100 \cdot I_{\text{ном}j}}{u_{kj}\%} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (8)$$

$$S_i = \frac{S_p}{\frac{u_{ki}\%}{S_{\text{ном}i}} \cdot \sum_n \frac{S_{\text{ном}j}}{u_{kj}\%}}, \quad (9)$$

где S_p – общая нагрузка трансформаторов, кВ·А;

S_i – полная мощность, которая будет передаваться через рассматриваемый i -й трансформатор в сеть вторичного напряжения, кВ·А;

$S_{\text{ном}i}$ – номинальная мощность рассматриваемого i -го трансформатора;

$S_{\text{ном}j}$ – мощность j -го трансформатора, работающего параллельно, кВ·А;

$u_{ki}\%$ – напряжение короткого замыкания рассматриваемого i -го трансформатора, %;

$u_{kj}\%$ – напряжение короткого замыкания j -го трансформатора, %;

n – количество параллельно работающих трансформаторов.

Согласно [3], напряжения КЗ параллельно включенных трансформаторов могут отличаться не более чем на ± 10 %. В данном нормативном документе не указано, по отношению к какому значению U_k определяется это отклонение. Поэтому принимаем, что допускается различие в напряжениях КЗ по отношению к среднему значению $U_{\text{кс}}$ [1], определяемому по выражению

$$U_{\text{кс}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n U_{ki}. \quad (10)$$

Отклонение фактического напряжения КЗ j -го трансформатора от $U_{\text{кс}}$, выраженное в процентах, рассчитывается по формуле

$$\delta U_{\text{кс}} = \frac{U_{kj} - U_{\text{кс}}}{U_{\text{кс}}} \cdot 100\%. \quad (11)$$

Распределительные трансформаторы номинальной мощностью 630-2500 кВ·А напряжением (6-10)/0,4кВ, применяемые в системах электроснабжения промышленных предприятий, имеют значения $U_k = 4,5; 5,5$ и 6%.

Рассмотрим, возможна ли параллельная работа двух распределительных трансформаторов, имеющих $U_{k1} = 5,5\%$ и $U_{k2} = 6\%$. Выполним расчеты по формулам (10) и (11):

$$U_{\text{кс}} = \frac{1}{2} \cdot (5,5 + 6) = 5,75\%;$$

$$\delta U_{k1} = \frac{5,5 - 5,75}{5,75} \cdot 100\% = -4,35\%; \quad \delta U_{k2} = \frac{6 - 5,75}{5,75} \cdot 100\% = +4,35\%$$

Так как $\delta U_{k1}, \delta U_{k2}$ не выходят за пределы ± 10 %, то параллельная работа рассмотренных силовых трансформаторов допустима. Аналогично можно произвести расчеты для других возможных сочетаний U_k для двухтрансформаторных и трехтрансформаторных подстанций. Результаты расчета представлены в таблице 1.

С учетом максимального значения одного трансформатора $U_k = 6\%$ предельно допустимая величина $\delta U_{kj} = \pm 10$ % имеет место при $U_k = 4,9\%$ второго трансформатора.

Определим мощности, передаваемые через трансформаторы в сеть напряжением до 1000В в зависимости от значений U_k и номинальных мощностей.

Таблица 1. Допустимость значений U_k параллельно работающих силовых трансформаторов.

Номер группы	Номер трансформатора.	Напряжение КЗ, %	Среднее значение U_k , %	Значение δU_k , %	Допустимость сочетания U_k
	1	4,5		-10,00	
1	2	5,5	5	+10,00	да
	1	5,5		-4,35	
2	-	-	5,75	-	да
	2	6		+4,55	
	1	4,5		-14,29	
3	2	6	5,25	+14,29	нет
	1	4,5		-6,90	
4	2	4,5	4,83	-6,90	нет
	3	5,5		+13,79	
	1	4,5		-12,90	
5	2	5,5	5,17	+6,45	нет
	3	5,5		+6,45	
	1	4,5		-10,00	
6	2	4,5	5,00	-10,00	нет
	3	6		+20,00	
	1	4,5		-18,18	
7	2	6	5,50	+9,09	нет
	3	6		+9,09	
	1	5,5		-2,94	
8	2	5,5	5,67	-2,94	да
	3	6		+5,88	
	1	5,5		-5,71	
9	2	6	5,83	+2,86	да
	3	6		+2,86	
	1	4,5		-15,63	
10	2	5,5	5,33	+3,13	нет
	3	6		+12,50	

При разных U_k и $S_{ном} = 1000$ кВ·А выполним расчет по формуле (9) для разной общей мощности нагрузки ($S_p \leq \sum S_{номi}$). Для примера произведем расчет для первой группы трансформаторов (таблица 1):

$$S_1 = \frac{1000}{\frac{4,5}{1000} \cdot \left(\frac{1000}{5,5} + \frac{1000}{4,5} \right)} = 550 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_2 = \frac{1000}{\frac{5,5}{1000} \cdot \left(\frac{1000}{5,5} + \frac{1000}{4,5} \right)} = 450 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Аналогично проведем расчеты для остальных значений S_p и других допустимых сочетаний U_k . Результаты расчетов приведены в таблицах 3 - 6.

Таблица 3. Распределение мощности между трансформаторами для группы 1.

$S_p, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном1} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном2} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$
1000	550,00	450,00
1500	825,00	675,00
2000	1100,00	900,00
2400	1320,00	1080,00

Таблица 4. Распределение мощности между трансформаторами для группы 2.

$S_p, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном1} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном2} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$
1000	521,74	478,26
1500	782,61	717,39
2000	1043,48	956,52
2400	1252,17	1147,83

Таблица 5. Распределение мощности между трансформаторами для группы 8.

$S_p, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном1} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном2} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном3} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$
1000	342,86	342,86	314,29
1500	514,29	514,29	471,43
2000	685,71	685,71	628,57
2500	857,14	857,14	785,71
3000	1028,57	1028,57	942,86
3600	1234,29	1234,29	1131,43

Таблица 6. Распределение мощности между трансформаторами для группы 9.

$S_p, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном1} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном2} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном3} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$
1000	352,94	323,53	323,53
1500	529,41	485,29	485,29
2000	705,88	647,06	647,06
2500	882,35	808,82	808,82
3000	1058,82	970,59	970,59
3600	1270,59	1164,71	1164,71

Выполним аналогичные расчеты для трансформаторов с разными U_k и номинальными мощностями (таблица 7). Результаты расчета приведены в таблицах 8 - 11.

Таблица 7. Технические характеристики трансформаторов ТМГ12

Тип трансформатора	$S_{ном}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	Напряжение к.з., $U_k \%$
ТМГ12-400/10-У1(ХЛ1)	400	4,5
ТМГ12-630/10-У1(ХЛ1)	630	5,5
ТМГ12-1000/10-У1(ХЛ1)	1000	5,5
ТМГ12-1250/10-У1(ХЛ1)	1250	6,0

Таблица 8. Распределение мощности между трансформаторами для группы 1.

$S_p, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном1} = 400 \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{ном2} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$
1000	328,36	450,00
1500	492,54	675,00
2000	656,72	900,00
2400	788,06	1080,00

Таблица 9. Распределение мощности между трансформаторами для группы 2.

S_p , кВ·А	$S_{ном1}=630$ кВ·А	$S_{ном2}=1250$ кВ·А
1000	354,76	645,24
1500	532,14	967,86
2000	709,53	1290,47
2400	851,43	1548,57

Таблица 10. Распределение мощности между трансформаторами для группы 8.

S_p , кВ·А	$S_{ном1}=630$ кВ·А	$S_{ном2}=1000$ кВ·А	$S_{ном3}=1250$ кВ·А
1000	226,96	360,25	412,79
1500	340,44	540,38	619,18
2000	453,92	720,50	825,58
2500	567,40	900,63	1031,97
3000	680,88	1080,76	1238,37
3600	817,05	1296,91	1486,04

Таблица 11. Распределение мощности между трансформаторами для группы 9.

S_p , кВ·А	$S_{ном1}=630$ кВ·А	$S_{ном2}=1250$ кВ·А	$S_{ном3}=1250$ кВ·А
1000	215,63	392,18	392,18
1500	323,45	588,28	588,28
2000	431,26	784,37	784,37
2500	539,08	980,46	980,46
3000	646,89	1176,55	1176,55
3600	776,27	1411,87	1411,87

Выводы

1. Расчеты показали, что при одинаковых значениях U_k , условия параллельной работы являются наилучшими. Если же U_k не равны, то при повышении нагрузки, номинальной мощности прежде всего достигнет трансформатор с наименьшим U_k . Другие трансформаторы при этом будут недогружены. Однако при этом дальнейшее увеличение общей нагрузки недопустимо, так как первый трансформатор будет перегружаться. Это справедливо в тех случаях, в которых номинальная мощность трансформаторов одинаковая.

2. Незначительная разница U_k , например, на 0,5%, параллельно работающих трансформаторов с одинаковыми номинальными мощностями, ведет к увеличению разницы мощностей, передаваемой через трансформаторы, приблизительно в 2,3 раза. Таким образом, установленная мощность трансформаторов будет недоиспользованной.

3. При параллельной работе трансформаторов с разными номинальными мощностями соотношение их номинальных мощностей не может превышать 1:3. Это вызвано тем, что даже при небольших перегрузках, трансформаторы меньшей мощности будут больше загружаться в процентном отношении и, особенно в том случае, если они имеют меньшие U_k .

Литература

1. Токарев, Б.Ф. Электрические машины / Б.Ф. Токарев. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 672 с.
 2. Копылов, И.П. Электрические машины / И.П. Копылов. - М.: Энергоатомиздат, 1986. – 360 с.
- ТКП 181-2009(02230). Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Минск: Минэнерго, 2009. - 326с.

УДК 621.3

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СВЕТОДИОДОВ В КАЧЕСТВЕ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

Дубатовка А.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Козловская В.Б.

Светодиодное освещение – одно из перспективных направлений технологий искусственного освещения, основанное на использовании светодиодов в качестве источника света.

Светодиод или светоизлучающий диод – полупроводниковый прибор с электронно-дырочным переходом или контактом металл-полупроводник, создающий оптическое излучение при пропускании через него электрического тока.

Типовая схема питания выполняется по бестрансформаторному принципу и содержит ограничительный конденсатор и диодный мост.

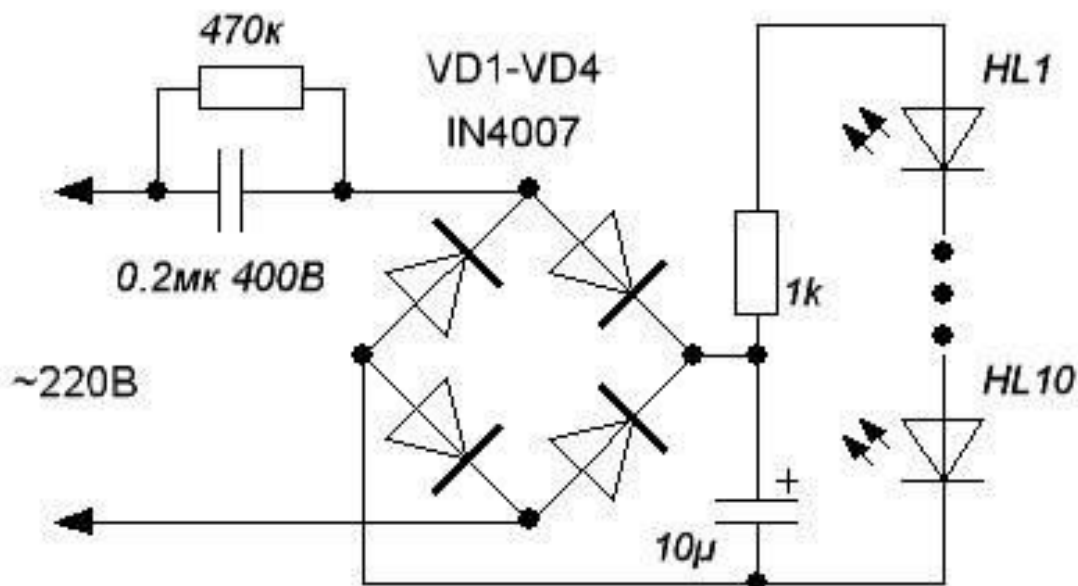


Рисунок 1 – Типовая схема питания светодиодной лампы

Конденсатор 0.2mkF – балластный, его емкость выбрана такой, чтобы ток через светодиоды не превышал 25 мА. Основное назначение конденсатора 10mkF – сглаживать пульсации напряжения, выпрямленного мостом VD1-VD4. Резистор 1k ограничивает ток через линейку светодиодов. Готовую лампу можно вставлять в стандартный патрон любого осветительного прибора.

Нет сомнений, что в скором времени на смену обычным газоразрядным лампам придут. Светодиодные лампы более энергоэффективны: они обеспечивают ту же освещенность при гораздо меньшей потребляемой мощности. Во-вторых, важным отличием ламп на светодиодах является срок их службы. Теоретически светодиод может работать бесконечно долго, но на практике производители гарантируют непрерывный срок службы в течение 50 000 ч. или до 7 лет (в бытовых условиях). Но это не означает, что лампа перестанет работать, она потеряет свою яркость, примерно, на 30-40%.

Основные параметры светодиодных ламп:

1) Световой поток. Для большинства светодиодных лам световой поток 80-100 лм/Вт. Существуют светодиоды на COB технологии, у которых световой поток достигает 180

лм/Вт, но в изделиях бытового назначения их не используют. В китайских лампочках нормальная яркость – 70-80 лм/Вт.

2) Мощность потребления электроэнергии. Энергопотребление складывается из потребления светодиодов и драйвера. На драйвер приходится 1-2 Вт.

3) Цветовая температура света. Свет делится на 3 вида: белый, как обычный дневной свет; теплый белый, как свет от обычной лампы накаливания; холодный белый, свет с голубоватым оттенком.

4) Тип цоколя. Самый распространённый тип цоколя E27. Это классический размер цоколя под обыкновенные лампочки накаливания.

5) Диапазон рабочих температур. По умолчанию нормальная рабочая температура светодиодов от -30°C до $+60^{\circ}\text{C}$. В некоторых регионах температура на улице в зимний период может опускаться ниже указанных пределов. Так же такие лампы не рекомендуется устанавливать в помещения с высокой температурой, например, парилка сауны, и вблизи мощных источников тепловыделения.

6) Коэффициент пульсаций. Этот параметр редко указывается в паспортных данных. Тем не менее особо добросовестные производители не упускают и этот параметр. Для бытовых целей допустим коэффициент пульсации до 40%. А для зрительных работ он не должен превышать 20%.

7) Степень защиты. Существует несколько степеней защиты от влажности, влаги, пыли. Несоответствие степени защиты и условий эксплуатации приведет к преждевременному выходу из строя.

8) Срок службы. Срок службы современных бюджетных светодиодных ламп заявлен в 20 — 50 тысяч часов, и зависит от установленных LED комплектующих.

9) Напряжение питания. В наших магазинах все лампочки рассчитаны на 12В или 220В. В некоторых странах сетевое напряжение 110В, соответственно и источники света такого типа у них на 110В.

10) Размеры корпуса. Тут действует простое правило, чем ярче светит, тем она должна быть больше. Менее мощная должна быть пропорционально меньше.

В таблице ниже приведены результаты тестирования тринадцати светодиодных лампочек различных производителей.

Таблица 1 - Таблица соответствия номиналов различных производителей

Наименование, цена	Заявленные параметры					Измеренные параметры						
	Цена	Мощн.	Экв.	Lm	K	Мощн.	Экв.	Lm	% Lm	K	CRI	Пульс.
Osram LED Star Classic A 60 AA74146 Bulb	515	10	60	806	2700	9,3	80	843	105	2742	83,2	1
Osram LED Star Classic P 40 AA68546 G45	582	6	40	470	2700	5,6	50	427	91	2718	83,4	1
Uniel LED-A60-8W/WW/E27/CL PLS02WH Bulb	368	8	75	800	3000	5,6	60	579	72	2973	83,1	0
Uniel LED-CW37-6W/WW/E14/FR/DIM ALP01WH Candle	378	6	60	560	3000	5,7	45	418	75	3003	83,5	1
Volpe LED-C37-6W/WW/E14/FR/DIM/O Candle	297	6	40	450	3000	5	45	363	81	3018	85,1	1
Lexman 940369 E27 Bulb	396	10	60	806	3000	9,1	70	672	83	3054	82,8	1
Lexman 961156 E27 Bulb	185	7	45	550	3000	5,8	45	412	75	2939	82,5	30
Lexman 939632 E14 Candle	276	5	40	470	3000	4,8	45	396	84	3077	83,5	1
Lexman 961149 GU10	208	5,5	35	350	3000	4,8	40	322	92	2990	83,1	29
Wolta 25Y55BL9E27 Bulb	244	9	75	800	3000	8,5	75	762	95	2988	83,5	3
Wolta 30YPAR16-230-7GU10	215	7	50	530	3000	5,5	60	439	83	3144	72,7	1
Wolta 25YMR16-220-7GU5.3	225	7	60	600	3000	6,5	60	452	75	3037	83,4	2
Bellight LED E27 4Вт = 35 Вт Bulb	98	4	35	320	4000	3,6	25	187	68	4287	86,5	102

Стоит обратить внимание на нижнюю позицию. Светодиоды Bellight, производимые в Польше, имеют значительные несоответствия по паспортным параметрам. Такие лампы покупать однозначно не стоит. При таком коэффициенте пульсации устанавливать их в жилых помещениях опасно для здоровья.

В качестве источника освещения светодиодные лампы применяются в следующих основных областях:

- 1) Светодиодные лампы для уличного освещения;
- 2) Светодиодные лампы для производственных и офисных целей;
- 3) Светодиодные лампы для освещения производственных зданий и архитектурных сооружений;
- 4) Бытовые светодиодные лампы:
 - 4.1) Лампы освещения;
 - 4.2) Декоративные лампы.

В целом, область применения светодиодных ламп расширяется с каждым годом, ведь на сегодняшний день светодиодные лампы являются самым надежным и долговечным источником света, позволяющем к тому же значительно снизить уровень потребляемой электроэнергии.

Литература

- 1) <http://led-obzor.ru/svetodiodnyie-lampyi-tehnicheskie-harakteristiki>
- 2) <https://svetodiodinfo.ru/tehnicheskie-momenty/parametry-svetodiodnyx-lamp.html>
- 3) http://magazine.company/publ/svetodiodnoe_osveshhenie/ustrojstvo_svetodiodnyks_led_la
mp/11-1-0-50
- 4) <http://sputnikenergy.ru/articles/oblast-primeneniya-svetodiodnyx-lamp/>
- 5) https://ru.wikipedia.org/wiki/Светодиодное_освещение

УДК 658.26

ПРИМЕНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С МАГНИТОПРОВОДОМ ИЗ АМОРФНОЙ СТАЛИ

Сорока А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Радкевич В.Н.

Конструкция силовых трансформаторов в течение многих десятилетий является практически неизменной: магнитопровод, обмотки, изоляция, бак (для масляных трансформаторов). Изменения, произошедшие в последние годы в силовых распределительных трансформаторах носят эволюционный характер. В частности, при изготовлении магнитопроводов вместо горячекатаной электротехнической стали начали применять разные марки холоднокатанной. Способ шихтовки магнитопровода изменился с «прямого стыка» на «косой стык». Наряду с толстостенными баками с расширительным бачком или без него применяются герметичные тонкостенные гофробаки. Обмотки трансформаторов выполняются как из алюминия, так и из меди. Для определения технического состояния мощных силовых трансформаторов на трансформаторных подстанциях начали устанавливать устройства мониторинга, такие, как, например, хроматографы, всевозможные датчики давления и температуры и т.д.

Основными способами повышения энергоэффективности силового трансформатора являются следующие:

- обеспечение оптимальной нагрузки трансформатора;
- увеличение коэффициента мощности нагрузки $\cos\varphi$;
- уменьшение потерь мощности холостого хода (ХХ) ΔP_x (потерь в магнитопроводе трансформатора);
- уменьшение потерь мощности короткого замыкания (КЗ) ΔP_k (потерь в обмотках трансформатора);
- снижение тока ХХ I_x трансформатора.

Первые два способа реализуются в процессе эксплуатации трансформаторных подстанций, остальные – при изготовлении трансформаторов. Значения ΔP_x , ΔP_k и I_x , являющиеся основными показателями экономичности трансформатора, зависят от его конструктивного исполнения.

Снижение ΔP_x связано с совершенствованием конструкции и материала магнитопровода. В этом направлении наиболее перспективным является применение магнитопроводов из аморфных (нанокристаллических) сплавов (АС). При их использовании обеспечивается более чем пятикратное снижение потерь ХХ трансформаторов по сравнению с магнитопроводами из холоднокатаной электротехнической стали.

Уменьшение величины ΔP_k достигается внедрением инновационных решений в конструкции обмоток силового трансформатора. В этой области наибольший интерес представляют два направления. Первое связано с использованием высокотемпературных сверхпроводниковых (ВТСП) материалов. Отметим следующие основные преимущества трансформаторов с обмотками из ВТСП-материалов [1]:

- 1) снижение ΔP_k почти в два раза;
- 2) уменьшение массы и габаритов трансформатора до 40%, что облегчает его транспортировку;
- 3) ограничение токов КЗ;
- 4) значительное уменьшение реактивного сопротивления;
- 5) большая перегрузочная способность;
- 6) уменьшение уровня шума;
- 7) пожаробезопасность и экологичность.

Второе направление уменьшения мощности потерь КЗ - это внедрение нового типа трансформатора *DryFormer* (фирма *ABB Transformatoren*), обмотки которого выполняются

из специального кабеля. Этот кабель имеет многопроволочную медную или алюминиевую токопроводящую жилу, поверх которой наложен тонкий слой полупроводящего материала, что позволяет устранить неравномерность электрического поля, вызванного многопроволочностью жилы. Фазная изоляция такой жилы изготавливается из полиэтилена. Ее толщина выбирается из соображений электрической прочности (практически достижим уровень напряжения 220 кВ). Поверх изоляции наложен экран, выполненный также из полупроводящего материала, который заземляется, что обеспечивает рациональное распределение электрического поля. Отсутствие масла, снижение более чем вдвое доли горючих материалов по сравнению с обычным трансформатором устраняют риск пожара, взрыва, загрязнения воды и почвы в случае повреждения трансформатора. Это позволяет применять такие аппараты в зонах с большой плотностью населения, в подземных установках, в экологически охраняемых регионах.

В настоящее время силовые распределительные трансформаторы с сердечником из АС серийно выпускаются и используются в США, Канаде, Японии, Индии, Словакии и других странах. Всего в мире уже изготовлено 60-70 тыс. трансформаторов мощностью 25-100 кВ·А. Примерно 1000 трансформаторов прошли успешные многолетние испытания в различных энергосистемах. Наибольших успехов добились США и Япония. Японская фирма «Hitachi» в сотрудничестве с американской «AlliedSignal» выпустила группу силовых трансформаторов с магнитопроводом из аморфного сплава мощностью от 500 до 1000 кВ·А. Испытания показали, что потери электроэнергии в магнитопроводах таких трансформаторов на 80% меньше по сравнению с трансформаторами со стальными сердечниками.

Компания «AlliedSignal» производит аморфный сплав для трансформаторов на заводе в г. Конуэй (США). Его цена не превышает стоимости кремнистой стали - 2-2,5 USD/кг. Тем не менее, руководство фирмы утверждает, что производство таких сердечников обходится дороже из-за большего потребления металла и несовершенства технологического процесса. Еще одной проблемой является усложнение процесса изготовления сердечника по мере увеличения его размеров. Японской фирме с этой целью пришлось освоить специальную технологию. Фирма «AlliedSignal» имеет два завода по выпуску сердечников из аморфных сплавов: один в Индии (работает с 1993 г.) и другой в КНР (в г. Шанхай, работает с 1996 г.). Годовая мощность последнего составляет 450 т. В перспективе предполагается её увеличение в три раза. Фирмы-партнёры рассчитывают на сбыт силовых трансформаторов с сердечником из аморфных металлов на рынках стран с высокой стоимостью электроэнергии.

Особенности АС потребовали изменения конструкции магнитопровода. В связи с малой толщиной аморфный материал наиболее пригоден для витой конструкции магнитопровода, которая может применяться у трансформаторов с номинальной мощностью до 1000 кВ·А.

Ленточные витые магнитопроводы, изготавливаемые из электротехнической стали или пермаллоевых сплавов, давно и довольно широко используются в трансформаторах, работающих в диапазоне частот до 100 кГц. Однако эти материалы не удовлетворяют требованиям комплексного обеспечения высокого КПД, экономичности, технологичности и других показателей энергоэффективных трансформаторов. Появление аморфных нанокристаллических сплавов, обладающих уникальными физическими и магнитными свойствами, в сочетании с усовершенствованием технологии получения таких сплавов, позволило за последние три десятилетия снизить их стоимость с 300 до 2,8–3,0 USD/кг. Это привело к тому, что стало экономически выгодно серийно изготавливать магнитопроводы из аморфных сплавов и, соответственно, энергоэффективные трансформаторы с такими магнитопроводами.

Исходным материалом для производства магнитопроводов энергоэффективных трансформаторов служит лента, получаемая методом сверхбыстрого (со скоростью порядка 10^6 К/с) охлаждения струи готового аморфного нанокристаллического расплава, который выливается на поверхность барабана, вращающегося с большой скоростью V_6 , как это упрощенно показано на рис.1 [1].

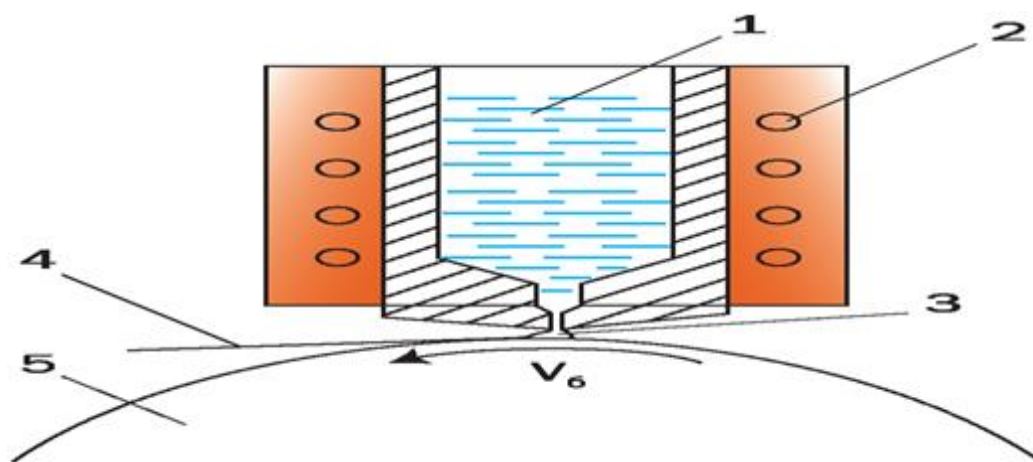


Рисунок 1. Получение аморфной ленты:

1- аморфный расплав; 2- плавильная камера; 3- лужа расплава; 4- лента; 5- охлаждающая поверхность

Упрощенная схема установки, используемая компанией *MetglasInk*. для изготовления ленты из аморфного расплава, показана на рис.2 [1].

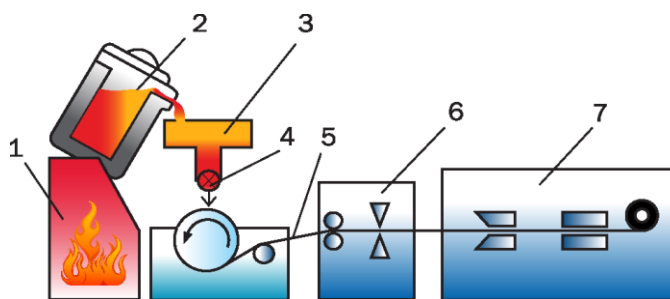


Рисунок 2. Схема установки для изготовления аморфной ленты:

1- печь; 2- аморфный расплав; 3- резервуар; 4- дозатор; 5- лента из аморфного расплава; 6- устройство непрерывного технологического контроля; 7- устройство, осуществляющее непрерывное охлаждение ленты

Изготовленную из аморфного расплава ленту отжигают в среде инертного газа при воздействии магнитного поля напряженностью 800 А/м, что позволяет получить значительно меньшую площадь петли гистерезиса, чем у трансформаторной стали, и, следовательно, достичь намного меньших потерь XX в аморфном магнитопроводе трансформатора. Так как аморфная лента имеет малую толщину (0,024 мм), ее сворачивают в пять слоев в рулон, тем самым увеличивая ее толщину в 5 раз. Затем изготавливают из нее витые конструкции магнитопроводов распределительных трансформаторов. В трансформаторах традиционных конструкций магнитопровод из трансформаторной стали является несущим элементом, поддерживающим всю активную часть. Магнитопровод, изготовленный из аморфной ленты, из-за низкой механической прочности не допускает воздействия на него чрезмерной весовой нагрузки. Поэтому он крепится к обмоткам, расположенным на несущей базе, и требует дополнительных мероприятий по увеличению жесткости конструкции.

В странах СНГ первый масляный трехфазный трансформатор типа ТМГ24-400/10 с витым магнитопроводом из аморфного сплава был изготовлен на Минском электротехническом заводе. Благодаря инновационным технологиям, используемым при изготовлении трансформатора, удалось добиться существенного улучшения его технических показателей, характеризующих энергоэффективность.

В частности, первый трансформатор имел следующие характеристики: $S_{ном} = 400 \text{кВ}\cdot\text{А}$; $\Delta P_x = 0,29 \text{ кВт}$; $\Delta P_k = 5,8 \text{ кВт}$; $I_x = 0,3\%$; напряжение КЗ $U_k = 4,5\%$.

Если сравнивать ТМГ24-400/10 с трансформаторами такой же мощности других типов, то можно заметить, что он имеет значительное превосходство по показателям ХХ. Например, его значение ΔP_x примерно в три раза меньше, чем у трансформатора ТМГ11-400/10.

В странах Евросоюза уровень энергоэффективности масляных распределительных трансформаторов определяется стандартом HD428 «Трехфазные распределительные трансформаторы с рабочей частотой 50 Гц от 50 до 2500 кВ·А с масляным охлаждением и максимальным напряжением не выше 36 кВ». В таблице 1 приведены допустимые уровни потерь КЗ и ХХ в трансформаторах в соответствии с указанным стандартом [2].

Таблица 1-Допустимые уровни потерь по стандарту HD428

Номинальная мощность, кВ·А	Допустимые уровни потерь короткого замыкания, кВт			Допустимые уровни потерь холостого хода, кВт		
	$\Delta P_{ка}$	$\Delta P_{кб}$	$\Delta P_{кc}$	$\Delta P_{ха}$	ΔP_{xb}	ΔP_{xc}
250	3,25	4,20	2,75	0,65	0,53	0,42
400	4,60	6,00	3,85	0,93	0,75	0,61
630	6,50	8,40	5,40	1,30	1,03	0,86
1000	10,50	13,00	9,50	1,70	1,40	1,10
1600	17,00	20,00	14,00	2,60	2,20	1,70
2500	26,50	32,00	22,00	3,80	3,20	2,50

Как видно из таблицы 1, для масляных трансформаторов определенной номинальной мощности допускаются три уровня потерь ХХ ($\Delta P_{ха}$, ΔP_{xb} , и ΔP_{xc}) и три уровня потерь КЗ ($\Delta P_{ка}$, $\Delta P_{кб}$, и $\Delta P_{кc}$). При этом соблюдаются условия:

$$\Delta P_{ха} > \Delta P_{xb} > \Delta P_{xc}; \tag{1}$$

$$\Delta P_{кб} > \Delta P_{ка} > \Delta P_{кc}. \tag{2}$$

Значения допустимых потерь мощности определяются по специальной методике с учетом погрешности измерений. Теоретически существует девять возможных комбинаций ΔP_x и ΔP_k . Однако норматив HD428 допускает только пять комбинаций (рисунок 1), где комбинация $\Delta P_{та} = \Delta P_{ха} + \Delta P_{ка}$ (выделена утолщенной линией) принята за основу для сравнения.

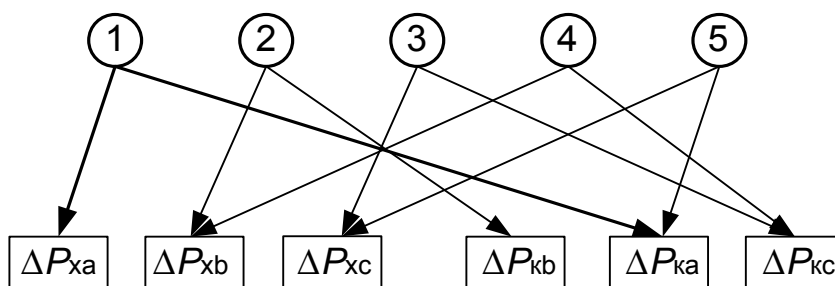


Рисунок 3. Допустимые комбинации уровня потерь.

В соответствии со схемой, показанной на рисунке 1, возможны следующие допустимые комбинации потерь ХХ и КЗ в силовых распределительных трансформаторах:

$$\Delta P_{та} = \Delta P_{ха} + \Delta P_{ка}; \tag{3}$$

$$\Delta P_{тб} = \Delta P_{xb} + \Delta P_{кб}; \tag{4}$$

$$\Delta P_{тc} = \Delta P_{xc} + \Delta P_{кc}; \tag{5}$$

$$\Delta P_{тbc} = \Delta P_{xb} + \Delta P_{кc}; \tag{6}$$

$$\Delta P_{тca} = \Delta P_{xc} + \Delta P_{ка}. \tag{7}$$

Используя данные таблицы 1, определим для рассмотренных комбинаций предельно допустимые численные значения ΔP_x и ΔP_k для трансформатора мощностью 400 кВ·А и приведем их в таблице 2.

Таблица 2- Допустимые уровни потерь для трансформатора мощностью 400 кВ·А.

Номер комбинации	Потери активной мощности, кВт		
	ΔP_x	ΔP_k	ΔP_T
1	0,93	4,6	5,53
2	0,75	6,0	6,75
3	0,61	3,85	4,46
4	0,75	3,85	4,6
5	0,61	4,6	5,21

Энергоэффективность распределительного трансформатора определяется следующими условиями:

$$\Delta P_{xi} \leq \Delta P_{xj} \quad (8)$$

$$\Delta P_{ki} \leq \Delta P_{kj}, \quad (9)$$

где ΔP_{xi} и ΔP_{ki} - соответственно фактические потери ХХ и КЗ i -го трансформатора, $i = 1, \dots, n$ (здесь n - количество рассматриваемых трансформаторов);

ΔP_{xj} и ΔP_{kj} - соответственно допустимые потери ХХ и КЗ j -й комбинации, $j = 1, \dots, 5$.

Сопоставим технические характеристики трансформатора типа ТМГ24-400/10 с данными таблицы 2 по условиям (8) и (9). Уровень потерь ХХ трансформатора (0,29 кВт) значительно меньше допустимого значения для любой комбинации, а по потере КЗ (5,8 кВт) трансформатор отвечает второй комбинации, для которой $\Delta P_{тб} = 0,75 + 6 = 6,75$ кВт. Таким образом, трансформатор типа ТМГ24-400/10 по энергоэффективности соответствует стандарту HD428.

В 2012 году первой в России к выпуску силовых распределительных трансформаторов типа АТМГ с аморфными сердечниками АТМГ мощностью 250-1000 кВ·А приступила группа «Трансформер». В таблице 3 приведены сравнительные данные по потерям ХХ трансформаторов АТМГ «Трансформер».

Таблица 3-Потери холостого хода трансформаторов АТМГ «Трансформер»

Номинальная мощность, кВ·А	Потери ХХ в трансформаторе с обычной сталью, кВт	Потери ХХ в трансформаторе с аморфным сплавом, кВт	Снижение потерь ХХ, %
250	0,52	0,15	71%
630	1,0	0,28	77%
1000	1,7	0,35	80%
1600	2,1	0,49	77%
2500	2,7	0,55	80%

Проанализировав уровень потерь ХХ трансформаторов АТМГ «Трансформер», можно сделать вывод, что данные трансформаторы имеют потери холостого хода, соответствующие наиболее энергоэффективному уровню ΔP_{xc} (таблица 1).

Трансформаторы с магнитопроводами из АС имеют *высокую энергоэффективность*, так как их потери ХХ составляют примерно 1/3 от потерь холостого хода трансформаторов с сердечником из холоднокатаной электротехнической стали.

В то же время трансформаторы данной конструкции обладают и рядом недостатков. Существенным недостатком магнитопроводов из АС является их более высокая стоимость по сравнению с сердечниками из традиционных материалов. Кроме того, аморфная сталь имеет толщину 25-30 мкм, большую твердость и хрупкость. Последний фактор усложняет сборку магнитопровода. В связи с этим аморфный материал наиболее пригоден для витой конструкции магнитопровода, то есть для трансформаторов, имеющих номинальную мощность до 1000 кВ·А.

Выводы

1. Применение трансформаторов с магнитопроводами из аморфных сплавов позволяет снизить потери мощности и электроэнергии в системах электроснабжения объектов разного назначения, а также связанные с электропотреблением технико-экономические показатели промышленного предприятия: плату за электропотребление, энергетическую составляющую себестоимости продукции, выброс CO₂ в атмосферу и т.д.

2. Серийное производство трансформаторов с магнитопроводами из аморфных сплавов в Республике Беларусь сдерживается высокой стоимостью аморфных материалов, которые приходится закупать в зарубежных странах. Освоение производства аморфных сплавов в нашей стране способствовало бы выпуску энергоэффективных трансформаторов на Минском электротехническом заводе.

Литература

1. Адольф, К.В., Метельский В. Масляные энергосберегающие трансформаторы /К.В. Адольф, В. Метельский // Международный электротехнический журнал ЭЛЕКТРИК – 2013. – № 138. – С. 14-17;

2. Энергосбережение в Европе: применение энергоэффективных распределительных трансформаторов (электронный ресурс). Ресурс доступа: http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2384.

УДК 621.32 (075.8)

СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНДУКЦИОННЫХ И ТРАДИЦИОННЫХ ЛАМП

Марчук А.В.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Козловская В.Б.

Индукционная лампа (ИЛ)— безэлектродная газоразрядная лампа, в которой первичным источником света служит плазма, возникающая в результате ионизации газа высокочастотным магнитным полем. Для создания магнитного поля баллон с газом лампы размещают рядом с катушкой индуктивности. Отсутствие прямого контакта электродов с газовой плазмой позволяет назвать лампу безэлектродной. Отсутствие металлических электродов внутри баллона с газом значительно увеличивает срок службы и улучшает стабильность параметров.

Для сравнения эффективности применения традиционных газоразрядных ламп высокого давления типа ДРЛ и ИЛ произведем светотехнический расчет ремонтно-механического цеха длиной 66м, шириной 15,6 м, со строительной высотой 8,2 м. Нормируемая освещенность $E_n=400$ лк.

Произведя расчет в соответствии с [1], принимаем к установке лампы ДРЛ1000(6) ($\Phi_{л}=58000$ лм, $P_{л}=1000$ Вт) и выбираем для нее светильник РСП 10-1000 (КПД=70%, степень защиты IP20 соответствует нормальным условиям окружающей среды). По результатам расчетов для индукционной лампы принимаем к установке лампы YML-WJY300H850W58Z мощностью $P=300$ Вт, $\Phi_{ном}=25500$ лм.

Размещение светильников с ИЛ представлено на рисунке 1:

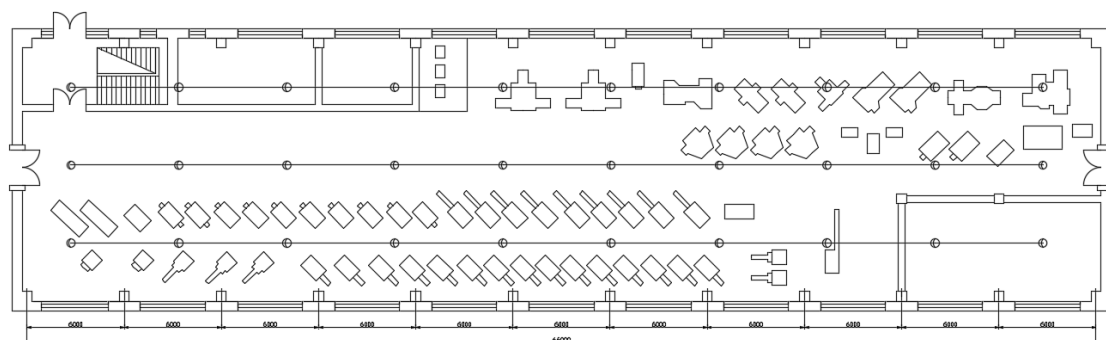


Рисунок 1. Размещение светильников с ИЛ на плане производственного помещения

Общая потребляемая мощность и годовой расход электроэнергии:

$$P_{\text{дрл}} = 1 \cdot 1,1 \cdot 14 \cdot 1 = 15,4 \text{ кВт}; \quad W_{\text{годрл}} = 15,4 \cdot 750 = 11550 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$P_{\text{ил}} = 1 \cdot 1,1 \cdot 30 \cdot 0,3 = 9,9 \text{ кВт}. \quad W_{\text{гоил}} = 9,9 \cdot 750 = 7425 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

На основе полученных результатов можно сделать вывод, что применение индукционных ламп является более эффективным с точки зрения экономии электроэнергии. Также ИЛ имеют большой срок службы и высокие характеристики цветопередачи. Однако ИЛ имеют более высокую стоимость. Для сравнения стоимость лампы ДРЛ 400 Вт Е40 TDM составляет 13,02 руб., а стоимость ИЛ LVD 400 Вт- 500,00 руб. Кроме того, существует ограничение по мощности (максимальная мощность ИЛ $P_{ном} = 400$ Вт). [3][4]. Благодаря чрезвычайно большому сроку службы ИЛ представляют собой удобный источник света для освещения цехов с непрерывным режимом работы и в случаях, когда доступ к светильникам при обслуживании затруднен, например, при значительной высоте установки (потолка) и

загроможденности зон подхода, а также там, где замена ламп связана со значительными материальными затратами.

Литература

1. Козловская В.Б., Радкевич В.Н., Сацукевич В.Н. Электрическое освещение: учебник – Минск: Техноперспектива, 2011. – 543 с.
2. http://elredy.by/indukcionnye_lampy/
3. <http://e-elf.ru/Индукционные%20лампы.html>
4. <https://nep.by/catalog/istochniki-sveta-tdm/gazorazryadnie-lampy/p-lampa-rtutnaya-visokogo-davleniya-drl-400-vt-e40-tdm/>
5. <https://liderm.by/indukcionnye-lampy-i-svetilniki.html>

УДК 621.311.6.03

СПОСОБЫ ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Швед Г.А.

Научный руководитель - ст. преподаватель Колосова И.В.

Перенапряжение – это напряжение, величина которого превышает допустимое значение, вызванное появлением избытка энергии в электрической сети [1]. Перенапряжение с точки зрения пожарной опасности является одним из наиболее опасных аварийных режимов работы электрооборудования, вызывающих условия, в большинстве случаев достаточные для появления пожароопасных факторов (превышение допустимого значения напряжения приводит к нарушению нормальной работы или возможному возгоранию).

При ухудшении состояния инженерных систем, увеличения энергопотребления и некачественного обслуживания, основными причинами, вызывающими перенапряжения в электрических сетях, являются грозовые проявления (атмосферные перенапряжения), коммутационные переключения, неравномерность нагрузки фаз в электрических сетях промышленных предприятий в частности и т. д. Физическая картина внутренних перенапряжений обусловлена колебательными переходными процессами от начальных к установившимся распределениям напряжения по токоведущим участкам, вследствие различных ситуаций в электрических цепях.

Атмосферные перенапряжения считаются одним из наиболее опасных видов аварийных режимов работы электрической сети. Эти перенапряжения возникают в результате разряда молнии при атмосферных осадках путем концентрации электричества на поверхности объекта, заноса потенциала через инженерные токопроводящие сети и системы.

Внутренние перенапряжения бывают коммутационными, возникающими вследствие режимных или аварийных переключений высоковольтного оборудования; резонансными - когда электрическая цепь содержит избыточное количество элементов реактивной мощности (срабатывает принцип емкостно-индуктивного колебательного контура).

К существующим группам перенапряжений можно также отнести третью группу, объединяющую *перенапряжения по причинам аварий*, некачественного технического обслуживания и монтажа: обрыва нулевого провода, однофазных коротких замыканий, нарушения правил эксплуатации электроустановок. Перенапряжения третьей группы чаще всего возникают на стадии эксплуатации электрических сетей, где возможны плановые, режимные или аварийные ситуации. Поэтому диапазоны величин перенапряжений определяются границами от нескольких сотен вольт до десятков и сотен киловольт. Последствия воздействия этих негативных факторов на электронное оборудование и электропроводку могут быть фатальными, поэтому электрические сети различного назначения требуют комплексной защиты от перенапряжений с использованием различных типов устройств. При выборе и установке ограничителей перенапряжения и разрядников, уравнивающих потенциалы, необходимо принимать во внимание схемы сети электроснабжения, которые различаются заземлением источников питания и электрических устройств. Обычно применяют следующие типовые схемы: TN-C, TN-C-S, TN-S, TT, IT [3].

Для защиты от перенапряжения применяют множество устройств, среди которых следует выделить [2]:

1. Устройства защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП), которые ограничивают импульсы перенапряжения и отводят импульсы тока в землю. Уровень напряжения защиты U является важнейшим параметром, характеризующим УЗИП. Он определяет значение остаточного напряжения, появляющегося на выводах УЗИП вследствие прохождения разрядного тока. Для УЗИП 1-го класса U не должен превышать 4 кВ, для устройств 2-го класса - 2,5 кВ, для 3-го класса УЗИП устанавливается U не более 1,5 кВ это тот уровень

микросекундных импульсных перенапряжений, который должна выдерживать микропроцессорная техника.

УЗИП однократно может пропустить, сохранив при этом работоспособность, максимальный разрядный ток - величина импульса тока. Номинальный разрядный ток - величина импульса тока, которую УЗИП может выдержать многократно при условии его остывания до температуры окружающей среды в промежутке между импульсами.

Максимальное длительное рабочее напряжение U_c - действующее значение напряжения переменного или постоянного тока, которое длительно подается на выводы УЗИП. Оно равно номинальному напряжению с учетом возможного превышения напряжения при различных нештатных режимах работы электрических сетей промышленных предприятий.

Значение номинального тока нагрузки или постоянного тока, протекающего к нагрузке, защищаемой УЗИП важен для устройств защиты от импульсных перенапряжений, подключаемых в электрическую сеть последовательно с защищаемым оборудованием. Так как большинство УЗИП подключаются параллельно цепи, то данный параметр у них не указывается.

Для надежной защиты электрической сети от перенапряжений рекомендуется создание многоуровневой (по крайней мере, трехступенчатой) системы защиты из УЗИП разных классов.

УЗИП класса *B* (тип 1) рассчитано на номинальный разрядный ток 30-60 кА, для защиты при прямом попадании молнии, устанавливается на вводе в здание в главном распределительном щите.

УЗИП класса *C* (тип 2) - на ток 20-40 кА, используется при удаленном ударе молнии или при переключениях в системах электроснабжения, размещаются на вводе электроустановок.

УЗИП класса *D* (тип 3) на ток 5-20 кА, устанавливаются непосредственно возле потребителя.

При создании многоступенчатой системы защиты от перенапряжений следует обеспечить соответствие мощности каждой ступени, т.е. максимальный ток, протекающий через них, не должен превышать их номинальных характеристик. Но в первую очередь необходимо создать эффективную систему заземления.

2. Варисторы - это полупроводниковые резисторы, в работе которых используется эффект уменьшения сопротивления полупроводникового материала при увеличении приложенного напряжения, за счет чего они являются наиболее эффективным и дешевым средством защиты от импульсных напряжений любого вида. Варистор включается параллельно защищаемому оборудованию и при нормальной эксплуатации находится под действием рабочего напряжения защищаемого устройства. В рабочем режиме ток через варистор очень мал, и он в этих условиях представляет собой изолятор. При возникновении импульса напряжения сопротивление варистора резко уменьшается до долей Ома. В этом случае через него кратковременно может протекать ток, достигающий нескольких тысяч ампер. После гашения импульса напряжения он вновь приобретает очень большое сопротивление.

Выбор УЗИП производится в соответствии с принятой системой защиты. При этом обязательно учитываются технические характеристики устройств, которые должны быть приведены в каталоге и нанесены на лицевой части корпуса прибора.

УЗ-6/230, УЭ-18/400 предназначены для защиты электрической сети от кратковременных (до 12 кВ) и длительных перенапряжений, вызванных коммутационными, индуктивными и грозовыми процессами. Устройства, относящиеся к УЗИП 2-го и 3-го классов выполнены на варисторах. Для надежной защиты от длительных перенапряжений, вызванных авариями в электрических сетях, прибор нужно подключать после устройства защитного отключения (УЗО) и заземлять. Только при таком подключении создается ток утечки и обеспечивается срабатывание УЗО.

При установке УЗИП необходимо, чтобы расстояние между соседними ступенями защиты было не менее 10 м по кабелю электропитания. Выполнение этого требования очень важно для правильной последовательности срабатывания защитных устройств. Первая ступень защиты класса *B* монтируется за пределами здания во входном распределительном щите.

3. Разрядник - электрический аппарат, предназначенный для ограничения перенапряжений в электротехнических установках и электрических сетях. Разрядники выпускаются следующих типов: трубчатые, вентильные, магнито-вентильные, разрядники длинно-искровые.

4. Устройство защитного отключения - обеспечивает отключение электроэнергии сети, в случае пробоя утечки тока (если человек взялся за оголенные провода 10-30 мА или если произошло обгорание изоляции - 300мА). Данное устройство рекомендовано для установки при проектировании и реконструкции электрических сетей. Существуют два вида УЗО:

- электромеханические, гарантирует спасение жизни человека при любом напряжении, должны иметь внешний источник питания. Они мало применяются из-за дороговизны;

- электронные, самый распространенный тип, зависящий от напряжения электрической сети, но они не гарантируют спасение жизни человека при пониженном напряжении сети.

5. Датчик превышения напряжения - устройство, созданное специально для защиты от перенапряжений, сконструировано для совместной работы с любыми типами УЗО (на токи утечки 10-300 мА), как для однофазных, так и для трехфазных электрических сетей.

Для защиты от перенапряжений также используются: источники бесперебойного питания, фильтры помех, экранирование электрической проводки, стабилизаторы, стабилизаторы, устройства для защиты от импульсных перенапряжений и т.п. [4].

Обеспечение защиты от перенапряжений является актуальной проблемой, решение которой сказывается на надёжности и безопасности электроснабжения.

Литература

1. ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»

2. Гужов, Н.П. Системы электроснабжения / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2011. – 382 с.

3. Александров Д. С. Надёжность и качество электроснабжения предприятий: учебное пособие / Д. С. Александров, Е. Ф. Щербаков – Ульяновск: УлГТУ, 2010 – 155 с.

4. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

УДК 621.311

СПОСОБЫ СОЕДИНЕНИЯ ЭКРАНОВ КАБЕЛЕЙ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Угаров М.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Радкевич В.Н.

Проектирование электрических сетей напряжением 6-500 кВ с применением кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) сопряжено с рядом трудностей, когда трехфазные линии электропередачи формируются однофазными кабелями. Главная проблема – отсутствие четких методик и нормативных документов по выбору сечения экранов, способа соединения и заземления экранов. Также эти трудности вызваны отсутствием необходимого оборудования для реализации определенных систем соединения экранов, а именно – концевых коробок с ограничителями перенапряжения (ОПН) и коробок транспозиции с ОПН отечественного производства. Тем не менее, некоторый опыт разработки и эксплуатации кабельных сетей, выполненных кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена, а особенно результаты исследований [1, 2], позволяют сформулировать рекомендации, которые могут сделать проектирование таких сетей более простым и определенным.

Основное предназначение экрана – выравнивание электрического поля, воздействующего на изоляцию жилы. Экраны выполняются из меди, жилы – из меди или алюминия. Конструкция одножильного кабеля с изоляцией из СПЭ в упрощенном виде представлена на рис. 1. В экране, заземленном с обоих концов (рис.2), протекают три вида токов: токи смещения, вихревые токи (токи Фуко) – величиной в несколько ампер, и токи, текущие вдоль экрана, вызванные взаимной индуктивностью жилы и экрана – величиной десятки или сотни ампер в нормальном режиме.

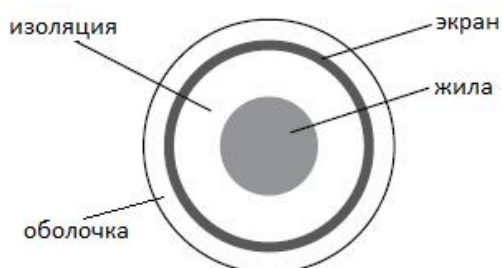


Рисунок 1. Конструкция однофазного кабеля

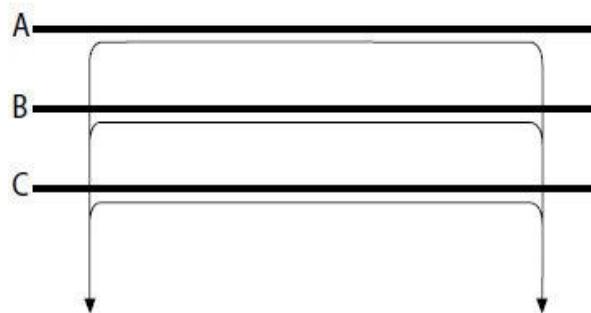


Рисунок 2. Заземление экранов с двух концов

При прокладке одножильные кабели могут располагаться в плоскости (рис. 3) или треугольником (рис.4). В расчетах используется среднее геометрическое расстояние между центрами токоведущих жил s , для каждого типа способа прокладки определяемое по своей формуле [3]. Следует отметить, что от значения s зависит отношение потерь мощности в экране к потерям в жиле, что будет показано далее.

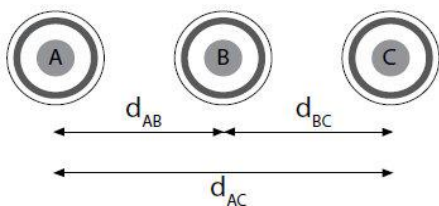


Рисунок 3. Расположение кабелей в ряд

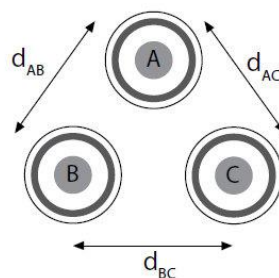


Рисунок 4. Расположение кабелей треугольником

Для способа, показанного на рис. 3:

$$s = \sqrt[3]{2} \cdot d_{AB} \tag{1}$$

Для способа, показанного на рис. 4:

$$s = d_{AB} = d_{BC} = d_{AC} \tag{2}$$

В [2] показано, что отношение потерь мощности в экране $P_Э$ к потерям в жиле $P_Ж$ для случая заземления экрана по концам кабеля (рис.2) независимо от его длины равно

$$\frac{P_Э}{P_Ж} = \frac{R_Э / R_Ж}{(1 + \frac{R_Э^2}{X^2})} \tag{3}$$

где $R_Э$ - активное сопротивление экрана, Ом;

$R_Ж$ - активное сопротивление жилы, Ом;

X - взаимное индуктивное сопротивление между жилой и экраном, Ом, определяемое по формуле:

$$X \approx \omega L_K \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{2s}{d_Э}\right) \tag{4}$$

где ω - круговая частота переменного напряжения, c^{-1} ;

L_K - взаимная индуктивность между жилой и экраном, Гн

s - среднее расстояние между осями соседних фаз кабеля, м;

μ_0 - магнитная проницаемость вакуума, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м;

$d_Э$ - средний диаметр экрана кабеля, м.

Диаметр экрана $d_Э$ можно выразить так: $d_Э = d - 2\Delta_{об}$,

где d - внешний диаметр кабеля по каталогу, м;

$\Delta_{об}$ - толщина оболочки экрана, для кабелей 6-220 кВ составляет около (0,005-0,006) м.

В идеальном случае отношение (3) должно стремиться к нулю, что по понятным причинам невозможно. Это отношение позволяет оценить вклад паразитных потерь экранов в нагрев кабеля и является важным критерием при проектировании кабельных линий электропередачи. При расчете данного критерия следует учитывать, что экран кабеля выполняется из меди, а жила - из меди или алюминия. Кроме того, видно, что это отношение будет минимальным при наименьшем возможном X , то есть при наименьшем возможном отношении $s/d_Э$ при прокладке кабелей сомкнутым треугольником. Следует учитывать, что ввиду электродинамических усилий нужно прочно скреплять кабели, проложенные сомкнутым треугольником, немагнитными хомутами, лентами, стяжками и скобами с шагом 1-1,5 м.

Согласно [2] следует, что удовлетворительное отношение $P_Э / P_Ж = 0,1...0,2$ возможно для кабелей с жилами сечением до 400 мм² и сечением экрана до 50 мм², проложенных сомкнутым треугольником. В других случаях приходится значительно снижать токи в экранах, что возможно при разземлении экранов на одном из концов (рис. 5) и транспозиции экранов (рис. 6).

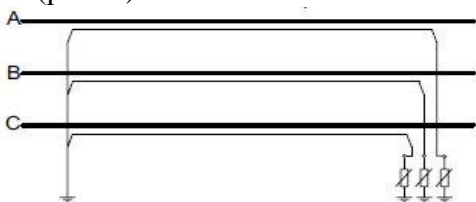


Рисунок 5. Разземление экранов

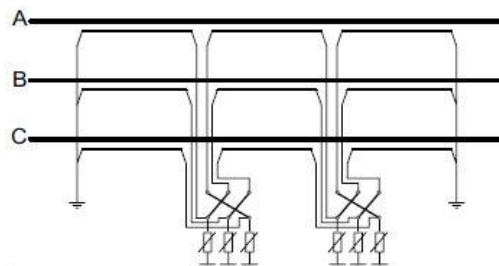


Рисунок 6. Транспозиция экранов

Ранее применению таких схем соединения экранов препятствовало отсутствие коробок (ящиков) разземления экранов (концевых коробок) и коробок (ящиков) транспозиции экранов соответственно. Эти электромонтажные коробки можно было приобрести лишь с кабельной продукцией зарубежных изготовителей. В последнее время такое оборудование стало выпускаться и в России.



Рисунок 7. Коробка транспозиции экранов



Рисунок 8. Коробка концевая с ОПН

Для обеспечения термической стойкости экранов к токам короткого замыкания (КЗ) необходимо повышать сечение, а, следовательно, уменьшать сопротивление экрана, что приведет к большей величине токов и потерь в экранах. Поэтому в сетях с глухо- и эффективно-заземленной нейтралью напряжением выше 110 кВ применять заземление с двух концов неэффективно, а рациональным решением будет разземление экранов для высоковольтных кабелей небольшой длины и их транспозиция для высоковольтных кабелей значительной длины [1].

Обычно в сетях рассматриваются короткие замыкания вида К(1) - однофазное, К(1,1) – двойное на землю, К(2) – двухфазное, К(3) - трехфазное. Однофазное КЗ вида К(1) является расчетным для сетей напряжение 110 кВ и выше, в сетях до 35 кВ расчетное – К(1,1). Выбор сечений экранов по этим видам КЗ приводит к тому, что для сетей с изолированной нейтралью принимают экраны сечением не менее 70 мм², а для сетей с заземленной нейтралью – экраны сечением не менее 185 мм². Ясно, что по условию (3) такие сечения не могут быть применены при заземлении экранов с двух сторон. В электрических сетях напряжением 6-35 кВ использование транспозиции или разземления не всегда экономически целесообразно. Применение экранов до 50 мм² становится возможным при уменьшении величины токов КЗ путем заземления нейтрали такой сети для определения и отключения однофазных повреждений (что не позволит им развиваться в многофазные) или путем уменьшения величины тока КЗ вида К(1,1).

В Беларуси ведется работа по созданию нормативной документации по проектированию сетей с кабелями с изоляцией из СПЭ. При проектировании кабельных сетей некоторые проектировщики пользуются компьютерной программой «ЭКРАН» российской разработки [1].

Выводы

1. В электрических сетях напряжением 6-500 кВ одножильные кабели рекомендуется прокладывать только сомкнутым треугольником, скрепляя их немагнитными хомутами, лентами, стяжками и скобами с шагом 1-1,5 м, а на изгибах трассы – с шагом не более 1 м.

2. В сетях напряжением 6-35 кВ сечение экрана необходимо выбирать в соответствии с рекомендациями изготовителей. Расчет сечения экрана с учетом их заземления с двух концов (рис.1) производить по току двойного замыкания на землю, так как наибольшие токи двойного замыкания на землю возникают, когда оба повреждения в сети находятся вблизи друг от друга и вблизи от центра питания (сборных шин). В такой ситуации величины токов двойного замыкания на землю сопоставимы с токами трехфазного КЗ. Именно поэтому в сетях 6-35 кВ иногда при выборе сечения экрана оперируют токами трехфазного короткого замыкания, хотя на самом деле повреждение трех фаз кабеля маловероятно. При

экономической нецелесообразности применения транспозиции экранов в сетях 6-35 кВ рекомендуется принимать сечение экранов до 50 мм² и сечение жил до 400 мм² при обязательном условии ограничения токов двойного замыкания на землю вида К(1,1) до допустимых по термической стойкости (т.е. 10,1 кА);

3. В сетях напряжением 110-500 кВ выбор сечения экрана по термической стойкости следует производить по току однофазного КЗ вида К(1); Для кабельных линий небольшой длины целесообразно применять заземление экранов с одной стороны по условию допустимого напряжения на незаземленном конце кабеля (рис.5). При значительной длине кабельной линии рекомендуется заземлять экраны с двух концов с обязательной транспозицией экранов (рис.6).

Литература

1. Дмитриев, М.В. Выбор сечения экранов однофазных силовых кабелей / М.В. Дмитриев // КАБЕЛЬ-news. – 2009. - №5. – с. 68-73.
2. Дмитриев, М.В. Заземление экранов однофазных силовых кабелей 6-500 кВ / М.В. Дмитриев. - СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 154 с.
3. ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009. Кабели электрические. Вычисление номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100 %-ный коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения – М.: Стандартиформ. – 24 с.

СЕКЦИЯ ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ОТВОД УХОДЯЩИХ ГАЗОВ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА ПАРОВАЗОВОЙ УСТАНОВКИ ЧЕРЕЗ ВЫТЯЖНУЮ БАШНЮ ИСПАРИТЕЛЬНОЙ ГРАДИРНИ

Артименя А.А.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПЕРЕГРЕВА ПАРА ПРЯМОТОЧНОГО КОТЛА

Батюня И.Е.
Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ВПУ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕГЕНЕРАЦИИ ФИЛЬТРОВ

Болбас И.А., Панкевич В.И., Скицунова И.А.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

МЕТОД ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЭКСПРЕСС-МЕТОДЫ СТРУКТУРНО-ПАРМЕТРИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ САР

Войтенкова Д.А.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

ИНТЕГРАЛЬНАЯ РЕАКТОРНАЯ УСТАНОВКА С ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ПРИ СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ ДАВЛЕНИИ

Войтенкова Д.А.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА БАЗЕ СТРУКТУРЫ ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛЯТОРА

Григорович А.И.
Научный руководитель – Воюш Н.В.

ПОДДЕРЖАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КОМПРЕССОРОВ СОВРЕМЕННЫХ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Грицкевич А.И.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ПТ-60-130/13 ГРОДНЕНСКОЙ ТЭЦ-2

Гульницкий В.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

АНАЛИЗ ДЕЙСТВИЙ ПЕРСОНАЛА ПРИ СРАБАТЫВАНИИ АВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ВВЭР-1000 ПО ЛОЖНОЙ ПРИЧИНЕ

Запасник В. А., Кожановский К.В.
Научный руководитель – ассистент Павловская А.А.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ВПУ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗНЫХ ФИЛЬТРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ

Иванова О.А., Карасёва А.В., Кацубо В.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

ВОССТАНОВИТЕЛЬНАЯ ТЕРМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ РЕСУРСА ПАРОПРОВОДОВ ТЭС

Каранкевич В.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С УВЕЛИЧЕНИЕМ МОЩНОСТИ В УСЛОВИЯХ ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

КАРАНКЕВИЧ В.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ТАРАСЕВИЧ Л.А.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ВОСПРИЯТИЯ И КОМПЕНСАЦИИ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ДЕФОРМАЦИЙ ТРУБОПРОВОДОВ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ

КАРАНКЕВИЧ В.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ТАРАСЕВИЧ Л.А.

ПУСКОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК *ECONOFLEX SIEMENS*

КАРАНКЕВИЧ В.В., ТАРАНЧУК А.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ КАЧАН С.А.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗКИ ТУРБОАГРЕГАТА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

КАЛИНИН Д.Д.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ БУРОВ А.Л.

РАБОТА ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК *ECONOFLEX SIEMENS* НА ЧАСТИЧНЫХ НАГРУЗКАХ

КАРАНКЕВИЧ В.В., ТАРАНЧУК А.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ КАЧАН С.А.

ВЛИЯНИЕ ОКРУЖНЫХ И ТЕМПЕРАТУРНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ НА НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ДЕТАЛЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН АЭС

КНЯЗЕВА Е.О.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ НЕРЕЗЬКО А.В.

МАГНИТНЫЕ ПОДШИПНИКИ В ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВКАХ

КОВАЛЕВ В.М.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПАНТЕЛЕЙ Н.В.

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН, ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ НАЧАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПАРА

КОКОТОВА М. В., СТАНЕВИЧ С.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПАНТЕЛЕЙ Н.В.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПОСЛЕ ВВОДА БЕЛАЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРОКОТЛОВ И АККУМУЛЯТОРОВ ТЕПЛОТЫ (НА ПРИМЕРЕ ГРОДНЕНСКОЙ ТЭЦ-2)

КОРОБЕЦ П.Н.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР КАРНИЦКИЙ Н.Б.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СПОРТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ

КРАВЧЕНКО Д.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Э.Н., ДОЦЕНТ КРАВЧЕНКО В.В.

МЕТОД ПОДАВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА В ГАЗОМАЗУТНЫХ КОТЛАХ

ЛЕВКОВЕЦ А.Н.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ЖИХАР Г.И.

КОРРОЗИЯ В ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВКАХ

МИРГОРОД Ю. С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПРОНКЕВИЧ Е. В.

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СЕПАРАЦИИ И ПЕРЕГРЕВА ПАРА ДЛЯ ТУРБОУСТАНОВКИ К- 1000-60/3000

ОГИЕВИЧ Д.Ю.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ЧИЖ В.А.

СУХИЕ ГРАДИРНИ И ВОЗДУШНО-КОНДЕНСАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

Подольничик В.П.
Научный руководитель - к.т.н., доцент Чиж В.А.

АНАЛИЗ АВАРИИ ТИПА ТЕЧЬ ИЗ ПЕРВОГО КОНТУРА ВО ВТОРОЙ

Похолкин А.А.
Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

ОЦЕНКА ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА АЭС

Пташиц К.П.
Научный руководитель – старший преподаватель Бузов А.Л.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ МОЛОТКОВОЙ МЕЛЬНИЦЫ

Пупкевич М.Ю.
Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

ОПТИМИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАСХОДА ВОЗДУХА С КОРРЕКЦИЕЙ ПО КИСЛОРОДУ

Ракевич С.И.
Научные руководители - к.э.н, доцент Кравченко В.В., д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

ДЕАЭРАТОРЫ ПОВЫШЕННОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ТЭЦ И АЭС

Салькевич Я. А.
Научный руководитель – старший преподаватель Пронкевич Е. В.

ОПТИМИЗАЦИЯ ДВУХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО ВКЛЮЧЕННЫХ ВПРЫСКОВ

Селюк И.Г.
Научный руководитель – д.т.н. профессор Кулаков Г.Т., к.э.н. доцент Кравченко В.В.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ДИСКОВ И ЛОПАТОЧНОГО АППАРАТА ПАРОВЫХ ТУРБИН

Семук В.Е.
Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА

Синкевич И.М.
Научный руководитель – старший преподаватель Бузов А.Л.

ОПТИМИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ВОЗДУХА

Слуцкий А.Н.
Научный руководитель – к.э.н, доцент Кравченко В.В.

ОТЖИГ КОРПУСА РЕАКТОРА ВВЭР-440

Сосновский А.А.
Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРИМЕСИ ГАФНИЯ В ЦИРКОНИИ ОБОЛОЧЕК ТВЭЛОВ ВВЭР НА КОЭФФИЦИЕНТ РАЗМНОЖЕНИЯ НЕЙТРОНОВ

Стрижева Е.М.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Сорокин В.В.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РОБАСТНОГО УПРАВЛЕНИЯ В СИСТЕМАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ ИНЕРЦИОННЫХ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Струй Е.В.
Научный руководитель – д.т.н. профессор Кулаков Г.Т.

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОТОПИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ЗДАНИЙ ПРИ ЭЛЕВАТОРНОМ ПРИСОЕДИНЕНИИ

Таранчук А.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

СОВРЕМЕННЫЕ МАЛОТОКСИЧНЫЕ ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ СЖИГАНИЯ ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ ТОПЛИВ

Таранчук А.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

МОДИФИКАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ ЭНЕРГОБЛОКА 300 МВт ПРИ ПОСТОЯННОМ ДАВЛЕНИИ ПАРА ПЕРЕД ТУРБИНОЙ

Тимофеев В.В.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

УПРАВЛЕНИЕ РЕСУРСОМ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АЭС В УСЛОВИЯХ ЭРОЗИОННО-КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА ПО ДАННЫМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Тытарев Ю.А.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА БАРАБАННОГО КОТЛА

Цветков А.А.
Научный руководитель - к.э.н., доцент Кравченко В.В.

ОПТИМАЛЬНАЯ НАСТРОЙКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ОБЪЕКТА ВТОРОГО ПОРЯДКА С ЗАПАЗДЫВАНИЕМ

Шах А.С.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

ОЧИСТКА РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ

Шкредов А.В.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

САР НА БАЗЕ МЛУС

Якимович А.А.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

УДК 621.311.238

ОТВОД УХОДЯЩИХ ГАЗОВ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ ЧЕРЕЗ ВЫТЯЖНУЮ БАШНЮ ИСПАРИТЕЛЬНОЙ ГРАДИРНИ

Артимена А.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

На многих теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), использующих в системах технического водоснабжения башенные градирни, ежегодно в летние месяцы с высокой температурой окружающего воздуха возникает проблема недоохлаждения циркуляционной воды. В результате ухудшается вакуум в конденсаторах, снижается экономичность и располагаемая мощность станции. Кроме того, при эксплуатации башенных градирен испарительного типа на ТЭЦ возникает проблема избыточного увлажнения атмосферного воздуха.

Одним из возможных путей решения данных вопросов может быть выведение через градирню уходящих дымовых газов. Такое решение по данным ряда исследований [1 - 4] позволяет увеличить скорость поступления воздуха в градирню и улучшить процесс охлаждения технической воды с одновременной экономией значительных площадей территорий под дымовые трубы и снижения капитальных затрат на их строительство.

Результат достигается тем, что образующиеся при сжигании топлива дымовые газы по газоотводящему тракту поступают в газораспределитель, находящийся над водоуловителем внутри градирни, и через направляющие сопла распределяются по башне градирни. Дополнительный эжекционный эффект в башне градирни создается за счет большей температуры и скорости поступления дымовых газов по сравнению с паровоздушной смесью. Концентрация вредных веществ в удаляемой паровоздушной смеси не превышает выбросы через дымовую трубу, а глубина охлаждения технической воды увеличивается.

За рубежом такой способ работы применен, например, на пылеугольном энергоблоке Бексбах II в Германии с КПД производства электроэнергии 46,3%, что, по оценкам, позволило повысить КПД на 0,75% [3].

На кафедре теплоэнергетических установок Комсомольского-на-Амуре государственного технического университета (КнАГТУ) были разработаны математические модели для расчета характеристик различных вариантов компоновки системы парогазового удаления [3], а на кафедре «Тепловые электрические станции» (ТЭС) Самарского государственного технического университета (СГТУ) разработана методика расчета башенной градирни для случая отвода через нее уходящих газов парогазовой установки (ПГУ) [1].

Тепловая схема ПГУ с отводом уходящих газов через вытяжную башню градирни с естественной вентиляцией воздуха приведена на рисунке 1 [4].

В [1, 2] приведены результаты расчета башенной градирни, установленной на парогазовом блоке ПГУ-200 Сызранской ТЭЦ.

Методика расчета заключается в следующем [1, 5].

Задавшись температурой воздуха на выходе из градирни, определяют самотягу. При условии равенства самотяги и аэродинамического сопротивления градирни находят скорость и расход воздуха. Тепловой расчет позволяет методом последовательных приближений определить температуру воздуха и воды на выходе из градирни. Расчетные значения сравнивают с принятыми.

Исходными данными для расчета являются: площадь оросителя $F_{ор}$, м²; высота оросителя $H_{ор}$, м; высота градирни $H_{гр}$, м; диаметр основания башни $D_{осн}$, м; диаметр устья $D_{уст}$, м; высота воздухоходных окон $H_{ок}$, м; площадь воздухоходных окон $F_{ок}$, м²; температура $t_{нв}$, °С и относительная влажность ϕ_1 наружного воздуха; барометрическое давление $p_б$, кПа; температура охлаждаемой воды на входе в градирню t_1 °С; расход циркуляционной воды $G_ж$, м³/ч.

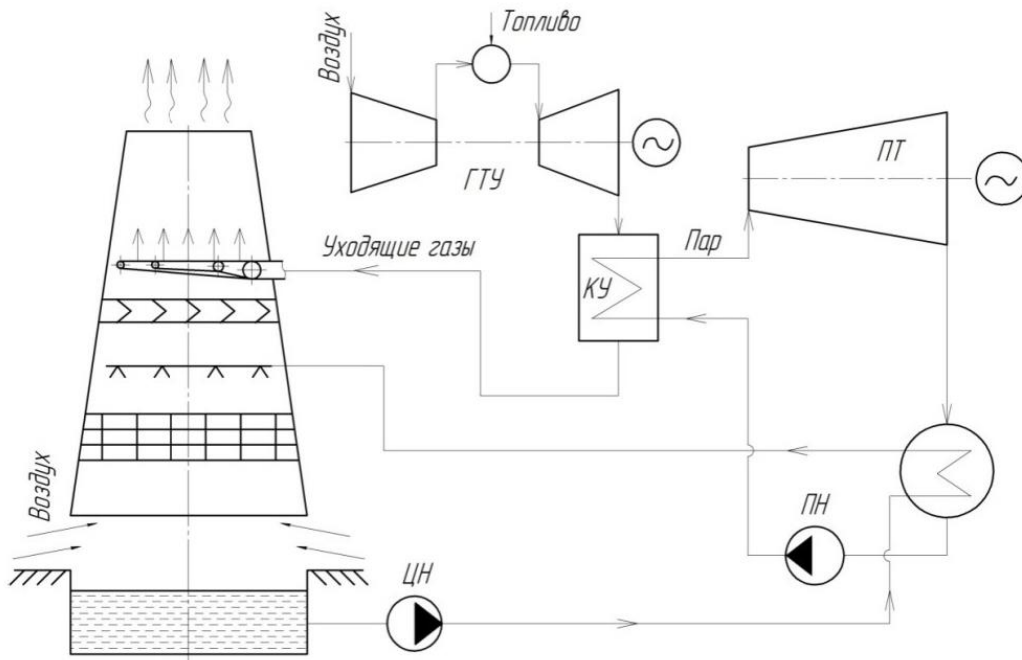


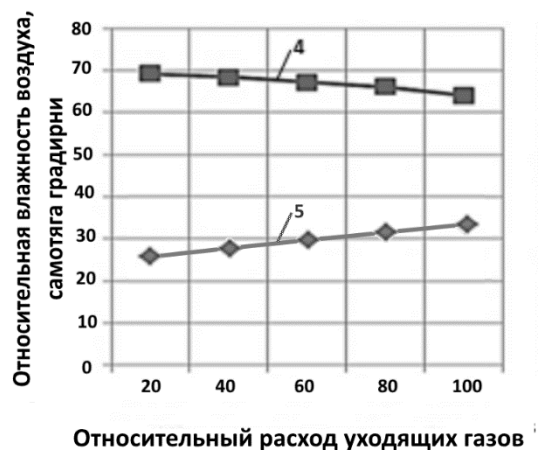
Рисунок 1. Принципиальная тепловая схема ПГУ с отводом дымовых газов через градирню

Анализ результатов расчетов [1, 2] показывает, что при отводе уходящих газов котла-утилизатора через вытяжную башню градирни в сравнении с вариантом работы без него, самотяга Δp вытяжной башни возрастает на 30-32%, а общий коэффициент сопротивления градирни $\xi_{\text{общ}}$ – на 15-17%. При этом температура циркуляционной воды t_2 на выходе из градирни снижается на 2-4°C, что обеспечивает более глубокий вакуум p_k в конденсаторе паровой турбины ПГУ.

Для наглядности на рисунке 2, а и б приведены графики, показывающие изменение температуры циркуляционной воды t_1 и t_2 , давления p_k в конденсаторе, относительной влажности ϕ_1 воздуха и самотяга Δp градирни в зависимости от объема пропуска уходящих газов ГТУ через градирню. Данные получены для летнего периода.



а)



б)

Рисунок 2. Изменение показателей работы ПГУ в зависимости от относительного расхода уходящих газов через градирню: 1, 2 – температура циркуляционной воды на выходе и входе градирни, °C; 3 – давление в конденсаторе, кПа; 4 – относительная влажность воздуха, %; 5 – самотяга градирни, Па

Таким образом, применение отвода дымовых газов ГТУ в атмосферу через вытяжную башню градирни с естественной вентиляцией воздуха позволяет не только улучшить

микроклимат на прилегающей территории, но и повысить эффективность работы градирни и паротурбинной установки ПГУ, а также избежать затрат на строительство и обслуживание дымовой трубы.

Литература

1. Горланов, С.П. Отвод уходящих газов ГТУ через вытяжную башню градирни тепловой электростанции [Текст]: матер. 72-й Всерос. науч.-техн. конф. «Традиции и инновации в строительстве и архитектуре». Сб. статей: Естественные науки и техносферная безопасность / С.П. Горланов, А.А. Кудинов // Самара: СГАСУ, 2015. – С. 191-197.

2. Исянов, Р.Р. Альтернативный способ отвода уходящих газов ПГУ / Исянов Р.Р., И.А. Ростунцова // Материалы докладов XX аспирантско-магистерского семинара, посвященного Дню энергетика / под общ. ред. ректора КГЭУ Э.Ю. Абдуллазянова. В 2 т.; Т. 2. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2017. – С. 21 – 25.

3. Линник, А.В. Исследование влияния системы совмещенного парогазоудаления на работу градирни ТЭЦ / А.В. Линник, Н.Н. Случанинов // Современные наукоемкие технологии. – 2013. - № 8. – С. 128 – 129.

4. Патент № 2453712 (RU). МПК7 F01K23/10. Парогазовая установка электростанции / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина, С.П. Горланов // Б.И. № 17, 2012.

5. Пономаренко, В.С. Градирни промышленных и энергетических предприятий [Текст] / В.С. Пономаренко, Ю.И. Арефьев – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 376 с.

УДК 621.184.64

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОМЕЖУТОНОГО ПЕРЕГРЕВА ПАРА ПРЯМОТОЧНОГО КОТЛА

Батюня И.Е.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Объектом проектирования является прямоточный паровой котёл. Принципиальная схема технологического процесса, протекающего в прямоточном котле, изображена на Рисунке 1.

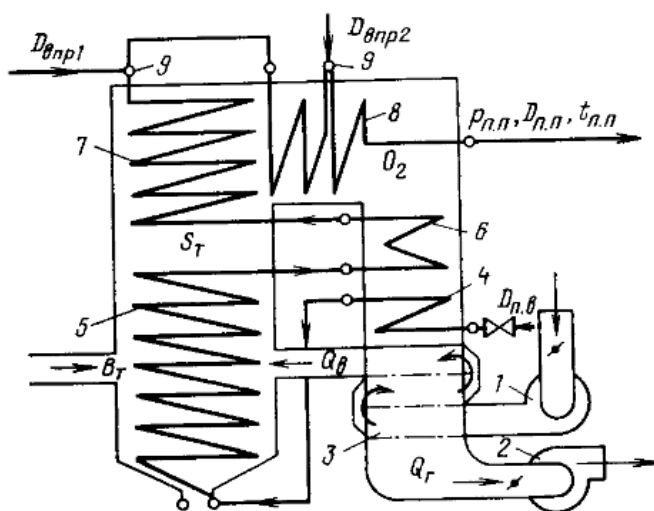


Рисунок 1. – Принципиальная технологическая схема прямоточного котла: 1 – дутьевой вентилятор; 2 – дымосос; 3 – воздухоподогреватель; 4 – водяной экономайзер; 5 – нижняя радиационная (испарительная) часть; 6 – переходная зона; 7, 8 – радиационный и конвективный пароперегреватель; 9 – парохладители.

Последовательно соединенные поверхности нагрева прямоточного котла можно представить в виде змеевика, в один конец которого поступает питательная вода, а из другого выходит перегретый пар. Этот змеевик укрупненно может быть разделен на три части: водяную, водопаровую и паровую. Положение точки начала перегрева, определяющей границу между испарительной и перегревательной частями, может изменяться в зависимости от паропроизводительности, количества подводимой теплоты и расхода питательной воды.

Регулирование температуры перегрева пара в прямоточных котлах представляет собой более сложную задачу по сравнению с барабанными, так как по условиям температурного режима металла поверхностей нагрева ее следует стабилизировать по всей длине пароперегревательного тракта. При этом необходимо поддерживать неизменным местоположение точки начала перегрева или границы между испарительным и перегревательным участками.

Регулирование с помощью газопарового теплообменника (ГППО). Теплообменник сконструирован по принципу труба в трубе и представляет собой размещенную в газоходе систему змеевиков из труб диаметром 60 x 3,5 мм, внутри каждой из которых проходят две трубки диаметром 16 x 3 мм. По трубкам малого диаметра движется греющий пар первичного пар тракта, а навстречу ему по трубам большего диаметра проходит пар вторичного тракта. Трубы большего диаметра обогриваются топочными газами снаружи, что требует их надежного охлаждения. В связи с этим змеевики большего диаметра пропускают весь пар вторичного тракта и регулирование его температуры осуществляют изменением расхода греющего пара.

Способы регулирования с помощью теплообменников экономически целесообразны, однако недостаток их состоит в появлении существенных взаимосвязей между системами регулирования первичного и вторичного перегрева пара. Кроме того, эти способы не всегда обеспечивают достаточный диапазон регулирования.

Структурная схема системы автоматического регулирования (САР) представлена на рисунке 2.

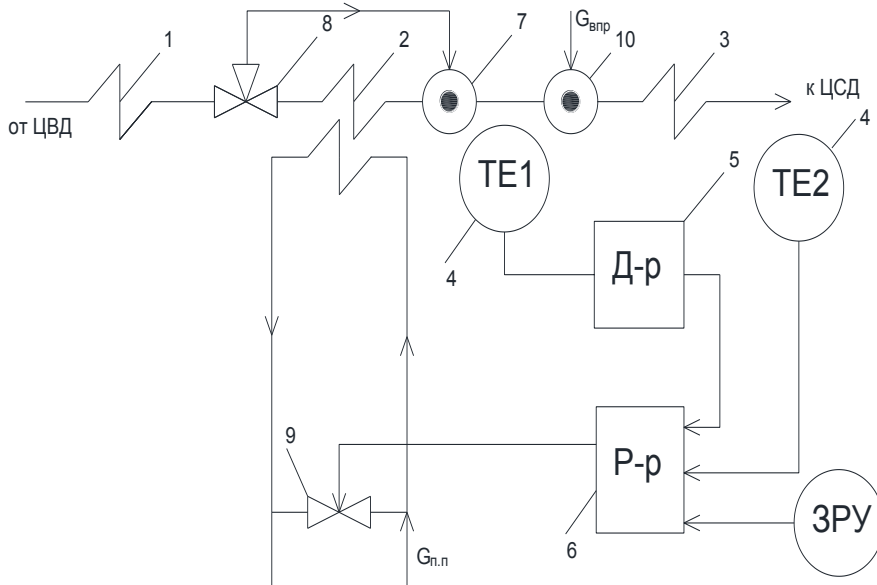


Рисунок 2. Структурная схема САР температуры вторичного перегрева пара с помощью газопарового теплообменника

1, 3 – ступени вторичного пароперегревателя; 2 – паропаровой теплообменник; 4 – термопара; 5 – дифференциатор; 6 – регулятор температуры пара на выходе; 7 – пароохладитель; 8 – трехходовой регулирующий клапан; 9 – обводной клапан; 10 – аварийный впрыскивающий пароохладитель.

Моделирование выполняем по схема по схема изображенной на рисунке 3:

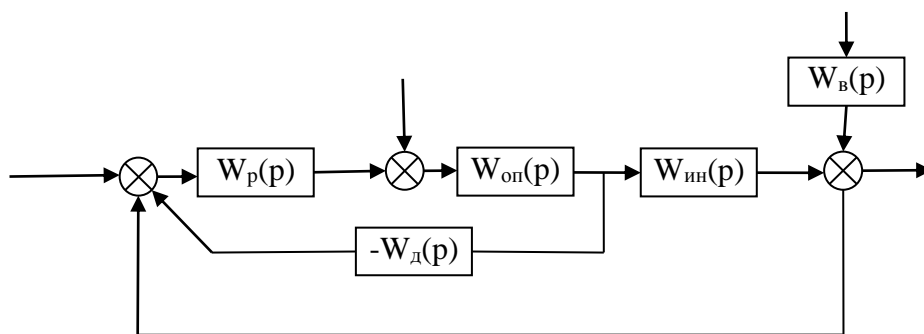


Рисунок 3. Структурная схема САР с дифференциатором

Передаточные функции имеют следующий вид:

$$\text{Основной регулятор: } W_p(p) = \frac{K_p(T_u p + 1)}{T_u p}$$

$$\text{Дифференциатор: } W_\delta(p) = \frac{K_\delta T_\delta p}{T_\delta p + 1}$$

Опережающий участок: $W_{on}(p) = \frac{K_{on}}{(T_{on}p+1)(\sigma_{on}p+1)} = \frac{1.4}{(13p+1)(1.3p+1)}$.

Инерционный участок: $W_{ин}(p) = \frac{K_{ин}e^{-\tau_y p}}{(T_{ин}p+1)(\sigma_{ин}p+1)} = \frac{e^{-21p}}{(90p+1)(17.6p+1)}$.

Крайнее внешнее возмущение: $W_{\epsilon}(p) = \frac{10}{30p+1}$.

После моделирования переходных процессов в программе VisSim получили следующие результаты:

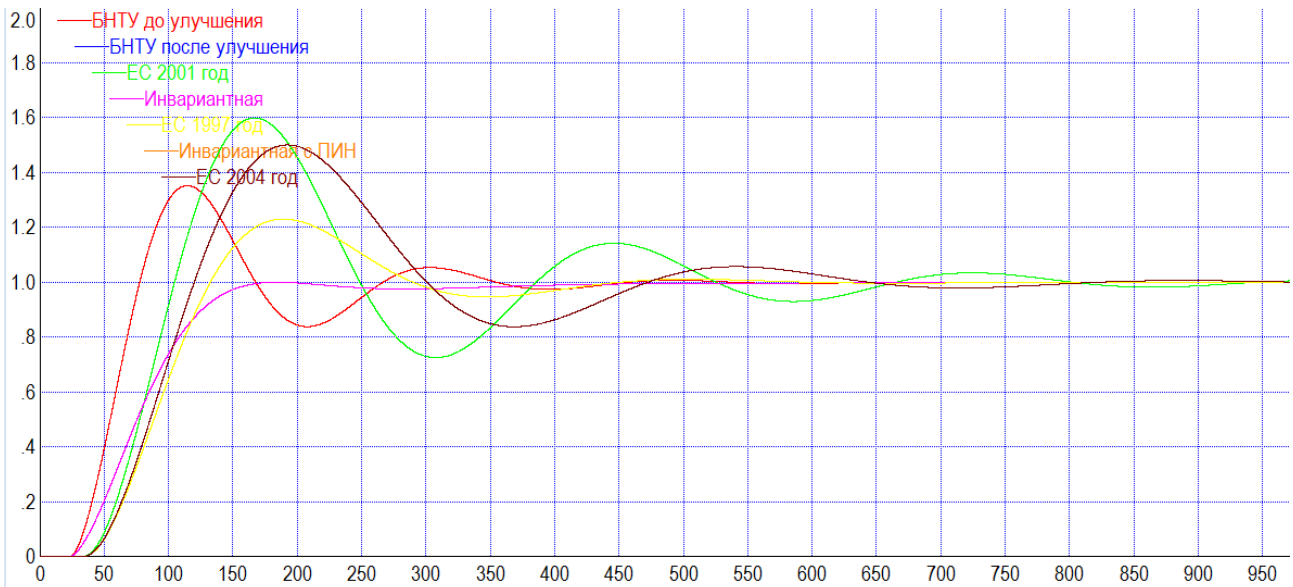


Рисунок 4. Отработка скачка задания ($x_{зд}$)

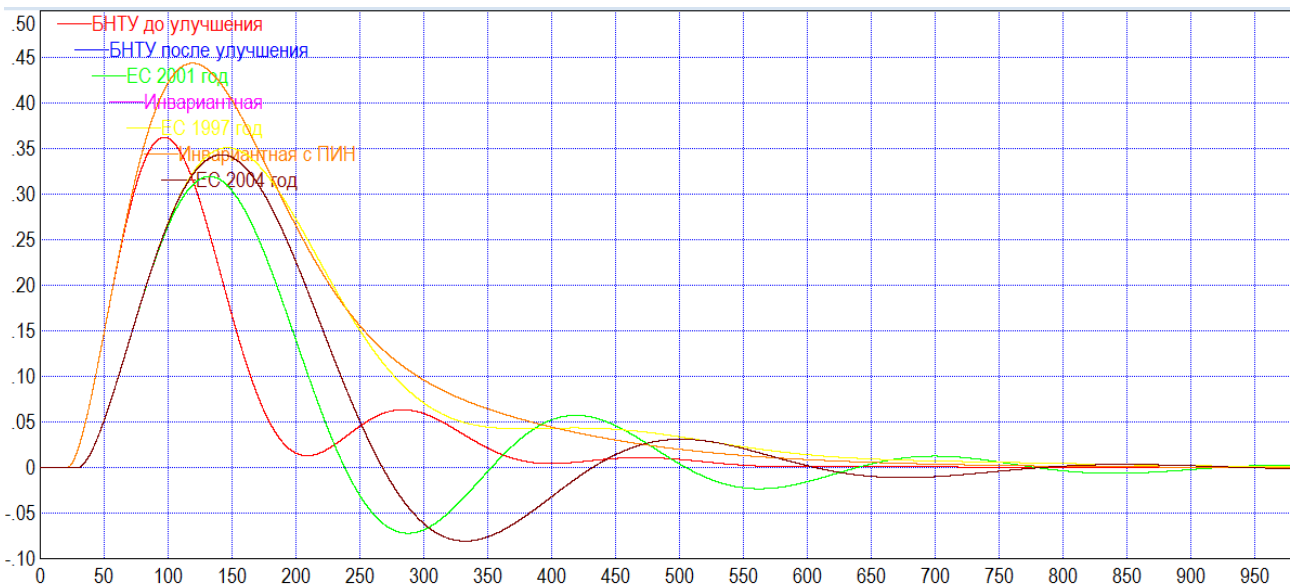


Рисунок 5. Отработка внутреннего возмущения f_1

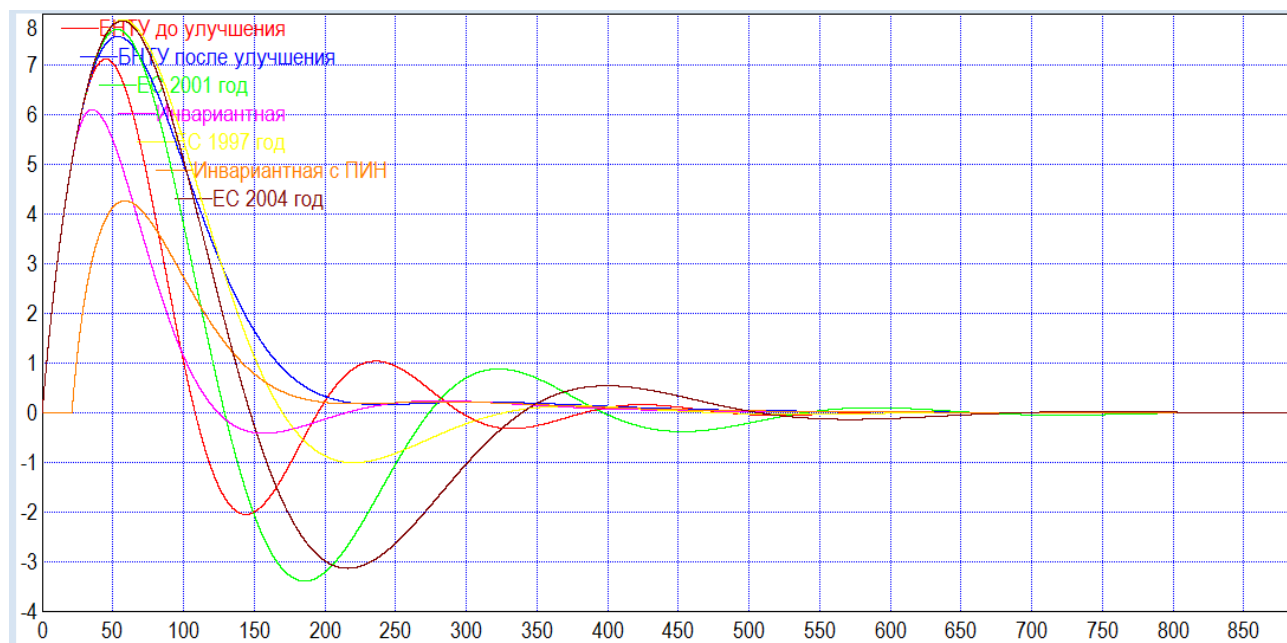


Рисунок 6. Отработка крайнего внешнего возмущения f_2

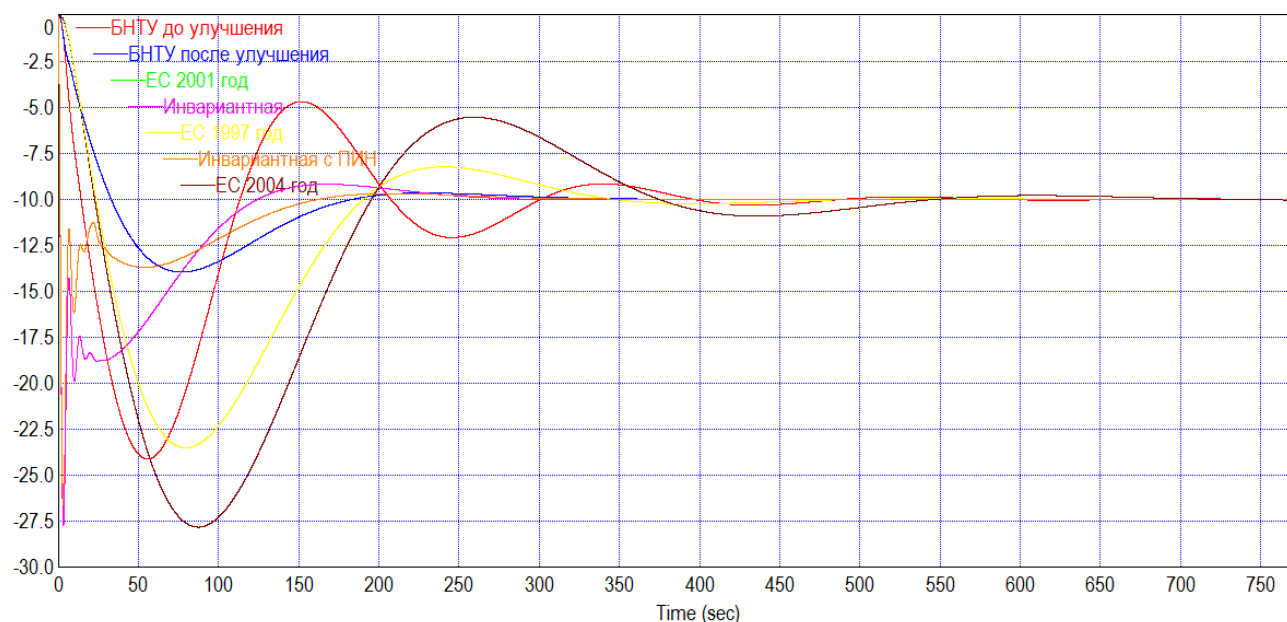


Рисунок 7. Регулирующее воздействие x_p при отработке крайнего внешнего возмущения f_2

Таблица 1 – Полученные показатели качества переходного процесса

Метод	$x_{зд}$		f_1		f_2		x_p
	tr, с	σ , %	tr, с	A_1^+	tr, с	A_1^+	
БНТУ (до улучшения)	575	17.5	580	0.078	550	7	18.2
БНТУ (после улучшения)	450	0	300	0.18	550	7.6	10
ЕС 2001 год	900	33	900	0.175	975	8	27
ЕС 1997 год	500	1	850	0.202	550	8.2	18.5
ЕС 2004 год	800	26	900	0.2	900	8.2	22.5
Инвариантная БНТУ после улучшения	450	0	300	0.18	250	6.07	25.5
При плановом изменении нагрузки	450	0	300	0.18	216	4.25	24.1

Расчет данных для моделирования процессов производился по формулам ЕС различных лет, а также по методам БНТУ с применением принципа инвариантности и изменением коэффициентов Вышнеградского для улучшения качества регулирования.

Из полученных результатов, можно сделать вывод, что наилучшими показателями обладает система, рассчитанная по методу БНТУ после улучшения (с использованием коэффициентов Вышнеградского $A_1=2.618$ и $A_2=1.146$) с применением принципа инвариантности при плановом изменении нагрузки. Однако величина регулирующей воздействия высока. И если нас это не будет устраивать, то в дальнейшем ее можно уменьшить, добавив в нашу схему ограничитель.

УДК 628.164.081.312.32

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ВПУ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕГЕНЕРАЦИИ ФИЛЬТРОВ

Болбас И.А., Панкевич В.И., Скицунова И.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Целью научной работы является анализ влияния регенерации ионообменных фильтров на технологические показатели работы ВПУ котельной.

На котельной установлены три котла типа Е-50-40. Исходной водой для котельной принята вода из артезианской скважины с основными показателями качества: $Ж_о = 3,1 \text{ мг-экв/дм}^3$, $Ж_к = 2,3 \text{ мг-экв/дм}^3$, $Ж_{ик} = 0,8 \text{ мг-экв/дм}^3$. С учетом данных показателей качества исходной воды и требований к питательной воде котлов, установленных на котельной, был произведен выбор схемы параллельного умягчения, которая представлена на рисунке 1.

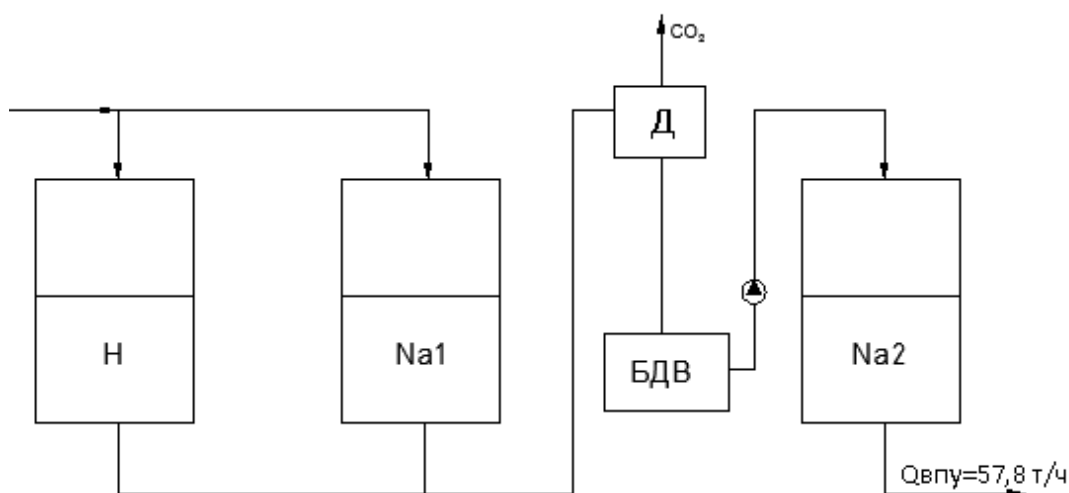


Рисунок 1. Схема умягчения воды

Первый вариант схемы ВПУ рассчитан для проточной технологии регенерации фильтров, второй вариант схемы для – противоточной технологии. Фильтрующая загрузка-катионитный фильтр Пьюролайт.

Проточная регенерация ионитных фильтров состоит в том, что обрабатываемая вода в рабочем цикле и регенерационный раствор при восстановлении обменной способности ионита подается на фильтр в одном направлении - сверху-вниз (рис.2а).

Способ противоточной регенерации предусматривает движение в ионитном фильтре обрабатываемой воды и регенерационного раствора в противоположных направлениях (вода сверху-вниз, раствор снизу-вверх или наоборот).

Противоточная технология разделяется на две категории: прямой и обратный противоток. При прямом противотоке обрабатываемая вода подается на фильтр сверху-вниз, а регенерационный раствор, при проведении регенерации, снизу-вверх(рис.2б). При обратном противотоке наоборот - обрабатываемая вода поступает на фильтр снизу- ввверх, а регенерационный раствор - сверху-вниз (рисунок 2в).

В расчетных вариантах производительность ВПУ и ионная нагрузка на ступени фильтров приняты одинаковыми. Расчёт ионитных фильтров схемы ВПУ проводился по следующей методике [1, с. 13-16].

Результаты проведенных расчётов приведены в таблице 1.

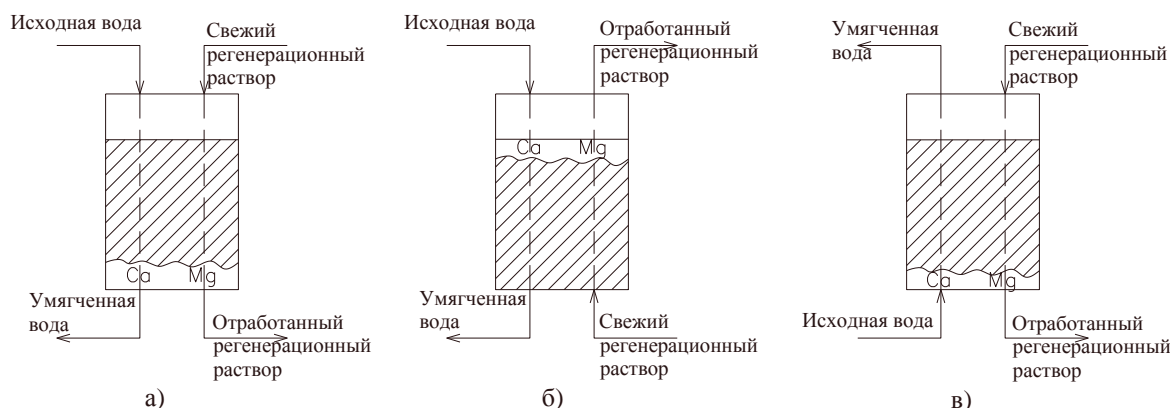


Рисунок 2. Условное расположение остаточных катионов кальция и магния в слое катионита при регенерации в прямоточном (а) и противоточном (б, в) фильтрах

Таблица 1 – Результаты расчета ионитных фильтров

Физические величины	Прямоточные фильтры			Противоточные фильтры		
	Н	Na ₁	Na ₂	Н	Na ₁	Na ₂
Площадь фильтрования, м ²	3,12	0,73	2,89	3,12	0,73	2,89
Производительность фильтра, м ² /ч	46,83	11	57,8	46,83	11	57,8
Скорость фильтрования, м/ч	15	15	20		15	20
Площадь фильтрования каждого фильтра, м ²	1,04	0,24	0,96	1,04	0,24	0,96
Диаметр фильтра, м	1,15	0,55	1,11	1,15	0,55	1,11
Количество фильтров	3	3	3	3	3	3
Рабочее давление, МПа	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Диаметр фильтра стандартный, м	1,5	0,7	1,5	2	2	2
Высота фильтрующей загрузки, м	2	2	1,5	3,7	3,7	3,7
Стандартная площадь фильтрования фильтра, м ²	1,77	0,49	1,77	3,14	3,14	3,14
Продолжительность фильтроцикла, ч	55,7	86,22	382,79	147,8	1124	2211
Рабочая обменная емкость ионита, г-экв/м ²	2100	1500	1250	1700	1650	1650
Содержание катионитов и анионитов, г-экв/м ³	5,7	3,1	0,3	5,7	3,1	0,3
Количество регенераций в сутки n	0,42	0,27	0,06	0,16	0,021	0,011
Объем материалов, загруженных во влажном состоянии в один фильтр, м ³	3,54	0,98	2,66	11,62	11,62	11,62
Объем материалов, загруженных во влажном состоянии в группу фильтров, м ³	10,62	2,94	7,97	34,85	34,85	34,85

Окончание таблицы 1 – Результаты расчета ионитных фильтров

Расход воды на собственные нужды, м ³ /ч	1,02	0,12	0,08	1,28	0,11	0,065
Удельный расход воды на собственные нужды, м ³ /м ³	5,5	3,5	4,1	5,5	3,5	4,1
Расход химреагентов на регенерацию одного фильтра, кг	594,72	117,6	332,5	1185	1342	1342
Удельный расход химреагентов, г/г-экв	80	80	100	60	70	70
Расход технического продукта, кг	792,96	123,79	350	1580	1413	1413
Суточный расход технического продукта, кг	117,13	100,27	63	758,6	89,02	46,63
Содержание вещества в техническом продукте, %	75	95	95	75	95	95
Расход воды поданный на следующую группу фильтров, м ³ /ч	47,85	11,11	57,88	48,16	11,11	57,87

Также для обоих вариантов схем был проведен расчет солевых стоков первой ступени натрий- и водород-катионитных фильтров. Расчет проводился по [2, с.30-33].

Результаты расчёта приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Стоки от регенерации натрий-катионитных фильтров первой ступени и водород-катионитных фильтров первой ступени

Искомые величины	Прямоточные фильтры	Противоточные фильтры
Количество воды, сбрасываемое от Na-катионитных фильтров в сутки, м ³ /сут	2,88	2,64
Избыток соли, сбрасываемой в дренаж от одной регенерации Na фильтра, кг	31,69	221,6
Количество поваренной соли, сбрасываемое в течении суток, из Na фильтра, т/сут	0,026	0,014
Количество воды, сбрасываемое от H-катионитных фильтров в сутки, м ³ /сут	1,92	30,72
Сброс избытка H ₂ SO ₄ от одной регенерации H-катионитного фильтра, кг	169,92	216,47
Сброс серной кислоты в сутки из H фильтра, кг/сут	30,44	103,91

По результатам анализа проведенных расчетов схем ВПУ с различной технологией регенераций можно сделать следующие выводы:

1. Продолжительность работы фильтров схемы при противотоке по ступени увеличилась следующим образом: для фильтров H₁ в 2,6 раза, для фильтров Na₁ в

1,7 раза, а для фильтров Na_2 в 5,8 раз. Соответственно, снизилось количество регенераций этих фильтров.

2. В два раза снизился расход воды на собственные нужды ВПУ.
3. Расход реагентов (NaCl и H_2SO_4) снизился в 1,5 раза.
4. Сброс полезного реагента со сточными водами сократился практически в 2 раза.

Данные расчеты подтверждают необходимость перевода ионообменных фильтров ВПУ на противоточную регенерацию.

Литература

1. Чиж В.А. Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС и АЭС: учебное пособие/ В.А. Чиж, Н.Б. Карницкий, А.В. Нерезько. – Минск: Выш.шк., 2010. – 351 с.
2. Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС и АЭС: учебно-методическое пособие по курсовому и дипломному проектированию для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций» / В.А. Чиж [и др.]. – Минск: БНТУ, 2015. – 105 с.
3. Сточные воды ТЭС: методические указания для студентов специальности Т.01.02 – «Теплоэнергетика» / В.А. Золотарева, В.А. Чиж, Н.Б. Карницкий. – Минск, 1997. – 34 с.

УДК 621.181.6

МЕТОД ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЭКСПРЕСС-МЕТОДЫ СТРУКТУРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ САР

Войтенкова Д.А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

В работе представлено сравнение показателей качества ПИД-регулятора на основе метода локализации, который разработан на кафедре «Автоматика» Новосибирского государственного технического университета (НГТУ) [1] и метод структурно-параметрической оптимизации Белорусского национального технического университета (БНТУ).

Передаточная функция объекта имеет следующий вид [1]:

$$W_{OY}(p) = \frac{y}{u} = \frac{K_{OY}}{p^2 + a_1 p + a_2}, \quad (1)$$

где y – выходная переменная; u – управление; K_{OY} – коэффициент передачи объекта; a_1 и a_2 – номинальные значения параметров, которые могут изменяться произвольным образом в ограниченном диапазоне.

Для расчета параметров динамической настройки САР (рис. 1) при отработке скачка задания зададимся критерием оптимальности: $t_p \leq 1c, \sigma = 0\%$.

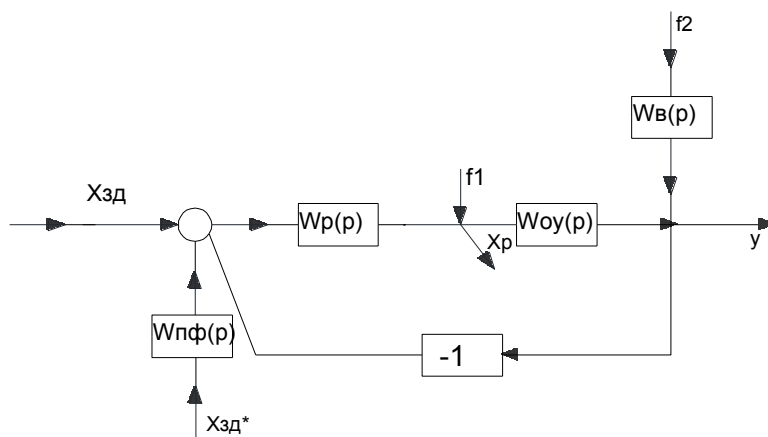


Рисунок 1. Структурная схема САР НГТУ:

$W_p(p)$ – передаточная функция ПИД-регулятора; $W_{OY}(p)$ – передаточная функция объекта; $W_{нф}(p)$ – передаточная функция фильтра для устранения перерегулирования; $W_в(p)$ – передаточная функция крайнего внешнего возмущения

Расчет параметров динамической настройки ПИД-регулятора по методу локализации [1].

Передаточная функция ПИД-регулятора:

$$W_{ПИД}(p) = \frac{u}{\Delta} = K_{П} + \frac{K_{И}}{p} + \frac{K_{Д}p}{\tau_1 p + 1}, \quad (2)$$

$$W_{ПИД}(p) = \frac{(K_{Д} + \tau_1 K_{П})p^2 + (K_{П} + \tau_1 K_{И})p + K_{И}}{p(\tau_1 p + 1)}. \quad (3)$$

Здесь

$$K = K_{Д} + \tau_1 K_{П}, \quad c_1 = \frac{K_{П} + \tau_1 K_{И}}{K_{Д} + \tau_1 K_{П}}, \quad c_2 = \frac{K_{И}}{K_{Д} + \tau_1 K_{П}}, \quad (4)$$

где c_1 и c_2 – параметры передаточной функции.

$$W_{ПИД}(p) = \frac{K(p^2 + c_1 p + c_2)}{p(\tau_1 p + 1)}. \quad (5)$$

Для устранения «нулей» передаточной функции и улучшения качества переходного процесса введен предварительный фильтр:

$$W_{ПФ}(p) = \frac{c_2}{p^2 + c_1 p + c_2}. \tag{6}$$

Исходя из требований к точности регулирования, рассчитывают коэффициент усиления K по соотношению $KK_{OY} \geq (20 \dots 100)$, что соответствует статической ошибке $\delta^0 \leq (0,05 \dots 0,01)$.

Передаточная функция объекта управления:

$$W_{OY}(p) = \frac{10}{p^2 + 3p + 10}. \tag{7}$$

Параметры регулятора при выбранном значении $K=1$ и $\tau_1 = 0,01$ равны: $K_{П} = 6,8, K_{И} = 20, K_{Д} = 0,932$. Тогда:

$$K = 0,932 + 0,01 \cdot 20 = 1; c_1 = \frac{6,8 + 0,01 \cdot 20}{0,932 + 0,01 \cdot 6,8} = 7; c_2 = \frac{20}{0,932 + 0,01 \cdot 6,8} = 20; \tag{8}$$

$$W_{ПИД}(p) = \frac{1(p^2 + 7p + 20)}{p(0,01p + 1)}; \tag{9}$$

$$W_{ПФ}(p) = \frac{20}{p^2 + 7p + 20}. \tag{10}$$

Передаточная функция крайнего внешнего возмущения:

$$W_{\epsilon}(p) = \frac{k_{\epsilon}}{T_{\epsilon}p + 1} = \frac{10}{0,236p + 1}; \tag{11}$$

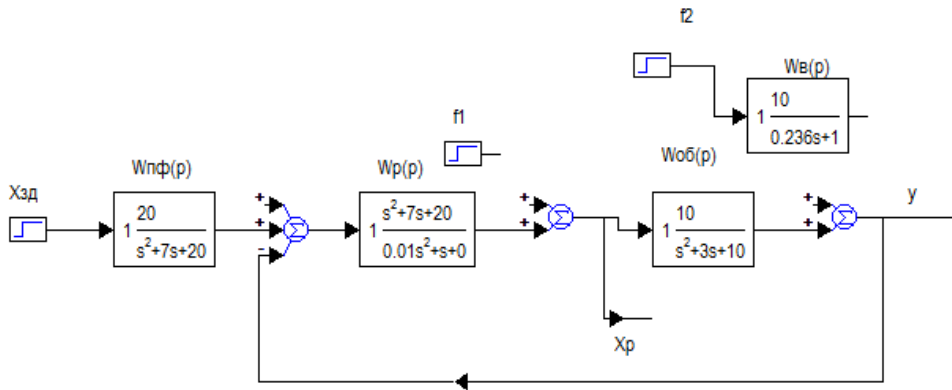


Рисунок 2. Структурная схема моделирования САР НГТУ

Расчет параметров динамической настройки оптимального регулятора проведен на основе экспресс-метода структурно-параметрической оптимизации БНТУ [2] (рис. 3).

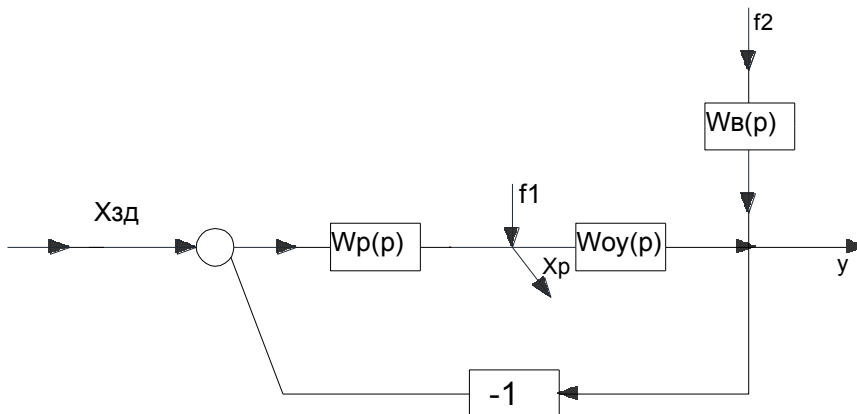


Рисунок 3. Структурная схема САР БНТУ

$W_p(p)$ – передаточная функция регулятора; $W_{oy}(p)$ – передаточная функция объекта; $W_{\epsilon}(p)$ – передаточная функция крайнего внешнего возмущения

Передаточная функция оптимального регулятора, настроенного по методу БНТУ:

$$W_p^{opt}(p) = [W_{oy}(p)]^{-1} W_{zd}^{PC(n=2)}, \tag{12}$$

где
$$W_{zd}^{PC(n=2)} = \frac{1}{2T_{zd}p(\frac{T_{zd}}{2}p+1)}; \tag{13}$$

$W_{zd}^{PC(n=2)}$ – заданная передаточная функция разомкнутой системы по задающему воздействию.

Выбор численных значений T_{zd} осуществляем с использованием ряда чисел правила золотого сечения, приняв за целое t_p . Выбираем следующее значение заданной постоянной времени (единственного параметра динамической настройки регулятора):

$$T_{zd}^{opt} = 0,09t_p = 0,09 \text{ с}; \tag{14}$$

$$W_p^{opt}(p) = \frac{0,1p^2+0,3p+1}{2T_{zd}p(\frac{T_{zd}}{2}p+1)} = \frac{0,1p^2+0,3p+1}{0,0081p^2+0,18p}. \tag{15}$$

В результате реализуем следующую схему моделирования САР (рис. 4):

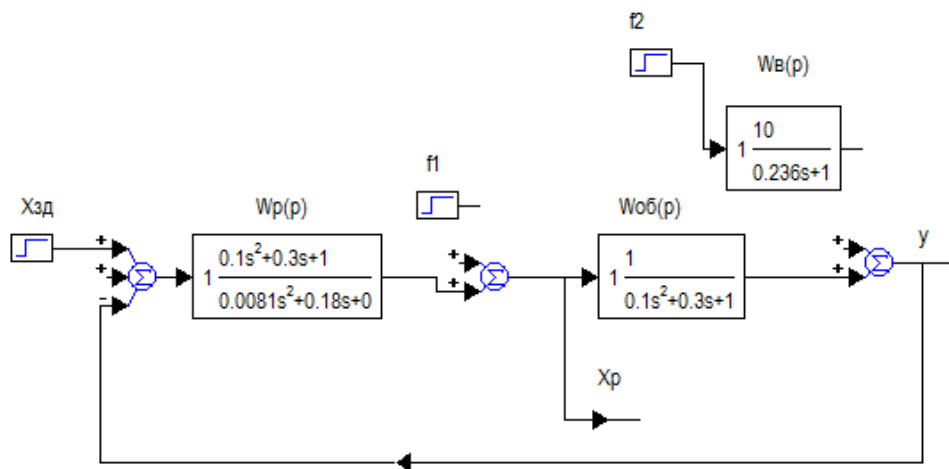


Рисунок 4. Структурная схема моделирования САР БНТУ

Результаты моделирования переходных процессов при отработке скачка задания представлены на рисунке 5.

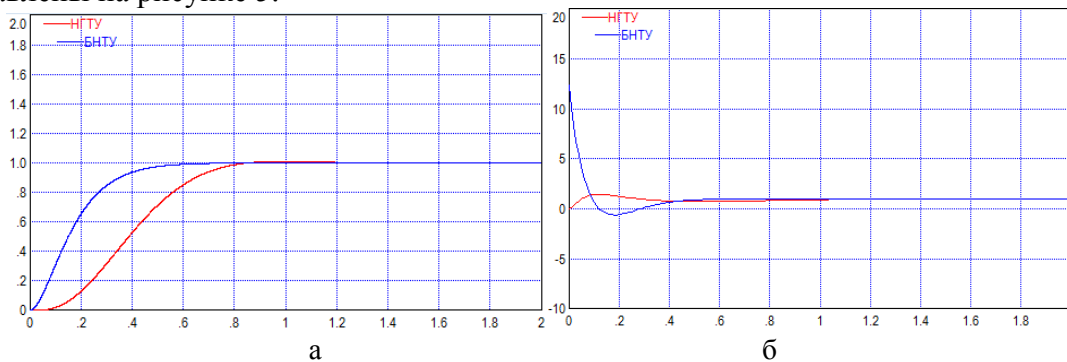


Рисунок 5. Графики переходных процессов при отработке скачка задания с выводом на печать: а – основной регулируемой величины y , б – регулирующего воздействия x_p

Как видно из рисунка, оба регулятора соответствуют критерию оптимальности: время регулирования $t_p \leq 1$, перерегулирование $\sigma = 0\%$. Однако полное время отработки скачка задания у БНТУ на 40% меньше, чем у НГТУ.

Для улучшения качества переходного процесса при отработке внутреннего и внешнего возмущения дополнительно введем стабилизирующий регулятор и устройство компенсации (УК).

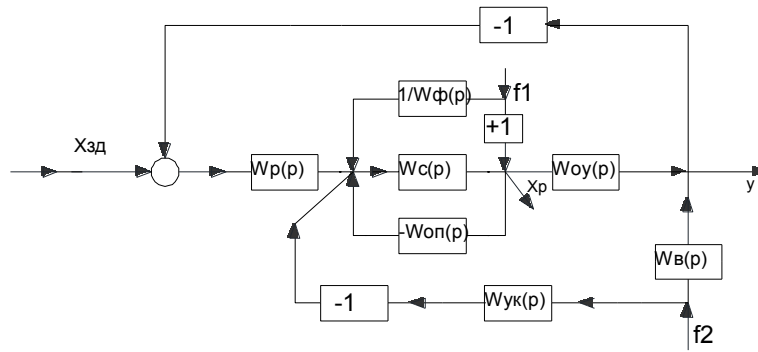


Рисунок 6. Усовершенствованная структурная схема САУ БНТУ:

$W_p(p)$ – передаточная функция регулятора; $W_{oy}(p)$ – передаточная функция объекта регулирования; $W_c(p)$ – передаточная функция стабилизирующего регулятора; $W_\varepsilon(p)$ – передаточная функция крайнего внешнего возмущения; $W_\varepsilon(p)$ – передаточная функция фильтра; $W_{ук}(p)$ – передаточная функция устройства компенсации.

где $W_c(p)$ – передаточная функция стабилизирующего регулятора,

$$W_c(p) = \frac{0,1p+1}{0,1p}. \quad (16)$$

$W_{он}(p)$ – передаточная функция опережающего участка,

$$W_{он}(p) = \frac{1}{0,1p+1}. \quad (17)$$

Условие инвариантности $y(t)$ при отработке крайнего внешнего возмущения имеет вид:

$$W_{ук}^{f2}(p) \cdot W_{oy}(p) = W_\varepsilon(p). \quad (18)$$

Из передаточной функции (18) находим:

$$W_{ук}^{f2}(p) = \frac{W_\varepsilon(p)}{W_{oy}(p)}; \quad (19)$$

С учетом (7) и (11):

$$W_{ук}^{f2}(p) = \frac{p^2+3p+10}{10(T_{з\deltaз}p+1)^2 T_\varepsilon p+1} \frac{k_\varepsilon}{T_\varepsilon p+1}. \quad (20)$$

$$W_{ук}^{f2}(p) = \frac{p^2+3p+10}{10(0,236p+1) T_{з\deltaз}p+1} \frac{10}{T_{з\deltaз}p+1}. \quad (20)$$

Выбор численных значений $T_{з\deltaз}$ (параметр динамической настройки УК) осуществляем с использование ряда чисел правила золотого сечения, приняв за целое t_p . Выбираем следующее значение заданной постоянной времени:

где $T_{з\deltaз} = 0,035t_p = 0,035 c$;

$$W_{ук}^{f2}(p) = \frac{p^2+3p+10}{0,008226p^2+0,271p+1} W_\varepsilon(p). \quad (21)$$

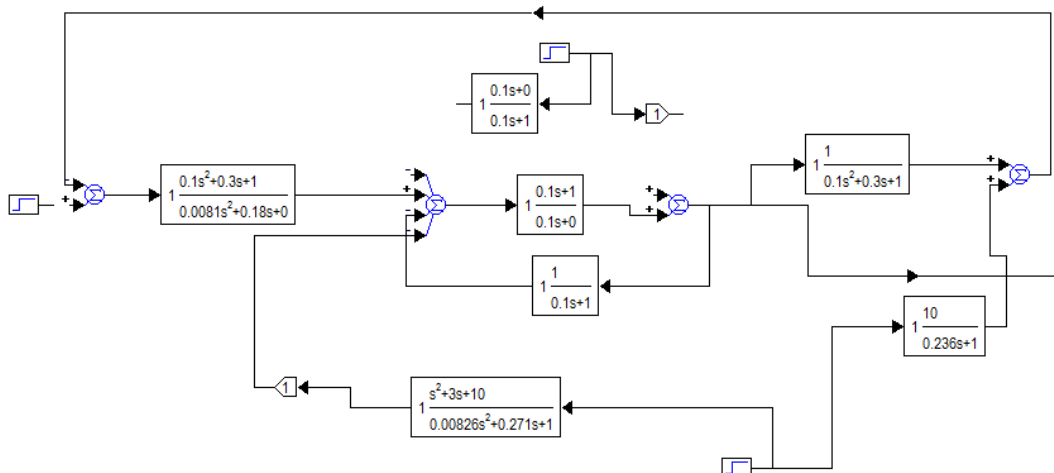


Рисунок 7. Усовершенствованная структурная схема САУ БНТУ

Результаты моделирования переходных процессов при отработке внутреннего и внешнего возмущения представлены на рисунках 8, 9.

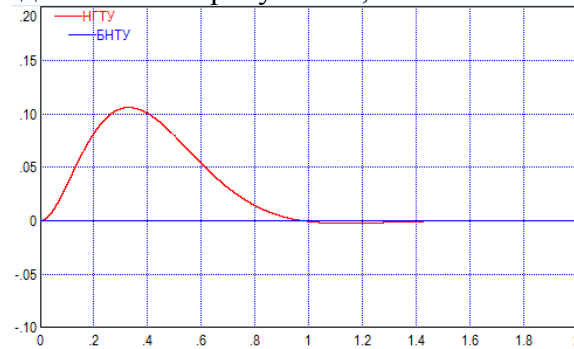


Рисунок 8. График переходного процесса при отработке внутреннего возмущения с выводом на печать основной регулирующей величины y

При сравнении методов видно, что при отработке внутреннего возмущения в методе НГТУ появляется ошибка регулирования 11%, время регулирования порядка 1 с, в БНТУ достигнута полная инвариантность y при изменении f_1 .

С учетом изменения (20) и $T_{здз} = 0,035с$:

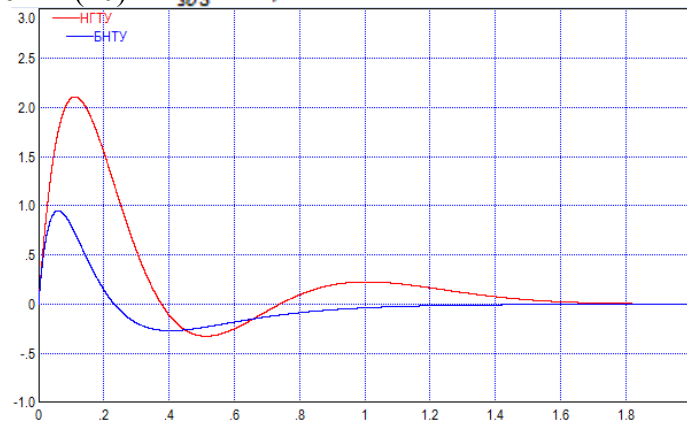


Рисунок 9. График переходного процесса при отработке внешнего возмущения с выводом на печать основной регулируемой величины y

При измерении регулируемой величины под воздействием внешнего возмущения время регулирования y БНТУ составляет порядка 1,5 с.

Литература

1. Земцов Н.С., Французова Г.А. Расчет параметров робастного ПИД-регулятора на основе метода локализации // Вестник Южно-Уральского государственного университета. – 2013. - №4. – 13 т.
2. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами/ под ред. Г.Т. Кулаков. – Минск: Высшая школа, 2017 – 240 с.

УДК 621.039

ИНТЕГРАЛЬНАЯ РЕАКТОРНАЯ УСТАНОВКА С ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ПРИ СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ ДАВЛЕНИИ

Войтенкова Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

В настоящее время реакторы ВВЭР занимают ведущее место в ядерной энергетике и будут сохранять это положение в ближайшие 20 лет. За предшествующие 50 лет создана технология изготовления оборудования и строительства реакторных установок, накоплен значительный опыт эксплуатации. Но, к сожалению, из-за особенностей физических свойств воды в докритическом состоянии, а именно - слабой зависимости температуры насыщения от давления в интервале свыше 12 МПа - изменения температуры теплоносителя на выходе из реакторов ВВЭР не столь значительны, от 292 до 325°C. Вследствие этого КПД установок ограничен $\approx 33\%$.

Эти недостатки могут быть преодолены путем перехода к сверхкритическим параметрам теплоносителя. Повышение давления до 23,5 – 25,0 МПа и температуры теплоносителя до 380 – 540 °С позволит:

- резко повысить КПД энергоблока;
- избежать критического теплового потока, который может привести к пережогу твэлов;
- благодаря большому приросту энтальпии теплоносителя при прохождении через активную зону при сравнимой мощности иметь гораздо меньший расход;
- из-за резкого изменения плотности теплоносителя в окрестности точки «псевдофазового» перехода осуществлять регулирование реактора изменением спектра нейтронов.

В данной статье рассмотрена реакторная установка В-670 СКДИ.

ВВЭР-СКДИ является реакторной установкой с интегральной компоновкой первого контура и естественной циркуляцией теплоносителя. От других реакторов на сверхкритических параметрах отличается регулированием мощности в ходе кампании изменением спектра нейтронов и меньшими значениями температуры теплоносителя.

Таблица 1 - Характеристики РУ В-670 СКДИ

Характеристика	ВВЭР - СКДИ
Спектр нейтронов	Быстрорезонансный
Число контуров	2
Мощность, МВт: электрическая тепловая	670
	1634
Давление теплоносителя, МПа	24,0
Температура теплоносителя, °С: на входе в активную зону на выходе из активной зоны	375/365*
	395/382,5*
Параметры генерируемого пара второго контура: давление, МПа температура, °С	14,7
	380/369*
Электрический КПД, %	41,0
Размеры активной зоны, м: высота диаметр	4,20
	2,70
Коэффициент воспроизводства	0,84

* В числителе указана температура в начале кампании, в знаменателе – в конце.

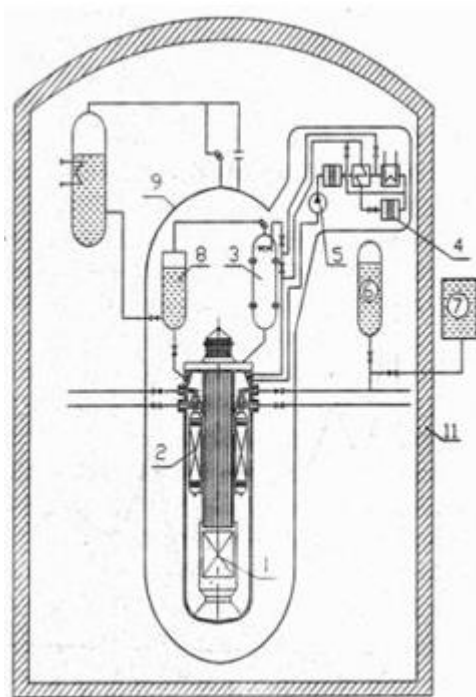


Рисунок 1. Схема интегральной реакторной установки В-670

1 – реактор, 2 – парогенератор, 3 – компенсатор давления, 4 – система химводоочистки, 5 – насос, 6 – гидроёмкость, 7 – бак запаса воды, 8 – бак с борированной водой, 9 – страховочный корпус, 10 – барботер, 11 – защитная оболочка.

Установка реакторная В-670 СКДИ включает в себя реактор, парогенератор, встроенный в корпус реактора, шахту бетонную, систему компенсации давления, систему аварийного охлаждения активной зоны, систему пассивного отвода тепла, систему аварийного газоудаления, систему локализации течи из первого контура во второй.

Реакторная установка размещена в защитной оболочке, имеющей форму цилиндра и сверху ограниченной куполом. Диаметр оболочки — около 34 м, высота — 55 м. Внутри защитной оболочки расположен страховочный корпус, предназначенный для локализации пароводяной смеси при течи из первого контура. Страховочный корпус является дополнительным барьером для выхода продуктов деления в окружающую среду. Расчетное давление в нем — 0,55 МПа.

Внутрикорпусное пространство разделено цилиндрической обечайкой. В нижней части обечайки расположена активная зона, над которой находится тяговый участок контура естественной циркуляции. В верхней части кольцевого зазора между обечайкой и корпусом реактора размещается прямотрубный прямоточный парогенератор с противоточным движением сред.

Парогенератор состоит из 15 модулей. Для сокращения числа вводов питательной воды и выводов пара через корпус реактора каждые три парогенераторных модуля объединены в секции. Таким образом парогенератор разделен на пять независимых секций, каждая из которых включает в себя три пары коллекторов — паросборные вверху и раздающие питательную воду внизу. Следовательно, при появлении в каком-либо модуле межконтурной неплотности отключается секция, и энергоблок может продолжать работать на пониженной мощности.

Естественная циркуляция обеспечивается за счет разности плотностей теплоносителя в подъемном и опускном участках. Температуры теплоносителя на входе и выходе из активной зоны выбраны таким образом, что в этом диапазоне находится псевдофазовый переход, благодаря чему плотность «горячего» теплоносителя примерно в 3 раза меньше плотности «холодного».

Температура на входе в активную зону несколько ниже псевдокритической температуры (375°C), а температура на выходе из активной зоны – несколько выше псевдокритической температуры (395°C). Температура питательной воды и перегретого пара – 253 и 380°C .

На каждом трубопроводе, выходящем из корпуса реактора, в страховочном корпусе и за его пределами предполагается иметь задвижку и быстродействующие запорно-отсечные клапаны (БЗОК), которые при разгерметизации трубопровода перекрывают течь. Так как трубопроводы имеют малые диаметры (в основном, 150 мм), то выброс теплоносителя под защитную оболочку за время срабатывания арматуры будет незначительным. При течи из корпуса реактора или разрыве трубопроводов до запорных устройств выходящий пар будет поступать в страховочный корпус и далее — в воду кольцевого пространства в страховочном корпусе, в бассейн выдержки топлива, где начнет конденсироваться. В результате давление в страховочном корпусе должно незначительно превышать атмосферное давление. Одновременно вода из гидроемкостей второго контура, поступая в парогенератор, будет конденсировать пар в корпусе.

При разработке проектов реактора СКД важным является выбор конструкционных материалов. В первую очередь это относится к материалу оболочек твэлов. Расчеты дают для РУ В-670 СКДИ максимальное значение температуры оболочек 480°C при работе на номинальной мощности. Анализ неопределенности и учет отложений продуктов коррозии могут повысить это значение до 500°C или несколько выше.

Для данного типа реактора в качестве оболочек твэлов предпочтительнее использовать сплав на основе циркония, так как остальные оболочки могут привести к отрицательному коэффициенту реактивности по плотности. При использовании для оболочек циркониевого сплава коэффициент реактивности по плотности положителен в течение всей кампании.

В РУ В-670 СКДИ используется спектральный способ поддержания критичности в процессе кампании, при котором спектр нейтронов в процессе кампании смещается из резонансно-тепловой области в тепловую. Для этого плотность теплоносителя в течение кампании постепенно повышается, что обеспечивается снижением температуры теплоносителя в ПГ при заданной тепловой мощности реактора путём увеличения расхода питательной воды. Рост расхода питательной воды снижает величину перегрева пара в ПГ и повышает теплоотдачу со стороны второго контура. В результате температура теплоносителя на входе в активную зону и средняя температура по активной зоне, снижаются.

Поддержание критичности активной зоны в процессе кампании регулированием спектра нейтронов дает возможность исключить целый класс аварий, связанных с выбросом органов регулирования, так как в этих режимах органы регулирования находятся в верхнем положении.

Интегральная компоновка по сравнению с петлевой имеет следующие преимущества:

- резкое сокращение протяженности первого контура и исключение возможности его быстрого осушения;
- исключение аварий, связанных с резким снижением расхода теплоносителя по первому контуру;
- снижение вероятности течи из первого контура во второй, благодаря тому, что трубки теплообменной поверхности находятся под давлением сжатия;
- саморегулирование расхода теплоносителя через кассеты активной зоны при естественной циркуляции теплоносителя.

По уровню безопасности ВВЭР-СКДИ может относиться к установкам так называемого предельно достижимого уровня безопасности. Можно ожидать, что удельные капитальные затраты на создание интегральной РУ СКДИ будут ниже, по сравнению с установкой ВВЭР-1200. Это связано с отсутствием такого сложного и дорогостоящего оборудования, как циркуляционные насосы первого контура, защитная оболочка, устройство локализации расплава активной зоны и др. Удорожание корпуса компенсируется отсутствием главных

циркуляционных трубопроводов и корпусов парогенераторов. Удельная площадь теплообменной поверхности парогенератора существенно меньше из-за более интенсивного теплообмена. Благодаря естественной циркуляции теплоносителя первого контура, затраты электроэнергии на собственные нужды также ниже чем у ВВЭР-1200. Удельные расход топлива по делящимся нуклидам меньше, чем в ВВЭР-1000, примерно на 30%. Предельно достижимая безопасность РУ допускает размещение АЭС вблизи крупных населенных пунктов, что дает возможность использовать ее в качестве АТЭЦ. В этом случае полный КПД турбоустановки (брутто) с учетом отпуска тепла может быть выше 65%.

Литература

1. Асмолов В.Г., Семченков Ю.М., Сидоренко В.А. Облик АЭС с легководными энергетическими реакторами следующего поколения // Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики: Тезисы докладов 7-й международной научно-технической конференции. – Москва, 2010.
2. Дмитриев, С.М. Применение кольцевых тепловыделяющих элементов в реакторах ВВЭР со сверхкритическими параметрами / С.М. Дмитриев, А.В. Комаров, В.А. Фарафонов // Труды Нижегородского технического университета им. Р.Е. Алексеева. - 2015. - № 2 (109). - С. 129.
3. Интегральные реакторные установки с естественной циркуляцией воды при сверхкритическом давлении – РУ СКДИ / Семченков Ю.М. [и др.] // Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР: Тезисы докладов 9-й международной научно-технической конференции. – Подольск: ОКБ «Гидропресс», 2013.
4. Силин В.А., Зорин В.М., Хлопов Р.А. О реакторе, охлаждаемом водой сверхкритического давления // Электрические станции. – 2014. - №4.
5. Сироткина А.Л., Лощаков И.И. Водоохлаждаемый реактор со сверхкритическим давлением теплоносителя: особенности регулирования, разогрева и расхолаживания // Глобальная ядерная безопасность. – Москва: ВИТИ НИЯУ МИФИ, 2013. - №1(6). – С. 67 – 77.

УДК 62-5

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА БАЗЕ СТРУКТУРЫ ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛЯТОРА

Григорович А.И.

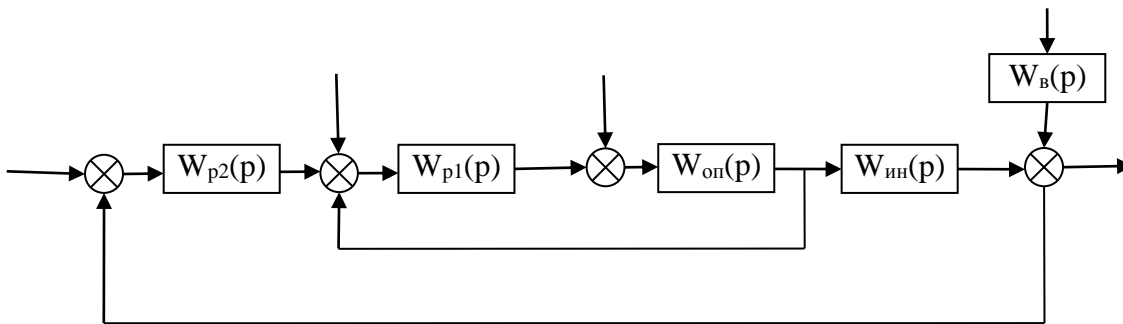
Научный руководитель – Воюш Н.В.

1. Постановка задачи

Динамика объекта регулирования:

$$k_{оп} = 1,9 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{Т/ч}}; T_{оп} = 15,2 \text{ с}; \sigma_{оп} = 1,6 \text{ с}; k_{ин} = 1 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{Т/ч}}; T_{ин} = 95 \text{ с}$$

$$\sigma_{ин} = 19,2 \text{ с}; \tau_y = 27 \text{ с};$$



$$k_{в} = 10 \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{Т/ч}}; T_{в} = 30 \text{ с}$$

Рисунок 1. Структурная схема каскадной САР

Стабилизирующий регулятор:

$$W_{p1}(p) = \frac{K_{p1}(T_{и1}p + 1)}{T_{и1}p + 1} \tag{1.1}$$

Корректирующий регулятор:

$$W_{p2}(p) = \frac{K_{p2}(T_{и2}p + 1)}{T_{и2}p + 1} \tag{1.2}$$

Опережающий участок объекта регулирования:

$$W_{оп}(p) = \frac{k_{оп}}{(T_{оп}p + 1)(\sigma_{оп}p + 1)} = \frac{1,9}{(15,2p + 1)(1,6p + 1)} \tag{1.3}$$

Инерционный участок объекта регулирования:

$$W_{ин}(p) = \frac{k_{ин} e^{-\tau_y p}}{(T_{ин}p + 1)(\sigma_{ин}p + 1)} = \frac{1 e^{-27p}}{(95p + 1)(19,2p + 1)} \tag{1.4}$$

Крайнее внешнее возмущение:

$$W_{в}(p) = \frac{k_{в}}{T_{в}p + 1} = \frac{10}{30p + 1} \tag{1.5}$$

2. Расчет параметров оптимальной динамической настройки типовой КСАР по методам БНТУ

Стабилизирующий регулятор

$$T = \frac{T_{оп}}{\sigma_{оп}} = \frac{15,2}{1,6} = 9,5 \tag{2.1}$$

$$K = (k_p \cdot k_{оп}) = 0,7395 \cdot T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^2 - 1 = 0,7395 \cdot 9,5 \left(1 + \frac{1}{9,5}\right)^2 - 1 = 7,582 \tag{2.2}$$

$$k_p = \frac{K}{k_{оп}} = \frac{7,582}{1,9} = 3,990 \frac{\text{т/ч}}{^{\circ}\text{C}} \quad (2.3)$$

$$I = \left(\frac{T_{ин}}{\sigma_{оп}} \right) = \frac{6,36 \cdot K}{T \left(1 + \frac{1}{T} \right)^3} = \frac{6,36 \cdot 7,582}{9,5 \left(1 + \frac{1}{9,5} \right)^3} = 3,759 \quad (2.4)$$

$$T_{ин} = I \cdot \sigma_{оп} = 3,759 \cdot 1,6 = 6,014 \text{ с} \quad (2.5)$$

$$W_{p1}(p) = \frac{3,99(6,014p+1)}{6,014p+1} \quad (2.6)$$

Корректирующий регулятор

$$T_{и} = T_{к} = T_{ин} + \sigma_{ин} = 95 + 19,2 = 114,2 \text{ с} \quad (2.7)$$

$$k_{p2} = \frac{T_{к}}{4 \cdot k_{ин} \cdot \tau_y} = \frac{114,2}{4 \cdot 1 \cdot 27} = 1,057 \frac{\text{т/ч}}{^{\circ}\text{C}} \text{ при } \varepsilon = 1 \quad (2.8)$$

$$W_{p2}(p) = \frac{1,057(114,2p+1)}{114,2p+1} \quad (2.9)$$

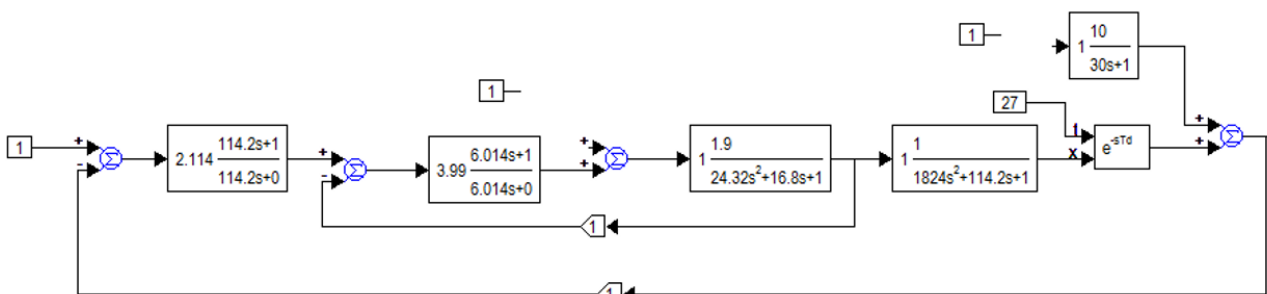


Рисунок 2. Схема типовой КСАР настроенная по методу БНТУ

3. Структурно-параметрическая оптимизация КСАР

Исходные предпосылки:

- 1) Отказываемся от типовых законов регулирования.
- 2) Используем передаточную функцию оптимального регулятора.
- 3) Учитываем динамику внутреннего контура при выборе структуры корректирующего устройства.

Алгоритм:

Оптимизацию структуры САР начинаем с внутреннего контура при следующих условиях: структура СР выбираем на основе передаточной функции опережающего участка. В формуле передаточной функции оптимального регулятора настраиваем на оптимальную обработку скачка задания 1.

$$W_p^{opt}(p) = \frac{T_{он}^* p + 1}{K_{он} T_{зод1} p} \quad (3.1)$$

Т.о. передаточную функцию СР представляет собой ИПИ регулятор, но с одним параметром настройки $T_{зод1}$, численное значение которое выбирается по правилу золотого сечения.

$$T_{зод1} = j_1 T_{он}^* \quad (3.2)$$

где, j_1 выбирается в соответствии с правилом золотого сечения.

Внутренний контур ведет при обработке скачка задания ведет себя как заданная передаточная функция при обработке скачка задания 1.

качество регулирования необходимо дополнительно измерить «f₂», например, с помощью датчика расхода пара, и выход датчика подать на устройство компенсации «f₂».

$$W_{ук}^{f_2}(p) = \frac{1 - W_{зд2}(p)}{W_{зд2}(p)} W_B(p) \tag{3.8}$$

$$W_{зд2}(p) = \frac{1}{(T_{зд2}p + 1)^3} = \frac{1}{(T_{зд2}p + 1)^3 (\tau_y p + 1)} \tag{3.9}$$

$$W_{ук}^{f_2}(p) = \left[1 - \frac{1}{(T_{зд2}p + 1)^3 (\tau_y p + 1)} \right] \cdot \frac{K_B (\tau_y p + 1)}{(T_B p + 1)} \cdot \frac{(T_{зд2}p + 1)^3}{(T_6 p + 1)^3} \tag{3.10}$$

При T₆ = T_{зд2}

$$W_{ук}^{f_2}(p) = \left[1 - \frac{1}{(T_{зд2}p + 1)^3 (\tau_y p + 1)} \right] \cdot \frac{K_B (\tau_y p + 1)}{(T_B p + 1)} \tag{3.11}$$

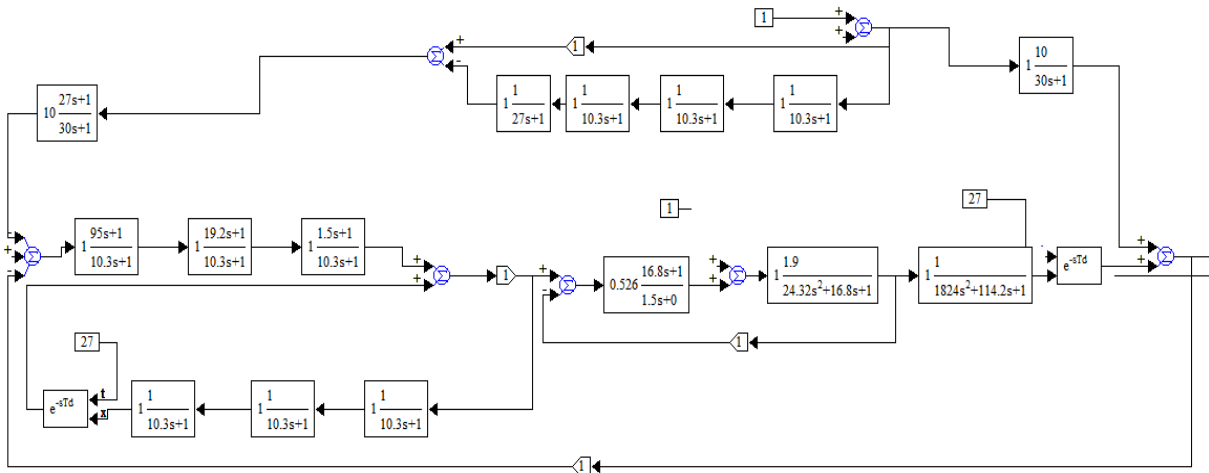


Рисунок 5. Схема инвариантной КСАР

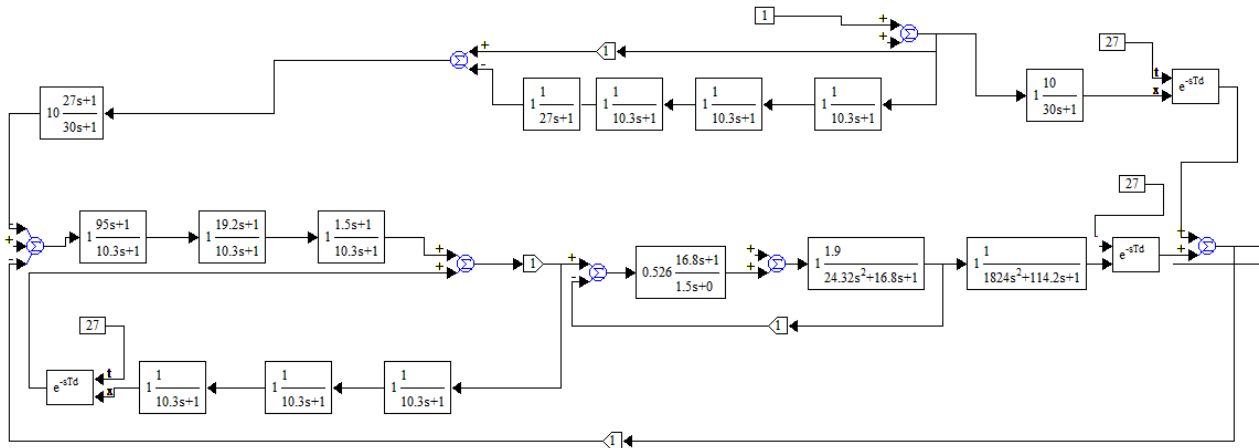


Рисунок 6. Схема инвариантной КСАР при плановом изменении нагрузки

Сравнение методов

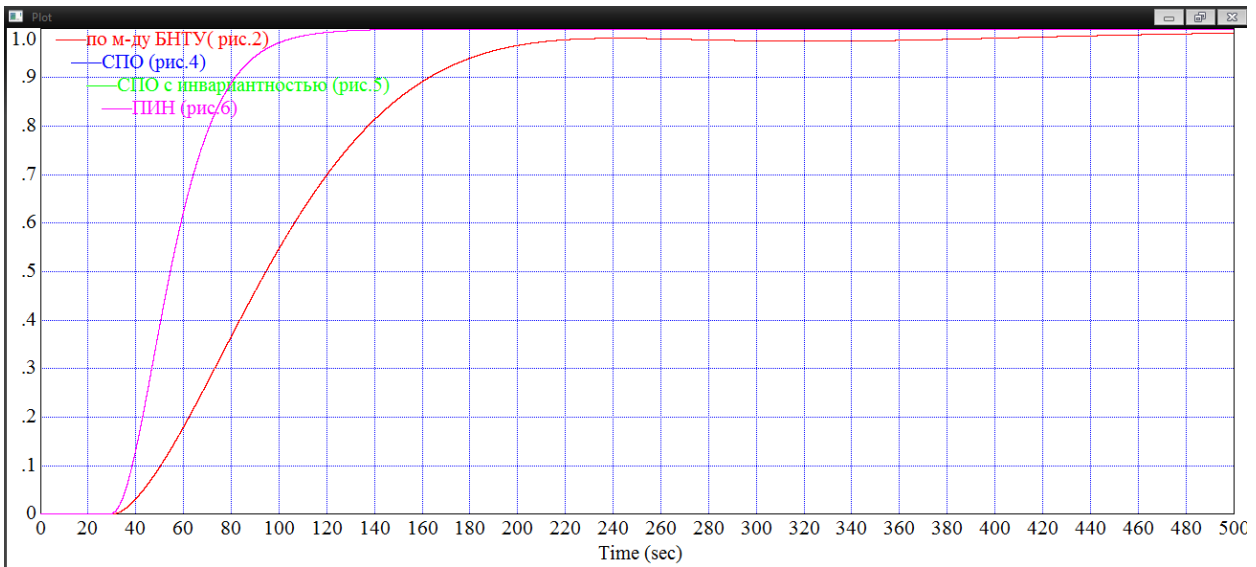


Рисунок 7. Отработка скачка задания $x_{зд}$

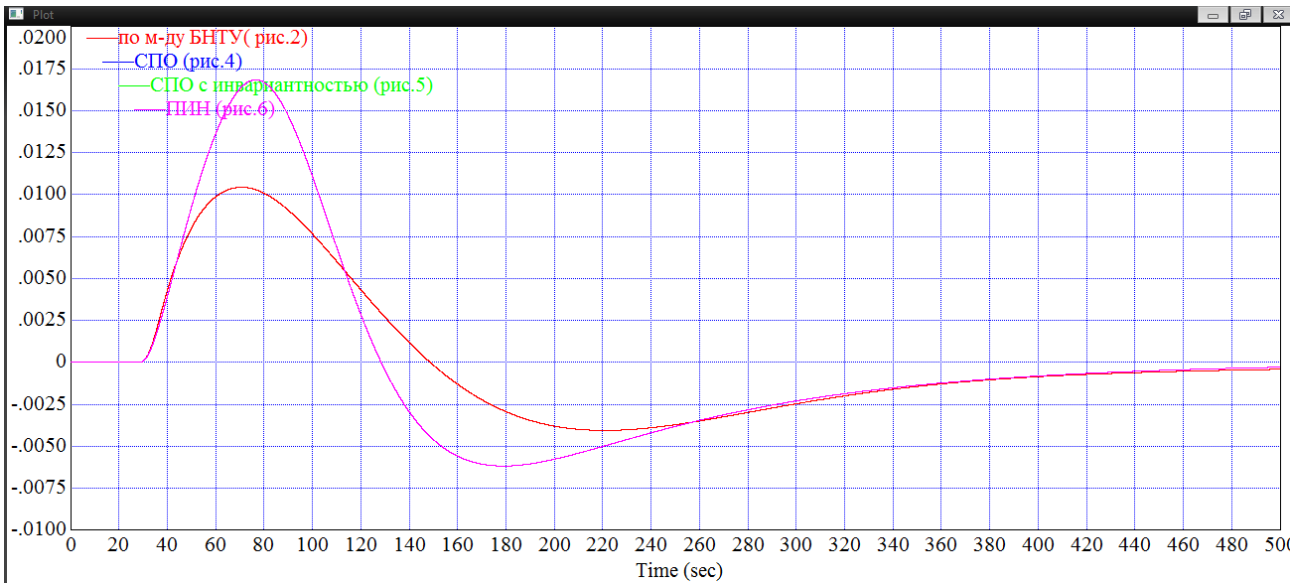


Рисунок 8. Отработка внутреннего возмущения f_1

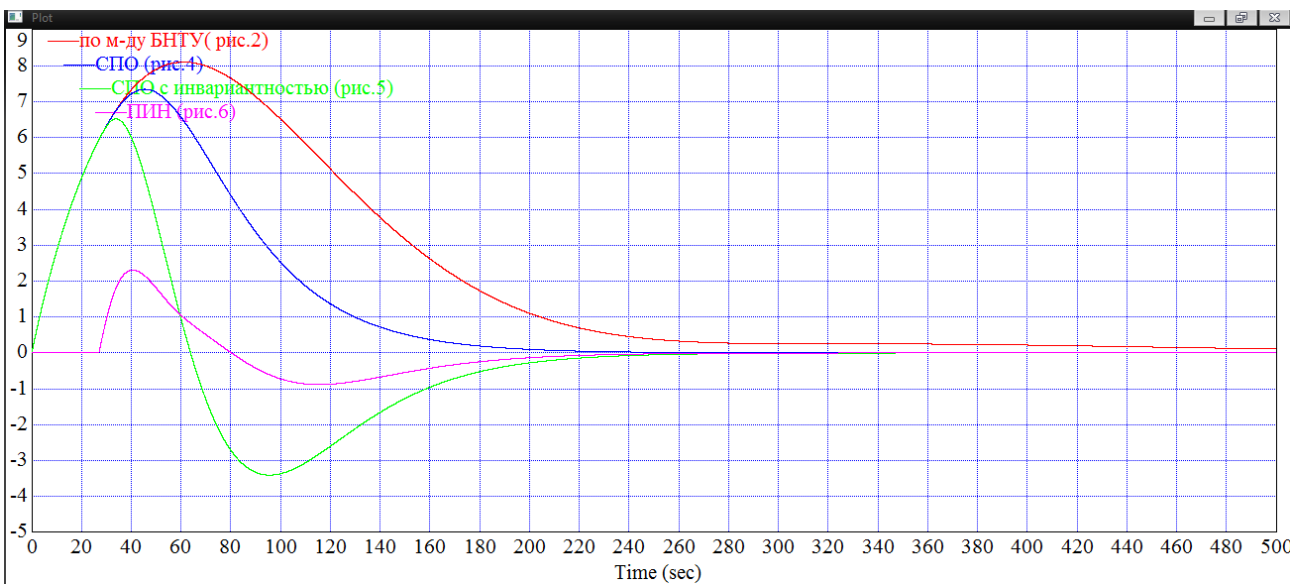


Рисунок 9. Отработка внешнего возмущения f_2

Заключение

Отказавшись от типовых законов регулирования (метод БНТУ) и использовав расчет системы автоматического регулирования на базе структуры оптимального регулятора, я добился следующих результатов:

- 1) Время отработки скачка задания уменьшилось в 4 раза;
- 2) При отработке внутреннего возмущения оба варианта расчета показали хороший результат, т.к. находятся в зоне нечувствительности;
- 3) Отработка внешнего возмущения улучшилась в 4 раза.

УДК 621.438 (075)

ПОДДЕРЖАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КОМПРЕССОРОВ СОВРЕМЕННЫХ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Грицкевич А.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Компрессор потребляет 50–60% энергии, вырабатываемой газовой турбиной, и все, что оказывает влияние на эксплуатационные параметры компрессора, влияет и на работу газотурбинной установки (ГТУ) в целом.

Газовые турбины работают в условиях загрязненной атмосферы, содержащей частицы аэрозолей, солей, органических и неорганических веществ, масел и т.д. Налипая на лопатки компрессора, они снижают производительность двигателя. Налипание часто сопровождается образованием трудноочищаемых химических соединений – загрязнение лопаток компрессора становится критическим и приводит к значительному увеличению потерь мощности.

В современных ГТУ, оснащенных передовыми системами фильтрации, размер частиц, вызывающих загрязнение, составляет меньше микрона, поэтому именно фильтры тонкой очистки комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ) являются наиболее важными для предотвращения загрязнения компрессора, и к их выбору нужно подходить ответственно [1].

Наибольшая эффективность очистки может быть достигнута при использовании фильтров класса $H12$ или $H13$, которые не только обеспечивают оптимальный перепад давления, но и позволяют осуществлять его контроль.

Отметим, что, как и загрязнение компрессора, перепад давления в воздухозаборной системе является одной из основных причин снижения КПД и мощности ГТУ.

Требования к механическим свойствам фильтров, которые используются для очистки воздуха в ГТУ, значительно отличаются от тех, которые применяются для фильтров, используемых в составе систем кондиционирования помещений, поскольку максимальный проектный перепад давления для фильтров ГТУ должен составлять 2,5 кПа во влажных или сухих условиях

Стекловолоконный материал мокрой укладки обеспечивает наивысшую эффективность очистки воздуха в фильтре, поэтому он используется для изготовления фильтров тонкой очистки (в частности, классов F и H) для большинства ГТУ. Однако практически все виды стекловолоконных материалов отличаются низкой прочностью материала во влажном состоянии, и при высоком перепаде давления материал фильтра попросту рвется без дополнительных мер по повышению его прочности.

Это относится ко всем типам фильтров – и с глубокими складками, и с микроскладками, поэтому при замене фильтров необходимо убедиться в том, что они подходят для использования в составе ГТУ, и в их маркировке присутствует аббревиатура «GT».

В отношении оптимального перепада давления для каждого типа фильтров важными являются начальный перепад давления и динамика его повышения при загрязнении фильтра пылью. В традиционных стекловолоконных фильтрах, применяемых в КВОУ ГТУ, эти показатели зависят от характеристик материала. С увеличением площади фильтрующего материала понижается оба показателя: фильтры с большей площадью фильтрующего материала имеют более низкую скорость прохождения потока и более низкий начальный перепад давления; на фильтре с большей площадью фильтрации количество пыли, осевшей на 1 м^2 , будет меньше и процесс повышения перепада давления будет более медленным.

На рисунке 1 дано сравнение перепада давления стекловолоконных фильтров класса $H10$ с различной площадью фильтрации [1].

Как видно, разница в начальном перепаде давления у фильтров с глубокими складками (площади фильтрации 18 м^2) и микроскладками (36 м^2) составляет 150 Па . Можно показать, что использование фильтра с микроскладками обеспечит ежегодную экономию в сумме значительно большей, чем разница в стоимости данных типов фильтров [1].

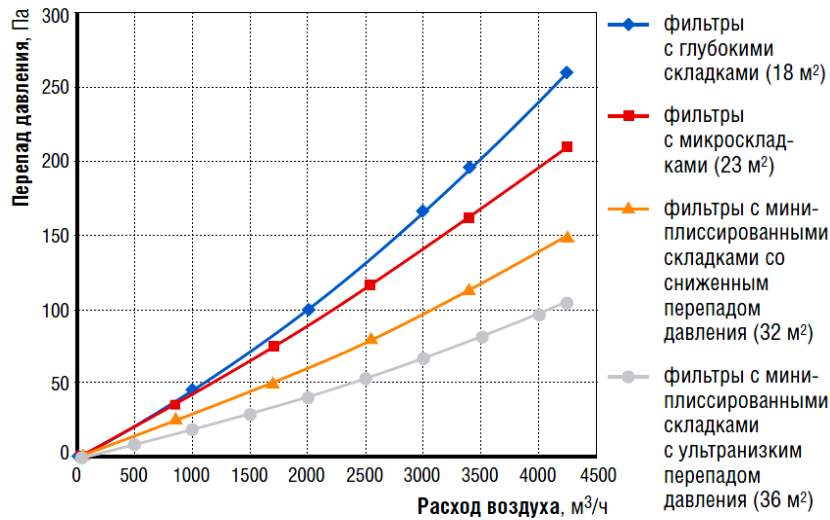


Рисунок 1. Сравнение перепада давления для фильтров H10 с различной площадью фильтрации

Даже не смотря на применение современных фильтров для КВОУ, эффективная работа ГТУ невозможна без периодической очистки лопаток компрессора.

Поскольку системы промывки низкого давления не могут обеспечить очистку в режиме «на ходу», компанией *Gas Turbine Efficiency (GTE)* разработана система высокого давления, обеспечивающая очистку лопаток компрессора как в режиме «на ходу», так и «на холодной прокрутке» [2]. Система может применяться в ГТУ различной мощности и разных производителей.

В результате исследований, проведенных компанией *GTE*, были определены условия, при которых достигается максимально эффективная промывка компрессора газовой турбины.

Прежде всего, это высокое давление моющего раствора – в диапазоне от 4 до 8 МПа. Необходимо, чтобы вода направлялась на вход компрессора так, чтобы лопатки компрессора смачивались по всей высоте. Кроме того, капли воды должны иметь адекватный механический импульс для эффективного контакта с загрязнением на лопатке.

Проведенные полевые и лабораторные испытания показали, что для большинства ГТУ размер капель воды должен быть около не менее $120\text{--}200 \text{ мкм}$, чтобы обеспечить эффективный контакт с лопатками компрессора.

Основываясь на этих двух положениях, компания разработала комплекты специфических газотурбинных форсунок, эффективность работы которых подтвердили проведенные исследования и испытания.

На рисунке 2 показаны результаты анализа гидродинамической модели, и полученная характеристика форсунки [2].

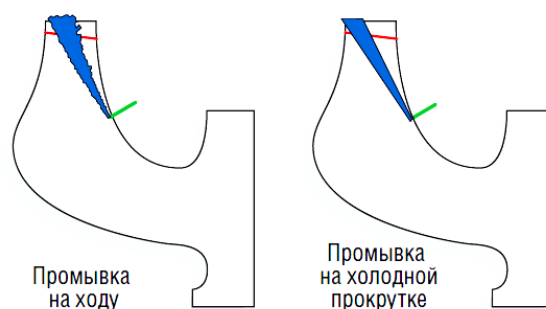


Рисунок 2. Гидродинамическое моделирование промывки на двух режимах при неизменном положении форсунки

Разработанная конструкция может быть реализована при использовании только 5 форсунок, как в режимах «на ходу», так и «на холодной прокрутке». В системах промывки, где используется до 35 форсунок, результат восстановления характеристик более низкий по сравнению с экспериментальной системой *GTE*.

Параллельно с выбором типа форсунок, их размещения, тонкости распыления капель компанией *GTE* была проделана большая экспериментальная работа и выведена зависимость, определяющая необходимый объем воды для эффективной промывки в зависимости от скорости воздушного потока компрессора. В результате создана система промывки высокого давления, которая использует всего 25% объема воды от рекомендованного для традиционных систем.

Промывка в режиме «на ходу» выполняется исключительно водой. При сильных загрязнениях промывка на холодной прокрутке может выполняться с использованием химических реагентов.

Опыт эксплуатации показал, что данная технология позволяет провести очистку загрязненного компрессора до 6-й ступени в режиме «на ходу» и полную промывку остальных ступеней компрессора – «на холодной прокрутке».

На рисунке 3 показаны результаты промывки компрессора с применением традиционной системы очистки (низкого давления) и системы *GTE* [2].

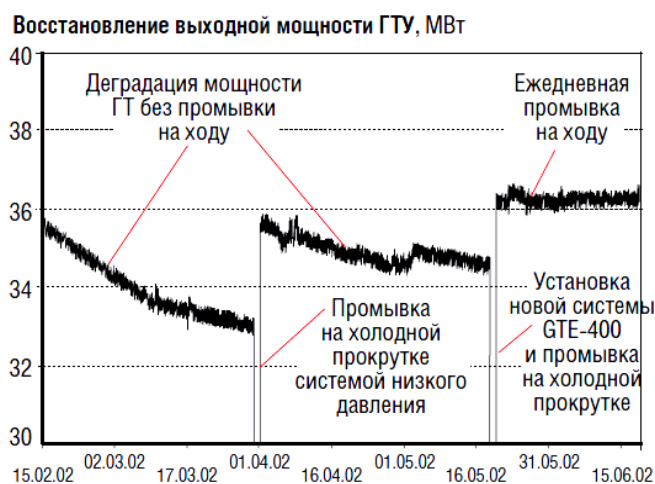


Рисунок 3. Сравнение эксплуатационных характеристик при промывке традиционной системой и системой *GTE*

В заключение отметим, что в настоящее время ужесточаются требования к энергетическому оборудованию: его надежности, долговечности, эксплуатационной готовности, стоимости всего жизненного цикла, а также к уровню вредных выбросов в атмосферу. С целью удовлетворения этих требований должно постоянно совершенствоваться

техническое обслуживание ГТУ с внедрением при этом новейших технологий и инновационных решений.

Литература

1. Маскрофт, Ф. Воздушные фильтры для ГТУ: оптимальный выбор // Турбины и дизели, сентябрь–октябрь 2008. – С. 18 – 21.
2. Тренин, В.М. Система промывки высокого давления для компрессора ГТУ / В.М. Тренин, П. Кросслинг // Турбины и дизели, январь–февраль 2008. – С. 22 – 25

УДК 621.165

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ПТ-60-130/13 ГРОДНЕНСКОЙ ТЭЦ-2

Гульницкий В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Паровая турбина ПТ-60-130/13 ст. № 2 Гродненской ТЭЦ-2 изготовлена ЛМЗ и введена в эксплуатацию в 1970 году. К настоящему времени процент ее износа составляет 100% при наработке более 300 тысяч часов. КПД проточной части цилиндра высокого давления (ЦВД) после капитального ремонта 2009 года составил 77,8% при нормативном 81,9% [1, 2].

При этом турбина имеет большое количество дефектов, основные из них:

- искривление ротора высокого давления (РВД) в районе регулирующей ступени 0,12 мм при норме 0,07 мм;

- имеются трещины и выборки без заварки в стопорном клапане и в паровых коробках двух регулирующих клапанов ЦВД;

- имеется ремонтная заварка в верхней половине ЦВД в районе регулирующей ступени;

- имеются промоины в паровой коробке перегрузочного клапана, в пазах под обоймы цилиндра низкого давления (ЦНД), на гребнях диафрагм ЦНД;

- повреждены выходные кромки соплового аппарата ЦВД и ЦНД;

- большой эрозийный износ основного металла корпусов бойлеров в зоне паровпуска, износ вальцовочных соединений трубной системы, выработка срока службы;

- выработка срока службы подогревателей высокого давления (ПВД), большой эрозийный износ коллекторов питательной воды, утонение стенки из-за коррозионного износа отдельных деталей трубопроводов обвязки;

- выработка срока службы внутритурбинных трубопроводов, утонение стенки из-за коррозионного износа многих деталей трубопроводов.

Рассматриваются следующие варианты реконструкции [1, 2].

«Без проекта» - при работе Гродненской ТЭЦ-2 в составе действующего в настоящее время оборудования с учетом установки котла-утилизатора и газовой турбины класса мощности 122,5 МВт.

Турбина ПТ-60-130/13 либо выводится из эксплуатации, либо остается в работе, а срок ее службы продлевается. При этом рассматриваются 2 варианта реконструкции:

«Вариант 1» - реконструкция по принципу турбоагрегата ст. №1 с работой после реконструкции с расчетным вакуумом в конденсаторе;

«Вариант 2» - реконструкция турбоагрегата по принципу турбоагрегата ст. №1 с подачей сетевой воды в основную охлаждающую поверхность конденсатора в зимнее время и подача циркуляционной воды при отсутствии нагрузок теплосети. Маркировка турбоагрегата после реконструкции – ПТ-70-12,8/1,28-0,3 или ПТ(Р)-70-12,8/1,28-0,3.

При реконструкции турбины в обоих вариантах предусматривается:

- увеличение теплофикационного отбора пара от 160 т/ч до 190 т/ч,

- организация дополнительного отбора пара 2,7 МПа в количестве 100 т/ч;

- замена генератора ТВФ-60-2 с водородным охлаждением на генератор с воздушным охлаждением;

- замена всего вспомогательного оборудования турбины и основных бойлеров,

- замена стопорного клапана и всех трубопроводов в пределах турбины;

- перевод турбоагрегата на АСУ ТП;

Реконструкция паровой турбины направлена на повышение эксплуатационных показателей и характеристик экономичности. Основные решения по реконструкции показаны на рисунке 1.

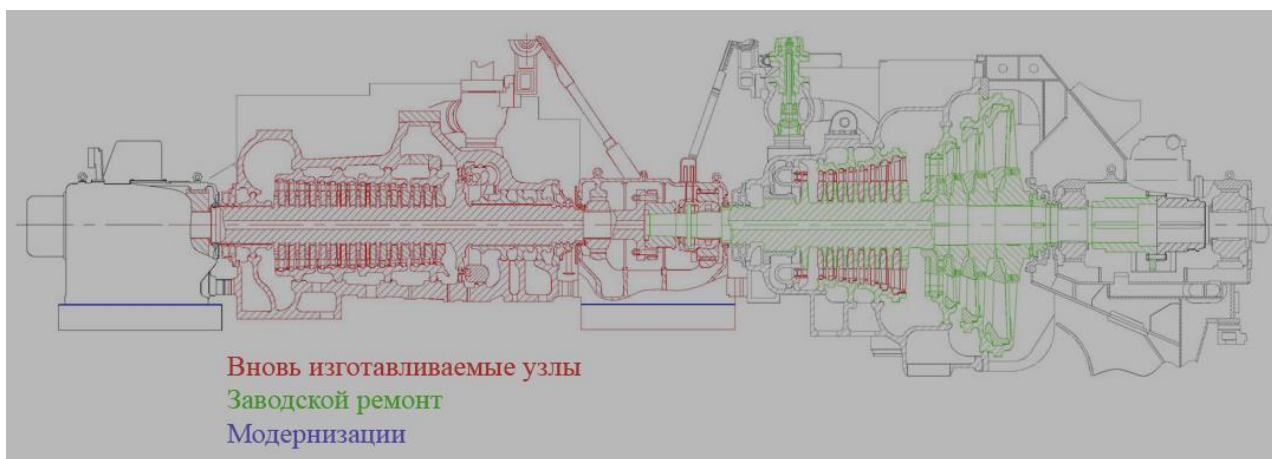


Рисунок 1. Основные решения по реконструкции турбины ПТ-60-130/13

Технико-экономические расчеты показывают предпочтительность варианта 2, который характеризуют следующие показатели:

- положительный чистый дисконтированный доход $NPV = 341\,887$ млн руб.;
- внутренняя норма рентабельности $IRR = 16,4\%$ выше ставки дисконтирования;
- динамический срок окупаемости проекта 11,6 лет меньше срока службы основного оборудования.

При реализации данной схемы, приведенной на рисунке 2, полностью исключаются потери тепла с вентиляционным пропуском в конденсатор. При этом лопатки последних ступеней турбины будут работать практически все время в расчетном режиме, что, несомненно, благотворно повлияет на надежность установки. Отпадает необходимость использования диафрагмы низкого давления, что значительно упрощает систему регулирования и конструкцию турбоагрегата.

На случай непредвиденного отключения теплосети предусмотрена возможность подачи циркуляционной воды в нижний сетевой подогреватель для предотвращения аварийного останова турбоагрегата. При использовании для этих целей, последовательно установленных двух обратных клапанов на подаче циркуляционной воды, аварийная схема может быть задействована автоматически, с минимальным участием электрических блокировок задвижек от ЭКМ.

Согласно обоснованию инвестиций показатели турбоагрегата ПТ-60-130/13 ст.№2 Гродненской ТЭЦ-2 после реконструкции составят:

- годовой отпуск электроэнергии – 1788 млн.кВт·ч;
- количество часов работы турбоагрегата – 6000 час/год;
- удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии - 171,4 г/кВт·ч;
- удельный расход условного топлива на отпуск тепла – 167,2 кг/Гкал.

При расчете изменения годового расхода топлива учитывался перерасход топлива на производство электроэнергии $\Delta B_э$ в связи с увеличением отпуска электроэнергии $\Delta Э$ и экономия топлива $\Delta B_{тэ}$ за счет исключения потерь тепла в конденсаторе турбоагрегата $\Delta Q_{пот}$:

$$\Delta Э = Э_{рек} - Э_{факт} = (1788 - 1756,2) \cdot 10^6 = 31,8 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta B_э = \Delta Э \cdot b_э = 31,8 \cdot 10^6 \cdot 171,4 = 5,5 \cdot 10^3 \text{ т у.т.}$$

$$Q_{пот} = G_{цв} \cdot \Delta t_{цв} \cdot \tau = 5340 \cdot 2 \cdot 6000 = 64,08 \cdot 10^3 \text{ Гкал}$$

$$\Delta B_{тэ} = Q_{пот} \cdot b_{тэ} = 64,08 \cdot 10^3 \cdot 167,2 = 10,7 \cdot 10^3 \text{ т у.т.}$$

Здесь $Э_{рек}$, $Э_{факт}$ – ожидаемый годовой отпуск электроэнергии после реконструкции и фактический годовой отпуск электроэнергии в настоящее время;

$b_э$, $b_{тэ}$ – удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии в теплофикационном цикле и на отпуск теплоты;

$G_{цв}$, $\Delta t_{цв}$ - среднегодовой расход циркуляционной воды и ее нагрев в конденсаторе турбины;
 τ – число часов работы турбоагрегата в году.

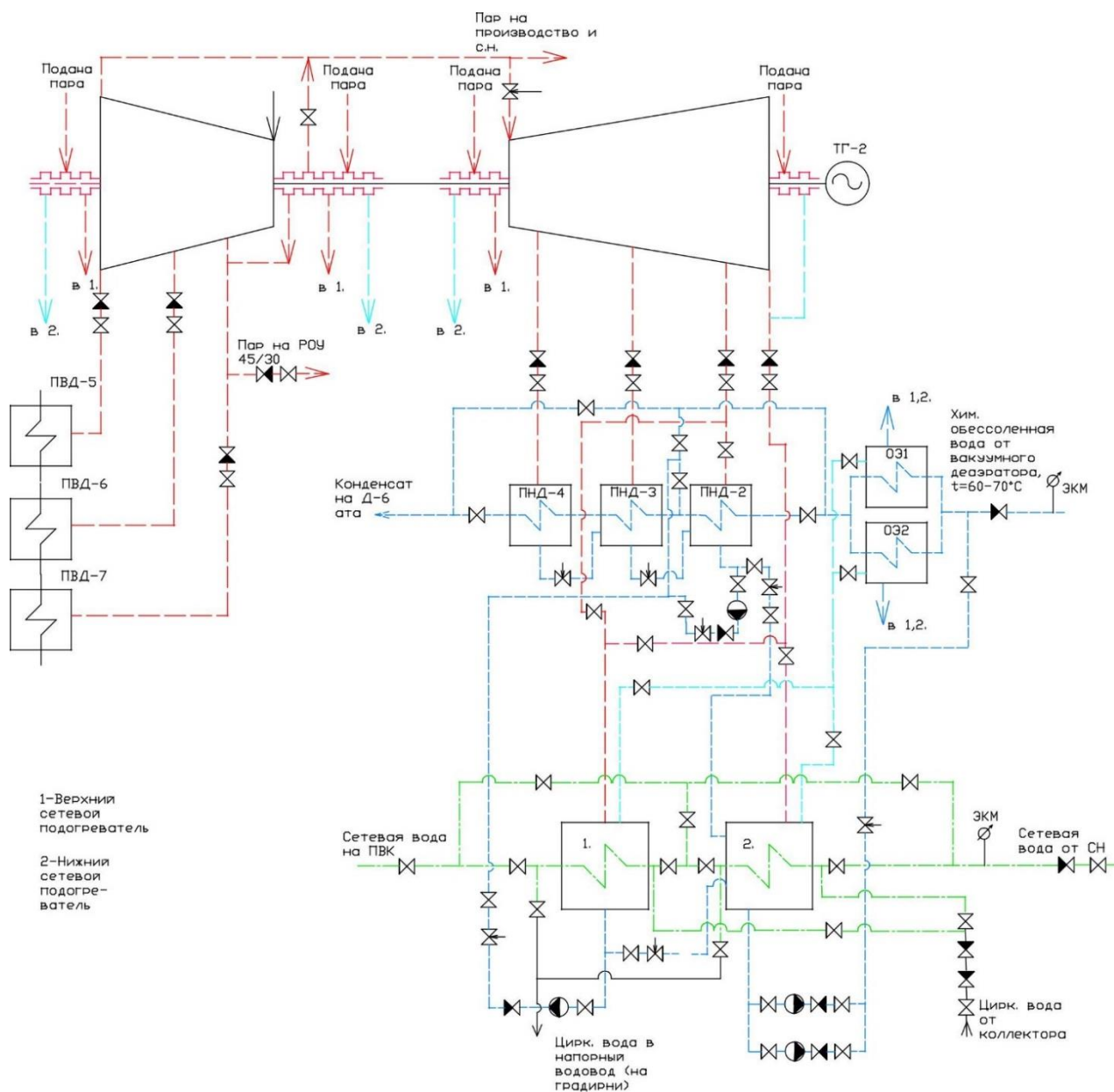


Рисунок 2. Принципиальная тепловая схема турбоагрегата после реконструкции по варианту 2

В итоге снижение годового расхода топлива при реконструкции турбоагрегата ПТ-60-130/13 составит

$$\Delta B = \Delta B_{т3} - \Delta B_3 = (10,7 - 5,5) \cdot 10^3 = 5,2 \cdot 10^3 \text{ т.т.}$$

Литература

1. Гродненская ТЭЦ-2. Реконструкция турбоагрегата ПТ 60-130/13 ст. № 2 с заменой вспомогательного оборудования и генератора. Обоснование инвестирования 427-ПЗ-ОИЗ. Книга 1. Общая пояснительная записка. РУП "Белнипиэнергопром". Мн.: 2013.
2. Программа реконструкции и технического перевооружения Гродненской ТЭЦ-2 на 2011-2015 годы. РУП «Гродноэнерго», г. Гродно, ноябрь 2010 г.

УДК 621.039-78

АНАЛИЗ ДЕЙСТВИЙ ПЕРСОНАЛА ПРИ СРАБАТЫВАНИИ АВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ВВЭР-1000 ПО ЛОЖНОЙ ПРИЧИНЕ

Запасник В. А., Кожановский К.В.

Научный руководитель – ассистент Павловская А.А.

В условиях срабатывания аварийной защиты по ложной причине основными задачами обслуживающего персонала становятся: контроль и поддержание давления в главном паровом коллекторе (ГПК) и парогенераторе, контроль и поддержание подачи питательной воды в парогенератор, контроль отключения турбоустановки (ТУ) и генератора.

Конечное безопасное состояние энергоблока и турбоагрегата после срабатывания аварийной защиты реакторной установки характеризуется следующими параметрами:

- реакторная установка подкритична, в состоянии «горячее»;
- генератор отключен, схема управления КАГ разобрана;
- турбоустановка завершила выбег, вращается от валоповоротного устройства;
- питательно-деаэрационная установка в работе с номинальными параметрами, питание парогенераторов от ВПЭН;

- приём пара из парогенератора осуществляется через БРУ-К (БРУ-СН);
- вспомогательные системы турбины и генератора находятся в работе;
- коллектор собственных нужд подключен к внешнему источнику пара.

При осуществлении контроля и поддержания давления в главном паровом коллекторе и парогенераторах обслуживающий персонал должен закрыть СК ТГ ключом (контролировать закрытие СК ТГ при 52 кгс/см^2), а после закрытия БРУ-К при снижении давления в главном паровом коллекторе отключить турбопитательные насосы (ТПН).

Для осуществления контроля и поддержания подачи питательной воды в парогенераторы персонал должен включить вспомогательные питательные электронасосы и отключить КГТН и турбопитательные насосы. Также необходимо контролировать работу регуляторов питания парогенераторов, не допускать перерывов в подаче питательной воды; обеспечить температуру питательной воды не ниже 160°C ; поддерживать уровни в деаэраторе и конденсаторах турбогенератора.

Во время отключения турбины и генератора необходимо контролировать:

- закрытие главной паровой задвижки, КОС, арматуры отборов пара;
- отключение генератора от сети через 30 секунд;
- снижение скорости вращения вала турбины.

Определяющее значение в плане удержания давления второго контура имеет упреждающее снижение расхода на потребители пара из главного парового коллектора. Неконтролируемое снижение давления в нем приводит к увеличению требуемого расхода питательной воды в парогенераторах, что усугубляет расхолаживание второго контура.

Не менее важным является своевременное приведение расхода питательной воды в парогенераторах к тепловой мощности реактора, что уменьшает расхолаживание первого контура за счет уменьшения холодных потоков, поступающих в парогенераторы.

После срабатывания аварийной защиты потребителями пара из главного парового коллектора являются:

- пропуск пара главной паровой задвижкой;
- пропуск пара БРУ-К;
- дренаж до главной паровой задвижки - RT10S01;
- основной потребитель – это БРУ-СН – КСН, поэтому необходимо сокращение расхода пара от БРУ-СН вплоть до закрытия.

Потребители пара коллектора собственных нужд после срабатывания аварийной защиты:

- турбоприводы ТПН $\approx 100 \text{ т/ч}$;

- пар на уплотнения турбины и ТПН ≈ 50 т/ч;
- основной потребитель – деаэратор \approx до 400 т/ч.

Важно помнить о явлении остаточных тепловыделений реакторной установки (рисунок 1). Поэтому необходимо учитывать то, что производительность двух вспомогательных электронасосов питательной воды составляет 300 т/час и обеспечивает достаточное водопотребление парогенераторов лишь при уровне мощности менее 5%. А тепловая мощность реакторной установки достигает 5% только к третьей минуте. Ситуация осложнена фактом транспортного времени передачи тепла от первого контура ко второму (около 20 секунд); тем обстоятельством, что запасенное тепло в металле парогенератора также увеличивает его водопотребление, а также паразитный расход на КГТН может достигать 200 т/ч. Поэтому преждевременное отключение турбопитательных насосов при срабатывании аварийной защиты, приведёт к потере уровней в парогенераторах, вплоть до уставки отключения главного циркуляционного насоса.



Рисунок 1. Остаточные тепловыделения РУ после срабатывания АЗ

В этих условиях главной задачей оперативного персонала является снижение расхода основного конденсата на деаэратор до минимально-возможного в соответствии с тепловой мощностью реакторной установки, в противном случае тепловой "удар" по деаэратору вызывает повышенный расход пара на него вплоть до срабатывания блокировки на закрытие БРУ-СН при давлении в главном паровом коллекторе 56 кг/см^2 , а при несвоевременном подключении коллектора собственных нужд от первой очереди возможна потеря давления в деаэраторах.

Рекомендуемый порядок действий персонала при срабатывании аварийной защиты:

- закрыть стопорные клапаны турбогенератора при снижении давления во втором контуре менее 58 кг/см^2 ;
- снизить расход основного конденсата на деаэратор до минимального возможного;
- отключить КГТН;
- включить вспомогательные электропитательные насосы;
- отключить турбопитательные насосы;
- перевести БРУ-СН на дистанционное управление;
- открыть связь по пару с первой очередью;
- стабилизировать давление второго контура воздействием на БРУ-СН и дренаж до главной паровой задвижки.

Подключение связи по пару с внешним источником должно производиться с минимальным числом потребителей пара из коллектора собственных нужд блока.

УДК 628.164.081.312.32

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ВПУ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗНЫХ ФИЛЬТРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ

Иванова О.А., Карасёва А.В., Кацубо В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Целью научной работы является установление влияния типа ионообменного фильтрующего материала на эксплуатационные характеристики работы ВПУ.

В представленной работе проведен анализ эксплуатационных показателей двух вариантов ВПУ условной котельной. На котельной установлены три котла типа Е-75-40. Исходной водой для котельной являлась вода из артезианской скважины, основными показателями качества которой были: $J_{\text{о}} = 2,8 \text{ мг-экв/дм}^3$, $J_{\text{к}} = 1,4 \text{ мг-экв/дм}^3$, $J_{\text{нк}} = 1,4 \text{ мг-экв/дм}^3$. С учетом данных показателей качества исходной воды и требований к питательной воде котлов, установленных на котельной, был произведен выбор схемы умягчения, который представлен на рисунке 1.

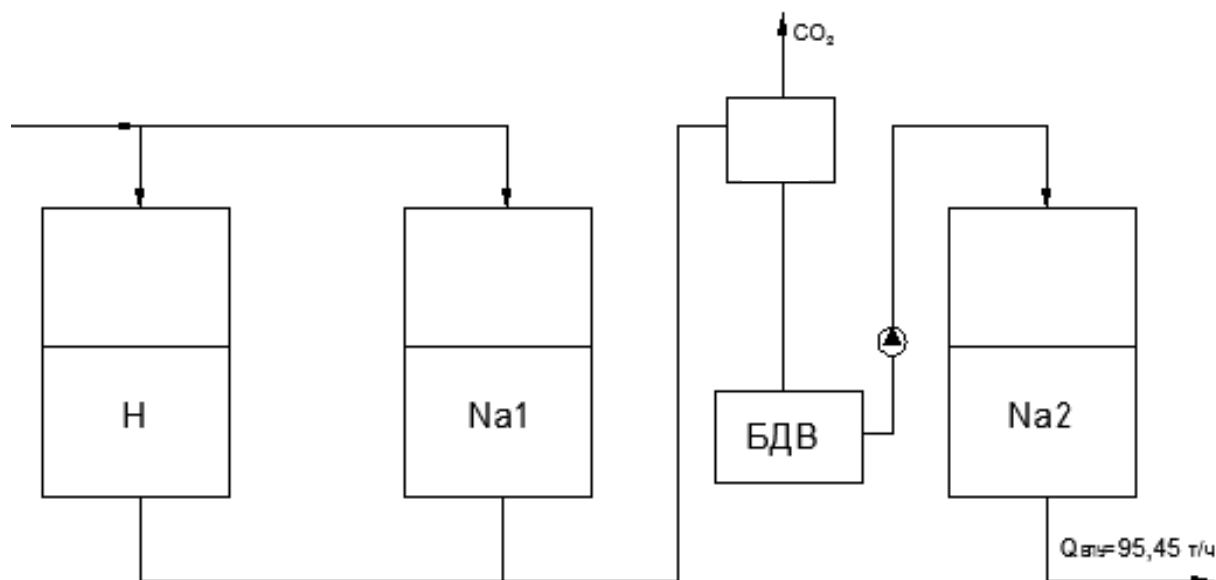


Рисунок 1. Схема умягчения воды

Первый вариант схемы ВПУ был рассчитан для фильтров, загруженных универсальным катионитом КУ-2, второй вариант схемы – для натрий – катионитных фильтров катионитом Пьюролайт-100 и для водород-катионитных фильтров катионитом Пьюролайт-104.

В расчетных вариантах производительность ВПУ и ионная нагрузка на ступени фильтров приняты одинаковыми. Расчёт ионитных фильтров схемы ВПУ проводился по следующей методике [1, с. 13-16].

Результаты проведенных расчётов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета ионитных фильтров

Физические величины	КУ-2			Пьюролайт		
	Н ₁	Na ₁	Na ₂	Н ₁	Na ₁	Na ₂
Площадь фильтрования, м ²	3,53	2,93	3,82	3,48	2,89	3,82
Производительность фильтра, м ² /ч	52,94	44,02	95,45	52,19	43,4	95,45
Скорость фильтрования, м/ч	15	15	20	15	15	20
Площадь фильтрования каждого фильтра, м ²	1,18	0,978	1,27	1,16	0,964	1,27
Диаметр фильтра, м	1,23	1,12	1,27	1,22	1,108	1,27
Количество фильтров	3	3	3	3	3	3
Рабочее давление, МПа	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Диаметр фильтра стандартный, м	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Высота фильтрующей загрузки, м	2	2	1,5	2	2	1,5
Стандартная площадь фильтрования фильтра, м ²	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
Продолжительность фильтроцикла, ч	13,85	40,21	46,36	46,13	87,4	231,8
Рабочая обменная емкость ионита, г-экв/м ²	640	700	250	2100	1500	1250
Содержание катионитов и анионитов, г-экв/м ³	6,18	2,8	0,3	6,18	2,8	0,3
Количество регенераций в сутки n	1,51	0,57	0,5	0,5	0,27	0,1
Объем материалов, загруженных во влажном состоянии в один фильтр, м ³	3,54	3,54	2,66	3,54	3,54	2,66
Объем материалов, загруженных во влажном состоянии в группу фильтров, м ³	10,62	10,62	7,97	10,62	10,62	7,97
Расход воды на собственные нужды, м ³ /ч	7,02	1,94	1,51	1,22	0,416	0,14
Удельный расход воды на собственные нужды, м ³ /м ³	10,5	7,7	9,1	5,5	3,5	4,1
Расход химреагентов на регенерацию одного фильтра, кг	371,7	117,6	225,7	631,89	451,35	365,06
Удельный расход химреагентов, г/г-экв	95	150	340	85	85	110
Расход технического продукта, кг	287	391,26	237,6	842,52	475,1	384,3
Суточный расход технического продукта, кг	1300	669,1	356,3	1263,8	382,7	118,74

Окончание таблицы 1 – Результаты расчета ионитных фильтров

Содержание вещества в техническом продукте, %	75	95	95	75	95	95
Расход воды поданный на следующую группу фильтров, м ³ /ч	59,96	45,96	96,96	53,41	43,814	95,59

Реальная производительность ВПУ для материала КУ-2 составила 105,92 м³/ч. Расход воды на собственные нужды - 10,47 м³/ч. Эффективность ВПУ - 90%. Для материала Пьюролайт реальная производительность ВПУ – 97,22 м³/ч, расход воды на собственные нужды – 1,77 м³/ч. Эффективность ВПУ – 98%.

Для обоих вариантов схемы был проведен расчёт солевых стоков с фильтров первой ступени. Расчет проводился по [2, с.30-33].

Результаты расчёта приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Стоки от регенерации натрий-катионитных фильтров первой ступени и водород-катионитных фильтров первой ступени

Искомые величины	Материал КУ-2	Материал Пьюролайт
Количество воды, сбрасываемое от Na-катионитных фильтров в сутки, м ³ /сут	46,56	9,98
Избыток соли, сбрасываемой в дренаж от одной регенерации Na фильтра, кг	226,89	141,03
Количество поваренной соли, сбрасываемое в течении суток, из Na фильтра, кг/сут	388	114
Количество воды, сбрасываемое от H-катионитных фильтров в сутки, м ³ /сут	168,48	29,21
Сброс избытка H ₂ SO ₄ от одной регенерации H-катионитного фильтра, кг	104,13	267,33
Сброс серной кислоты в сутки из H фильтра, кг/сут	471,69	401

Анализ результатов расчётов, приведённых в таблицах 1, 2, позволяет сделать следующие выводы:

1. Продолжительность работы фильтров изменилась следующим образом: для фильтров Н₁ она увеличилась в 3 раза, для фильтров Na₁ в 2,2 раза, а для фильтров Na₂ в 5 раз. Соответственно, снизилось количество регенераций.
2. Расход воды на собственные нужды ВПУ уменьшился в 7 раз, во столько же раз уменьшился объём сточных вод.
3. В 1,5 раза снизился расход реагентов на регенерацию фильтров.
4. В сточные воды ВПУ сброс H₂SO₄ снизился в 1,2 раза, NaCl – в 3,4 раза.

Проведённое расчётное исследование ВПУ с различной ионообменной загрузкой позволяет сделать вывод в пользу высокоэффективного катионита фирмы Пьюролайт.

Литература

1. Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС и АЭС: учебно-методическое пособие по курсовому и дипломному проектированию для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций» / В.А. Чиж [и др.]. – Минск: БНТУ, 2015. – 105 с.
2. Сточные воды ТЭС: методические указания для студентов специальности Т.01.02 – «Теплоэнергетика» / В.А. Золотарева, В.А. Чиж, Н.Б. Карницкий. – Минск, 1997. – 34 с.

УДК 629.039.58

ВОССТАНОВИТЕЛЬНАЯ ТЕРМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ РЕСУРСА ПАРОПРОВОДОВ ТЭС

Каранкевич В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

Известно, что в настоящее время в отрасли назревает критическая ситуация в связи с лавинным нарастанием количества энергоустановок, выработавших свой ресурс. Расчетный ресурс паропроводов электростанций, заложенный при их проектировании, практически полностью исчерпан.

В виду того, что в ближайшие годы физически невозможно осуществить техническое перевооружение отрасли, было предложено решение восстановительная термическая обработка (ВТО) основных элементов теплотехнического оборудования. Наиболее полно разработаны и внедрены на электростанциях методы ВТО паропроводов.

Разработка методов ВТО базировалась на комплексных расчетно-экспериментальных работах, выполненных целым рядом специализированных организаций (ВТИ, Фирма "ОРГРЭС" и др.). Важным разделом в этой работе было изучение взаимосвязи между процессом ползучести металла паропроводных труб и накоплением в нем микроповрежденности. Эта взаимосвязь представлена на рисунке 1.

На рисунке хорошо видно, что интенсивность накопления микроповрежденности нарастает по мере приближения к третьей стадии ползучести.

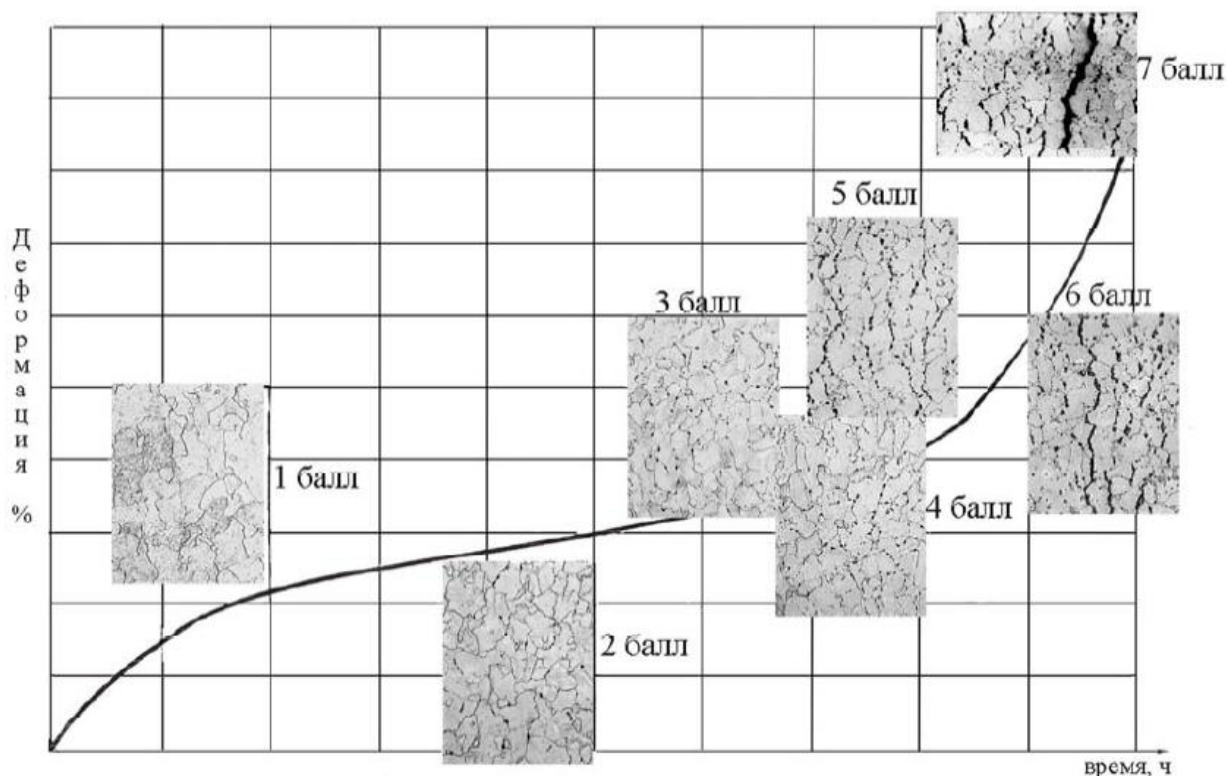


Рисунок 1. Характер накопления поврежденности по мере исчерпания ресурса эксплуатации

Для идентификации процесса развития микроповреждения структуры металла паропроводных труб в процессе ползучести в условиях длительной эксплуатации была разработана оценочная шкала. На рисунке 2 показана взаимосвязь между выявленной микроповрежденностью, оцененной по баллам упомянутой шкалы, и временем до разрушения металла.

В результате многочисленных исследований было установлено, что для восстановления прочностных свойств металла, отработавшего длительное время в условиях ползучести,

необходимо восстановить исходное состояние микроструктуры и снизить уровень поврежденности металла порами.

Поры в процессе восстановительной термической обработки могут залечиваться спеканием, выпадением вторичных и третичных фаз на свободной поверхности из-за уменьшения растворимости, а также при миграции границ зерен в процессе фазовой перекристаллизации. Ведущим принято считать процесс спекания.

При восстановительной термической обработке необходимо осуществить не только "залечивание" микропор, но и восстановление микроструктуры. При ВТО происходит растворение, а затем вторичное выделение дисперсных упрочняющих фаз и обогащение легирующими элементами твердого раствора. Эффект восстановительной термической обработки в значительной мере зависит от того, на какой стадии осуществлялось восстановление, т.е. насколько велик уровень микроповрежденности металла, при котором проводилась обработка.

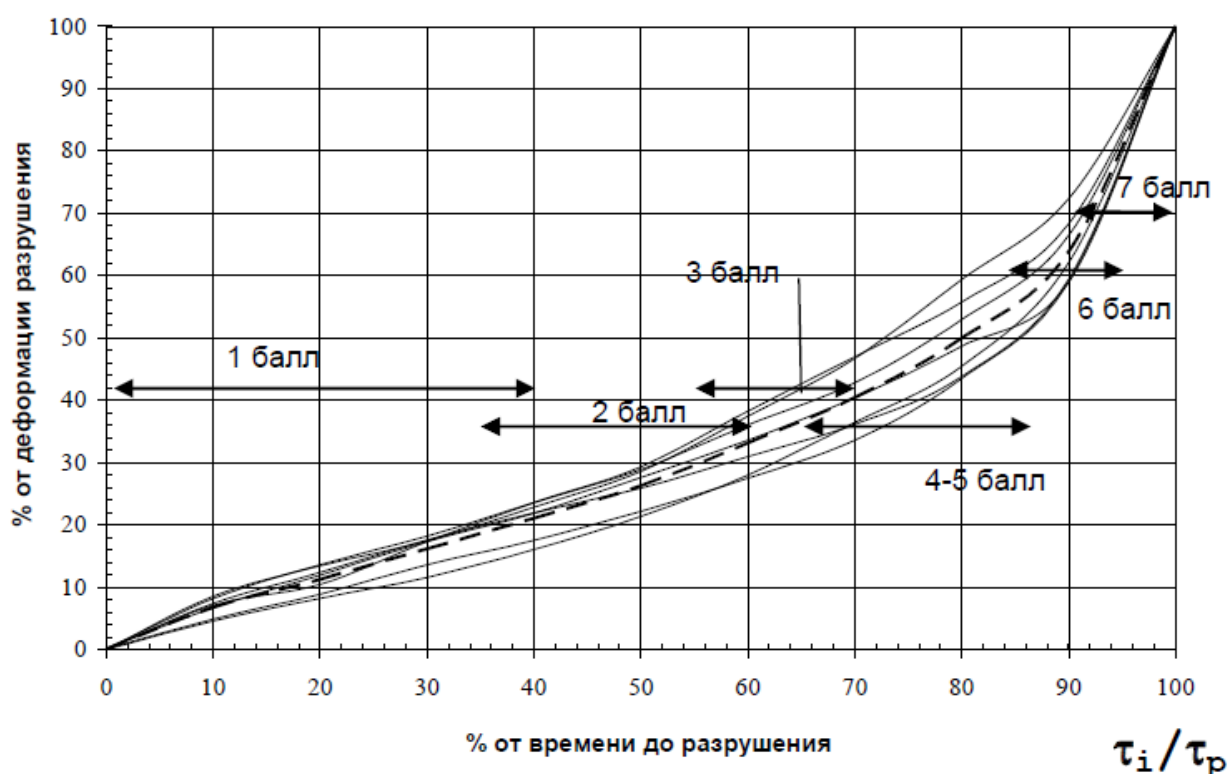
$$\varepsilon_i / \varepsilon_p$$


Рисунок 2. Обобщённая кривая ползучести стали 12X1МФ после длительной эксплуатации

Исследование влияния различных режимов термической обработки на свойства перлитных марок сталей, применяемых в теплоэнергетике, показало, что режимы ВТО, идентичные режиму исходной термической обработки, позволяют восстановить структуру, механические свойства и повысить жаропрочность. Изучение кинетики уменьшения количества микропор ползучести в стали 12X1МФ показало, что наиболее полное "залечивание" происходит при температуре 1050 °С. Дальнейшее повышение температуры нагрева при нормализации ограничивается сильным ростом зерна, что в свою очередь ведет к снижению жаропрочности. Чтобы этого избежать при высокой степени микроповрежденности было предложено проводить двойную нормализацию: одну при температуре 1050–1100 °С для заравнивания микропор и гомогенизации аустенита, вторую при 910–950 °С для уменьшения размера зерна. Это предложение и было положено в основу при разработке практической технологии проведения восстановительной термической обработки перлитных марок сталей, применяемых для изготовления паропроводов, работающих в условиях ползучести.

В таблице 1 приводятся результаты механических кратковременных испытаний двух труб из стали 12Х1МФ после эксплуатации и проведения ВТО, а также дополнительной эксплуатации после ВТО. Испытывался металл как прямых участков, так и растянутых частейгиба при комнатной и при рабочей (560°С) температурах.

Таблица 1 – Влияние термообработки на механические свойства при комнатной и рабочей температурах металла гибов и прямых участков труб из стали 12Х1МФ

Металл	Температура испытания, °С	Механические свойства				Состояние металла
		σ_b , МПа	σ_{02} , МПа	δ , %	ψ , %	
Прямого участка	20	43,8	23,3	28,3	69,9	После эксплуатации
		55,0	47,9	21,1	64,5	После термообработки
		52,3	31,8	22,2	66,0	После ВТО и эксплуатации
	560	24,0	16,7	35,7	69,2	После эксплуатации
		40,0	35,6	19,4	71,0	После термообработки
		38,4	30,7	28,2	76,3	После ВТО и эксплуатации
Ггиба	20	45,0	29,9	27,6	59,3	После эксплуатации
		59,3	46,1	22,3	65,2	После термообработки
		54,0	32,3	27,8	69,7	После ВТО и эксплуатации
	560	24,8	21,4	29,7	58,9	После эксплуатации
		39,7	33,0	18,0	52,5	После термообработки
		29,5	22,3	25,3	80,8	После ВТО и эксплуатации
Прямого участка	20	47,0	25,7	26,8	76,0	После эксплуатации
		61,7	37,7	28,5	75,4	После термообработки
		43,9	23,8	27,0	74,4	После ВТО и эксплуатации
	560	24,7	16,7	38,2	81,6	После эксплуатации
		32,0	22,0	32,9	84,1	После термообработки
		38,7	22,8	33,9	73,8	После ВТО и эксплуатации
Ггиба	20	47,5	27,1	29,8	75,3	После эксплуатации
		51,9	38,7	27,7	75,1	После термообработки
		49,6	30,9	27,2	72,7	После ВТО и эксплуатации
	560	24,3	17,3	35,8	79,6	После эксплуатации
		34,0	24,6	29,7	83,5	После термообработки
		32,3	26,6	24,1	68,1	После ВТО и эксплуатации
ТУ 14-ЗР-55-2001	20	45-65	28	19	50	Состояние поставки

Как видно из представленных данных, в результате восстановительной термообработки прочностные свойства при комнатной температуре по сравнению с таковыми в состоянии поставки повышаются. В процессе эксплуатации после ВТО происходит некоторое снижение механических свойств металла, но скорость протекания этих процессов ниже, чем у вновь поставленного металла.

Временное сопротивление разрыву σ_b при рабочей температуре после восстановительной термической обработки заметно возрастает за счет насыщения твердого раствора легирующими элементами и в ряде случаев превышает значения, характерные для металла в исходном состоянии. Предел текучести σ_{02} при рабочей температуре после восстановительной термической обработки имеет выраженную тенденцию к повышению.

Пластические свойства при рабочей температуре в результате проведения восстановительной термической обработки несколько снижаются, оставаясь на достаточно высоком уровне.

Испытания на длительную прочность металла элементов паропроводов из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф после длительной эксплуатации и после ВТО показали, что жаропрочность восстанавливается полностью, а в некоторых случаях даже превышает исходный уровень (рисунок 3).

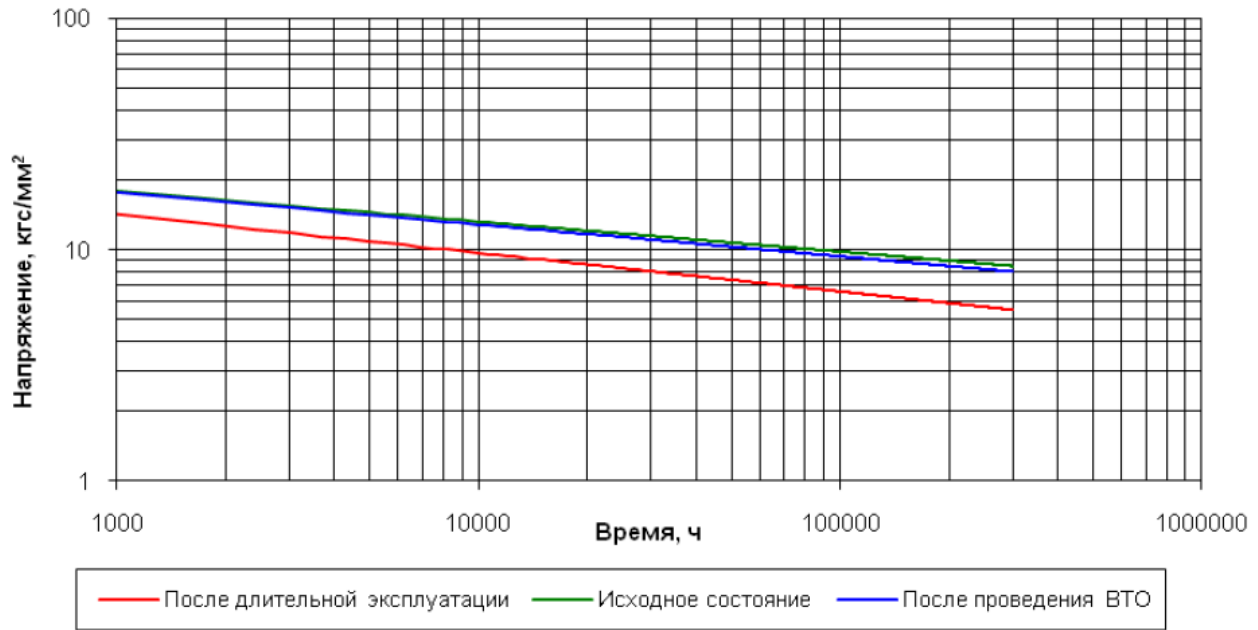


Рисунок 3. Жаропрочные свойства стали 12Х1МФ при 550°C

По результатам комплексных расчетно-экспериментальных исследований установлено, что режимы ВТО могут быть различными в зависимости от состояния металла, марки стали, типоразмера труб, степени микроповрежденности и конструкции элемента паропровода, который подвергается ВТО. Корректировка режима термической обработки позволяет получить полное восстановление микроструктуры и свойств металла до требований, которые предъявляются к нему в состоянии поставки.

Реальная практическая наработка восстановленных паропроводов на ряде электростанций без каких-либо претензий к качеству металла на сегодня превышает 15 лет.

УДК 621.3

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С УВЕЛИЧЕНИЕМ МОЩНОСТИ В УСЛОВИЯХ ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Каранкевич В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

Общее состояние турбогенераторов на тепловых электростанциях

Значительное число турбогенераторов, в настоящее время эксплуатирующихся на тепловых станциях, отработали назначенный заводами-изготовителями срок службы, который составляет 25 лет, что ставит под сомнение безопасность их эксплуатации в будущем. Существует несколько путей выхода из сложившейся ситуации, для выбора одного из которых необходимо проведение комплексной диагностики с использованием современного оборудования и методов совместно с накопленными статистическими данными:

- при отсутствии серьезных дефектов, продление ресурса, что не всегда гарантирует надежную работу, из-за значительной усталости основных конструкционных и изоляционных элементов турбогенератора;
- при наличии дефектов капитальный ремонт в условиях электростанции или с транспортировкой на завод;
- при наличии серьезных дефектов замена на новый турбогенератор.

Каждое из предложенных решений имеет свои плюсы и минусы, и конечно же наименее затратным является капитальный ремонт в условиях электростанции, так как такой ремонт значительно сокращает транспортные расходы, но до недавнего времени не весь комплекс работ возможно было осуществить не в заводских условиях, а именно, перешихтовка активной стали статора, укладка верхних стержней обмотки статора в турбогенераторах большой мощности, восстановление (проточка) рабочих поверхностей шеек вала ротора.

Слабые места статора и ротора турбогенератора

Основными дефектами, являющимися причиной выхода из строя статора турбогенератора являются:

- применение уплотнительных элементов, изготовленных из резины низкого качества;
- увлажнение изоляции выводов;
- истирание изоляции и полых проводников;
- увлажнение изоляции;
- излом, трещина, забоина корпусной изоляции;
- нарушение герметичности системы водяного охлаждения обмотки статора.

Наиболее типичные последствия нарушений:

- пробой изоляции на землю;
 - межфазное КЗ;
 - течь дистиллята;
 - утечка водорода;
 - расплавление контактных соединений;
- Основными причинами нарушений в работе роторов являются следующие дефекты:
- увлажнение витковой изоляции;
 - загрязнение корпусной изоляции;
 - усталостные трещины на витках катушек;
 - нарушение паек;
 - низкое качество контакта между шиной и токоведущим болтом;
 - низкое качество контакта между токоведущим болтом и токоведущим стержнем;
 - коррозионное растрескивание бандажных колец.

Типичные последствия нарушений:

- расплавление токоподводов;
- снижение сопротивления изоляции и замыкание на корпус;
- повышение вибрации;
- витковое замыкание с локальным расплавлением.

Модернизация статора турбогенератора

Выполнение модернизации статора турбогенератора в условиях электростанции требует большого количества оснастки и серьезной технологической подготовки. Непосредственно перед модернизацией производится полная диагностика статора, для определения элементов, требующих замены. В ряде случаев при модернизации от старого статора остается только корпус. В условиях электростанции возможна шихтовка нового сердечника и выполнение всех остальных операций, и в итоге фактически получается новый статор. При модернизации для обмотки используются материалы с увеличенным ресурсом работы, стойкие к вибрации и влаге, что в дальнейшем обеспечит надежную работу турбогенератору. Для паяк наконечников используется современный бесконтактный метод высокочастотной майки, что обеспечивает более высокое качество паяного соединения, предохраняет изоляция вблизи паяного сопротивления от перегрева во время пайки. Модернизирована система водяного охлаждения- вместо полых медных проводников используются полые проводники из нержавеющей стали, переработаны соединения трубок охлаждения, что защищает от протечек. Для крупных машин (например, ТВВ-800-2ЕУЗ) разработана оснастка для завода и укладки верхних стержней. Также во время модернизации возможен монтаж системы мониторинга для отслеживания состояния генератора в процессе его работы, что сводит к минимуму возможность возникновения дефектов в процессе эксплуатации.

Модернизация ротора турбогенератора

Обмотка ротора является одной из наиболее нагруженных частей турбогенератора. При модернизации ротора применяются материалы класса нагревостойкости Н или 200 С, такие как Nomex, Картон и т.д., что значительно повышает стойкость к термоударам, механическую прочность, ресурс работы витковой и пазовой изоляции и позволяет увеличить ток возбуждения, мощность генератора до 15%. Узел бандажных колец заменяется на изготовленный из коррозионностойкой стали марки Р900. При модернизации полностью перерабатываются контактные соединения между токоведущим болтом и токоведущим стержнем, и между шиной и токоведущим болтом, что позволяет разгрузить данное место и увеличить качество (площадь) контактов. Взамен огневых паяк используется высокочастотная бесконтактная пайка, при использовании такого метода исключается повреждение изоляции от перегревов, так как пайки необходимо гораздо меньшее время (около 15 секунд), чем при использовании огневой пайки. Также качество соединения значительно выше, а коэффициент заполнения припоем достигает 100% (минимальным является 96%). Для контроля качества паяного соединения могут быть использованы различные методы, но предпочтительным является ультразвуковой контроль. Значительную роль влияют используемые при модернизации клеи. Для каждого материала разработаны специальные составы, обладающие наилучшей адгезией, увеличенным ресурсом работы, при необходимости эластичностью. Выполнение модернизации ротора возможно, как в заводских условиях, так и в условия электростанции. Средний срок проведения модернизации 56 дней.

Результаты модернизации

В результате модернизации, турбогенератор будет обладать повышенной надежностью, что обеспечивают улучшение свойств электроизоляционных материалов (повышение класса нагревостойкости системы изоляции обмотки ротора и статора, повышение механических и электрических свойств используемых при модернизации лаков, компаундов и замазок), улучшение качества паяных соединений, использование современных конструкционных

материалов с увеличенным ресурсом работы, использование современных средств диагностики во время проведения всех этапов работ. Также в результате проведения данных работ возможно повышение мощности, сокращение сроков плановых ремонтов, увеличение межремонтного периода.

Вывод

Выполнение модернизации турбогенераторов непосредственно на электростанциях позволяет сэкономить средства на перевозке негабаритных грузов, сократить время проведения ремонта, исключить возможность возникновения дефектов, связанных с транспортировкой. Использование современных материалов и технологий при выполнении модернизации на электростанции позволяет получить высоконадежное оборудование при минимальных затратах.

УДК 629.039.58

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ВОСПРИЯТИЯ И КОМПЕНСАЦИИ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ДЕФОРМАЦИЙ ТРУБОПРОВОДОВ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ

Каранкевич В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

Общие сведения

На предприятиях энергетики используются металлические, тканевые и резинокордовые компенсаторы. Выбор типа компенсатора зависит от давления и температуры: тканевые компенсаторы применяются при давлении до 0,3 бар и температуре среды до 1200 °С; резинокордовые компенсаторы используют при температуре до 200 °С и давлении до 16 бар; стальные компенсаторы применяются при температуре свыше 200 °С и высоком давлении среды.

Компенсатор – высокотехнологичный продукт. По причине того, что он должен работать под воздействием давления и иных факторов, корректный выбор конструкции является одним из важнейших аспектов. Компенсатор – это надёжный инструмент для снижения вибрационных нагрузок от компрессоров, насосов или другого встроенного в трубопроводного оборудования. Компенсатор незаменим при тепловых расширениях.

Назначение и применение тканевых компенсаторов

Тканевые компенсаторы применяются в системах с низким давлением и значительным рабочим перемещением. Они подтвердили свои исключительные свойства в энергетике. Тканевые компенсаторы поглощают тепловые расширения, механические и акустические вибрации. Их значительное преимущество в том, что они предотвращают передачу распорных усилий на связанные с ними каналы или оборудование и допускают беспрепятственные перемещения технологических элементов во всех направлениях.



Рисунок 1. Тканевый компенсатор

Наиболее часто такой тип компенсаторов применяется:

- на арматуре котлов;
- на трубах пароперегревателя;
- на воздухозаборниках, воздухонагнетателях, горелках, вентиляторах;
- на уплотнениях стволов дымовых труб;
- на отводах и газоходах дымовых труб.

Преимущества тканевых компенсаторов:

- не передают распорных усилий;
- воспринимают значительные перемещения;
- не передают вибрацию дальше по трубопроводу;
- ремонтпригодны;
- не чувствительны к изменению присоединительных размеров, т.е. деформациям присоединяемого трубопровода (овальности, оседанию фундамента и опор);
- дают возможность применения недорогих конструкторских решений;
- монтаж и замена тканевых компенсаторов существенно проще и дешевле стальных.

Надежная работа тканевых компенсаторов подтверждена их успешной эксплуатацией на электростанциях Словакии, Германии, Болгарии, Хорватии, Чехии и других стран.

Назначение и применение резинокордовых компенсаторов

Резинокордовый компенсатор предназначен для герметичного соединения перемещающихся элементов механизмов, устройств, трубопроводов. Они выдерживают

циклические смещения относительно первоначального положения при монтаже, кратковременные деформации осевого сжатия и удлинения, а также – кратковременные деформации в боковом направлении. Резинокордовые компенсаторы допускают внезапное прекращение циркуляции жидкости, формирование вакуума и последующее резкое восстановление потока, сохраняя свою работоспособность и устойчивость. Они часто используются для организации подвода большого объема охлаждающей воды к различным устройствам, теплообменным аппаратам и конденсаторам турбин. Среди всего прочего, такие компенсаторы находят применение в трубопроводах в непосредственной близости от установленного в них насосного и компрессорного оборудования.

Преимущества резинокордовых компенсаторов:

- допускают внезапное прекращение циркуляции жидкости, формирование вакуума и последующее резкое восстановление потока, сохраняя свою работоспособность и устойчивость;
- значительно продлевают срок эксплуатации трубопроводных линий и всевозможного оборудования путем компенсации температурных расширений и вибрации;
- имеют хорошие звукоизоляционные свойства;
- компенсируют неточности трубопроводных систем;
- не требуют ухода;
- имеют долгий срок эксплуатации;
- обеспечивают надежность и безопасность.



Рисунок 2.

Резинокордовый компенсатор

Надежная работа резинокордовых компенсаторов подтверждена их успешной эксплуатацией на объектах энергетики Индии, Франции, Германии, Италии и в скандинавских странах. Впервые в России осуществлена поставка резинокордовых компенсаторов с расчетным сроком службы 20 лет для 4го блока Белоярской АЭС станции с реакторной установкой БН-800.

Назначение и применение стальных компенсаторов

Стальные компенсаторы применяются, как правило, при температуре свыше 200 °С и высоком давлении. Главной функцией стальных компенсаторов является создание герметичного соединения перемещающихся элементов трубопроводов электростанций. В зависимости от конструкций и принципа работы компенсаторы делаются на

четыре группы: П-образные, линзовые, сальниковые, сильфонные.

П-образные

Компенсаторы данного типа являются наиболее простым способом применения самокомпенсации и используются в трубопроводах для широкого диапазона давлений и температур. Изготавливаются полностью гнутыми из одной трубы или сварными с применением гнутых, крутоизогнутых или сварных отводов. Их главными недостатками являются большой расход труб, значительные габаритные размеры и необходимость сооружения специальных опорных конструкций, наличие сварных соединений. Такой тип компенсаторов особенно неэкономичен для трубопроводов больших диаметров в связи с существенным удорожанием стоимости строительства и увеличенным расходом труб. Помимо прочего, компенсаторы такого типа требуют применения дополнительных материалов и занимают большую территорию. Экономическая выгода применения сильфонных компенсаторов по отношению к П-образным – больше, чем в два с половиной раза, и это при том что не учитываются другие преимущества сильфонов. Например, экономия от сокращения сроков строительства трубопровода, экономия земельных участков.

Линзовые компенсаторы

Линзовые компенсаторы – это соединения труб, представляющих собой тарельчатые плоскости, сваренные по наибольшей окружности для образования «формы линзы». «Форма

линзы» состоит из двух тонкостенных стальных штампованных полулинз. При применении таких компенсаторов возникают значительные нагрузки на неподвижные опоры трубопровода. Слабым местом линзового компенсатора является сварной шов по наибольшей окружности.

Сальниковые компенсаторы

Компенсаторы данного типа представляют собой два коаксиально расположенных патрубка. В зазоре между патрубками установлено сальниковое уплотнение. Герметичность сальниковых компенсаторов создается в результате уплотнения набивки. Они имеют высокую компенсирующую способность, небольшие габариты, но из-за трудности герметизации сальниковых уплотнений в технологических трубопроводах в наши дни применяются редко, а для трубопроводов горючих, токсичных и сжиженных газов их применение недопустимо. Дополнительным недостатком сальниковых компенсаторов является необходимость систематического наблюдения и уход за ними в процессе эксплуатации, быстрый износ набивки.

Сильфонные компенсаторы

Применение компенсаторов данного типа является современным способом продления срока эксплуатации. Сильфонные компенсаторы имеют малые габариты, они не требуют строительства специальных камер, обслуживания в течении всего срока эксплуатации. Срок службы, как правило, соответствует сроку службы трубопроводов. Благодаря использованию при изготовлении сильфонов высококачественных нержавеющей сталей, компенсаторы данного типа способны работать в самых жестких условиях с температурными режимами от «абсолютного нуля» до 1000 °С и воспринимать рабочее давление от вакуума до 100 бар.

Именно устаревшие технологии, такие как П-образные, линзовые и сальниковые компенсаторы служили мощным толчком к развитию производства и применению сильфонных компенсаторов. Основной элемент такого компенсатора – сильфон, – как правило, изготавливается из нержавеющей стали 08Х18Н10Т.

Главными условием для проектирования являются точные исходные данные от заказчиков, сбор которых лучше всего осуществлять либо при содействии завода-изготовителя, либо уполномоченного представителя.

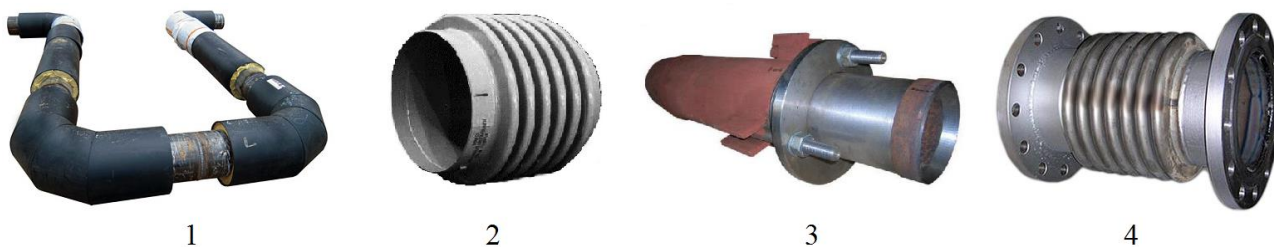


Рисунок 3. Виды стальных компенсаторов: 1 – П-образный компенсатор; 2 – линзовый компенсатор; 3 – сальниковый компенсатор; 4 – сильфонный компенсатор

Заключение

На сегодняшний день сильфонные компенсаторы нашли широчайшее применение при строительстве объектов энергетики. Они доказали свое превосходство над другими типами стальных компенсаторов.

УДК 621.438 + 621.311

ПУСКОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК *ECONOFLEX SIEMENS*

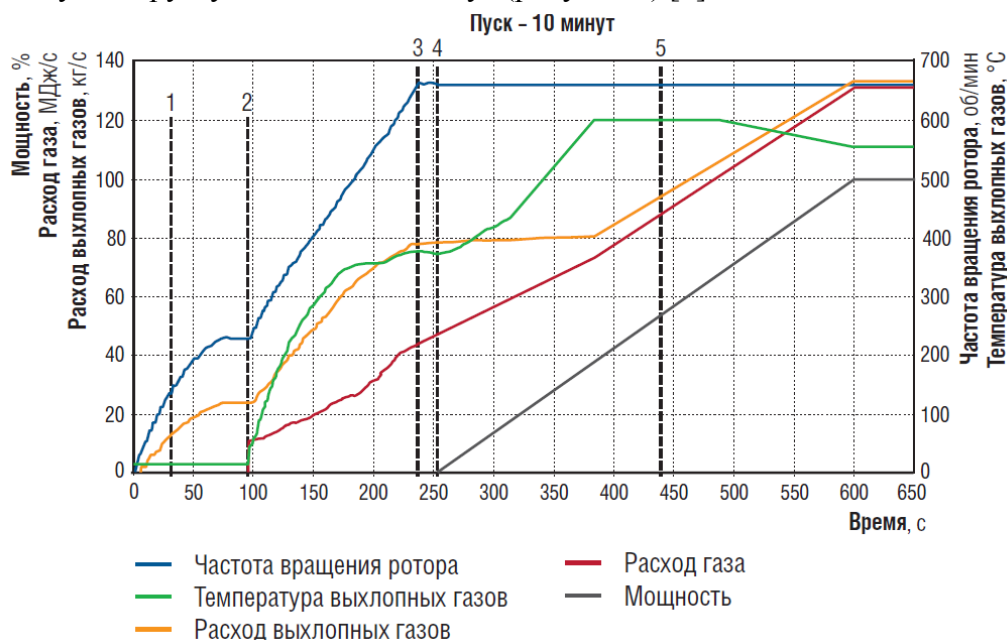
Каранкевич В.В., Таранчук А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

В современных условиях работы энергосистемы повышаются требования к маневренным возможностям энергогенерирующего оборудования, работающего на органическом топливе и используемого для обеспечения баланса частоты и мощности. Важные показатели маневренности: быстрый пуск, останов и выход на номинальную мощность, а также эксплуатационная гибкость.

Рассмотрим пусковые характеристики парогазовых установок (ПГУ) *EconoFlex* (от *Economy* – экономичность и *Flexibility* – эксплуатационная гибкость) компании *Siemens*, созданных на базе газотурбинных установок (ГТУ) *SGT-800* [1].

Из состояния холодного резерва *SGT-800* номинальной мощностью 50,5 МВт выходит на номинальную нагрузку в течение 10 минут (рисунок 1) [2].

Рисунок 1. График набора мощности ГТУ *SGT-800* из состояния холодного резерва

В составе электростанций *EconoFlex2* и *EconoFlex6* применяются паровые турбины модельного ряда *SST-400* и *SST-900 Siemens* номинальной мощностью 30-75 МВт и 60-250 МВт соответственно. В состав *EconoFlex2* входят две *SGT-800* и одна *SST-400* (дубль-блок), *EconoFlex6* - шесть *SGT-800* и одна *SST-900* (гекса-блок). Возможны и другие комбинации.

Для ускорения пусковых операций диаметры и толщина стенок используемых емкостей, резервуаров и труб котлов-утилизаторов были уменьшены, благодаря чему снижены напряжения, возникающие на переходных режимах. При циклическом режиме работы ПГУ *EconoFlex*, включая остановки, за счет изолирования как газового, так и пароводяного тракта котла-утилизатора в нем сохраняются давление и температура, необходимые для последующих быстрых пусков. В составе электростанции *EconoFlex* можно использовать котлы как прямоточного, так и барабанного типа двух уровней давления, без промпрегрева [2].

Для быстрого пуска энергоблока необходимо, чтобы при остановленном основном оборудовании все вспомогательные системы находились в рабочем режиме:

- электротехнические системы запитаны;
- системы управления и системы защиты включены;

- системы подачи воды заполнены и подготовлены к работе;
- котлы-утилизаторы и общая система питательной воды подготовлены к запуску;
- внешние системы подачи газа находятся под давлением;
- системы охлаждения в рабочем режиме;
- системы продувки в рабочем состоянии.

Все топливные системы разработаны и автоматически управляются таким образом, что устраняется любой риск утечек газа.

Время пуска энергоблока рассчитывается с момента подачи команды на пуск ГТУ и до открытия главного клапана паровой турбины для входа пара.

Процесс пуска энергоблоков зависит от состояния, в котором они находятся:

1. Холодный пуск. Энергоблок долгое время находился в нерабочем состоянии при температуре окружающего воздуха.

2. Теплый пуск. Оборудование работало в циклическом режиме с продолжительными остановками, например, в выходные дни. Время таких остановок при этом не должно превышать 64 часов.

3. Горячий пуск. Оборудование работало в суточном циклическом режиме. Время остановок не должно превышать 8 часов.

Исходные условия определяют температуру и давление в котле-утилизаторе, паротурбинной установке и вспомогательном оборудовании. После останова энергоблока давление и температура в системах постепенно снижаются.

После получения команды на пуск ГТУ разворачивается до частоты вращения, необходимой для розжига горелок. После включения горелок в работу частота вращения повышается до уровня режима холостого хода и тогда осуществляется синхронизация с внешней сетью. Начинается набор нагрузки ГТУ до заданной величины.

Процесс пуска энергоблока представлен на рисунке 2 [2].

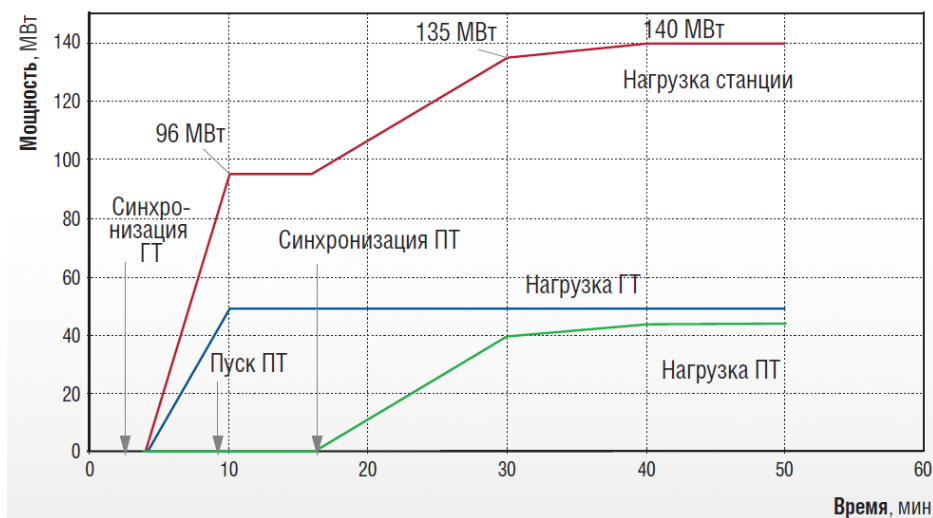


Рисунок 2. Процесс пуска *EconoFlex2* из горячего состояния

После начала работы ГТУ горячие выхлопные газы подаются в котел-утилизатор, где их тепловая энергия утилизируется в пароводяном цикле. После установления необходимого уровня температуры и давления пара, он подается на паровую турбину. Время пуска котла-утилизатора зависит от его исходного состояния: холодное, неостывшее или горячее.

Выработанный пар используется для прогрева линий подачи пара и других компонентов пароводяной системы. Избыточный пар при этом отводится в конденсатор, после обеспечения требуемых параметров он направляется на паровую турбину (ПТ). Время, необходимое для выхода энергоблока на номинальную мощность и синхронизации с сетью, определяется температурой пара и паровой турбины.

Процесс пуска считается законченным после открытия главного клапана подачи пара на ПТ. При этом мощность турбины несколько ниже номинальной, поскольку пар не является еще достаточно перегретым.

Энергоблоки в составе электростанции могут пускаться параллельно или последовательно. При одновременном пуске полная мощность газотурбинных установок достигается в течение 10 минут.

Время, необходимое для выхода станции на номинальную мощность, зависит от длительности простоя оборудования. Из холодного состояния для дубль- и гекса-блоков оно составляет 110 мин, из горячего (8 ч) – 30 мин. Из неостывшего состояния (64 ч) установка *EconoFlex2* выходит на полную мощность в течение 110 мин, *EconoFlex6* – 65 мин [2].

Концепция, применяемая для электростанций *EconoFlex*, значительно сокращает время пуска по сравнению с другими установками.

Время пуска ПТ определяется температурой и давлением в ее проточной части: чем выше исходная температура, тем короче время пуска. Подачей тепла от внешнего источника на прогрев ПТ в период простоя можно поддерживать высокую температуру в турбине, что существенно сократит время пуска ПГУ.

Сократить время пуска ПГУ после длительного простоя можно, оснастив ПТ электрическим подогревателем, установленным под теплоизолирующим кожухом, в комбинации с паровым затвором. Подогрев будет активирован при снижении температуры ниже установленного уровня. Если время простоя известно заранее, то подогрев можно не использовать.

Уплотняющий пар необходим для поддержания вакуума в конденсаторе. В процессе пуска он может быть обеспечен малым электрическим подогревателем. В этом случае время для достижения номинальной мощности ПГУ при пуске из холодного, неостывшего и горячего состояния составит для обеих электростанций, соответственно, 50; 45 и 30 мин [2].

Многоагрегатное исполнение электростанции (дубль- и полиблоки) позволяет поддерживать высокие температуры оборудования в горячем состоянии в период простоя, так как один из энергоблоков может работать с минимальной нагрузкой, вырабатывая пар для прогрева оборудования других ПГУ.

В заключение отметим, что возможен пуск электростанции без использования электроэнергии из сети при ее оснащении резервным дизель-генератором мощностью, достаточной для пуска одной ГТУ, которая, в свою очередь, обеспечит запуск остальных энергоблоков.

Литература

1. Бьеркманн, М. Обновлённая версия SGT-800: мощность 50 МВт / Матс Бьеркманн // Турбины и Дизели, март – апрель 2013. – С. 4 – 9.
2. Нильссон, Л.-И. Парогазовая установка EconoFlex на базе ГТУ SGT-800 компании Siemens / Ларс-Ингвар Нильссон, Маркус Йокер, Матс Бьеркманн // Турбины и Дизели, январь - февраль 2015. С. 34 – 39.

УДК 629.039.58

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗКИ ТУРБОАГРЕГАТА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Калинин Д.Д.

Научный руководитель – старший преподаватель Буров А.Л.

Технические аспекты включения АЭС в энергосистемы

Поскольку атомные электрические станции (АЭС) работают в энергосистемах, их технические характеристики должны удовлетворять требованиям этих систем. Наиболее важными из этих характеристик являются единичная мощность блока и его маневренность, возможность оперативного изменения количества вырабатываемой энергии.

Мощность блока важна с точки зрения режима энергосистемы при его плановом, а особенно при аварийном отключении. Она не должна быть слишком большой, чтобы при плановом отключении блока на ремонт не возникало дефицита мощностей, приводящего к необходимости ограничения потребителей, а при аварийном - к недопустимым возмущениям, ведущим к развалу системы.

В условиях энергосистемы режим работы АЭС с переменным графиком нагрузки может оказаться не только ситуационно необходимым, но и экономически выгодным. Именно этим и определяется важность рассмотрения вопросов маневренности АЭС.

Однозначно можно сказать: по крайней мере, для некоторых типов АЭС работа в переменной части графика нагрузки возможна. Во Франции, где в 1970-х гг. было принято стратегическое решение о переходе на ядерную энергетику, сейчас на АЭС вырабатывается более 75 % электроэнергии, исследования маневренных возможностей АЭС с реакторами PWR (аналог ВВЭР) начались еще в те годы. Была успешно продемонстрирована возможность привлечения таких энергоблоков к регулированию частоты в энергосистеме. Для примера на рисунке 1 представлен график работы энергоблока № 3 АЭС «Трикастин» мощностью 900 МВт (эл.) летом 1983 г. в режиме следования за нагрузкой и регулирования частоты.

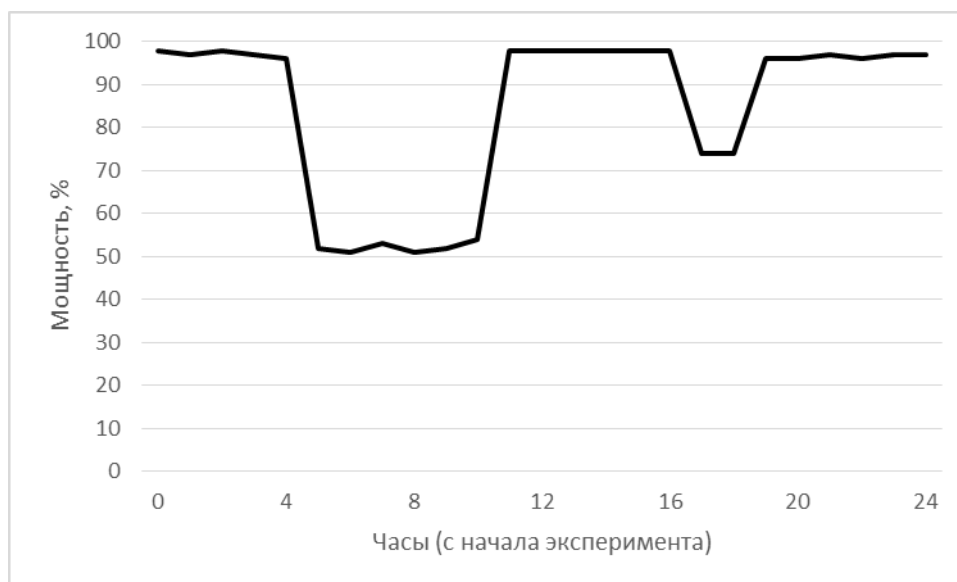


Рисунок 1. График работы АЭС в режиме следования за нагрузкой и регулирования частоты

В результате четвертое поколение французских АЭС с PWR мощностью 1400 МВт (эл.) с самого начала, а они начали строиться с 1984 г. проектируются с учетом такой работы. На рис. 4.3 показан проектный график суточной нагрузки, для работы в котором проектируются энергоблоки этих АЭС (по французской классификации - N4).

Кстати, полная тепловая мощность реактора при работе в стационарном режиме - 4270 МВт, а на рисунке 2 100 %-ная мощность соответствует 4056 МВт - на 5 % ниже

максимальной. Это понижение номинальной мощности принципиально, так как дает возможность станции изменять свою нагрузку для регулирования частоты в системе как вниз, так и вверх.



Рисунок 2. Проектный суточный график нагрузки французских АЭС с реакторами PWR

Из реакторов отечественной разработки в регулирующем режиме работает Билибинская АТЭЦ и некоторые блоки, поставленные в зарубежные страны, например, блоки ВВЭР-440 на АЭС «Ловиза» (Финляндия).

Требования к маневренности АЭС для нормального режима работы энергосистемы

Начнем рассмотрение с этой группы требований как более простых и очевидных. В [2] они сформулированы так:

«При сооружении АЭС надо стремиться к тому, чтобы энергоблоки с реакторами на тепловых нейтронах технически допускали возможность привлечения их к регулированию диспетчерских графиков нагрузки. Поэтому энергоблоки АЭС должны:

а) устойчиво работать на любой нагрузке в диапазоне 10—100 % $N_{ном}$ (здесь и ниже N - номинальная мощность энергоблока);

б) допускать ежесуточную разгрузку на 20-40 % в ночные часы рабочих суток на 3-8 ч и иметь возможность остановки или снижения нагрузки на 50-70 % в нерабочие и праздничные дни недели на 40-60 ч;

в) допускать изменение мощности АЭС в диапазоне 30-50 % $N_{ном}$ со скоростью до 1,5-2 % $N_{ном}/мин$; в диапазоне 50-70 % $N_{ном}$ со скоростью до 5 % $N/мин$ и в диапазоне 70-100 % $N_{ном}$ со скоростью до 10 % $N_{ном}/мин$ ».

Требования к АЭС при аварийных режимах работы энергосистемы

Главные причины аварийных ситуаций в системах - ложные срабатывания и отказы коммутационной аппаратуры, обрывы линий электропередачи под влиянием гололеда, налипания снега, сильного ветра, короткие замыкания из-за пробивания воздушного промежутка между фазами и пр. Естественно, предпринимаются меры по повышению надежности релейной защиты, коммутационной аппаратуры, чтобы свести к минимуму их отказы. Но бороться с авариями, вызванными стихийными явлениями, значительно труднее.

В аварийных ситуациях станции должны поддерживать систему, давая диспетчерам хотя бы минимальное время для принятия мер по ликвидации или локализации аварии. Исходя из этого, в [2] требования к АЭС на этот случай сформулированы так:

«В общем виде требования к АЭС в аварийных режимах сводятся к тому, чтобы энергоблоки устойчиво работали при возникающих отклонениях частоты в системе, допускали сбросы нагрузки с любого исходного уровня мощности вплоть до холостого хода

турбогенераторов и последующее восстановление нагрузки в пределах определенного регулировочного диапазона мощности блока.

В аварийных и нестационарных режимах в энергосистеме АЭС должны:

а) обеспечивать возможность сброса полной нагрузки блока или быстрой разгрузки отдельных турбогенераторов с номинального уровня до холостого хода или до уровня мощности, необходимого для питания собственных нужд энергоблока (до 10-15 % $N_{ном}$). Допустимая длительность работы турбогенераторов энергоблока на холостом ходу при этом должна быть не менее 2 ч. Продолжительность работы энергоблока на уровне мощности собственных нужд должна составлять не менее 48 ч. Скорость набора нагрузки блоком после работы на мощности собственных нужд определяется допустимой скоростью нагружения РУ и турбин;

б) обеспечивать надежную работу при проектной нагрузке (изменяя ее в пределах статизма регулирования турбин) при изменении частоты в энергосистеме

в) оставаться в работе в течение 2-3 с при аварийных ситуациях в энергосистеме или на самой АЭС, приводящих к снижению напряжения прямой последовательности на шинах собственных нужд до 0,8 номинального значения».

Итак, при возникновении аварийных ситуаций необходимо экстренное регулирование мощности энергоблоков с целью сохранения устойчивости параллельной работы отдельных электростанций или энергообъединения в целом. Выявление аварийной ситуации производится противоаварийной автоматикой энергосистемы. Она же вырабатывает команду (управляющее воздействие) на изменение мощности энергоблоков, вводимую в ЭГСП турбин через быстродействующие преобразователи.

Понятно, что сброс делается до уровня собственных нужд блока или уровня холостого хода турбины для того, чтобы по окончании аварийной ситуации станция могла максимально быстро возобновить выдачу энергии в систему.

Сброс нагрузки турбины не требует однозначно срабатывания аварийной защиты реактора. РУ АЭС должны быстро сбрасывать мощность, но оставаться в работе. В наиболее приспособленных сегодня к требованиям системы блоках ВВЭР-1000 на этот случай предусмотрен режим ускоренной разгрузки блока (УРБ), с быстрым снижением мощности реактора до ~40 % за счет сброса в активную зону заранее выбранной группы ОР СУЗ с дальнейшей подрегулировкой мощности регулятором РОМ. Для исключения недопустимого повышения давления пара в этом режиме в схему блока введены быстродействующие редуционные установки (БРУ) и предохранительные клапаны.

Анализ режима сброса нагрузки показал [3], что кратковременная разгрузка турбин АЭС двухконтурных энергоблоков (ВВЭР) из-за большой инерции парогенераторов практически не оказывает влияния на режим работы реактора и определяется исключительно динамическими характеристиками турбины и ее регулирования. Для одноконтурных энергоблоков АЭС с кипящими канальными реакторами даже кратковременное изменение расхода пара меняет режим реактора и существенно влияет на его нейтронно-физические характеристики. Избежать этого можно [3], если одновременно с закрытием регулирующих клапанов турбин открывать паросбросные устройства, отводящие пар в обвод турбин в конденсаторы или деаэрактор, поддерживая тем самым неизменным суммарный расход пара, выходящего из реактора.

Несмотря на все предусматриваемые в проектах АЭС системы безопасности и надежного электроснабжения, несмотря на максимальное использование естественных природных процессов (естественная циркуляция через реактор и т.д.), самым лучшим источником энергии, обеспечивающим работу всего оборудования АЭС, покрытие любых необходимых внутростанционных нагрузок, а поэтому наиболее оптимальное протекание переходных процессов, наиболее надежный отвод остаточных тепловыделений и гарантированное соблюдение пределов безопасности, является энергосистема [1]. Поэтому в аварийной ситуации не только система заинтересована в сохранении АЭС в работе, но и

станция в не меньшей мере заинтересована в сохранении работоспособности системы, связи с ней, возможности получения от нее энергии при любом развитии событий.

Таким образом, требования к маневренности блоков АЭС, рассмотренные в докладе, направлены на смягчение аварийных режимов в энергосистеме. Увеличение доли АЭС в энергосистемах требует привлечения их агрегатов к противоаварийному управлению энергосистемами. Для агрегатов АЭС задача предотвращения или локализации системных аварий представляется еще более важной, чем для ТЭС. Это связано с необходимостью аварийного расхолаживания реактора после полного его останова. Как показывают уроки крупных системных аварий, возможно полное прекращение внешнего энергоснабжения собственных нужд станции. Такой ситуации желательно избежать для гарантии безопасности АЭС.

Литература

1. Баклушин, Р.П. Эксплуатация АЭС: Учебное пособие / Р.П. Баклушин. – М.: НИЯУ МИФИ, 2011. – 304 с.
2. Воронин, Л.М. Особенности эксплуатации и ремонта АЭС / Л.М. Воронин. – М. : Атомиздат, 1981. – 168 с.
3. Иванов, В.А. Эксплуатация АЭС / В.А. Иванов. – СПб. : Энергоатомиздат, 1994. – 384 с.
4. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем: СТО 17330282.29.240.001-2005. – Введ.26.09.2005. – М. : ОАО РАО «ЕЭС России», 2005. – 84 с.

УДК 621.438 + 621.311

РАБОТА ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК *ECONOFLEX SIEMENS* НА ЧАСТИЧНЫХ НАГРУЗКАХ

Каранкевич В.В., Таранчук А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Требования к маневренным возможностям энергогенерирующего оборудования, работающего на органическом топливе и используемого для обеспечения баланса частоты и мощности в энергосистеме, постоянно повышаются. Важными эксплуатационными характеристиками являются высокий КПД установок даже при частичных нагрузках, регулировочный диапазон, а также экологические показатели во всем диапазоне нагрузок.

Рассмотрим эксплуатационные показатели парогазовых установок (ПГУ) *EconoFlex* (от *Economy* – экономичность и *Flexibility* – эксплуатационная гибкость) компании *Siemens*, созданных на базе газотурбинных установок (ГТУ) *SGT-800* [1] и паровых турбин модельного ряда *SST-400* и *SST-900 Siemens*.

В состав *EconoFlex2* входят две *SGT-800* и одна *SST-400*, *EconoFlex6* – шесть *SGT-800* и одна *SST-900*. В зависимости от потребностей заказчика возможны и другие комбинации [2]. Мощность *SST-400* составляет 65 МВт при начальных параметрах пара 540°C и 14 МПа; мощность *SST-900* достигает 250 МВт, при начальных параметрах 580°C и 16,5 МПа.

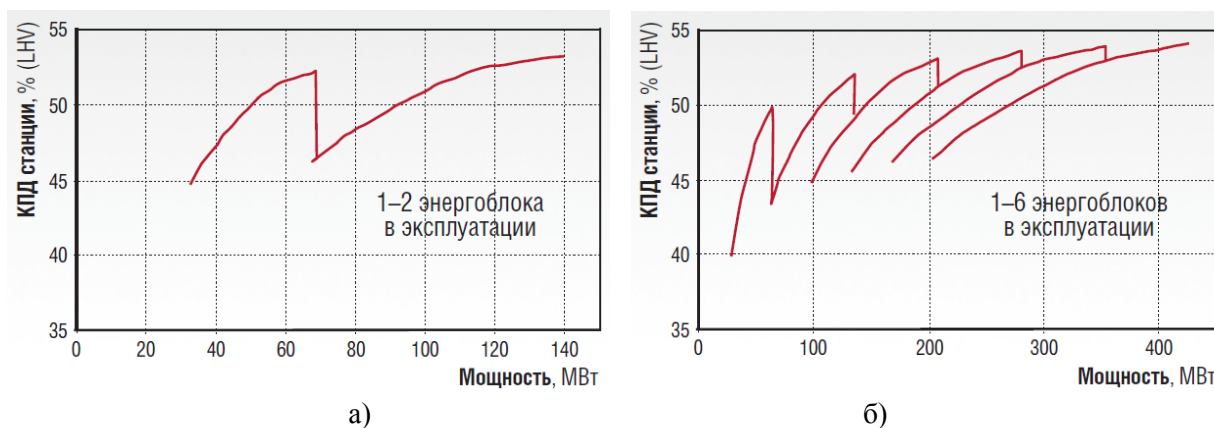
Показатели полиблоков при работе на природном газе согласно ISO (температура наружного воздуха +15 °C, его относительная влажность 60 %) даны в таблице 1 [2].

Таблица 1 – Показатели ПГУ *EconoFlex2* и *EconoFlex6* при условиях ISO

Параметр	<i>EconoFlex2</i>	<i>EconoFlex6</i>
Мощность, МВт	140	425
КПД, %	53,3	54,2
Мощность через 10 мин после пуска, МВт	96	286
Минимальная нагрузка, %	24	10
Набор нагрузки, МВт/мин	24	73

Высокий КПД *SGT-800*, котел-утилизатор с двумя контурами давления генерируемого пара, паровые турбины *SST-400* или *SST-900* в составе ПГУ обеспечивают оптимальные эксплуатационные параметры при работе с частичными нагрузками.

При снижении нагрузки до 40% за счет последовательной работы оборудования дублирующих блоков *EconoFlex2* нагрузка ПГУ может составлять до 24% от номинальной, что соответствует диапазону мощности 33...140 МВт (рисунок 1, а).

Рисунок 1. Параметры электростанции *EconoFlex2* (а) и *EconoFlex6* (б) при частичных нагрузках

Нагрузка гекса-блока *EconoFlex*б может снижаться до 10% номинальной, обеспечивая диапазон мощности 30...425 МВт. На нижнем уровне мощность паровой турбины будет минимальной, что ограничивает эксплуатацию станции в парогазовом цикле (рисунок 1, б).

При последовательной работе полиблоков высокий КПД ПГУ можно поддерживать во всем диапазоне мощности. Часто многоагрегатные станции имеют негативную тенденцию снижения мощности при работе одного из блоков с полной нагрузкой и нескольких – с минимальной. При создании электростанции *EconoFlex* это учтено, и на частичной нагрузке обеспечивается эффективная ее работа.

Высокие эксплуатационные параметры ПГУ, при очень низких потребностях в электроэнергии, например, в ночное время, позволяют эксплуатировать только один энергоблок. При этом время выхода станции на полную нагрузку не зависит от паровой турбины, поскольку она будет постоянно находиться в эксплуатации.

Изменение нагрузки определяется ГТУ, участие паровой турбины при этом незначительно и обусловлено задержкой в выработке пара. Возможности по сбросу и принятию нагрузки составляют 24 МВт/мин и 73 МВт/мин соответственно для дубль- и гекса-блоков.

Возможна параллельная работу всех блоков с одинаковой мощностью, при этом, при работе с частичной нагрузкой, все оборудование и системы станции готовы для мгновенного поднятия нагрузки. Параллельная работа позволяет достигнуть оптимальной динамики по сбросу и принятию мощности, но ценой некоторого снижения КПД.

При последовательной работе блоков главной задачей является выработка требуемой мощности с максимально возможным КПД, что достигается за счет эксплуатации возможно меньшего количества блоков при одинаковой нагрузке. Для повышения нагрузки вводятся дополнительные блоки из горячего резерва. Последовательная работа обеспечивает высокий КПД за счет некоторого снижения динамики набора и сброса нагрузки.

На рисунке 2 представлен график работы электростанции *EconoFlex*б с переменной нагрузкой при обеспечении наиболее высокого КПД во всем регулировочном диапазоне.

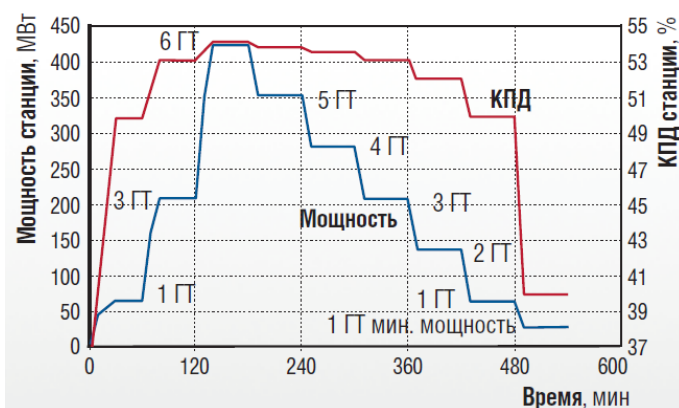


Рисунок 2. Показатели *EconoFlex*б при изменениях нагрузки

Газотурбинная установка *SGT-800* оснащена сухой низкоэмиссионной камерой сгорания, обеспечивающей низкие уровни выбросов на всех режимах работы.

Так, содержание *CO* составляет 1 *ppm* на всех режимах. Уровень эмиссии *NOx* при нагрузке более 60% составляет менее 15 *ppm* и повышается до 40 *ppm* при разгрузке до 40% номинальной. При быстром наборе нагрузки данный показатель увеличивается на 5 *ppm*.

Если необходимо достигнуть более низких показателей эмиссии, электростанция может оснащаться дополнительными системами каталитического подавления выбросов. В таких случаях эти системы должны адаптироваться под конструкцию котла-утилизатора.

Дополнительной возможностью повышения маневренности ПГУ является дожигание топлива в котле-утилизаторе. При этом будет использоваться избыточный кислород газов

ГТУ и вырабатываться дополнительный пар для паровой турбины, что увеличит общую электрическую мощность ПГУ, однако ценой некоторого снижения экономичности.

Отметим, что при использовании дожигания на входе в котел-утилизатор станет невозможным вырабатывать пар низкого давления. Если дожигание планируется использоваться в течение большей части периода эксплуатации ПГУ, предпочтительнее комплектовать ее котлом-утилизатором с одним уровнем давления.

Повышение температуры окружающего воздуха снижает мощность и КПД ГТУ. Это негативное влияние можно устранить путем охлаждения воздуха на входе в компрессор. Если влажность подаваемого воздуха достаточно низкая, то можно использовать системы испарительного охлаждения, если высокая – оптимальным решением будут чиллеры. Они потребляют достаточно много электроэнергии, но в большинстве случаев КПД установки повышается. В этом случае обеспечивается высокая мощность ГТУ при высоких температурах окружающего воздуха в летний период.

Электростанции *EconoFlex* в случае перебоев с поставкой природного газа могут использовать дизельное топливо в качестве резервного. Они могут эксплуатироваться в островном режиме, когда при отключении энергосети станция должна оставаться в рабочем режиме для поддержки и восстановления ее работы. При этом блоки будут работать с очень низкой нагрузкой, с использованием только ГТУ, для обеспечения электроэнергией собственных нужд.

В заключение отметим, что для контроля рабочих параметров и предотвращения аварийных ситуаций используется система мониторинга эксплуатационных показателей станции, которая позволяет планировать обслуживание и ремонт оборудования по техническому состоянию компонентов, а также определять наиболее эффективные режимы работы. Есть возможность дистанционного управления, и еще одним важным преимуществом электростанций *EconoFlex* является модульная конструкция, что минимизирует время доставки, монтажа и ввода в эксплуатацию оборудования на площадке заказчика.

Литература

1. Бьеркманн, М. Обновлённая версия *SGT-800*: мощность 50 МВт / Матс Бьеркманн // Турбины и Дизели, март – апрель 2013. – С. 4 – 9.
2. Нильссон, Л.-И. Парогазовая установка *EconoFlex* на базе ГТУ *SGT-800* компании *Siemens* / Ларс-Ингвар Нильссон, Маркус Йокер, Матс Бьеркманн // Турбины и Дизели, январь – февраль 2015. С. 34 – 39.

УДК 621.311.25

ВЛИЯНИЕ ОКРУЖНЫХ И ТЕМПЕРАТУРНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ НА НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ДЕТАЛЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН АЭС

Князева Е.О.

Научный руководитель – старший преподаватель Нерезько А.В.

С развитием атомной энергетики и с ростом единичных мощностей турбин повышаются требования к надежности турбоагрегата в целом и его наиболее ответственных и напряженных элементов, как неподвижных (корпус, диафрагмы и др.), так и вращающихся (ротор — вал, диски, рабочие лопатки и др.).

В деталях турбины, омываемых паром, имеющим переменную в пространстве и времени температуру, возникает нестационарное температурное поле. Это приводит к ряду проблем, необходимость практического решения которых связана с обеспечением маневренных характеристик турбины и ее работоспособности.

Одна из основных проблем – проблема температурных напряжений, определяемых температурными градиентами в деталях цилиндров турбин. Кроме того, в результате преобразования энергии пара в проточных частях цилиндра возникают силы от перепада давлений рабочего пара, которые характеризуют прочность деталей цилиндров. На рисунке 1. показана принципиальная схема возникновения перепада температур и давлений в цилиндрах турбины К-1000-60/3000.

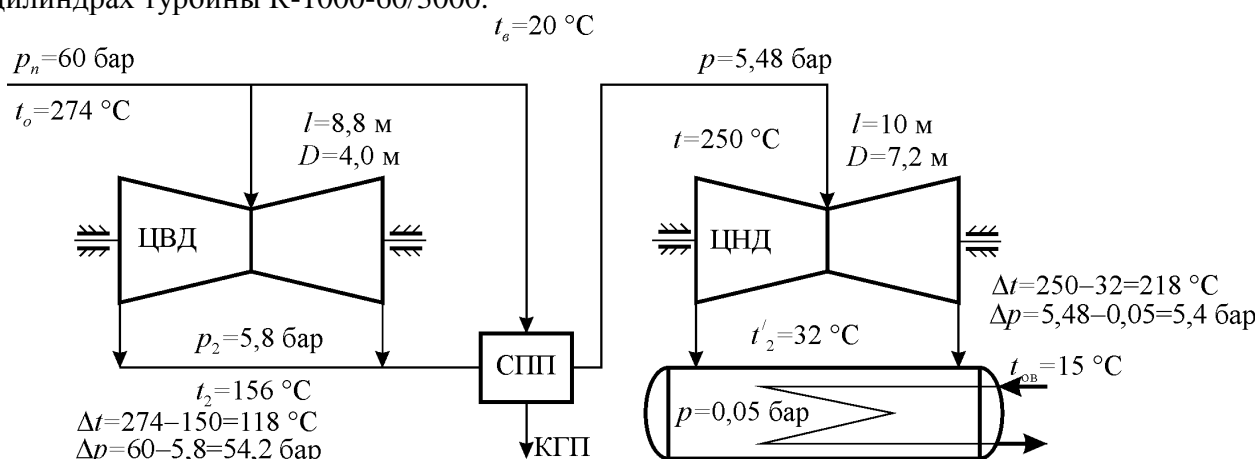


Рисунок 1. Распределение температур и давлений по цилиндрам К-1000-60/3000.

К наиболее сложным случаям переменных температурных полей и давлений относятся режимы прогрева, ввода турбоагрегата в действие, прием нагрузки па генератор и останов турбины. При этом механические напряжения, возникающие в элементах турбоагрегата от давления пара, вращения валопровода, и температурные напряжения в отдельных элементах могут суммироваться.

Подача пара в турбоагрегат в режимах пуска и приема нагрузки на генератор создает:

- возникновение напряжений в паропроводах, корпусах турбин и клапанов от внутреннего давления пара;
- возникновение напряжений изгиба в диафрагмах, дисках, направляющих и рабочих лопатках;
- появление напряжений от действия центробежных сил в рабочих лопатках, дисках роторов и роторах;
- появление касательных напряжений на валопроводе турбины вследствие передачи крутящего момента на вал генератора;

- возникновение знакопеременных напряжений от вибрации рабочих лопаток, ротора в других элементов турбоагрегата;
- появление осевых усилий на элементах проточных частей, которые воздействуют на упорный подшипник.

При преобразовании энергии парового потока рабочие лопатки испытывают изгибающие и растягивающие усилия. Изгибающие усилия вызываются динамическим давлением струи пара, разностью статических давлений пара до и после лопаток, вынужденными колебаниями рабочих лопаток. Растягивающие усилия вызываются центробежными силами, возникающими при вращении ротора.

В основу метода определения напряжений, возникающих в роторе цилиндра турбины от действия центробежных сил собственной массы и массы лопаток с бандажом, связующей проволоки, принимают простую схему, приведенную на рисунке 2, в виде вращающегося плоского диска радиусом R_1 и внутренним радиусом R_0 постоянной толщины в напряженном состоянии.

Основную нагрузку, вызывающую напряжение и диске, составляют центробежные силы собственной массы диска, кроме того, на наружной поверхности диска радиусом действуют внешние силы в виде радиальных напряжений σ_R , обусловленные центробежными силами рабочих лопаток.

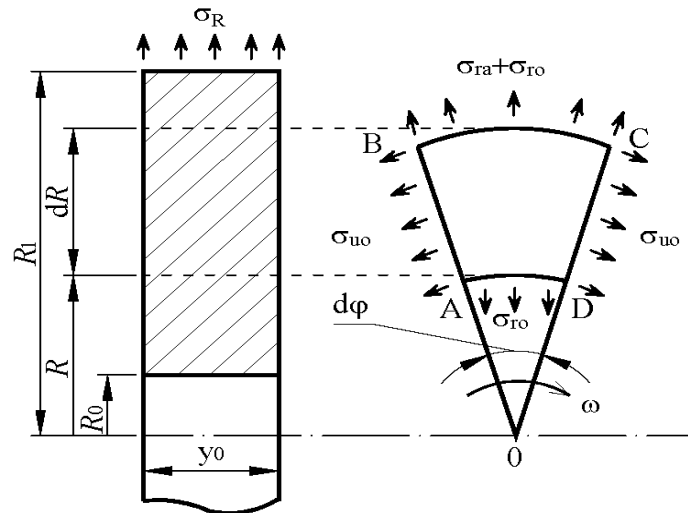


Рисунок 2 Плоский диск.

Касательными напряжениями, действующими по граням выделенного элемента, пренебрегаем ввиду их малости. Центробежные силы собственной массы, а также значительные напряжения σ_R вызовут на радиальных гранях AB и CD нормальные напряжения, совпадающие по направлению с окружной скоростью и называемые окружными напряжениями σ_{u0} на цилиндрических поверхностях BC и AD возникают нормальные радиальные напряжения σ_{r0} . Эти напряжения зависят от радиуса R и не зависят от угла ϕ .

Совместное рассмотрение условий равновесия выделенного объема диска $ABCD$ и его деформаций, позволяет определить величины окружных и радиальных напряжений на произвольном радиусе R в следующем виде:

$$\sigma_{u0} = \frac{3+\nu}{8} \kappa_{\omega} \left(R_1^2 + R_0^2 + \frac{R_1^2 \cdot R_0^2}{R^2} - \frac{1+3\nu}{3+\nu} \cdot R^2 \right) + \frac{R_1^2}{R_1^2 - R_0^2} \left(1 + \frac{R_0^2}{R_1^2} \right) \sigma_R, \text{ Н/м}^2, \quad (1)$$

$$\sigma_{r0}(R) = \frac{3+\nu}{8} \kappa_{\omega} \left(R_1^2 + R_0^2 - \frac{R_1^2 \cdot R_0^2}{R^2} \right) + \frac{R_1^2}{R_1^2 - R_0^2} \left(1 - \frac{R_0^2}{R^2} \right) \cdot \sigma_R, \text{ Н/м}^2, \quad (2)$$

где ν — коэффициент Пуассона;

κ_ω — коэффициент, зависящий от числа оборотов диска и определяемый из

соотношения $\kappa_\omega = \rho\omega^2$;

ρ — плотность материала диска, кг/м³.

Величина σ_R определяется по следующей зависимости:

$$\sigma_R = \frac{z_\pi C_\pi}{2\pi \cdot R_1 y_a} \text{ Н/м}^2, \quad (3)$$

где z_π - число рабочих лопаток, закрепленных на диске, шт;

C_π - центробежная сила, развиваемая от одной лопатки, которая определяется из

соотношения $C_\pi = r_\pi m_\pi \omega^2$, Н;

m_π - масса лопатки, кг;

r_π - радиус до центра тяжести лопатки, м;

y_a - толщина диска, м.

Для определения напряжений в сплошном диске можно использовать следующие выражения:

– для наружной поверхности радиусом R_1

$$\sigma_{u0}(R_1) = 0,175\kappa_\omega R_1^2 + \sigma_R; \quad (4)$$

$$\sigma_{r0}(R_1) = \sigma_R; \quad (5)$$

– для оси цилиндра

$$\sigma_{u0}(0) = 0,4125\kappa_\omega R_1^2 + \sigma_R; \quad (6)$$

$$\sigma_{r0}(0) = 0,4125\kappa_\omega R_1^2 + \sigma_R = \sigma_{u0}(0) \quad (7)$$

Используя формулы, можно получить графические зависимости окружных и радиальных напряжений, которые представлены на рисунке 2, где сплошными линиями показаны зависимости для диска с центральной расточкой, а пунктирными линиями – для сплошного диска.

Анализ этих зависимостей показывает, что внутренняя расточка диска существенно влияет как на величину, так и на характер распределения напряжений, в особенности в слоях металла в районе расточки.

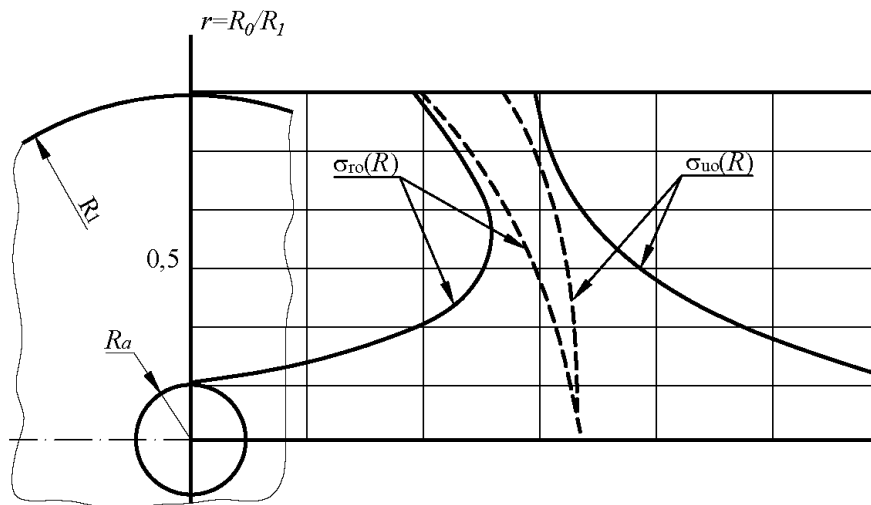


Рисунок 2 Распределение напряжений, обусловленных воздействием центробежных сил по радиусу диска.

На поверхности внутренней расточки радиальные напряжения равняются нулю независимо от величины внешней радиальной нагрузки. Наиболее напряженными по причине действия центробежных сил собственной массы диска и внешней радиальной нагрузки на его поверхности являются слои металла в районе расточки диска, испытывающие наибольшие нормальные растягивающие напряжения в окружном направлении.

Окружные нормальные напряжения пропорциональны квадрату частоты вращения диска, следовательно, максимальное значение окружных напряжений растяжения от действия центробежных сил возникает на внутреннем радиусе диска и зависит при равных прочих условиях от величины частоты вращения диска.

Появление температурных напряжений в деталях турбины связано не с абсолютной температурой детали, а с разностью температур в различных точках детали, то есть с температурным градиентом. Возникновение температурных напряжений обусловлено физическими свойствами материалов расширяться при нагревании. Если каким-либо образом воспрепятствовать расширению материала, то в нем возникнут напряжения, пропорциональные, относительной деформации, которая должна была бы произойти при свободном расширении материала.

Вследствие омывания наружной поверхности ротора непосредственно паром, как изображено на рисунке 4, наружные слои металла прогреваются быстрее, чем внутренние. В результате этого наружные слои стремятся увеличиться в диаметре и в осевом направлении в большей степени, чем внутренние. При этом в тех и других слоях возникают радиальные нормальные напряжения растяжения. В окружном и осевом направлениях в горячих слоях возникнут напряжения сжатия, а в более, холодных слоях — напряжения растяжения.

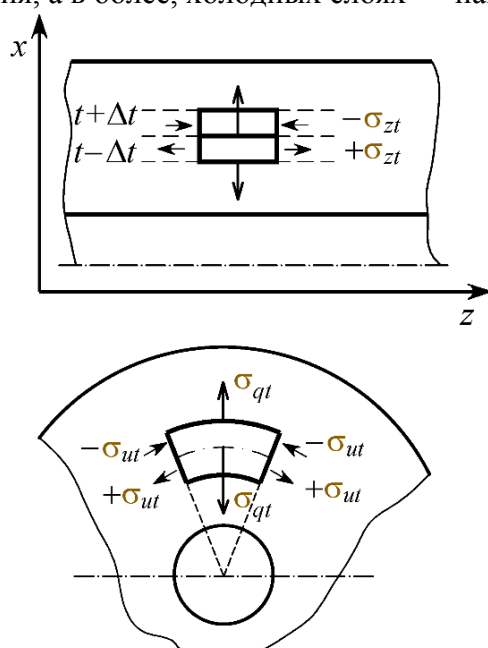


Рисунок 4 Схема возникновения температурных напряжений в роторе.

Таким образом, температурное напряженное состояние является пространственным и характеризуется наличием трех составляющих нормальных напряжений: окружных, радиальных и осевых. В итоге, в объемной детали, имеющей различную температуру в различных точках, свободное расширение более горячих слоев материала ограничивается слоями, имеющими более низкую температуру. При этом, в слоях с более низкой температурой вследствие воздействия на них горячих слоев будут возникать напряжения растяжения, а в более горячих слоях — напряжения сжатия.

Температурные напряжения по своей величине могут быть значительными и представлять опасность с точки зрения прочности материала ротора. Это зависит от величины температурных градиентов и от свойств материала ротора.

В формировании температурных напряжений в объемной детали определяющую роль играет разность между среднеинтегральной температурой и температурой рассматриваемого слоя. На рисунке 4 приведен график распределения температурных напряжений по радиусу сверленного ротора в момент подачи пара в проточную часть цилиндра высокого давления, когда окружающие температурные напряжения на расточке ротора достигают своего наибольшего значения за весь период его приготвления к пуску.

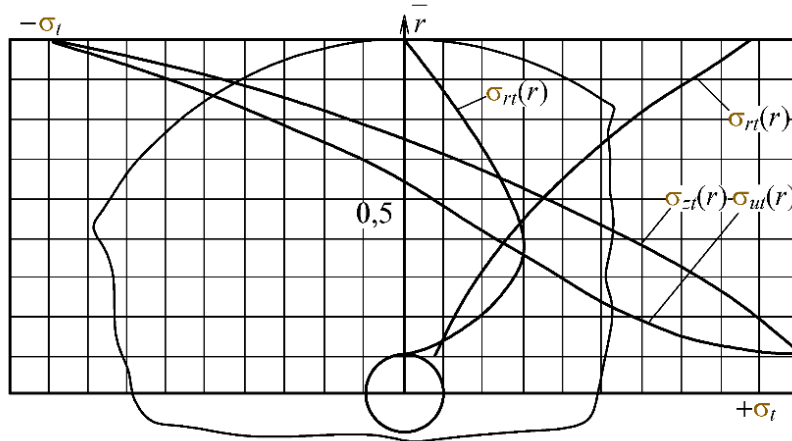


Рисунок 4. Распределение температурных напряжений по радиусу сверленного ротора.

Величина максимальных окружных температурных напряжений на поверхности расточки, как правило, в несколько раз превосходит величину максимальных окружных напряжений, возникающих от действий центробежных сил при номинальной частоте.

Осевые температурные напряжения, хотя и соизмеримы с окружными, однако не имеют аналога от действия центробежных сил, поэтому они в меньшей степени влияют на прочность ротора.

Радиальные температурные напряжения на поверхностях сверленного ротора равны нулю, а в прилегающих к этим поверхностям слоях они малы, поэтому их можно не учитывать.

Из всего следует, что вопрос безаварийного пуска турбины из холодного состояния должен решаться путем предварительного прогревания турбины, развития оборотов прием нагрузки на генератор по определенной программе.

Литература

1. Кирияченко, В.А. Конструкция и системы паротурбинных установок АЭС/ В.А. Кирияченко - Севастополь: СИЯЭиП, 1998. – 548 с.
2. Прочность и вибрация лопаток и дисков паровых турбин/ А. В. Левин, К. Н. Боришанский, Е.Д. Консон. – Л.: Машиностроение, 1981. 710 с.
3. Паровые и газовые турбины атомных электростанций: Учеб. пособие для вузов/ Б.М. Трояновский, Г.А. Филлипов, А.Е. Булкин – М.: Энергоатомиздат, 1985 – 256 с.

УДК 621.311

МАГНИТНЫЕ ПОДШИПНИКИ В ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВКАХ

Ковалев В.М.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

В настоящее время в энергетике все большее распространение получили турбодетандерные установки. Турбодетандерная установка представляет собой лопаточную турбинную машину с непрерывным действием. С помощью турбодетандера производится расширение газа с целью его дальнейшего охлаждения. Освобожденная энергия позволяет совершать полезную внешнюю работу. Турбодетандер осуществляет низкотемпературную обработку газа в промышленных установках, принимают непосредственное участие в сжижении газа и разделении многокомпонентных газовых смесей.

Как к любому энергетическому оборудованию, к турбодетандерам предъявляется требование надежности. Одним из способов повышения надежности ТДУ является применение магнитных подшипников.

Магнитный подшипник, как и остальные механизмы подшипниковой группы, служит опорой для вращающегося вала. Но в отличие от распространенных подшипников качения и подшипников скольжения соединение с валом в магнитных подшипниках является механически бесконтактным, то есть используется принцип левитации.

Используя принцип левитации, вращающийся вал буквально парит в мощном магнитном поле. Контролировать движение вала и координировать работу магнитной установки позволяет сложная система датчиков, которая постоянно отслеживает состояние системы и подает необходимые управляющие сигналы, меняя силу притяжения с той или иной стороны.

Магнитные подшипники делятся на две большие группы – активные и пассивные.

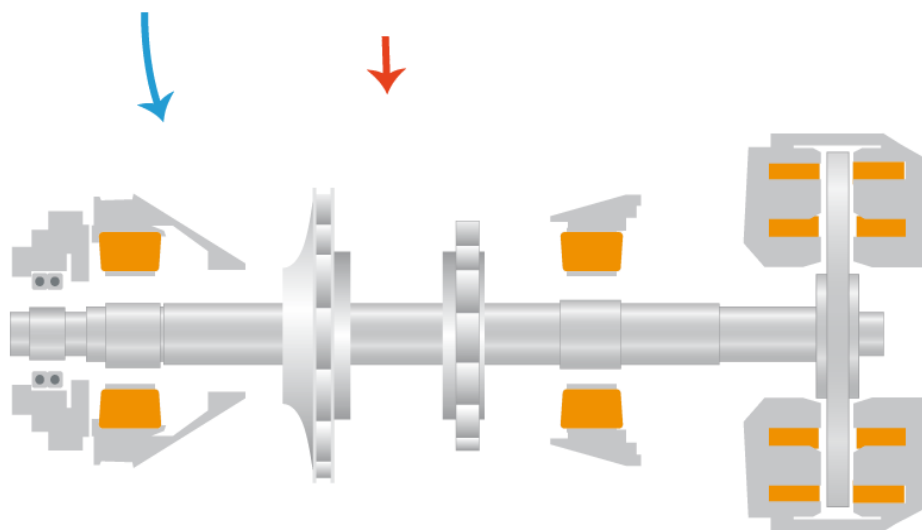


Рисунок 1. Принцип работы активного магнитного подшипника

Магнитный подшипник, где силовое поле создается при помощи электромагнитов, называется активным. Электромагниты позиционные расположены в статоре подшипника, ротор представлен металлическим валом (рисунок 1). Вся система, обеспечивающая удержание вала в агрегате, называется активным магнитным подвесом (рисунок 2). Он имеет сложное строение и состоит из двух частей: блока подшипников и системы электронного управления.

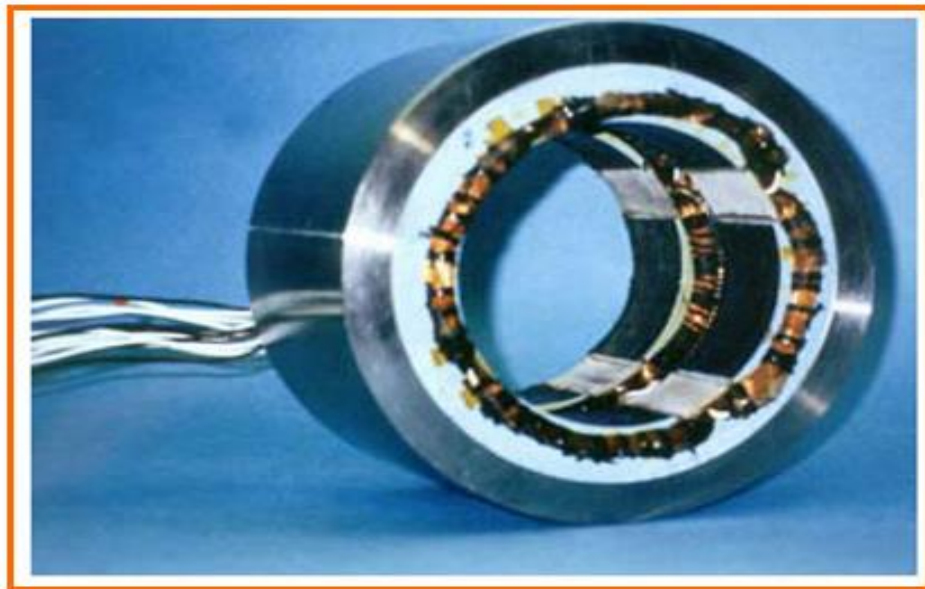


Рисунок 2. Общий вид магнитного подвеса

По типу воспринимаемой нагрузки блок подшипников может состоять из радиальных или упорных механизмов. Принцип работы у них один и тот же. Используется специальный ротор (обычный вал не подойдет), модифицированный ферромагнитными блоками. Этот ротор «висит» в магнитном поле, создаваемом электромагнитными катушками, которые находятся на статоре, то есть вокруг вала на 360 градусов, образуя кольцо.

Между ротором и статором образуется воздушный зазор, что позволяет деталям вращаться с минимальным трением. Общий вид активного магнитного подвеса представлен на рисунке 3.

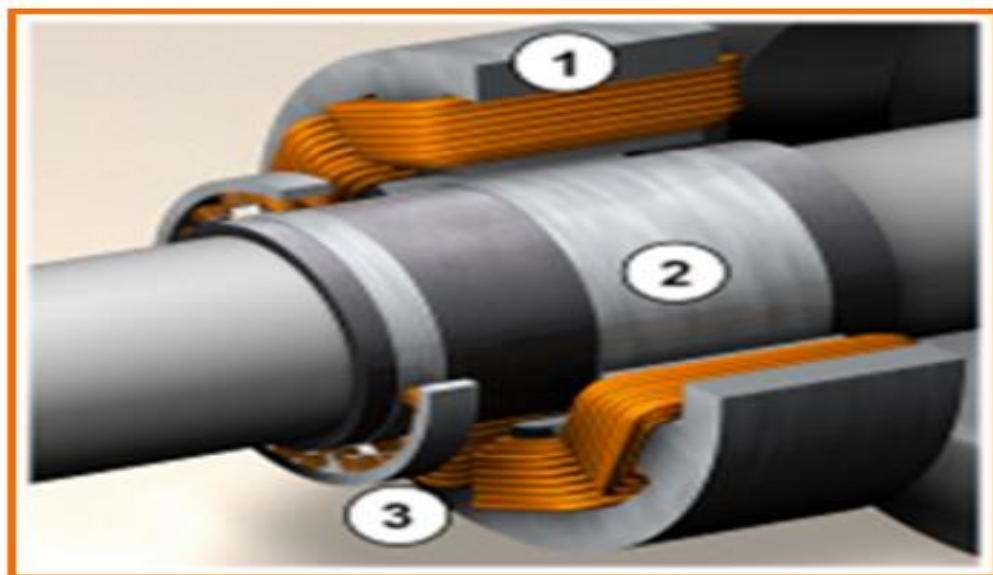


Рисунок 3. Устройство активного магнитного подвеса
1 – силовая катушка; 2 – вал; 3 – силовая катушка

Схематично активный магнитный подшипник представлен на рисунке 4.

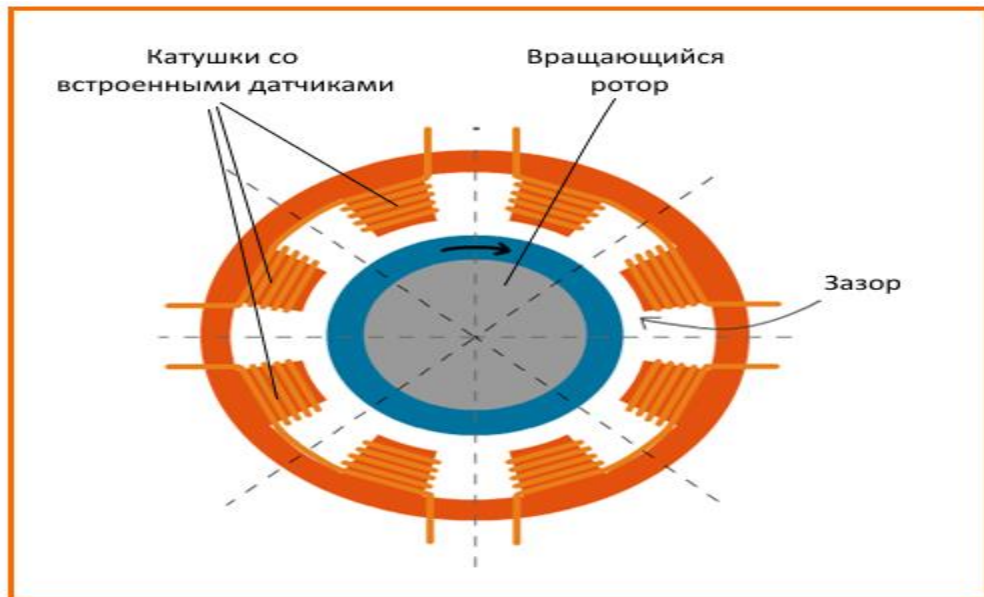


Рисунок 4. Система в разрезе

Как уже упоминалось, активным магнитным подшипником управляет специальная электронная система, которая с помощью датчиков, преобразователей и усилителей постоянно отслеживает положение ротора относительно катушек и при малейшем его смещении подает управляющий ток на соответствующую катушку. Схема электронной системы управления активного магнита представлена на рисунке 5.

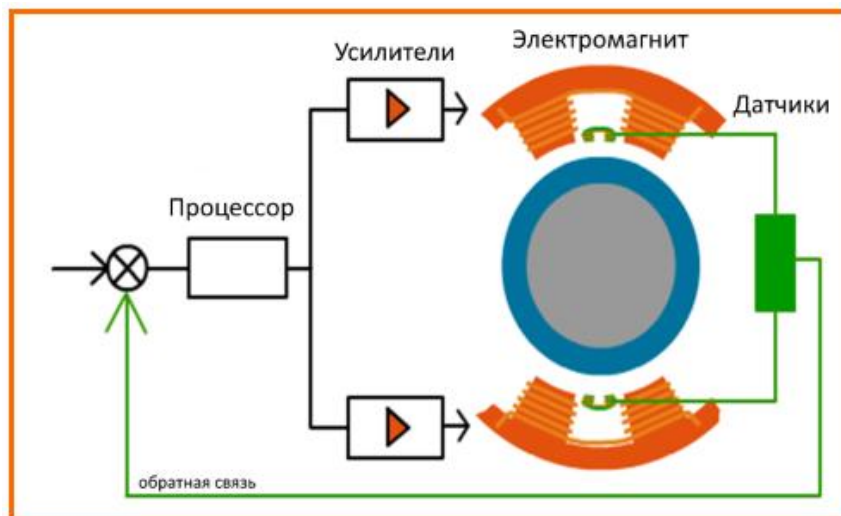


Рисунок 5. Устройство электронной системы управления

Пассивные магнитные подшипники – это подшипники на постоянных магнитах, в которых для системы удержания вала ротора не используется схема управления, включающая обратную связь. На рисунке 6 схематично представлен пассивный механический подшипник.

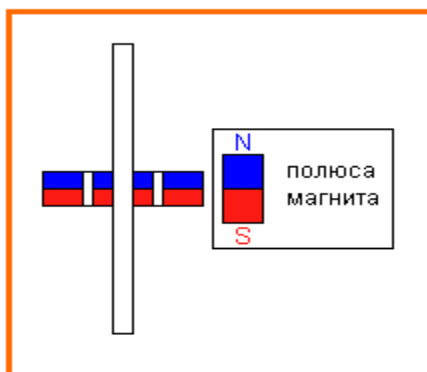


Рисунок 6 Пассивный магнитный подшипник

Ротор оснащен постоянным магнитом так же, как и статор, расположенный кольцом вокруг ротора. Одноименные полюса расположены рядом в радиальном направлении, что создает эффект левитации вала.

К сожалению, система, состоящая из магнитных подшипников, обладает рядом недостатков. К ним можно отнести:

- Сложность управления активными подвесами. Необходима сложная, дорогостоящая электронная система управления подвесом. Ее использование может быть оправдано только в «дорогих» отраслях – космической и военной.
- Необходимость использования страховочных подшипников. Резкое отключение электричества или выход из строя магнитной катушки может привести к катастрофическим последствиям для всей механической системы. Поэтому для страховки совместно с магнитными используют и механические подшипники. В случае отказа основных, они смогут взять на себя нагрузки и избежать серьезной поломки.
- Нагрев обмотки катушек. Вследствие прохождения тока, создающего магнитное поле, обмотка катушек нагревается, что зачастую является неблагоприятным фактором. Поэтому необходимо использовать специальные охлаждающие установки, что еще больше увеличивает стоимость использования подвеса.

Магнитные подшипники имеют также ряд достоинств. Основным преимуществом магнитных подшипников является отсутствие механического взаимодействия между вращающимся ротором и статором. Из этого следует, что подобные подшипники очень долговечны, то есть обладают повышенной износоустойчивостью. Также конструкция механизма позволяет использовать его в особых условиях (при низких и высоких температурах, в вакууме в агрессивных воздушных средах, при больших скоростях вращения, а также в стерильных условиях).

Возможность работы при любых температурах, в условиях вакуума и отсутствия смазки позволяет использовать подвесы в космической промышленности, в станках нефтеперерабатывающей промышленности. Также они нашли свое применение в газовых центрифугах для обогащения урана. Различные электростанции также используют магнитные подвесы в своих генерирующих установках. Один из вариантов применения магнитных подшипников в энергетике – это использование данного типа подшипников для турбодетандеров. Общий вид турбодетандера с применением магнитных подшипников представлен на рисунке 7. Разрез подшипника представлен на рисунке 8.

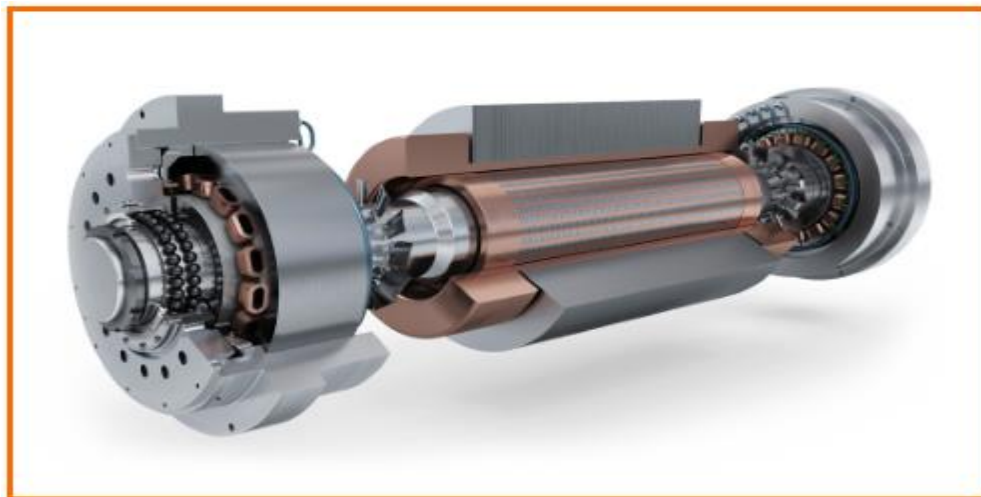


Рисунок 7. Турбодетандеры с магнитными подшипниками (общий вид)

Значительный технологический прорыв произошел в 1989 году, когда компания Mafit-Trench впервые встроила магнитные подшипники S2M в турбодетандер для углеводородов. Теперь турбодетандеры с магнитными подшипниками считаются обычной практикой для определенных условий применения.

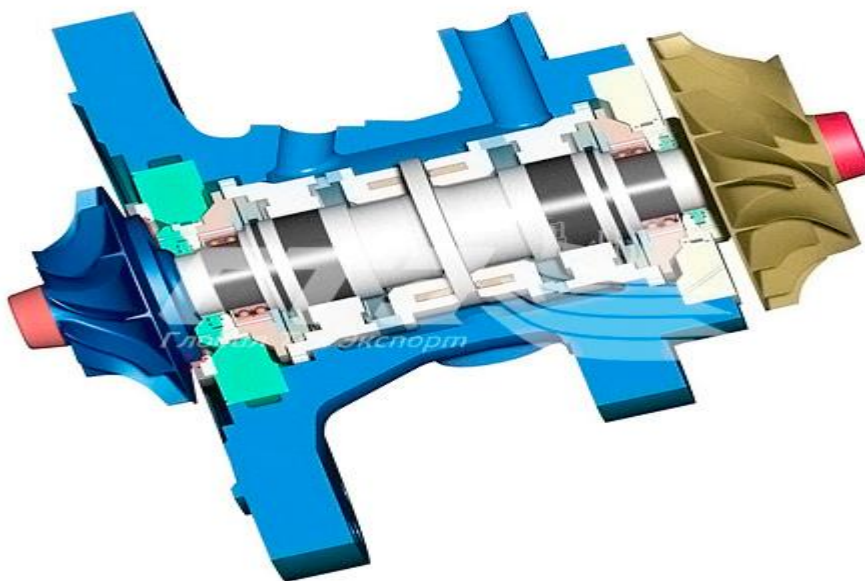


Рисунок 8. Магнитный радиальный подшипник (разрез модуля)

Применение магнитных подшипников в турбодетандерах для углеводородов имеет некоторые особенности. В турбодетандерах - турбинах, в которых газ под высоким давлением используется для отделения более тяжёлых фракций и приведения в действие компрессора - подшипники находятся в постоянном и непосредственном контакте с газом. Более того, рабочая среда агрессивная, что может привести к преждевременному износу и отказу оборудования. В ответ на эту проблему, магнитные подшипники предлагают более надёжное решение без использования масла для высокоскоростных турбодетандеров природного газа. Имеется разные производители подшипников западные и российского производства. Например: 1 В комплект магнитных подшипников SKF S2M входят два радиальных подвеса (диаметра 150 мм на валу) со встроенными датчиками и вспомогательными (страховочными) шарикоподшипниками, а также один упорный подвес, рассчитанный на высокие осевые нагрузки. Электромагнитные подшипники исключают

использование смазочного масла и, таким образом, полностью исключают загрязнение газа. В электромагнитных подшипниках применено специальное коррозионностойкое покрытие, что позволяет эксплуатацию в агрессивных и кислых средах. Отсутствие механического контакта означает отсутствие износа узлов и, как следствие, электромагнитный подшипник практически не требует техобслуживания. Магнитные подшипники SKF S2M также позволяют проводить диагностику и мониторинг оборудования, регистрируя данные о виброперемещениях, температуре и частоте вращения вала с помощью встроенных датчиков.

Литература

1. Степанец, А.А. Энергосберегающие турбодетандерные установки/ А.А.Степанец; под ред. А.Д. Трухния. - Москва: Недра. 1999 г. - 258 с.
2. ПодшипникЦентр.ЕУ [http:// www. podshipnikcentr.ru/](http://www.podshipnikcentr.ru/)
3. "Группа ГМС" [Электронный ресурс] Инженерные решения для управления потоками <http://www.compressormash.ru/>

УДК 621.3

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН, ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ НАЧАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПАРА

Кокотова М. В., Станевич С.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

Изменение экономичности теплофикационных турбин при повышении параметров свежего пара, укрупнении единичной мощности, усовершенствовании тепловой схемы, улучшении характеристик проточной части может характеризоваться несколькими показателями. В качестве основного показателя сравнительной экономичности теплофикационных турбин принята величина относительной экономии топлива на ПТУ при равной выработке тепловой и электрической энергии

$$\varepsilon_T = \frac{B_1 - B_2}{B_1}.$$

Этот показатель широко применяется и имеет то преимущество, что он непосредственно характеризует конечную цель повышения экономичности турбоустановки. Кроме того, показатель « ε_T » аналогичен общепринятому показателю экономичности для ПТУ с конденсационными турбинами, поскольку также выражает относительную экономию топлива при равной выработке электрической энергии.

Рост начальных параметров пара, введение промперегрева и укрупнение единой мощности являются основными путями повышения экономичности паротурбинных установок и в известной мере характеризуют развитие и технический уровень турбостроения.

При постановке исследования обсуждаемого вопроса рассмотрены следующие начальные параметры пара: 8,8 МПа, 535 °С ; 12,8 МПа, 565 °С ; 12,8 МПа 565/565 °С ; 23,5 МПа, 560/565 °С . Противодавление за турбиной изменялось соответственно: 0,09; 0,55; 1,1; 2,2 МПа. Конструкция турбин и тепловые схемы приняты в соответствии с реальными конструктивными решениями, принятыми на УТЗ, в частности для турбин с начальными параметрами пара 8,8 МПа, 535 °С и 12,8 МПа, 565 °С в качестве регулирующей ступени ЧВД принята двухвенечная регулирующая ступень, а для турбин с начальными параметрами пара 12,8 МПа, 565/565 °С и 23,5 МПа, 560/565 °С — одновенечная регулирующая ступень. Учитывалось также влияние расхода и параметров пара на КПД проточной части турбин.

По результатам исследования построена зависимость:

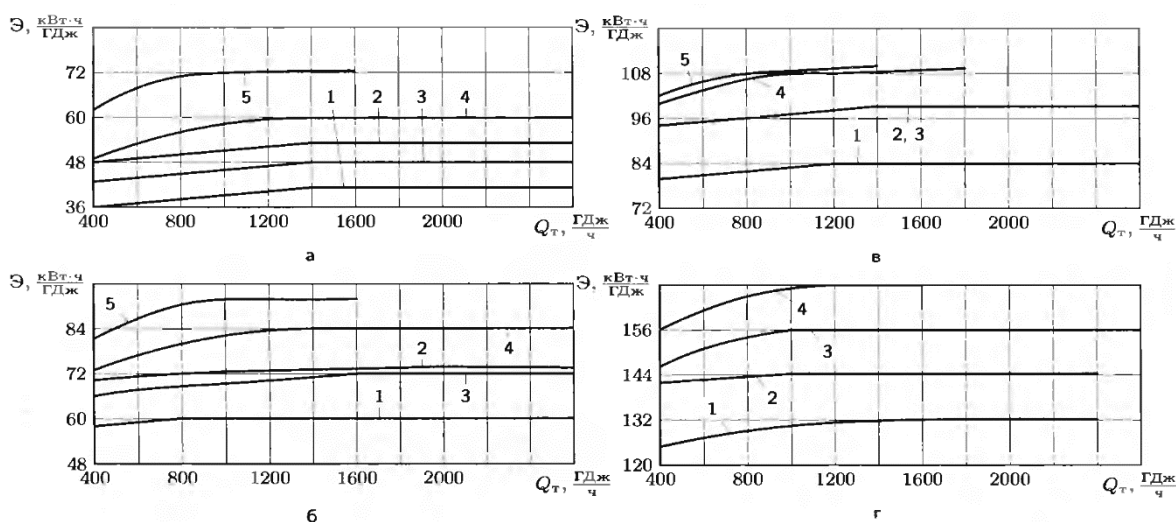


Рисунок 1. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении: $a - p_{np} = 2 \text{ МПа}$;

$$\begin{aligned} \delta - p_{np} &= 1,1 \text{ МПа}; \epsilon - p_{np} = 0,55 \text{ МПа}; \zeta - p_{np} = 0,09 \text{ МПа}; 1 - p_0 = 8,8 \text{ МПа}; t_0 = 535^\circ\text{C}; \\ 2 - p_0 &= 12,8 \text{ МПа}; t_0 = 565^\circ\text{C}; 3 - p_0 = 12,8 \text{ МПа}; t_0 = 565^\circ\text{C}; t_m = 565^\circ\text{C}; \\ 4 - p_0 &= 23,5 \text{ МПа}; t_0 = 560^\circ\text{C}; t_m = 565^\circ\text{C}; 5 - p_0 = 23,5 \text{ МПа}; t_0 = 560^\circ\text{C} \end{aligned}$$

Как видно из рисунка 1, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении при повышении параметров свежего пара возрастает, причем наибольшее влияние оказывает значение начального давления пара. Из режимных факторов наиболее существенным является давление отбираемого пара. некоторое дополнительное увеличение Э имеет место из-за увеличения тепловой нагрузки (расхода свежего пара) турбины, обусловленного повышением КПД ее проточной части.

Следует отметить, что конденсационный поток пара в теплофикационной турбине также влияет на величину Э. При той же тепловой нагрузке с увеличением конденсационного потока пара возрастают давление пара в регенеративных отборах и температура подогрева питательной воды, чему будет соответствовать большая суммарная величина регенеративных отборов и большая мощность, развиваемая на тепловом потреблении и, следовательно, большая величина Э.

Зависимость относительной экономии топлива от величины тепловой нагрузки и противодавления за турбиной при повышении начальных параметров пара представлена на рисунке 2. Для турбин с регулируемым отбором пара данные рисунка 2 относятся к теплофикационному потоку пара. Относительная экономия топлива определена в сравнении с начальными параметрами пара 8,8 МПа, 535 °С при равных значениях противодавления за турбиной и ее тепловой нагрузки.

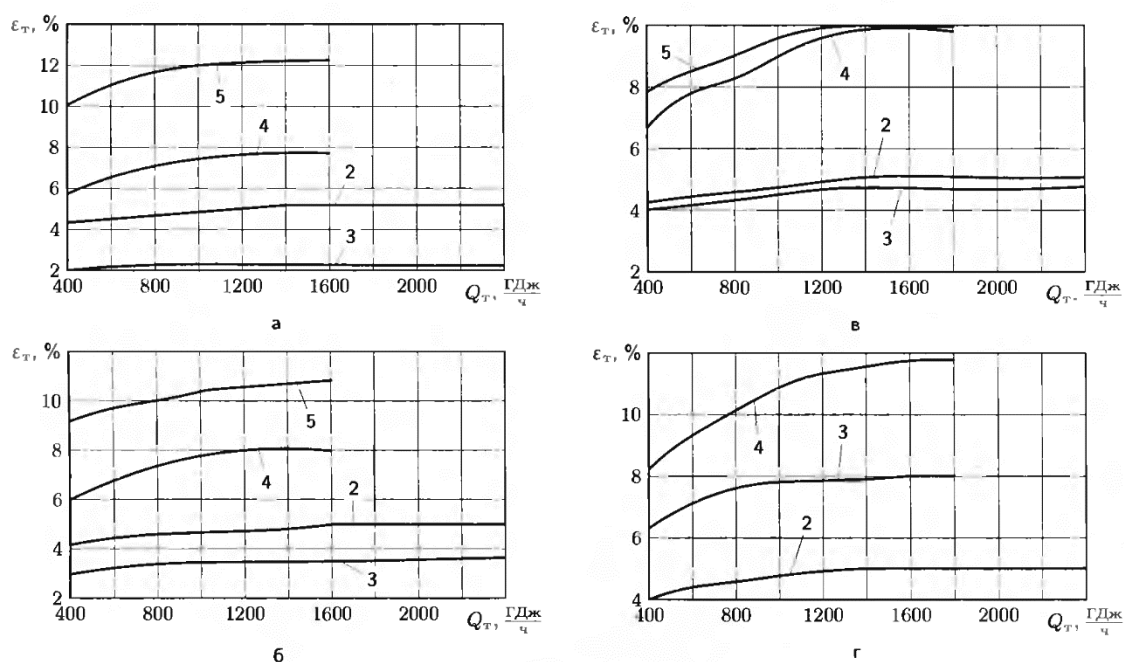


Рисунок 2. Относительная экономия топлива при изменении параметров пара по сравнению с параметрами 8,8 МПа, 535 °С (обозначения см. на рисунке 1)

Из рисунка 2 следует, что эффективность повышения начальных параметров пара от 8,8 МПа, 535 °С до 12,8 МПа, 565 °С в зависимости от тепловой нагрузки (мощности) составляет 3,8%...4,6%; до 12,8 МПа, 565/565 °С - 6,5. .7,8%; до 23,5 МПа, 560/565 °С - 9,5...11,7%.

Эффективность повышения параметров от 12,8 МПа, 565 °С до 23,5 МПа, 560 °С практически такая же, как и при переходе от 12,8 МПа, 565/565 °С до 23,5 МПа, 560/565 °С и в зависимости от значений противодавления за турбиной и единичной мощности турбин составляет 2. .6%.

Меньшие величины экономии топлива относятся к малым мощностям и турбинам с

отопительными отборами пара, а большие величины — к большим мощностям и турбинам с противодавлением.

Эффективность применения (использования) промперегрева пара в теплофикационных турбинах с отопительными отборами пара меньше, чем в конденсационных турбинах, и составляет (согласно рисунка 2) за отопительный период для пара начальных параметров 12,8 МПа, 565 °С 2...2,5 %, а для пара начальных параметров 23,5 МПа, 560 °С - 3,5... 4,0%. С учетом работы теплофикационных турбин в летний период на чисто конденсационном режиме эффективность промперегрева пара возрастает и за годовой период составляет 3,0... 3,5% и 4...5% соответственно для пара начальных параметров 12,8 МПа, 565 °С, и 23,5 МПа, 560 °С.

Тем не менее, промежуточный перегрев пара является одним из наиболее эффективных методов повышения экономичности теплофикационных турбин. В связи с этим актуальное значение имеют определение оптимальных параметров промперегрева и объективная оценка экономической эффективности его применения в схемах ПТУ с теплофикационными турбинами.

Исследование проведено для турбин УГЗ с производственным и отопительными отборами пара, а также для турбин с противодавлением с характерными для современного турбостроения параметрами свежего пара: 23,5 МПа, 560 °С; 16,0 МПа, 565 °С; 12,8 МПа, 565 °С. Температура промежуточного перегрева пара во всех случаях принималась равной 565 °С.

Для начального давления пара 23,5 МПа рассмотрены значения расходов пара на турбину 350, 700 и 1000 т/ч, а для начальных давлений 16,0 и 12,8 МПа — расход 1000 т/ч. Температура питательной воды принята независимой от давления промперегрева и расхода свежего пара, равной 263 °С при $p_0 = 23,5$ МПа, 238 °С при $p_0 = 16,0$ МПа и 231 °С при $p_0 = 12,8$ МПа, что соответствует температуре питательной воды в современных турбоустановках. Давления пара в отборах турбины на ПВД при изменении давления промперегрева приняты неизменными, поскольку перераспределение нагрузок между отдельными ПВД относительно слабо влияет на сравнительную экономичность сопоставляемых вариантов. Результаты расчетов по определению влияния давления промперегрева на относительное изменение удельной выработки электроэнергии $\Delta \mathcal{E} / \mathcal{E}_1$ представлены на рисунках 3а и 3б, а относительной экономии топлива — на рисунке 3, в.

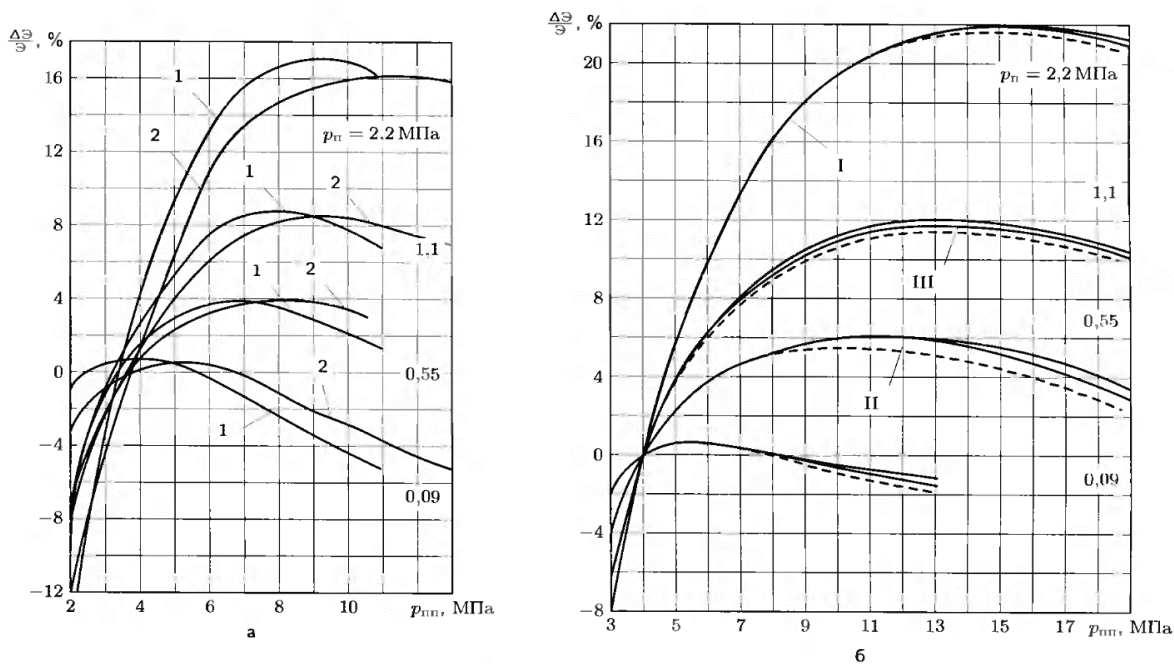


Рисунок 3. Влияние давления промперегрева на изменение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении (а, б) и относительной экономии топлива (в):

$$1 - p_0 = 12,8 \text{ МПа}, t_0 = 565^\circ\text{C}; 2 - p_0 = 16 \text{ МПа}, t_0 = 565^\circ\text{C}; 3 - p_0 = 23,5 \text{ МПа}, t_0 = 560^\circ\text{C};$$

$$I - G_{\text{турб}} = 1000 \text{ м} / \text{ч}; II - G_{\text{турб}} = 350 \text{ м} / \text{ч};$$

$$III - G_{\text{турб}} = 700 \text{ м} / \text{ч}; p_{nn}^{\text{opt}} - \text{при оптимальном давлении промперегрева пара}; p_{nn}^k - \text{при давлении промперегрева, принятом для конденсационных блоков}$$

Анализ этих данных показывает, что эффективность повышения давления промперегрева до оптимального значения для отопительного потока (отбора) пара невелика (возможное увеличение $\Delta \mathcal{E} / \mathcal{E}_1$ составляет $\sim 0,5\%$, относительная экономия топлива — $\sim 0,25\%$). Сравнительно малое влияние повышения давления промперегрева отопительного потока пара до его оптимального значения на экономичность турбины позволяет унифицировать теплофикационные и конденсационные блоки по давлению промперегрева, что и было принято для турбины Т-250/300-240 УТЗ.

Для производственного потока пара и выполнения промперегрева с давлением, принятым для конденсационных блоков, повышение экономичности возможно при противодавлении пара не выше $0,4 \dots 0,5$ МПа. При выполнении промперегрева пара с оптимальным давлением величина противодавления производственного потока пара, при котором промперегрев позволяет обеспечить экономию топлива, возрастает до $0,08 \dots 0,09$ от величины начального давления пара (рисунок 3 в).

В турбинах с промежуточным перегревом пара до 565°C температура пара перед ЧНД возрастает на $\sim 150^\circ\text{C}$ по сравнению с турбинами без промперегрева. Это связано с соответствующим повышением температуры пара за ЧНД, что ограничивает возможность использования вентиляционного пропуска пара. Одним из возможных путей снижения температуры пара за ЧНД является организация работы блока в отопительный период с ограничением температуры промперегрева (t_{nn}) до $400 \dots 450^\circ\text{C}$.

Температуру промперегрева можно снизить, во-первых, непосредственно на котле байпасированием парового теплообменника, а также частичным обводом газов помимо промперегревателя и, во-вторых, дополнительным впрыском охлаждающей воды в поток пара после промперегревателя.

Максимальный расход первичного пара на блоке в эксплуатационных условиях ограничивается пропускной способностью турбины и поэтому в обоих рассматриваемых вариантах снижения температуры промперегрева остается равным расходу пара при номинальной температуре промперегрева. Соответственно и максимальный расход пара, поступающего из турбины в промперегреватель, остается практически постоянным независимо от величины и способа снижения температуры промперегрева пара. При снижении температуры промежуточного перегрева пара непосредственно на котлоагрегате количество теплоты, подводимой во вторичном контуре котла, снижается, поэтому тепловая нагрузка и электрическая мощность блока уменьшаются. При снижении температуры промперегрева за счет впрыска охлаждающей воды количество теплоты, подводимой во вторичном контуре котла, остается неизменным. Электрическая мощность блока при этом уменьшается в связи со снижением температуры промперегрева пара, хотя и менее интенсивно, чем при уменьшении температуры промперегрева пара непосредственно на котле. Тепловая нагрузка блока увеличивается на величину, эквивалентную уменьшению мощности, поскольку количество теплоты, отводимой из котла при впрыске, остается постоянным, а количество теплоты, сбрасываемой в конденсатор, изменяется незначительно. При этом полагалось, что расчетный коэффициент теплофикации не зависит от температуры промежуточного перегрева пара и что в отопительный период блок работает по тепловому графику с номинальным расходом свежего пара.

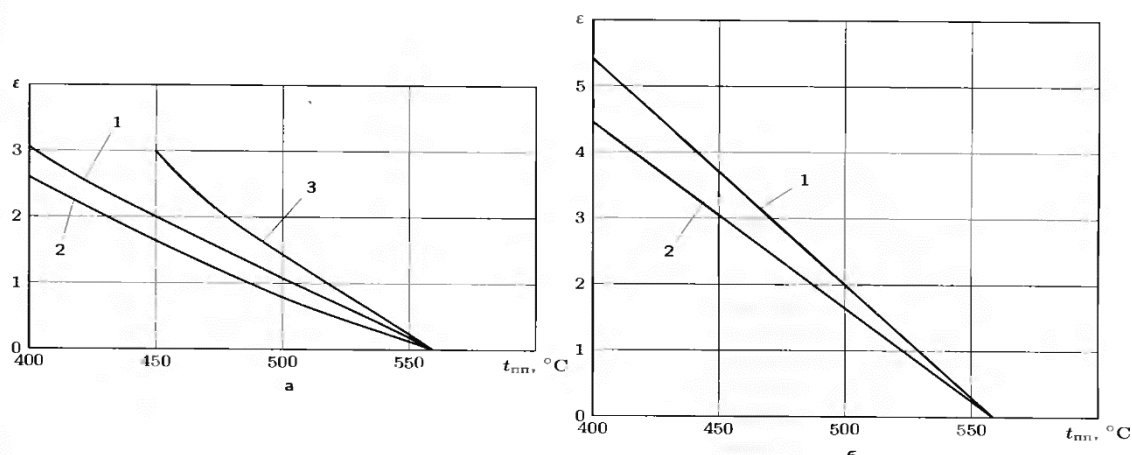


Рисунок 4. Изменение экономичности турбины Т-250/300-240 при снижении t_{mn} : а-на котле за счет байпасирования паропарового теплообменника и частичного обвода газов помимо промперегревателя; б-путем впрыска воды после промперегревателя; 1-двухступенчатый подогрев воды; 2-одноступенчатый подогрев сетевой воды; 3-конденсационный режим

Как видно из рисунка 4, при снижении непосредственно за счет байпасирования паропарового теплообменника и частичного обвода газов помимо промперегревателя экономичность блока снижается в меньшей степени, нежели при снижении t_{mn} впрыском воды после промперегревателя, и на 10°C составляет соответственно 0,17%, 0,27% на теплофикационных режимах при двухступенчатом подогреве сетевой воды и 0,23%, 0,3% — на конденсационных режимах.

Большее влияние изменения температуры промперегрева на экономичность конденсационного режима работы турбины по сравнению с теплофикационными объясняется тем, что из-за разности в значениях противодействия величина располагаемого перепада на турбине после промежуточного перегрева пара на конденсационном режиме больше, чем на теплофикационном. Соответственно при принятых в расчетах равных давлениях пара в регулируемых отборах на режиме с двумя отопительными отборами располагаемый перепад находящейся за промперегревом группы ступеней больше, чем на режиме с одним отопительным отбором.

Плотная регулирующая диафрагма НД позволяет свести до минимума протечки пара в часть низкого давления турбины и в конденсатор при работе турбины по тепловому графику за счет уменьшения изгибной жесткости поворотного кольца (ПК). Это обеспечивается тем, что со стороны подвода пара между каналами ПК от внутренней до наружной радиальной поверхностей выполнены сквозные пазы, боковые поверхности которых параллельны соседним боковым поверхностям каналов. При работе турбины на ПК действует усилие от перепада давления пара, под действием которого ПК деформируется в большей степени, чем жесткая диафрагма, что обеспечивает плотность прилегания ПК к телу и ободу последней. При работе с малыми пропусками пара в ЧНД вакуум в конденсаторе определяется эжектором поэтому при уплотнении диафрагмы он не изменяется и мощность на трение и вентиляцию ступеней ЧНД также не меняется.

Уменьшение вентиляционного пропуска пара в ЧНД приводит к разогреву рабочих лопаток и изменению их вибрационного состояния, поэтому применение плотных поворотных регулирующих диафрагм низкого давления может быть осуществлено только после тщательных исследований облопачивания ЧНД. Уменьшение пропуска пара в ЧНД от вентиляционного до нуля приводит к существенному росту температуры и изменению характера ее распределения по высоте направляющих и рабочих лопаток. Установлена закономерность в наличии максимума температуры для направляющих и рабочих лопаток. Для облопачивания ЦНД турбины Т-100-130 максимум температуры направляющих лопаток

зафиксирован на относительной высоте лопаток $I = 0,5 \dots 0,75$ для регулирующей ступени и $I = 0,75 \dots 0,8$ — для последней ступени

На рисунке 5 представлены обобщенные результаты опытов по работе последней ступени турбины Т-100-130 с вентиляционным пропуском пара в ЦНД (в конденсатор) и на бес паровом режиме. Максимальные значения температур направляющих лопаток приняты для $I = 0,75$. Для рабочих лопаток максимальная температура принята по температуре вершин, а при отсутствии этих данных — по температуре влагулавливающего кольца.

Как видно из рисунка 5, на бес паровом режиме работы ЦНД температура лопаток выше на $70.. 80^{\circ}\text{C}$, чем на режиме работы с вентиляционным пропуском пара. Включение охлаждающего устройства в конденсаторе позволяет снизить температуру лопаток на $10\dots 20^{\circ}\text{C}$ на режимах с вентиляционным пропуском пара и на $20 \dots 25^{\circ}\text{C}$ — на беспаровом режиме

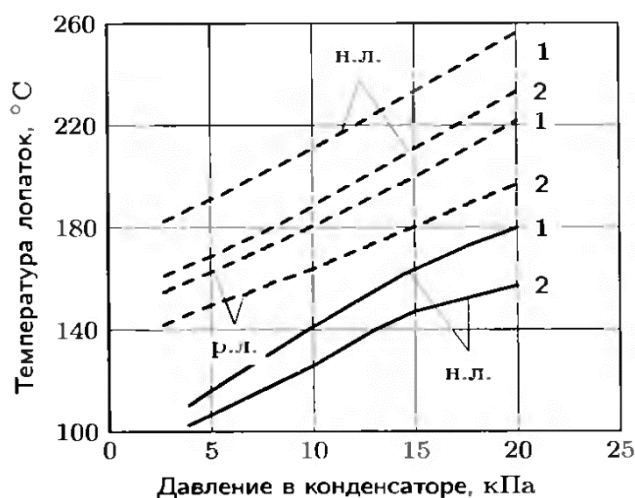


Рисунок 5. Зависимость температуры направляющих и рабочих лопаток последней ступени турбины Т-100-130 от давления в конденсаторе 1 — охлаждающее устройство в конденсаторе выключено; 2 — охлаждающее устройство включено, вентиляционный пропуск пара; беспаровой режим; н.л. — направляющие лопатки; р.л. — рабочие лопатки.

Применение плотных регулирующих диафрагм низкого давления целесообразно для турбин, в которых для охлаждения ступеней ЦНД используется специально подготовленный влажный пар, подаваемый в камеру после регулирующей ступени НД, например, в турбинах Т-250/300-240. Уменьшение горячих протечек пара через регуливающую диафрагму позволяет свести до минимума величину расхода пара на охлаждение ступеней ЦНД и повысить экономичность турбины на теплофикационных режимах работы.

Литература

1. Баринберг Г.Д. Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода / Г.Д. Баринберг, Ю.М. Бродов, А.А. Гольдберг, Л.С. Иоффе, В.В. Кортенко, В.Б. Новоселов, Ю.А. Сахнин. Екатеринбург: «Априо», 2010.

УДК 621.1

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПОСЛЕ ВВОДА БЕЛАЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРОКОТЛОВ И АККУМУЛЯТОРОВ ТЕПЛОТЫ (НА ПРИМЕРЕ ГРОДНЕНСКОЙ ТЭЦ-2)

Коробец П.Н.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Карницкий Н.Б.

В текущей пятилетке в энергетической отрасли Республики Беларусь наиболее значимым мероприятием является строительство Белорусской атомной станции (далее - АЭС) суммарной установленной мощностью 2400 МВт. Пуск первого блока мощностью 1200 МВт запланирован в 2019 году, второго - в 2020 году.

Интеграция АЭС не только обеспечит замещение порядка 4 млрд. м³ природного газа в топливно-энергетическом балансе Беларуси, но и существенно изменит структуру баланса электрических мощностей объединенной энергетической системы страны (далее - ОЭС).

В настоящее время, когда прирост потребления электроэнергии в стране ниже запланированного, возникает проблема эффективной режимной интеграции АЭС в баланс энергосистемы в части прохождения ночных провалов нагрузок. Небаланс при этом составляет 1065 МВт.

Для выравнивания суточных графиков нагрузки энергосистемы возможно применение электродкотлов и баков-аккумуляторов теплоты на энергоисточниках. Такой вариант можно рассмотреть на примере Гродненской ТЭЦ-2, поскольку из общей генерации вытесняются традиционные регуляторы мощности (КЭС), и решение комплекса задач невозможно без участия ТЭЦ. Использование электродкотлов в прогнозируемой ситуации абсолютно необходимо, поскольку, с одной стороны, создает гибкость в части обеспечения нагрузок и допускает возможность косвенного резервирования мощности в энергосистеме в ночные часы. При необходимости передачи тепловых нагрузок от электродкотлов на традиционные теплогенерирующие установки снижается электропотребление в соответствии с требованиями устранения дефицита мощности. С другой — передача нагрузки от электродкотельной на отборы ТЭЦ даст прирост генерации электроэнергии.

Тепловые аккумуляторы должны работать в противофазе: заряжаются днём за счёт увеличения пропуска пара в отборы и генерации большего количества дешевой электроэнергии от ТЭЦ в часы дневных максимумов. Разрядка аккумуляторов происходит в часы ночного провала потребления электроэнергии, когда отключаются отборы для снижения её генерации. При этом показатели ТЭЦ не ухудшаются, поскольку пиковые мощности на базе прямого сжигания топлива для этих целей не привлекаются. [1]

Гродненская ТЭЦ-2 сегодня является самой крупной тепловой электростанцией области, обеспечивающей теплом и электроэнергией как промышленные предприятия, так и часть коммунального и жилищного сектора города над Неманом.

Эксплуатируемое оборудование:

- турбоагрегат типа ПТ-70-12,8/1,28 мощностью 70 МВт;
- турбоагрегат типа ПТ-60-130/13 мощностью 60 МВт;
- турбоагрегат типа Р-50-130/13 мощностью 50 МВт;
- турбоагрегат типа ТГ 0,75 ПА/6,3 Р13/4 мощностью 0,75 МВт;
- газовая турбина PG 9171E мощностью 121,7 МВт;
- 5 котлоагрегатов типа БКЗ-320-140 ГМ производительностью 320т/ч каждый;
- котёл-утилизатор HRSG 206-14,1-555/28-1,5-285 производительностью 206т/ч по острому пару, 28 т/ч по пару 13 ата и 27 Гкал/ч по сетевой воде;
- 2 пиковых водогрейных котла типа ПТВМ-100 производительностью 100 Гкал/ч при работе на природном газе и 75 Гкал/ч при работе на мазуте каждый;
- пиковый водогрейный котёл типа КВГМ-180-150-2 производительностью 180 Гкал/ч при работе на природном газе.

Установленная мощность:

- электрическая – 302 МВт;
- тепловая энергетических котлоагрегатов - 940 Гкал/ч;
- тепловая пиковых водогрейных котлов -380 Гкал/ч;
- тепловая котла утилизатора -160 Гкал/ч;
- тепловая мощность отборов турбин - 508 Гкал/ч.

Источник водоснабжения - река Неман. Система технического водоснабжения - обратная с градирнями.

Система горячего водоснабжения - закрытая. Максимальная температура в тепловых сетях 150 °С. Расчетный отпуск пара потребителю составляет 732 т/ч.

Расчетный режим работы бака-аккумулятора в отопительный период при нулевой температуре наружного воздуха и равномерном отпуске теплоты с сетевой водой в течение суток: тепловая нагрузка – 320 Гкал/ч, электрическая мощность паровых турбин при работе по тепловому графику – 165 МВт, пиковые котлы отключены, расход сетевой воды составляет 8000 т/ч.

При наличии в схеме бака-аккумулятора есть возможность, догружая пиковые бойлера, аккумулировать порядка 70 Гкал в час теплоты в бак. При этом станция, в дневное время на протяжении 16 часов саккумулирует 1120 Гкал теплоты из отборов турбин, тем самым увеличит мощность на 15 МВт. В ночное время в течение 8 часов станция разгружается по электрическому графику. Если предположить, что паровые турбины при этом будут работать в конденсационном режиме с нагрузками по 3-5 МВт (с отключенными регулируемые отборами), то схема теплоснабжения предлагается следующая:

- включаются электродкотлы с нагрузкой 60 МВт (52 Гкал/ч);
- параллельно из бака теплота в количестве 140 Гкал/ч и расходом теплоносителя около 4500 т/ч подается на город;
- недостаток теплоты в количестве 128 Гкал/ч будет покрываться пиковыми бойлерами, работающими от БРОУ-140/13 (108 Гкал/ч) и ГПСВ ГТУ (20 Гкал/ч).

С технической точки зрения:

- реконструкция ТЭЦ с установкой бака-аккумулятора позволит сделать довольно гибкую схему теплоснабжения потребителей и «живучий» режим работы оборудования станции в условиях глубоких ночных электрических разгрузок при вводе первого блока АЭС в эксплуатацию;

- емкость бака-аккумулятора оценивается в 36800 м³, что в случаях аварийных ситуаций, связанных с целостностью резервуара, создаст серьезные техногенные последствия.

С экономической точки зрения:

- электроэнергия, отпускаемая от Гродненской ТЭЦ-2, в условиях рынка будет выглядеть более привлекательной по цене в сравнении даже с другими ТЭЦ. Этот вопрос не рассматривается в рамках удешевления стоимости электроэнергии в условиях энергорынка, а показывает эффективность внедрения в тепловую схему электродкотлов и тепловых аккумуляторов по сравнению с теми ТЭЦ, на которых не реализована такая схема. При этом дополнительная выработка электроэнергии оценивается на уровне 7,2 млн. кВтч в месяц;

- схема будет эффективной при относительно теплой зиме с температурой наружного воздуха не ниже нуля, когда паровые турбины недогружены по электрической мощности.

Устанавливаемые электродкотлы на ТЭЦ мощностью 60 МВт следует рассматривать как наиболее действенное средство использования теплофикационных турбоагрегатов в маневренном режиме с разгрузкой их по электрической мощности в ночные часы, поскольку обеспечивают максимальное снижение выдачи электрической мощности в энергосистему при значительно меньшей разгрузке непосредственно турбоагрегата. В энергетическом отношении применение электродкотлов приведет к незначительному повышению удельных расходов топлива на производство электроэнергии, что можно рассматривать как приемлемую плату за полученную при этом дополнительную маневренную мощность при

сохранении работы теплофикационных турбоагрегатов со значительно меньшей фактической разгрузкой.

Выбор оптимальной структуры генерирующих мощностей должен включать в себя учет режима их использования. Это позволяет выбрать технически приемлемую структуру, обеспечивающую возможность их существенной разгрузки в ночное время суток для прохождения ночного минимума нагрузки, как в отопительный, так и неотопительный периоды года с последующей их разгрузкой до пиковой нагрузки энергосистемы в остальное время суток. Помимо базовых генерирующих мощностей, основную роль в которых будет играть АЭС и действующие мощности, структуру формируют парогазовые и газотурбинные установки, используемые в базовом, полупиковом и пиковом режимах, а также гидро- и ветроэнергоустановки [2].

Литература

1. В.Н. Романюк, д. т. н., профессор, А. А. Бобич, м. т. н., РУП «БЕЛТЭИ», БНТУ "К вопросу о диверсификации вариантов регулирования мощности генерации Белорусской энергосистемы" от 09.02.2016 года <http://www.broad-ctx.by/>.

2. Дмитриев, Г. М. Выбор оптимальной структуры генерирующих мощностей в Белорусской энергосистеме / Г. М. Дмитриев, Л. П. Падалко // Журнал «Энергетика и ТЭК» - 2012. - № 9/10 (114/115). - С. 13

УДК 621.745.012:725.8

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СПОРТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ

Кравченко Д.В.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Спорт является сегодня одним из приоритетных направлений развития белорусского общества и белорусской промышленности. В этой связи необходимость использования современных материалов и технологий при строительстве, эксплуатации и управлении спортивными сооружениями является особенно актуальным.

При этом особое внимание создателей спортивных сооружений направлено на обеспечение энергосбережения и энергоэффективности последних.

Учитывая то, что нет единого и однозначного определения терминов «энергоэффективность» и «энергосбережение», в качестве рабочей версии мы примем следующие толкования, отраженные в законе Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 8 января 2015 г. № 239-З:

энергетическая эффективность (энергоэффективность) – характеристика, отражающая отношение полученного эффекта от использования топливно-энергетических ресурсов к затратам топливно-энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта [1];

энергосбережение – организационная, практическая, научная, информационная и другая деятельность субъектов отношений в сфере энергосбережения, направленная на более эффективное и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов [1].

Однако при использовании энергоэффективных и энергосберегающих технологий не стоит забывать и о важности соблюдения требований по охране окружающей среды. Поэтому мы будем также ориентироваться на учет требований устойчивого развития в строительстве, под которыми подразумевается наименьшее воздействие на окружающую среду на всех этапах создания спортивного сооружения, начиная от выбора, применения и дальнейшей эксплуатации материалов, а также их утилизации по окончании жизненного цикла объекта.

Спортивный объект должен быть выгодным с экономической точки зрения, а также комфортным в эксплуатации. Интегрированность объекта в окружающую городскую среду тоже относится к параметрам устойчивого развития.

При этом чем более энергоэффективным является спортивное сооружение, тем меньшим количеством ресурсов можно обойтись при выполнении задачи, поставленной перед спортивным объектом по освещению, обогреву и выполнению технологического процесса и тем меньшие средства будут затрачены на эксплуатацию.

Подходы к вопросам энергосбережения и энергоэффективности являются разнообразными: технический связан с выбором конкретной инженерной системы и строительных и отделочных материалов, а организационный – с самим процессом строительства и эксплуатации сооружения.

Технические решения по энергосбережению и энергоэффективности на спортивном объекте должны осуществляться на начальном этапе проектирования. Это наиболее актуально при строительстве крупных спортивных арен, параметры которых регламентированы требованиями международных спортивных федераций. Строительные материалы и их экологические и теплоизоляционные характеристики являются предметом пристального внимания специалистов сегодня. В совокупности все технические решения, касающиеся конструктивных решений, теплоизоляции, площади остекления и т.п., отвечают требованиям, заявленным в международных стандартах, а также позволяют достичь высокой степени эффективности эксплуатации и оценки объекта. Основные инженерные системы,

участвующие в расходовании энергии (отопление, вентиляция, освещение, электроснабжение), а также задействованные в технологических процессах, свойственных спортивным объектам (подготовка льда, освещение арены, подогрев и очистка воды в бассейнах), должны включать современное технологичное оборудование, способное снизить потребление ресурсов.

Примером технических задач, решаемых на этапе проектирования, может служить метод рекуперации для подогрева приточного воздуха в системах вентиляции, при котором теплый воздух, удаляемый из помещения, подогревает холодный воздух, поступающий с улицы через систему теплообменников. Причем снизить нагрузку на системы отопления позволяет даже частичный подогрев. Системы рекуперации могут быть роторными или с использованием промежуточного теплоносителя. Однако все они позволяют снизить энергозатраты на нагрев.

Основными факторами, влияющими на энергоэффективность спортивных объектов, учет которых дает высокий экономический эффект и, что особенно важно, позволяет оказывать минимальное негативное воздействие на окружающую среду: автоматизация управления системами инженерного обеспечения; применение адаптивной вентиляции с переменным расходом воздуха, регулируемой по допустимой концентрации диоксида углерода (CO_2) в вытяжных воздуховодах зрительных залов, входных групп, а также по концентрации оксида углерода (CO) в помещениях подземной парковки; утилизация теплоты вытяжного воздуха для нагрева приточного в роторных утилизаторах центральных кондиционеров; утилизация теплоты конденсаторов холодильных машин для подогрева приточного воздуха в холодный период года и его осушения в теплый период года; утилизация теплоты кондиционеров холодильных машин для подогрева воды в системах горячего водоснабжения; применение насосов и вентиляторов с высоким коэффициентом полезного действия при переменных расходах рабочей среды; энергосберегающие архитектурнопланировочные решения; высокий уровень теплозащиты наружных ограждений.

Технический потенциал оснащения спортивных объектов энергоэффективным оборудованием наглядно показывают проекты, реализованные при подготовке к таким крупнейшим международным спортивным событиям, как, например, при строительстве объектов олимпийского Сочи, где было реализовано 36 проектов по энергосбережению. Среди них:

энергоэффективное остекление – фасад ледового дворца «Айсберг» оформлен с использованием низкоэмиссионного стекла. Особенностью данного остекления является его способность изменяться в зависимости от уровня освещенности. В зимний период при слабой освещенности прозрачность повышается; летом, наоборот, снижается, защищая тем самым арену от излишнего нагревания. Данные преобразования способствуют экономии тепла внутри помещений зимой и экономии кондиционирования летом. Сокращение потерь тепла составляет 15-20%;

энергоэффективное освещение – электричество на сочинских спортивных объектах экономят светодиодные светильники и энергосберегающие лампы. В олимпийской деревне используются уличные фонари, вырабатывающие электричество за счет ветра и солнца. Специальные датчики регулируют уровень освещенности в помещениях. Данные технические решения позволяют сэкономить до 17% электроэнергии. Отдельно стоит отметить стеклянные покрытия противоположной стороны купола ледовой арены для хоккея «Большой». В поверхность стадиона встроено более 30 тысяч светодиодов с энергопотреблением 1,5-4 Вт. Над зрителями поверхность превращается в «телевизор» – своеобразный энергосберегающий спецэффект;

вентилируемый фасад – благодаря этой технологии из утеплителя выводится влага, и он эффективнее выполняет свои функции;

водопотребление – сбор и использование дождевой воды, отдельные системы водоснабжения (техническая и питьевая);

реализация систем автоматического учета, контроля и использования электроэнергии – вся территория Олимпийского парка управляется из единого центра с применением интеллектуальной системы. На всех объектах работают «умные», автоматизированные системы, позволяющие контролировать основные параметры работы ледовых арен без участия человека в течение 72 часов;

рекуперация тепла – применение этой технологии позволяет достичь 90%-ой энергоэффективности. Самая энергоемкая система Большой ледовой арены – хладоцентр, который намораживает олимпийский лед. Специальные ловушки направляют тепло, которое выделяется при работе компрессоров, на подогрев полов, водопроводной воды и воздуха в помещениях.

Зрители являются причиной существенных тепло - и влагопоступлений в объеме арены. Кроме того, в моделях учтены теплопоступления от осветительных приборов и информационных экранов. Температура льда варьируется в зависимости от типа проводимого мероприятия. Так, для соревнований по фигурному катанию температура льда равна -4°C , для хоккея -5°C , а для соревнований по шорт-треку -8°C .

При сдаче ледовых объектов к значениям температуры и относительной влажности на отметке 1 м от уровня поверхности льда предъявляются жесткие требования.

Температуру в зоне трибун для зрителей необходимо поддерживать в диапазоне $18-24^{\circ}\text{C}$.

Движение хоккеистов во время матча или тренировок приводит к возникновению интенсивного перемешивания воздуха в зоне ледового поля. Все это ведет к разрушению ламинарного пограничного слоя на поверхности льда и увеличению коэффициента теплоотдачи ледовой поверхности. В совокупности с интенсивным перемешиванием масс воздуха над ледовым полем это приводит к понижению температуры воздуха по сравнению с тем, если бы игроки на поле были неподвижны. Для моделирования такого эффекта была создана математическая модель, в которой в область движения хоккеистов была внесена кинетическая энергия турбулентности и скорость ее диссипации.

Проведенные исследования показали, что наиболее проблемным местом при проектировании оказалась организация подачи воздуха в зону ледового поля. Важной задачей является выбор оборудования, например, сопел, для решения которой проектировщики в качестве исходных параметров для программ подбора закладывают, как правило, температуру на выходе из сопел, а также температуру в рабочей зоне, в данном конкретном случае вблизи ледового поля. Однако для ледовых арен со зрительскими трибунами это оказывается неверным.

Так, например, если температура приточного воздуха из сопел составляет по проекту 20°C , а температура над поверхностью льда на отметке 1 м – 14°C , то программа подбора сопел рассматривает струю приточного воздуха как «теплую», т. е. по мере распространения в направлении ледового поля всплывающую с соответствующим снижением дальнобойности этой струи. Вместе с тем при значительных поступлениях тепла от зрителей, характерных для больших объектов, температура в верхней зоне под кровлей становится более 25°C . В данном случае приточная струя от сопел с температурой 20°C сначала распространяется как «холодная» по отношению к окружающему воздуху с температурой более 25°C , при этом ускоряясь по отношению к изотермичной струе, а затем только по мере приближения к поверхности льда начинает вести себя как теплая и всплывающая. Итак, фактическая дальнобойность воздушной струи существенно превышает величину, вычисляемую программой подбора. Вследствие этого, на практике, струя будет «биться» о ледовую поверхность, неся теплый воздух и вызывая таяние льда.

Для моделирования была использована программа ProAir, в которой было подобрано распределение воздушных масс. В программе были заданы размеры, температура и расход воздуха. На основе этих данных были подобраны сопла для арены и их расположение (рисунки 1-3).

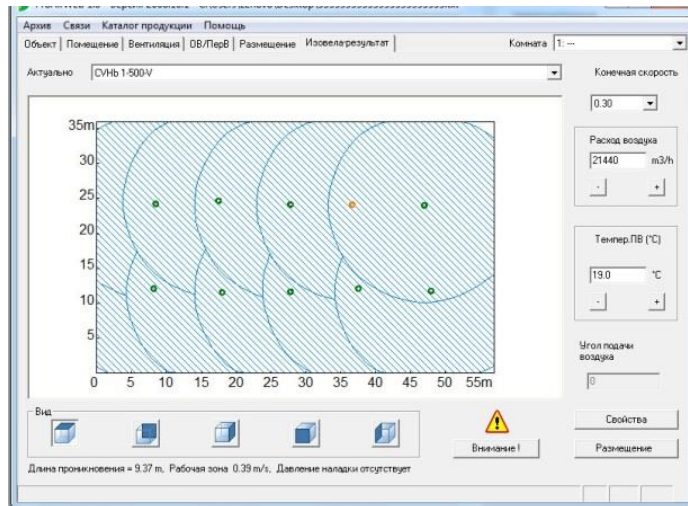


Рисунок 1. Распределение воздушных масс в помещении (вид сверху)

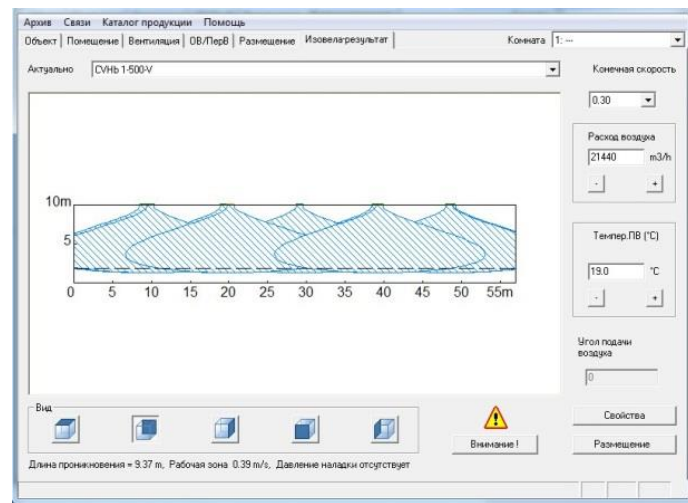


Рисунок 2. Распределение воздушных масс в помещении (вид сбоку)

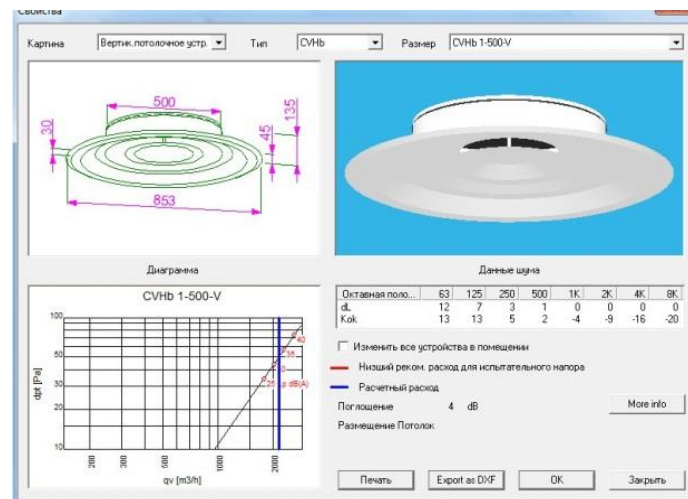
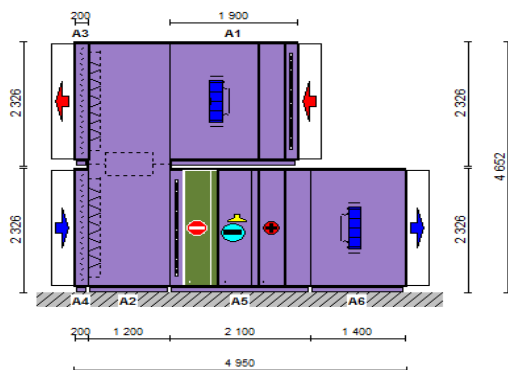


Рисунок 3. Технические параметры сопел

Для подбора установки обеспечения микроклимата была использована программа CLIMACIAT, в которой была собрана блочная схема установки. Используемые блоки: фильтр; смеситель; заслонки; вентилятор; нагреватель; охладитель.

В блоки собранной схемы вводились исходные данные, после обработки программой которых были получены типовая схема установки и спецификация оборудования, приведенные на рисунке 4 и в таблице 1 соответственно.



Sous groupe 1 Classe energetique UNDER_E Eurovent 2010, Speed class V4 EN13053, Winter fresh air reference temperature EUROVENT -7 °C



Price list price : 43 686,30 EUR Price for options : 0,00 EUR
 * SUPPLY : AHU CLIMACIAT airtech 450 Flow rate : 42 880 m3/h
 * EXTRACT : AHU CLIMACIAT airtech 450 Flow rate : 42 880 m3/h
 Weight : 4 247 kg Time delivery code 10

Рисунок 4. Схема установки

Таблица 1 – Фрагмент спецификации оборудования

		
<p>Описание и габариты согласно инструкции n° 3133 A Конструкция на встроенной раме Панели с двойными стенками с 50 мм стандартной изоляцией Внешняя стенка с лакокрасочным покрытием С учетом рекомендаций стандарта EN 13053 Классификация в соответствии с европейским стандартом EN 1886 Механическая прочность корпуса класс D2 Герметизация оболочки: класс L1 Перетекание воздуха вокруг фильтра: F9 Коэффициент теплового пропускания: класс T2 Фактор тепловых мостиков: класс TB2 Сертификат EUROVENT 04-04-050 Не подлежит сертификации PED как оборудование под давлением</p>		
		
Описание	Количество	Цена за агрегат Без налога
Агрегат для обработки воздуха CLIMACIAT airtech 450	1	43 686,00 у.е.

Таким образом, применение энергосберегающих и энергоэффективных технологий уверенно закрепляется на передовой спортивной индустрии, так как позволяет достичь оптимальных показателей эксплуатации спортивных объектов. Одним из направлений является рекуперация в системе микроклимата, снижающая количество расходуемых энергоресурсов и финансовые затраты.

Литература

1. Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 8 января 2015 г. № 239-З // Нац. правовой Интернет-портал Респ. Беларусь. – 11.01.2015. – 2/2237.

УДК 662.613.5:661.98

МЕТОД ПОДАВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА В ГАЗОМАЗУТНЫХ КОТЛАХ

Левковец А.Н.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

В работах отечественных и зарубежных исследователей, посвященных разработке различных методов снижения образования оксидов азота при сжигании газообразных и жидких топлив, установлено, что ввод влаги в виде пара или воды в топочную камеру - наиболее радикальный и простой метод достижения данной цели. Анализ и обобщение проведенных работ в этой области позволили сделать два основных вывода: методы ввода влаги в камеру могут отличаться друг от друга конструктивным исполнением, агрегатным состоянием влаги, методом ее распыливания и смешения с топливом или горючей смесью; эффект снижения выхода оксидов азота для разных методов ввода влаги различен.

Опыты производились на котлах разных типов паропроизводительностью 250 – 1000 т/ч при сжигании различных газообразных и жидких топлив. Как показали эксперименты на котле ТГМ-94, наиболее эффективен в отношении снижения концентрации оксидов азота впрыск влаги в зону максимального тепловыделения в количестве до 7 – 10 % массы топлива ($g = 0,07 - 0,10$). Дальнейшее увеличение g сравнительно мало влияет на C_{NOx} . Впрыск того же количества влаги за пределами зоны максимального тепловыделения оказывается менее эффективным.

Ввод рециркулируемых газов на котле ПК-10, ТГМ-94, ТГМП-114 и ТГМП-314 не оказывает существенного влияния на эффективность впрыска влаги при сжигании газа и мазута, но требует для достижения того же эффекта либо угрубления дисперсности распыленной воды, либо увеличения относительной высоты водяных аппаратов.

На котлах с различными компоновками горелок разных конструкций получены результаты по эффективности впрыска. Установлено, что впрыск 10 % влаги, как правило, приводит к снижению концентрации оксидов азота на 25 – 30 % при полной нагрузке, а на каждый процент снижения нагрузки эффект уменьшается приблизительно на один процент. При сжигании газа и мазута получены близкие эффекты по снижению C_{NOx} .

Концентрация сажи и бенз(а)пирена уменьшаются при вводе влаги в топку во всех случаях. Наибольший эффект достигнут на котле ТГМ-94 при сжигании мазута в режиме $D/D_n = 0,65$, $\alpha_r = 1,12$, $r = 0,14$, где подача воды ($g = 0,08$) привела к снижению бенз(а)пирена с 56 до 4 мкг/100 м³. На котлах ПК-10, ТГМ-94 и БКЗ-320-140 ГМ проведены исследования влияния впрыска воды на SO_3 при сжигании мазутов с различным серосодержанием. Исследования показали, что впрыск влаги не приводит к существенному изменению SO_3 , при этом низкотемпературная коррозия практически не изменяется. Длительный опыт эксплуатации на сернистом мазуте котлов ПК-41-1, ПК-10, ПК-47, ТГМП-114, ТГМП-314, ТГМ-94 с впрыском влаги в топку показали, что при прочих условиях срок службы холодных поверхностей воздухоподогревателей этих котлов не изменился.

Очень важным является вопрос о влиянии впрыска воды на экономичность котла. В тех случаях, когда влага впрыскивается в топку с отлаженным режимом горения, влияние на КПД однозначно определяется дополнительной потерей теплоты на испарение впрыскиваемой воды (около 0,06 % на 0,1 водотопливного отношения), причем влияние влаги на температуру перегретого пара или температуру уходящих газов в диапазоне $g = 0 - 0,1$ ни на одном из испытанных котлов не замечено. Таким образом, впрыск влаги при $g = 0,1$ приводит к снижению КПД приблизительно на 0,6 %.

Другие способы сокращения выбросов оксидов азота также вызывают снижение экономичности котлов. Сопоставление влияния впрыска воды в топку и наиболее распространенного способа подавления NO_x вводом в топку рециркулирующих газов на экономичность котла ТП-47 с подовой компоновкой трех горелок при сжигании сернистого

мазута показал, что ввод 16 % рециркуляции в горелку вызывает суммарное снижение КПД «нетто» (из-за q_2 , q_3 и расхода электроэнергии на собственные нужды приблизительно на 0,9 % против 0,7 при $g=0,11 - 0,12$). При этом в обоих случаях снижение C_{NOx} составляет 35 – 40 %. В других случаях получены аналогичные результаты.

В целом можно считать, что впрыск влаги как способ снижения C_{NOx} на технико-экономические показатели не уступает рециркуляции газов. Поэтому выбор того или иного способа подавления C_{NOx} в каждом конкретном случае должен определяться не только экологическими и технико-экономическими соображениями, но и технологическими возможностями котла. Например, в тех случаях, когда необходимо повышение температуры первичного или вторичного перегрева пара, предпочтение следует отдать рециркуляции газов. В других случаях, когда повышение тепловосприятия пароперегревателя недопустимо, может быть использован впрыск воды как единственный способ сокращения выбросов C_{NOx} , не вызывающий заметного перераспределения тепловосприятия между отдельными поверхностями нагрева.

Литература

1. Окислы азота в продуктах сгорания топлив /сборник научных трудов/ Киев: «Навукова думка», 1981 – 203 с.
2. Термокаталитическая очистка и снижение токсичных выбросов в атмосферу /сборник научных трудов/ Киев: «Навукова думка», 1989 – 172 с.

УДК 621.311

КОРРОЗИЯ В ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВКАХ

Миргород Ю. С.

Научный руководитель – старший преподаватель Пронкевич Е. В.

Надежная работа электростанции, работающей на газотурбинных установках, зависит от состава и чистоты рабочей среды. Необходимо учитывать возможные воздействия от химической среды газовой турбины, представленной воздухом, топливом (газом, мазутом) и водой. Излишняя концентрация определенных компонентов топлива или загрязнение в одной или нескольких эксплуатационных средах могут оказать отрицательные воздействия на разные части газовой турбины, такие как компрессор, клапаны, горелки, аэродинамические поверхности турбины, каналы охлаждения и т. д.

Зная свойства топлива, можно применить соответствующие меры, чтобы гарантировать бесперебойную работу газовой турбины. Путем контроля уровня примесей во всех рабочих средах можно значительно снизить риск коррозии, загрязнения и повреждения.

Далее будет дан обзор химического и коррозионного аспектов газотурбинных электростанций.

Топливо, процесс сжигания, выбросы

Современные высокоэффективные газовые турбины с кольцевыми или трубчатыми камерами сгорания обычно разрабатываются для использования газообразного или жидкого дистиллятного топлива, в то время как сжигание зольных топлив ограничивается турбинами с силовыми камерами сгорания. Чтобы оценить пригодность топлива для применения в газовой турбине, необходимо проверить следующие ключевые параметры в отношении спецификации соответствующего типа турбины:

Жидкое топливо	Газообразное топливо
	Свойства и состав
Кинематическая вязкость	Диапазон нижнего значения температуры нагрева (LHV)
Плотность при 15 ° С макс	Диапазон числа Воббе (WI)
Температура топлива, макс.	Колебания LHV и WI
Точка застывания	Давление газа
Точка возгорания	Колебания давления газа
Восстановление дистилляцией	Температура газа
Углеродный остаток	Сероводород (H ₂ S)
Теплотворная способность	Водород
Колебания значений температуры	Высшие углеводороды (C ₂ +)
Элементарный состав (C, H, N, S)	
Содержание ароматических углеводородов	
Зольность	
	Примеси
Вода и осадки	Содержание пыли
Микроэлементы (Na, K, Ca, V, Pb, Ni, Zn)	Микроэлементы (Na, K, Ca, V, Pb, Ni, Zn)
	Содержание смазочного масла
	Относительная влажность
	Размер частиц пыли

- *Жидкое топливо.* Кинематическая вязкость жидкого топлива должна быть в определенном диапазоне для оптимального распыления в сопле. Если вязкость слишком высокая, топливо необходимо нагреть для её снижения. Однако максимальная температура предварительного нагрева должна оставаться ниже предельного значения, при котором происходит образование кокса. Повышенный риск образования кокса также обусловлен повышенным содержанием углеродных остатков и ароматических углеводородов, а также высокими температурами регенерации дистиллята. Ароматические соединения дополнительно увеличивают радиационное воздействие на компоненты в камере сгорания; высокое содержание ароматических соединений может потребовать снижения температуры на входе в турбину. Отложения кокса в топливных системах крайне нежелательны, так как они не могут быть смыты любым растворителем. Это приводит к тому, что компоненты с отложениями (например, лопасти турбины) должны быть удалены из турбины для механической очистки. Образование кокса в системе распределения топлива сопровождается образованием дыма в выхлопных газах, что приводит к чрезмерным выбросам СО и твердых частиц. Большие выбросы SO₂ вызваны соответствующим высоким содержанием серы в топливе, тогда как связанный с топливом азот будет способствовать выбросам NO_x.

Загрязнение воды и наличие осадков может привести к засорению фильтров и вызвать коррозию и износ в системе хранения и транспортировки топлива. Примеси золы и микроэлементов приводят к коррозии и загрязнению компонентов турбины ниже по пути следования горячего газа в турбине.

Газообразное топливо. По сравнению с жидким топливом, контроль газообразного топлива менее требователен. Одной из основных проблем газообразного топлива является содержание конденсируемых молекул. Расширение углеводородных конденсатов может вызвать перегрев горелки. Конденсированная вода может вызвать коррозию в системе распределения топлива. Если продукты коррозии попадут в камеру сгорания, на турбине будут осаждаться твердые отложения расплавленных оксидов. Если в топливном газе содержится повышенное количество соединений серы, твердые отложения будут образовываться при взаимодействии с влагой и конденсированными углеводородами. Чтобы избежать конденсации, топливный газ должен быть предварительно нагрет, по крайней мере, на 20 К выше точки конденсации.

Выбросы. Для газообразного топлива выбросы NO_x контролируются сжиганием сухой заранее приготовленной смеси. Для жидких топлив необходима подача воды для снижения температуры пламени и, следовательно, выбросов NO_x. Обычно применяется соотношение вода к топливу $\omega = 1.2$.

Турбина и путь движения горячего газа

В камере сгорания примеси щелочных металлов в топливе реагируют с серой с образованием сульфатов натрия и калия, которые конденсируются на поверхностях турбины и пути движения горячего газа. При температурах в диапазоне от 700 до 900 °С сульфаты щелочных металлов на турбине расплавляются и вступают в реакцию с металлом, что вызывает известную коррозию (сульфидирование). Чтобы контролировать горячую коррозию, содержание щелочных металлов в воздухе, подаваемом в камеру сгорания, должно быть сведено к минимуму. Дизельное топливо действительно может содержать некоторое количество натрия, в то время как натрий в дистиллятном мазуте обычно вызывается загрязнением последнего соленой водой во время транспортировки. Водорастворимые ионы натрия и калия могут быть удалены из топлива промывкой и обезвоживанием на установке по очистке мазута. Также предпринимаются способы снизить коррозионную активность расплавов сульфатов щелочных металлов за счет добавления добавок на основе Cr, Mo и W. При добавлении данных металлов, расплавы трансформируются в сухие отложения, которые можно смыть. Однако накопление осадка между циклами удаления сухих отложений снижает эффективность турбины. Наличие щелочных металлов в камере сгорания обусловлено не только их наличием в топливе, они также могут попадать из воздуха и воды, поступающих из окружающей среды для

уменьшения выбросов NO_x и увеличения мощности. Поэтому необходимо учитывать все концентрации загрязнителей в отдельных потоках, а их общая концентрация в горячем газе не должна достигать уровней, которые пагубны для компонентов газовой турбины.

Для газовых турбин Alstom предел щелочных металлов в горячем газе соответствует 0.2×10^{-6} и 0.5 эквивалентной концентрации топлива, соответственно, в зависимости от материала турбины.

Следующая формула показывает, как складывается концентрация любого отдельного загрязняющего вещества в горячем газе (связанная с массовым расходом топлива):

$$f_{\text{экс}} \geq f + a \times \frac{m_a}{m_f} + w \times \frac{m_w}{m_f} + i \times \frac{m_i}{m_f}, \quad (1)$$

где

$f_{\text{экс}}$ – макс. указанная суммарная концентрация загрязняющих веществ во всех потоках как эквивалент загрязнённости топлива [долей];

f – концентрация примесей в топливе [долей];

a – концентрация примесей в воздухе [долей];

w – концентрация загрязняющих веществ в воде/паре, впрыскиваемом в камеру сгорания, и воздушном потоке [мг/кг];

i – концентрация примесей в любых других средах (добавки и т.д.) [мг/кг];

m_a – массовый расход воздуха [кг/с];

m_f – массовый расход топлива [кг/с];

m_w – сумма массовых расходов воды/пара (вода для уменьшения концентрации NO_x , испарительного охлаждения, охлаждения запотеванием, др.) [кг/с];

m_i – массовый расход любого дополнительного потока среды в газовую турбину [кг/с].

В зольных нефтяных топливах также можно обнаружить тяжелые металлы. Эти металлы, главным образом ванадий и никель, химически связаны в маслорастворимых металлоорганических комплексах и поэтому не могут быть удалены на установке по очистке топлива. При сгорании они образуют коррозионные расплавы оксидов металлов, которые вызывают коррозию при высоких температурах. При добавлении магниевой добавки расплавы преобразуются в не коррозионные отложения, которые можно смыть. Однако если температура газа слишком высока или содержание серы в топливе слишком низкое, осадки необратимо теряют свою растворимость, вызывая загрязнение турбины. Засорение турбины также вызвано примесями кальция и кремнезема в топливе, воде и воздухе.

Компрессор газовой турбины

Пыль и соли окружающего воздуха обычно удерживаются на 80% - 90% за счет воздушного фильтра. Но если фильтр перегружен или влажный из-за конденсации окружающей влаги, производительность процесса очистки снижается. Летучие примеси воздуха, такие как SO_2 , NO_x и органические вещества, беспрепятственно проходят через фильтр, небольшие частицы сажи едва удерживаются. Соли, пыль, а также органические примеси воздуха осаждаются на компрессоре и в путях движения воздуха в соответствии с местными условиями потока. Во входных ступенях отложения составляют около 70% органического вещества и 30% пыли и растворимых солей. Липкие органические молекулы действуют как связующее вещество для пыли и солей. Загрязнение компрессора не только вызывает значительные потери мощности, но также создает серьезную коррозионную опасность из-за высокого содержания коррозионных солей. Во время эксплуатации коррозия ограничивается первыми входными ступенями, так как последние ступени работают в сухом состоянии. Но во время простоя гигроскопические соли в отложениях также гидратируются,

образуя концентраты рассолов. Если соли содержат хлориды, будет иметь место коррозия, вызванная влажными отложениями. Чтобы избежать коррозии следует в остановленном состоянии турбины промыть компрессор и высушить. Регулярная мойка компрессора также необходима для восстановления производительности турбины. Для удаления адгезивных органических примесей необходима промывка водой / моющим средством под высоким давлением. Коррозионные свойства и наличие примесей в очистителе должны быть учтены перед началом очистки, чтобы избежать дополнительной коррозии и загрязнения, вызванного чистящим средством. Компрессоры могут быть очищены как в рабочем, так и в автономном режиме. Очистка в режиме «офлайн» более тщательна, но требует остановки двигателя. Очистка в режиме работающей турбины используется для перехода между циклами очистки в автономном режиме. Однако следует заметить, что после длительных периодов без очистки компрессора, он должен быть очищен сначала в автономном режиме, иначе накопленные соли будут смыты внутрь турбины.

Для увеличения массового расхода потока компрессора газовой турбины и, таким образом, выходной мощности турбины, впускной воздух может быть охлажден. Существуют две системы охлаждения, основанные на испарении воды: система испарительного охлаждения и система затуманивания (запотевания) воздуха.

В системе испарительного охлаждения воздух проходит через ячейки с большой площадью поверхности, в которых циркулирует вода. Воздух охлаждается путем испарения воды на поверхностях ячеек. Попадание водяных капель в охлажденный воздух увеличивает поток примесей в компрессор. Для контроля переноса солей, дрейфующие отделители устанавливаются ниже по потоку от испарительного охладителя, а коэффициент концентрации циркулирующей воды регулируется потоком непрерывной продувки.

В системе затуманивания (запотевания) вода распыляется через мелкие сопла во впускную воздушную камеру перед компрессором, чтобы создать туман, состоящий из мелких капелек. При испарении воды воздух охлаждается. В нормальных условиях запотевания, положение сопел и количество впрыскиваемой воды регулируются, чтобы капельки тумана испарились до достижения компрессора. В агрегатах с высоким запотеванием туман входит в компрессор и испаряется в теплых секциях компрессора. Все примеси в воде, используемой для формирования тумана попадают в воздух компрессора. Поэтому для воды данной системы охлаждения применяются те же требования к чистоте, что и для воды для восстановления NOx (то есть деминерализованная вода).

Загрязнение каналов охлаждения

Горячие части газовых турбин охлаждаются, чтобы обеспечить их рабочие характеристики и срок службы. Для охлаждения воздух отбирается из компрессора газовой турбины. Узкий канал и тонкое сопло системы охлаждения очень чувствительны к загрязнению. Соли и минералы, содержащиеся в воздухе компрессора, а также продукты коррозии и окисления компонентов на входе могут привести к блокировке каналов охлаждения.

Для более эффективного охлаждения в высокопроизводительных турбинах горячий компрессорный воздух охлаждается перед использованием для охлаждения горячей детали. Большая поверхность воздухоохладителей увеличивает риск выброса окислов в охлаждающий воздух.

Охлаждение паром несет дополнительные риски, связанные с охлаждением каналов. В паре ускоряется окисление материалов, увеличивается риск попадания оксидных частиц в хладагент. В паре высокого давления повышается растворимость диоксида кремния и солей. Чтобы ограничить риск коррозии и загрязнения в охлаждаемых деталях, необходим мониторинг и контроль чистоты пара.

Заключение

Производительность и ресурс газотурбинных электростанций сильно зависят от химических свойств рабочей среды. Контролируя уровни примесей в воздухе среды, топливах и воде, риск коррозии может быть сильно уменьшен.

Литература

1. Турбины тепловых и атомных электрических станций: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. –М.: Издательство МЭИ, 2001. – 488 с. ил.
2. Неверов А. С. Коррозия и защита материалов: учеб. пособие / А.С. Неверов, Д.А. Родченко, М.И. Цырлин. – Минск: Выш. шк., 2007. – 222 с.: ил.

УДК 621.165

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СЕПАРАЦИИ И ПЕРЕГРЕВА ПАРА ДЛЯ ТУРБОУСТАНОВКИ К- 1000-60/3000

Огиевич Д.Ю.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Одним из основных условий устойчивой работы системы промежуточной сепарации и перегрева пара является обеспечение равномерной тепловой нагрузки на пароперегреватели четырех (двух) СПП как по греющему, так и по нагреваемому пару и связанный с этим отвод конденсата греющего пара.

Опыт эксплуатации и специальные исследования системы промежуточной сепарации и перегрева пара первого поколения турбоустановки К-1000-60/3000 выявили ряд факторов, снижающих эффективность и надежность системы и ее оборудования:

- сверхнормативная разверка по расходу и давлению греющего пара между СПП, что привело к разверке по температуре греющего пара;
- наличие уровня конденсата греющего пара, его переохлаждение и автоколебания уровня в трубках отвода КГП и в нижней водяной камере;
- эрозионный износ некоторых элементов конструкции ПНД-5;
- наличие уровней конденсата в тракте обуславливает неравномерный обогрев трубок кассет, противоток пара в трубках кассеты, неравномерность условий слива конденсата греющего пара из кассет в наружную камеру: из одних кассет происходит свободный слив, из других — слив под уровень. Это приводит к различным уровням конденсата в отводящих трубках. Кроме того, наличие четырех уровней конденсата и его переохлаждение способствуют возникновению автоколебаний;
- наличие уровня воды в кассете и малое расстояние между трубной доской и уровнем воды в нижней камере (сборной) при сбросе нагрузки приводят к набуханию уровня и попаданию холодной воды на трубную доску, что вызывает нарушение плотности соединения трубки с доской;
- кавитационный срыв насосов слива сепарата при колебаниях нагрузки $(8-10)\% N_{ном}$.

Расчетный анализ системы промежуточной сепарации и перегрева пара для второго поколения АЭС показал, что принятые компоновочные решения могут привести к существенным отклонениям от нормативных значений по разверке давлений и расхода греющего и нагреваемого пара отдельных узлов СПП и трассировок трубопроводов.

Так, согласно предварительным расчетам по проекту АЭС второго поколения для турбоустановки К-1000-60/3000 максимальная и минимальная разверки давления греющего пара СПП одной АЭС составляют 0.143 и 0.014 МПа, другой АЭС — до 0.013 МПа. Допускаемое значение разверки — 0.005 МПа. Это ведет к неравномерной подаче греющего пара к пароперегревателю и тепловой нагрузке, вибрации трубок теплообмена, переохлаждению конденсата греющего пара в отводящих трубках. В результате вся система промежуточной сепарации и перегрева пара работает неустойчиво (с автоколебаниями), не обеспечивает стабильный перегрев нагреваемого пара, возникают термопульсации в трубках отвода КГП. Это снижает надежность пароперегревателя и экономичность турбоустановки. Для исключения разверки между СПП и снижения гидравлического сопротивления трубопроводов греющего пара для турбоустановки К-1000-60/3000 была разработана усовершенствованная симметричная трассировка трубопроводов обвязки СПП, установлен их диаметр. Для выравнивания давления пара при его подаче в СПП определены проходные сечения уравнивающих трубопроводов, обеспечивающие разверку по давлению греющего пара между СПП не более 0.003 МПа, что меньше нормативного значения. Опыт эксплуатации первой АЭС подтвердил правильность принятых решений.

Для другой АЭС выравнивание давления, греющего пара при его подаче в СПП осуществляли подбором диаметра и длины трубопроводов, что позволило иметь разверку между аппаратами также меньше нормативного значения (0.0035 МПа).

Одним из способов исключения уровня в трубках кассеты является равномерная раздача пара по кассетам из камеры подвода пара путем его дросселирования (с помощью шайб, перфорированного листа и др.).

Исключение уровня конденсата греющего пара в нижней сборной камере кассеты может быть обеспечено уменьшением гидравлического сопротивления входа в отводящую трубку (например, установкой усеченного конуса, изменением формы чашки в зоне отводящего патрубка и др.). При наличии уровня конденсата для исключения попадания влаги на трубную доску при сбросах нагрузки расстояние между уровнем конденсата и трубной доской должно быть $H \geq 6H_0$, где H_0 — номинальный уровень конденсата (рисунок 1, а).

Существенное влияние на устойчивый отвод конденсата из нижней сборной камеры кассеты в отводящую камеру оказывает трассировка трубопровода.

В первых проектах СПП трубопровод от чашки кассеты выполнен вертикально вниз и далее под углом 90° подведен к трубной доске наружной водяной камеры (ВК), что затрудняет отвод пара при колебаниях нагрузки.

В качестве промежуточного и несложного для реализации решения при стесненной компоновке СПП предложено выполнить трубопровод от чашки кассеты вертикально вниз и далее под углом 95° — 100° подвести к трубной доске наружной водяной камеры. Это частично снижает колебания и обеспечивает отвод пара, образовавшегося при вскипании, при работе в регулировочном диапазоне и резких изменениях нагрузки.

Наличие уровня в наружной водяной камере приводит к различным условиям работы кассет: одни кассеты (с короткими трубками подачи пара и слива конденсата) имеют свободный слив, а другие (с более длинными трубками подачи пара и слива конденсата) отводят конденсат под уровень. Некоторая часть кассет работает в пульсирующем режиме: слив то свободный, то под уровень.

Для исключения уровня конденсата в наружной водяной камере предложено увеличить площадь проходного сечения отводящего отверстия, скруглить кромки, выполнить отводящий патрубок в виде конуса или цилиндра с переходником (рисунок 1, б). Это позволит снизить или исключить уровень конденсата в камере, обеспечить равные условия по сливу конденсата из кассет, уменьшить захват пара за счет эжекторного эффекта.

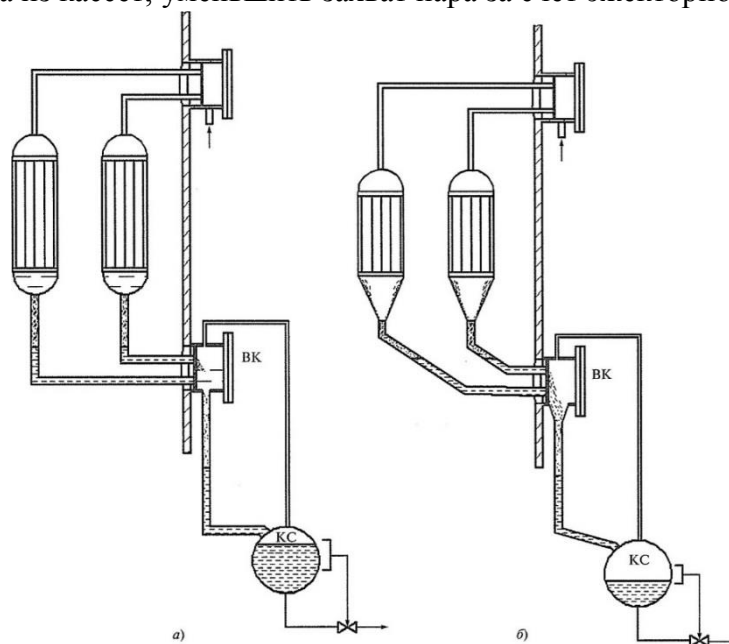


Рисунок 1. Схема отвода конденсата греющего пара СПП

Как указывалось, ранее, отвод пара на ПНД-4 совмещен с отводом влаги в пленочном сепараторе, что существенно увеличивает его влажность. Это может повысить эрозионный износ элементов оборудования. Для снижения влажности пара, отбираемого на ПНД-4, предложена такая конструкция узла отвода, при которой отборы влаги и пара разделяются (рисунок 2).

Известно, что часть влаги движется по нижней образующей ресивера, причем высота слоя влаги составляет 50—100 мм. Поэтому патрубок отбора пара на ПНД-4 выдвинут в паровое пространство, а влага отводится в сепаратосборник из стакана (см. рисунок 2, б). Перед патрубком отвода влаги в стакане установлен гидрозатвор, что исключит захват пара и гидроудары в трубке при малых нагрузках. Другим решением может быть эксцентриситетное расположение патрубка отвода пара и стакана с размещением патрубка отвода влаги в днище стакана, который снабжен антиворонковым устройством (например, крестовиной) (рисунок 2, а, б).

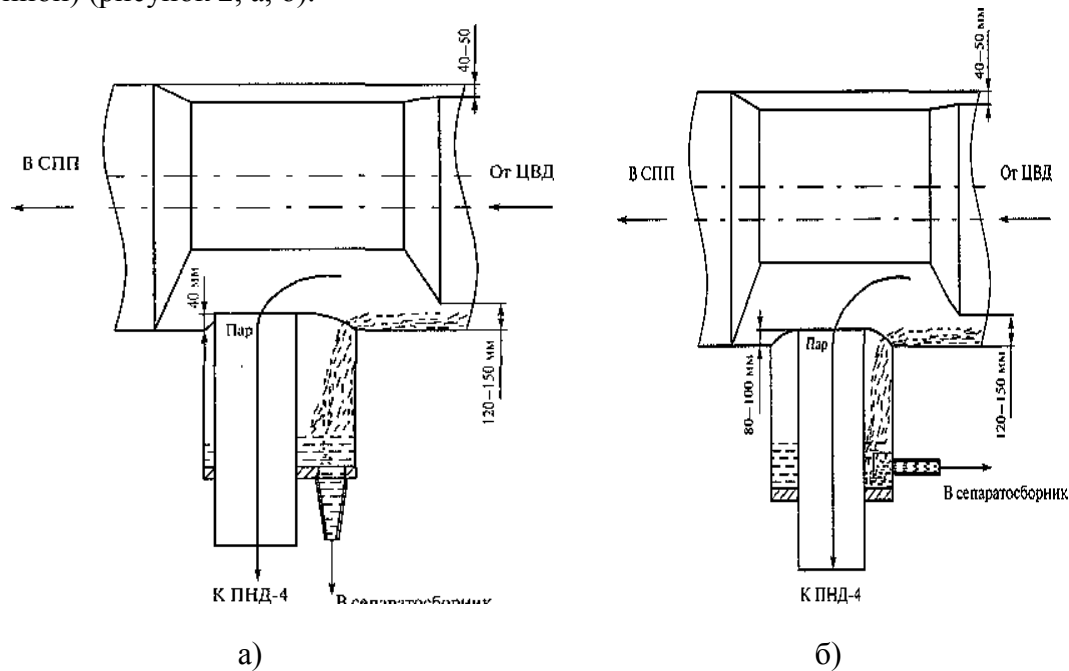


Рисунок 2. Узел установки плёночного сепаратора отвода пара к ПНД-4 и влаги в сепаратосборник

Предложено также патрубок подвода влажного пара к ПНД-4 и СПП снабдить внутренним патрубком с коробом отвода уловленной пристенной влаги к патрубку отвода конденсата греющего пара из ПНД-4 и СПП в сепаратосборник. Это позволит исключить захват влаги паром, движущимся с высокой скоростью на поверхность теплообмена и сепарационные устройства. Данное решение проверено в НПО ЦКТИ на ПНД-5 турбоустановки К- 1000/3000-60-1.

Наличие сепаратосборника, разделенного на паровое и водяное пространства, обеспечивает свободный слив сепарата из СПП в сепаратосборник при статических и динамических режимах, исключает вынос среды в СПП при сбросах нагрузки.

Кроме того, наличие перегородки в сепаратосборнике позволяет:

- снизить скорость изменения давления в водяной части сепаратосборника в динамических режимах и тем самым исключить вскипание воды в трубопроводе отвода воды из сепаратосборника к насосу слива сепарата и их кавитационный срыв; исключить набухание уровня воды в сепаратосборнике и ее вынос обратным током в СПП и ПНД-4, что исключит срабатывание защит ПНД-4 и сепаратосборника по повышению уровня пароводяной смеси в них.

Опыт проектирования и испытаний показал, что при рациональной трассировке и диаметре трубопровода отвода сепарата от сепаратосборника к насосу слива сепарата

обеспечивается устойчивая работа насосов откачки сепарата в статических и динамических режимах.

При нарушении условий оптимального проектирования отводящего трубопровода предложены мероприятия, расширяющие диапазон устойчивой работы насосов (так, например, отвод пара вскипания из трубопровода в точке наиболее вероятного кипения, захлаживание, открытие рециркуляции при сбросе нагрузки и др.).

Для устойчивого отвода конденсата греющего пара из КС в КГТН предусмотрено захлаживание. Это несколько снижает тепловую экономичность энергоблока, но обеспечивает устойчивую откачку конденсата.

Таким образом, предложено и внедрено оптимальное схемно-компоновочное решение по установке сепараторов-пароперегревателей, позволяющее минимизировать гидравлическую разверку между ними при подаче в них греющего пара и обеспечить устойчивую работу аппаратов. Предложена методика определения уровня в отдельных узлах системы промежуточной сепарации и перегрева пара при расчете гидравлических сопротивлений трубопроводов отвода конденсата, греющего пара от СПП. Разработана усовершенствованная конструкция сепараторосборника и предложены оптимальные компоновочные решения системы трубопроводов, обеспечивающих устойчивую работу насосов откачки сепарата.

Литература

1. Беляков И.И., Бреус В.И., Постников А.Ю. Гидравлическая устойчивость конденсирующихся потоков параллельных змеевиковых элементов модели паропреобразователя // Теплоэнергетика. 2005. №3. С. 34-39.
2. Перспективные разработки по совершенствованию и реконструкции оборудования и систем турбоустановок АЭС / Е.В. Федер, Н.А. Шубин, Г.В. Григорьев и др. // Тр. ЦКТИ. 1997. Т.2. №235. С. 29-40.
3. Сухоруков Ю.Г., Ермолов В.Ф., Трифанов Н.Н. Методика расчёта набухания уровня воды и защитных средств, исключаяющих её попадание в проточную часть турбины с обратным потоком пара из смешивающих подогревателей // Теплоэнергетика. 2005. №3. С.34-39.
4. Трифанов Н.Н. Разработка технических решений по обеспечению устойчивой работы системы промежуточной сепарации и перегрева пара для турбоустановки К-1000-60/3000 / Коваленко Е.В., Николаенкова Е.К., Тренькин В.Б. // Теплоэнергетика. 2012. №9. С.17-21.

УДК 621.187.12

СУХИЕ ГРАДИРНИ И ВОЗДУШНО–КОНДЕНСАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

Подоляничик В.П.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Чиж В.А.

В связи с интенсивным развитием мировой энергетики возникает рост потребности на пресную воду для тепловых и атомных электростанций. При этом электроэнергетическим компаниям конкуренцию составляют общественное водопотребление, бытовые нужды, торговля, сельское хозяйство, промышленность. Кроме того, существует необходимость прекратить или уменьшить использование воды водоемов и рек для достижения природоохранных, экологических и рекреационных целей, что еще более осложнит будущее распределение национальных пресноводных ресурсов. Таким образом, все больше внимания уделяется возможности адекватного использования пресной воды для производства электроэнергии и потенциальному влиянию работы электростанции на ее ресурсы и качество.

В настоящее время помимо нехватки воды существуют и другие причины, способствующие выбору систем сухого охлаждения:

- экологические требования в отношении экономии воды и повышения ее температуры в реках и морях;
- местные законодательства по ограничению вредных водосбросов;
- рост цен за водопотребление;
- большая свобода в выборе места расположения станции, упрощение экспертизы и получения разрешения на строительство.

Специалисты фирмы SPX Cooling Technologies, Inc (SPX СТ, США), одного из крупнейших производителей сухих градирен, отмечают огромный рост рынка систем сухого охлаждения. Масштабы внедрения этих аппаратов во всем мире стремительно растут.

Особенности воздушно-конденсационных установок (ВКУ) по сравнению с поверхностными водоохлаждаемыми конденсаторами (КП) обуславливаются следующими факторами:

- общая оребренная поверхность теплообмена ВКУ на три порядка больше, чем у КП;
- объем вакуумной системы ВКУ в 6-10 раз больше, чем у КП;
- коэффициент теплопередачи ВКУ на два порядка меньше, а приведенный к поверхности конденсации – в 5-10 раз меньше, чем у КП.

В связи с этим можно ожидать, что режимы работы ВКУ будут в большой степени определяться процессом теплоотвода со стороны охлаждающего воздуха, а не со стороны конденсирующегося пара, как это имеет место в поверхностных конденсаторах.

Для получения количественных характеристик работы натурной секции ВКУ, проведены ее тепловые испытания на номинальном и переменных режимах.

Проведены три цикла испытаний:

- при переменных расходах воздуха $G_{вз}$ и начальной тепловой нагрузке $Q = const$;
- при переменных тепловых нагрузках Q и постоянном расходе воздуха $G_{вз}$;
- при подаче дополнительного воздуха $G_{д}$ в пар и $G_{вз} = const$, $Q = const$.

В результате испытаний был сделан вывод, что при нагрузке 0.6-1.0 номинальной значение коэффициента теплопередачи (k) изменится незначительно, тогда как в поверхностных конденсаторах с водяным охлаждением, согласно, изменение k составило бы примерно 10-15%.

Зависимость коэффициента теплопередачи от расхода воздуха при $Q = const$ достаточно сильная, при уменьшении $G_{вз}$ в 2 раза k снижается примерно в 1.5 раза, что близко к зависимости коэффициента теплоотдачи к воздуху. Для поверхностных конденсаторов зависимость k от расхода охлаждающей воды заметно слабее.

Важное значение для надежной работы ВКУ имеет плотность разветвленной вакуумной системы большого объема.

Работе в режимах с дополнительным воздухом предшествовало экспериментальное определение присосов; их значение составило 0.053-0.10 кг/ч, что несопоставимо меньше (в эксперименте дополнительный расход воздуха ΔG равнялся 1.3-7.7 кг/ч). Следует заметить, что объемная производительность воздухоудаляющих устройств на стенде натурной секции составляла 110-125 м³/ч, что в интервале давлений 6-10 кПа эквивалентно расходу воздуха 8-15 кг/ч. Поэтому дополнительный расход воздуха существенно влияет на коэффициент теплопередачи и давление конденсации. Очевидно, что с учетом большего объема вакуумной системы и скорости набора вакуума при пуске воздухоудаляющие устройства ВКУ должны быть существенно более производительными, чем таковые в водоохлаждаемых конденсаторах.

Важный показатель надежной работы ВКУ – наличие или отсутствие зон с пониженной эффективностью процесса конденсации. Такие зоны в соответствии с формируются в первых по ходу воздуха рядах теплообменных труб.

В зонах неэффективной работы находится остаточный воздух, который сохранился в объеме ВКУ при наборе вакуума. Далее при низких температурах охлаждающего воздуха устанавливается динамическое равновесие между поступлением незначительного количества воздуха с паром и диффузией его из зоны неэффективной работы. Такая ситуация возможна только при очень малых перепадах давления на трубах первого ряда.

Эти зоны – потенциальная угроза работе ВКУ при низких наружных температурах.

Литература

1. Milman O.O. Steam condensation in parallel channels with nonuniform heat removal in different zones of heat-exchange surface / Milman O.O., D.B.Spalding, V.A. Fedorov. – Intern. J. Heat and Mass Transfer. – 2012. №55.
2. Петухова Б.С. справочник по теплопередаче / Б.С. Петухова; под ред. Б.С. Петуховой – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 1 т.
3. Шкловер Г.Г. Исследования и расчет конденсационных установок паровых турбин / Г.Г. Шкловер, О.О. Мильман. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

УДК 629.039.58

АНАЛИЗ АВАРИИ ТИПА ТЕЧЬ ИЗ ПЕРВОГО КОНТУРА ВО ВТОРОЙ

Похолкин А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

Оценка безопасности атомной станции включает в себя анализы поведения станции при постулируемых возмущениях режимных параметров и при постулируемых отказах оборудования АЭС. Принято рассматривать следующие категории исходных событий [1]:

1) *Условия отказов (проектные режимы категории 2, нарушения нормальной эксплуатации, исключая аварии);*

Такие события могут возникать с частотой более 10^{-2} реактор*год. В худшем случае они могут приводить к останову реактора, после которого работа станции может быть возобновлена. Такого рода состояния не имеют тенденции к распространению, создающему угрозу возникновения более тяжелых отказов.

2) *Проектные аварии (проектные режимы категории 3 и 4);*

Проектные режимы категории 3 могут возникать с частотой от 10^{-2} до 10^{-4} реактор*год. В таком состоянии возможно повреждение только ограниченной части топливных стержней (не более 1% от общего количества твэлов).

Проектные режимы категории 4 являются наиболее опасными из вышеописанных, поскольку влекут за собой выброс большого количества радиоактивных материалов. Могут возникать с частотой от 10^{-4} до 10^{-6} реактор*год. В таком режиме возможно повреждение до 10% топливных стержней.

3) *Запроектные аварии (режимы условий расширенного проектирования).*

Нарушения нормальной эксплуатации, включая проектные аварии, в соответствии с их функциональным воздействием на реакторную установку и АЭС подразделяются на следующие виды:

- увеличение отвода тепла вторым контуром;
- уменьшение отвода тепла вторым контуром;
- уменьшение расхода теплоносителя первого контура;
- аномалии реактивности и распределения мощности;
- увеличение количества теплоносителя первого контура;
- уменьшение количества теплоносителя первого контура;
- нарушения при хранении и транспортировании ядерного топлива;
- отказы внутри защитной оболочки;
- ложная работа систем.

Одной из опаснейших групп нарушений нормальной эксплуатации является «уменьшение количества теплоносителя первого контура», так как в первом контуре присутствует значительное количество радиоактивных элементов. Следовательно, при уменьшении количества теплоносителя первого контура возможно облучение не только оборудования первого контура, но и второго, что будет представлять особую опасность для работающего персонала АЭС.

В этой группе аварий выделяют следующие:

- непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей неподачей;
- малые течи теплоносителя в результате разрыва трубопровода первого контура эквивалентным диаметром менее 100 мм;
- большие течи теплоносителя в результате разрыва трубопроводов первого контура эквивалентным диаметром более 100 мм, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода;
- разрывы линий КИП или других линий, содержащих теплоноситель первого контура за пределами защитной оболочки;

-разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью $60\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$.

-компенсируемая течь внутри контайнмента;

-аварии с потерей теплоносителя из реактора во время остановки на разуплотненном реакторе и в условиях перегрузки топлива;

-течь из первого контура во второй при отрыве крышки коллектора парогенератора.

Рассмотрим аварии типа «течь из 1-го контура во 2-ой». Выделяется два вышеупомянутых вида: разрыв теплообменной трубки парогенератора и отрыв крышки коллектора парогенератора.

Аварии с течью теплоносителя из первого контура РУ во второй являются одними из наиболее сложных и специфических аварий для реакторных установок типа ВВЭР. Для данного исходного события (ИС) проектная работа автоматики и систем энергоблока не позволяет предотвратить развития течи теплоносителя из реакторной установки за пределы герметичных ограждений (ГО) с выносом радиоактивности в окружающую среду, а также не позволяет достигнуть безопасного стабильного состояния без действий оперативного персонала по управлению аварийным процессом. Такая авария сопровождается безвозвратной потерей запаса теплоносителя баков САОЗ, после исчерпания которого теряется возможность охлаждения активной зоны реактора. Для преодоления этой аварии требуются комплексные действия персонала, которые осложняются высокой динамикой развития начальной фазы аварийного процесса, необходимостью вмешиваться в проектную работу систем безопасности и ограничениями по времени, связанными с исчерпанием запасов теплоносителя САОЗ. Из-за недостатков систем оперативной диагностики течей из первого контура во второй увеличивается время от момента возникновения течи до ее подтверждения, принятия решений и выполнения противоаварийных действий [2].

Проведем анализ разрыва теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью $60\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$. Исходное событие относится к проектной аварии категории 3 функциональной группы «уменьшение количества теплоносителя первого контура». Разрыв теплообменной трубки характеризуется потерей теплоносителя первого контура и повышением активности пара (в паропроводах), продувочной воде и на эжекторах турбины.

Исключение или существенное снижение выброса теплоносителя через паросбросные устройства аварийного ПГ достигается путем введение на начальной стадии аварии специального автоматического алгоритма управления аварией, который представляет определенную последовательность срабатывания различных систем. Алгоритм запускается специальным сигналом после идентификации аварии как течи из первого контура во второй.

Для запуска алгоритма нужна надежная идентификации аварии во избежание ложного срабатывания систем. Проверяются следующие сигналы: сработка по *дозиметрическому сигналу* 1) и хотя бы одному из параметров, а), б), в); сработка по технологическому сигналу 2) и хотя бы одному из параметров, а), б), в).

1) увеличение уровня гамма-фона в паропроводе аварийного парогенератора до значения 10^{-3} мЗв/ч (дозиметрический сигнал);

2) превышение уровня котловой воды в аварийном парогенераторе на 250 мм от номинального (технологический сигнал);

а) уменьшение давления над активной зоной до 15,2 МПа при мощности реактора более $75\% N_{\text{ном}}\%$;

б) уменьшение давление над активной зоной до 14,2 МПа при температуре теплоносителя в горячих нитках петель более $260\text{ }^{\circ}\text{C}$;

в) уменьшение уровня теплоносителя в КД менее 4м;

Хронологическая последовательность событий и режима расхолаживания при разрыве теплообменной трубки парогенератора приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Хронологическая последовательность событий и режима расхолаживания при разрыве теплообменной трубки парогенератора

Момент времени	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Разрыв одной теплообменной трубки парогенератора	Исходное событие
8,6	Отключение всех ГЦНА	Потеря электропитания собственных нужд (принятое в расчете допущение)
9,2	Закрытие стопорных клапанов турбогенератора	В результате потери электропитания собственных нужд
10,0	Формирование сигнала на срабатывание АЗ	По факту повышения гамма-фона в паропроводе аварийного ПГ2
10,5	Начало движение органов регулирования. Запуск дизель-генераторов и их нагружение по программе ступенчатого пуска	Действие аварийной защиты – по сигналу повышения гамма-фона в паропроводе аварийного ПГ2. В результате потери электропитания собственных нужд
12,0	Открытие четырех БРУ-А и их работа в режиме поддержания давления 7,4 МПа	Давление во втором контуре достигает уставки на открытие БРУ-А 7,8 МПа
570,0	Формирование сигнала «Течь из первого контура во второй» и запуск автоматического алгоритма: - включение двух насосов системы аварийного ввода бора на впрыск в КД (в режиме ограничения давления 8,3 МПа); - изоляция аварийного ПГ2 по питательной воде и продувке; - включение в работу БРУ-А неаварийных парогенераторов в режим аварийного расхолаживания со скоростью 60 °С \час; - отключение с запретом на включение всех групп ТЭН в КД; - закрытие БРУ-А на паропроводе аварийного ПГ2;	По факту совпадения следующих параметров: - повышение гамма-фона в паропроводе аварийного ПГ2 до 10^{-3} мЗв\ч; - уменьшение давления над активной зоной менее 14,2 МПа при температуре теплоносителя горячих нитках петель более 260 °С.
600,0-2800,0	Период работы двух каналов системы аварийного ввода бора на впрыск КД (в режиме ограничения давления 8,3 МПа)	Действие автоматического алгоритма
820,0	Формирование сигнала на запуск систем безопасности (с открытием арматуры на напоре насосов САОЗ). Закрывается локализирующая арматура защитной оболочки.	Уменьшение запаса до кипения в любой из горячих ниток петель до 8 °С
980,0	Вскипание теплоносителя в СКР	
1005,0	Закрытие БЗОК на паропроводе ПГ1. Формирование сигнала на подключение канала системы аварийной питательной воды к ПГ1	По уменьшению уровня воды в ПГ на минус 900 мм от номинального (время закрытия 10 с)

1060,0	Закрытие БЗОК на паропроводе ПГ3. Формирование сигнала на подключение канала системы аварийной питательной воды к ПГ3. Закрытие БЗОК на паропроводе ПГ4. Формирование сигнала на подключение канала системы аварийной питательной воды к ПГ4	По уменьшению уровня воды в ПГ на минус 900 мм от номинального (время закрытия 10 с)
1180,0	Подача аварийной питательной воды работоспособного канала к ПГ4 максимальным расходом	Задержка в подаче воды в ПГ от АПЭН после формирования сигнала – 120 с
2003,0	Закрытие БЗОК на паропроводе аварийной парогенератора по фактору снижения давления над активной зоной до 8,3 МПа	Действие автоматического алгоритма (время закрытия 10 с)
7000,0	Завершение аварийного расхолаживания РУ со скоростью 60 °С/час.	Температура теплоносителя на входе в реактор не выше 220 °С

Таким образом, работа автоматических защитных действий систем безопасности и автоматического алгоритма управления аварией течи из первого контура во второй (разрыв теплообменной трубки парогенератора) переводят реакторную установку в безопасное состояние – в первом контуре устанавливается стабильный расход теплоносителя за счет естественной циркуляции, температуры теплоносителя в активной зоне, топлива и оболочек ТВЭЛов снижаются.

Литература

1. Установка реакторная В-491. Расчет теплогидравлический Часть 21. Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью 60 °С/ч, ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 2008.
2. Автоматизированный алгоритм управления аварией с течью из первого контура во второй для энергоблоков Южно-Украинской АЭС г. г. Балакан ОП «Южно-Украинская АЭС» г. Южноукраинск, Украина а. г. Крушинский ГНТЦ ЯРБ», г. Киев, Украина и. А. Лола ООО «Энергориск», г. Киев, Украина.

УДК 629.039.58

ОЦЕНКА ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА АЭС

Пташиц К.П.

Научный руководитель – старший преподаватель Буров А.Л.

Для адекватной оценки рисков от всех возможных внешних исходных событий (ИС) и минимизации затрат на исследование не значимых с точки зрения риска внешних ИС необходимо разработать реалистичные критерии отбора.

Внешнее ИС может быть исключено, если выполняется хотя бы один из следующих качественных критериев:

1. ИС, не может возникнуть достаточно близко к площадке АЭС;
2. ИС входит в определение другого рассмотренного события;
3. ИС отличается медленным характером развития, и персонал АЭС имеет в своем распоряжении большой запас времени для предотвращения его развития до критической величины воздействия или принятия адекватных мер по ограничению его воздействия.
4. ИС имеет или очень низкую среднюю частоту возникновения ($< 1 \cdot 10^{-6}$ 1/год) или значительно более низкую среднюю частоту возникновения, чем другие рассмотренные события, характеризующиеся аналогичной неопределенностью и не менее тяжелыми последствиями с точки зрения риска тяжелого повреждения активной зоны.

К природным явлениям относятся гидрометеорологические процессы и явления: наводнения, цунами, сейши; приливы и отливы, штормовое волнение, сгон и нагоны воды в прибрежной зоне морей; изменение водных ресурсов (экстремально низкий сток, аномальное снижение уровня воды); ледовые явления на водотоках (зажоры, заторы); смерч (торнадо); ураган, тропический циклон; экстремальные осадки и снегопады; гололед; снежная лавина; удары молнии.



Рисунок 1. Основные внешние воздействия

Кроме того, рассматриваются геологические и инженерно-геологические процессы и явления: сейсмотектонические разрывные смещения, поднятия и опускания блоков земной коры; тектонический крип; остаточные сейсмодеформации земной коры; землетрясения; извержения вулканов; грязевой вулканизм; оползни, обвалы, сели, лавины; размывы берегов, склонов, русел; оседания и провалы территории, подземные размывы, карст; деформации специфических грунтов (вечная мерзлота, термокарст, разжижение и пр.).

Внешними факторами техногенного происхождения являются: удар летательного аппарата и других летящих тел; пожары по внешним причинам; взрывы, в том числе дрейфующих облаков; выбросы в атмосферу взрывоопасных и воспламеняющихся газов, токсичных паров, газов и аэрозолей; коррозионные жидкие сбросы в поверхностные и грунтовые воды; электромагнитные импульсы и излучения; разлив масел и нефтепродуктов на прибрежных поверхностях рек, морей и океанов; прорыв естественных и искусственных водохранилищ.

Экстремальные погодные условия (ураганы и торнадо): для АЭС должен быть учтен гораздо более сильный ветер, чем для обычных сооружений, возможный 1 раз в 10 000 лет. Нормы разрешают принимать его скорость по карте с повышающим коэффициентом 2,5. В результате этого АЭС на побережье Балтийского моря должна проектироваться на такой же ветер, как обычное сооружение на Курильских островах.

Торнадо

Торнадо (другие наименования – «смерч», «тромб») представляет собой стремительно вращающийся и поступательно перемещающийся вертикальный воронкообразный вихрь, спускающийся от нижней границы облаков. Чаще всего торнадо образуется во время сильной грозы. Иногда при своем движении оно не соприкасается с землей постоянно, а периодически отрывается от нее, а затем через несколько километров пути вновь спускается («скачущее торнадо»).

При прохождении торнадо на сооружение действует, во-первых, ветровое давление. Если размер сооружения в плане соизмерим с диаметром вихря, то при определении этой нагрузки надо учесть, что скорость ветра в разных частях наветренной поверхности неодинакова (в этом отличие торнадо от обычного «плоского» ветра). Расчет небольших элементов сооружения (например, стеновых панелей) производится на максимальную скорость ветра, а для проверки устойчивости всего сооружения (каркаса здания) ветровая нагрузка усредняется по его длине.

Благодаря силам инерции частицы воздуха отбрасываются от оси вихря, в результате чего давление воздуха в его середине меньше атмосферного. Поэтому вторая нагрузка, создаваемая торнадо, - падение атмосферного давления. Из-за этого наружные поверхности сооружения оказываются под действием избыточного давления.

Наконец, при торнадо поднимаются в воздух различные предметы, и должен учитываться их удар о строительные конструкции. Обычно рассматривают летящие тела трех видов:

а) массивные тела, обладающие большой кинетической энергией, которые при соударении с конструкцией вызывают ее общую деформацию;

б) тяжелые жесткие тела, приводящие к локальному пробиванию защитных конструкций;

в) небольшие жесткие тела, которые могут залететь через вентиляционные и иные отверстия внутрь здания АЭС и вывести из строя оборудование.

В нормах в качестве таких тел предлагается принимать:

а) автомобиль массой 1800 кг;

б) монолитную болванку диаметром 200 мм и массой 125 кг;

в) стальную сферу.

Общее число смерчей N , прошедших через рассматриваемый район, и суммарную площадь разрушений S следует определять по формуле (1) и (2):

$$N = \sum_{k=0}^m n_k a(k); \quad (1)$$

$$S = \sum_{k=0}^m n_k a(k) L_k W_k, \quad (2)$$

где n_k – число зарегистрированных смерчей класса k ;

L_k – длина пути смерча;

W_k – ширина пути смерча;

$a(k)$ – отношение фактического числа смерчей к числу зарегистрированных смерчей, принимаемое в зависимости от класса интенсивности равным:

$$a(k) = a_0 \text{ при } k < 1,$$

$$a(k) = 1 \text{ при } k > 1.$$

$$N = \sum_{k=0}^m n_k a(k) = 1 \cdot 1,5 = 1,5;$$

$$S = \sum_{k=0}^m n_k a(k) L_k W_k = 1 \cdot 1,5 \cdot 12000 \cdot 45 = 810000 \text{ м}^2 = 0,81 \text{ км}^2.$$

Годовая вероятность P_s возникновения смерчопасного события в районе размещения и сооружения ОИАЭ в пределах окружающей площадку объекта территории площадью 1000 км^2 , расположенной в районе площадью A с однородными физико-географическими условиями образования смерчей, определяется по формуле (3):

$$P_s = \frac{S \cdot 10^3}{AT}, \quad (3)$$

где S – суммарная площадь зоны разрушений от смерчей в районе площадью A ;

T – эффективный период наблюдений.

Для оценки эффективного периода наблюдений T в рассматриваемом районе (зоне) путем анализа хронологического графика зарегистрированных смерчей необходимо выбрать максимальный однородный по частоте прохождения смерчей период T_0 , в течение которого зарегистрировано m_0 смерчей. Величину T следует определять из условия постоянной частоты прохождения смерчей по формуле (4):

$$T = T_0 \frac{m}{m_0}, \quad (4)$$

где m – полное число смерчей, зарегистрированных в районе.

$$T = T_0 \frac{m}{m_0} = 2 \cdot \frac{59}{5} = 23,6;$$

$$P_s = \frac{S \cdot 10^3}{AT} = \frac{0,81 \cdot 1000}{700000 \cdot 23,6} = 4,9 \cdot 10^{-5}.$$

Пороговый уровень вероятности возникновения смерчопасного события P_0 определяет принятие решений об учете смерчей.

Статистические данные о прохождении смерчей над территорией выбранной площадки размещения ОИАЭ определяют решение о принятии допустимого предела вероятности возникновения смерчопасного события P_0 . С учетом рекомендаций [5] P_0 следует принимать равным 10^{-4} .

Если $P_s > P_0$, то территория площадью A , на которой размещена площадка ОИАЭ, является смерчопасной.

$$0,49 \cdot 10^{-4} < 1 \cdot 10^{-4}.$$

Таким образом, при защите АЭС от экстремальных внешних воздействий, отличающихся большой интенсивностью, но малой вероятностью реализации, производят классификацию элементов АЭС по их роли в обеспечении радиационной и ядерной безопасности, и экстремальные воздействия рассматривают только для наиболее ответственных из них. Это позволяет гарантировать безопасность АЭС, но избежать ее

неоправданного удорожания. В докладе описаны методы обеспечения безопасности при наиболее тяжелых экстремальных воздействиях: землетрясениях, ураганах и торнадо, взрывах, падении на АЭС самолета.

Расчет показывают, что Гродненская область не является смерчопасным районом.

Литература

1. Оценка частоты тяжелого повреждения активной зоны реактора (для внешних исходных событий природного и техногенного характера). ТКП 566-2015 (33130). – Введ. 28.04.2015 «Оценка частоты тяжелого повреждения активной зоны реактора (для внешних исходных событий природного и техногенного характера)». – Минск: 2015 г. – 48 с.
2. Руководства по безопасности. РБ-022-01. – Введ. 01.03.2002 «Рекомендации по оценке характеристик смерча для объектов использования атомной энергии». – Москва: 2001 г. – 63 с.
3. Учет внешних событий, исключая землетрясения, при проектировании атомных электростанций: руководство по безопасности. Серия норм по безопасности, № NS-G-1.5. МАГАТЭ – Вена.: 2008. – 127 с.

УДК 62-5

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ МОЛОТКОВОЙ МЕЛЬНИЦЫ

Пупкевич М.Ю.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Процесс горения тесно связан с процессом парообразования. Количество сжигаемого топлива (а соответственно и тепловыделение в топке) в установившемся режиме должно соответствовать количеству вырабатываемого пара D_b . Косвенным показателем тепловыделения Q'_t служит тепловая нагрузка D_q . Количество пара, вырабатываемого котлом, в свою очередь должно соответствовать расходу пара на турбину $D_{т.п.}$. Косвенным показателем этого соответствия служит давление пара перед турбиной. Оно должно поддерживаться вблизи заданного значения с высокой точностью по условиям экономичности и безопасности работы теплоэнергетической установки в целом. Система регулирования загрузки молотковой быстроходной мельницы (МБМ) должна выполнять функции АСР подачи топлива и в то же время поддерживать требуемую тонину помола пыли. Автоматическая система регулирования расхода топлива предназначена для поддержания материального соответствия между этими параметрами.

Регулятор расхода топлива является одним из важнейших регуляторов барабанного котла, обеспечивает его надежную работу. От точности и стабильности поддержания количества топлива, подаваемого в топку зависит точность и стабильность поддержания параметров пара генерируемого котлом, а также его экономичность. Превышение расхода топлива по отношению к необходимому приведёт к неполноте сгорания топлива и увеличению потерь с химическим и механическим недожогом. В свою очередь, недостаток топлива не позволит поддержать на заданном уровне параметры пара и нагрузку турбоагрегата, вызывая негативные явления в самой турбине из-за повышения влажности пара в ЦНД.

На регулятор подачи топлива поступают сигнал по расходу пара на турбину и сигнал по давлению в барабане котла (через дифференциатор), в сумме формирующие сигнал по теплоте, и сигнал от задатчика ручного управления (ЗРУ). Этот контур устраняет топочные возмущения, приводящие к изменению тепловыделения в топке. Колебания паровой нагрузки со стороны турбины возмещаются соответствующим изменением задания основному регулятору за счёт сигнала от регулятора (корректирующего) давления пара.

Окончательное приготовление угля к сжиганию осуществляется в системе пылеприготовления. Здесь он измельчается до пыли, уменьшается его влажность (для его просушки используется подогретый воздух либо дымовые газы) и вместе со вторичным воздухом он подаётся в топку. При камерном способе сжигания легко воспламеняющихся сортов топлива применяют пылесистемы с непосредственным вдуванием пыли в топку.

В системе пылеприготовления автоматизируются следующие процессы:

- 1) транспорт угля из БСУ;
- 2) размол угля, осуществляемый молотковой мельницей.

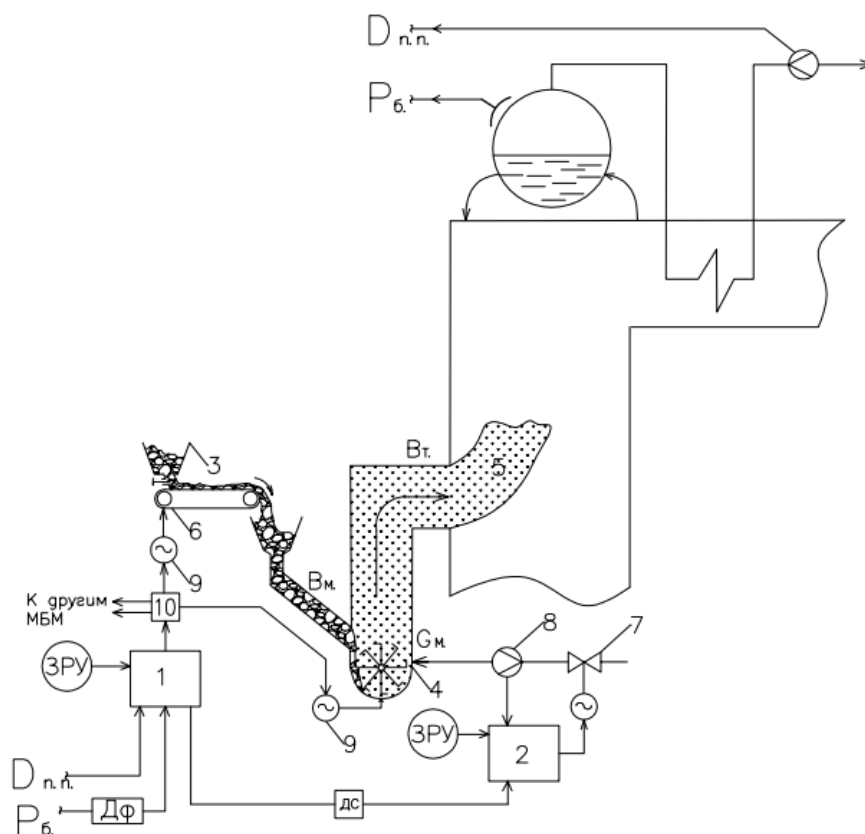


Рисунок 1 - Структурная схема АСР подачи твёрдого топлива

1-регулятор расхода топлива; 2-регулятор расхода воздуха; 3-бункер; 4- молотковая быстроходная мельница; 5-топка; 6-ленточный питатель; 7-регулирующая заслонка; 8-сужающее устройство; 9-электроприводы; 10-устройство регулирования частоты вращения; ЗРУ-задатчик ручного управления; V_t -расход пыли в топку; V_m -расход сырого угля в мельницу топку; $D_{п.п.}$ -расход перегретого пара на турбину; P_b -давление в барабане котла.

Исходя из требований к регулированию подачи топлива, автоматический регулятор должен обеспечить постоянство его расхода, который соответствует тепловой нагрузке котла. В переходных режимах или при возникновении возмущающих воздействий регулятор должен обеспечить изменение расхода топлива, которое изменит тепловыделение в топке на заданную величину либо поддержит его на необходимом уровне соответственно. Эту задачу выполняет регулятор загрузки 1. Он влияет на частоту вращения двигателя ленточного питателя, а также частоту вращения электродвигателя МБМ, изменяя тем самым расход топлива, при появлении сигнала небаланса между сигналом от ЗРУ и сигналом по тепловыделению в топке (сумма сигнала по расходу перегретого пара и сигнала по давлению в барабане, поданного через дифференциатор ДФ). Также в переходных режимах на расход топлива оказывается влияние расходом воздуха, который контролируется регулятором 2.

Размол топлива V_m , поступающего из бункера 3, осуществляют в молотковой быстроходной мельнице 4 (МБМ). В ней же происходит подогрев аэросмеси, который завершается на выходе шахты, соединяющей ее с топкой 5. Производительность МБМ влияет на расход топлива, поступающего в топку котла.

Обычно на одном корпусе котла устанавливают группу мельниц. Их загрузку регулируют с помощью питателей сырого топлива 6 (ленточный питатель). Стабилизация требуемой дисперсности помола в заданных пределах осуществляют с помощью АСР подачи воздуха 2, воздействующей на регулируемую заслонку 7. Заданием по нагрузке этой АСР служит выходной сигнал котельного регулятора мощности (КРМ) или ток электродвигателя привода мельницы, перепад на сужающем устройстве 8, установленном на подводе греющего воздуха G_m , - вторым входным сигналом.

Изменение производительности МБМ воздействием на питатели сырого топлива происходит со значительной инерцией. Для ее уменьшения выход регулятора загрузки 1 соединяют через устройство динамической связи ДС со входом регулятора воздуха 2.

Таким образом обеспечивают дополнительный прирост расхода аэросмеси в топку в переходных режимах. Уменьшению инерционности выноса пыли в топку в переходных режимах способствует также применение электроприводов МБМ 9, снабженных устройством регулирования частоты вращения 10.

Моделирование выполняем по схеме, изображенной на рисунке 2:

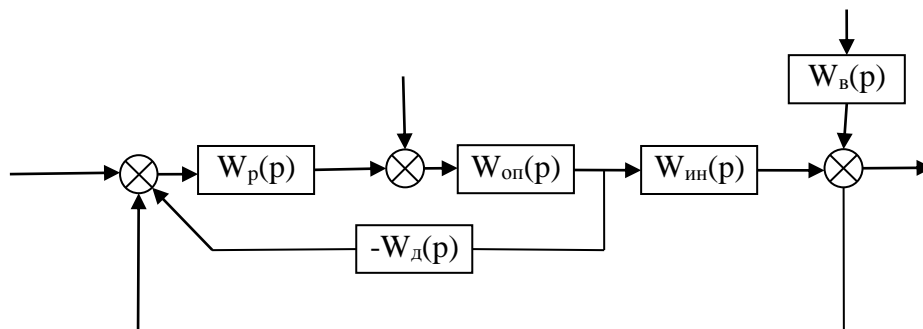


Рисунок 2. Структурная схема САР с дифференциатором

Передаточные функции имеют следующий вид:

$$\text{Основной регулятор: } W_p(p) = \frac{K_p(T_u p + 1)}{T_u p}.$$

$$\text{Дифференциатор: } W_d(p) = \frac{K_d T_d p}{T_d p + 1}.$$

$$\text{Опережающий участок: } W_{on}(p) = \frac{K_{on}}{(T_{on} p + 1)(\sigma_{on} p + 1)} = \frac{1,4}{(12,5 p + 1)(1,3 p + 1)}.$$

$$\text{Инерционный участок: } W_{ин}(p) = \frac{K_{ин} e^{-\tau_y p}}{(T_{ин} p + 1)(\sigma_{ин} p + 1)} = \frac{e^{-22 p}}{(90 p + 1)(18 p + 1)}.$$

$$\text{Крайнее внешнее возмущение: } W_e(p) = \frac{10}{30 p + 1}.$$

Дифференциатор настраивался на оптимальную обработку крайнего внешнего возмущения f_2 по МПК в ЧВ по передаточной функции инерционного участка объекта регулирования $W_{ин}(p)$.

Основной регулятор настраивался на оптимальную обработку внутреннего возмущения f_1 по МЧК по передаточной функции опережающего участка объекта регулирования.

Расчеты данных для моделирования процессов производились по методикам БНТУ с изменением коэффициентов Вышнеградского для улучшения качества регулирования и сравнивались с методом Александровой Н.Д. (ВТИ-2).

После моделирования переходных процессов в программе VisSim получили следующие результаты:

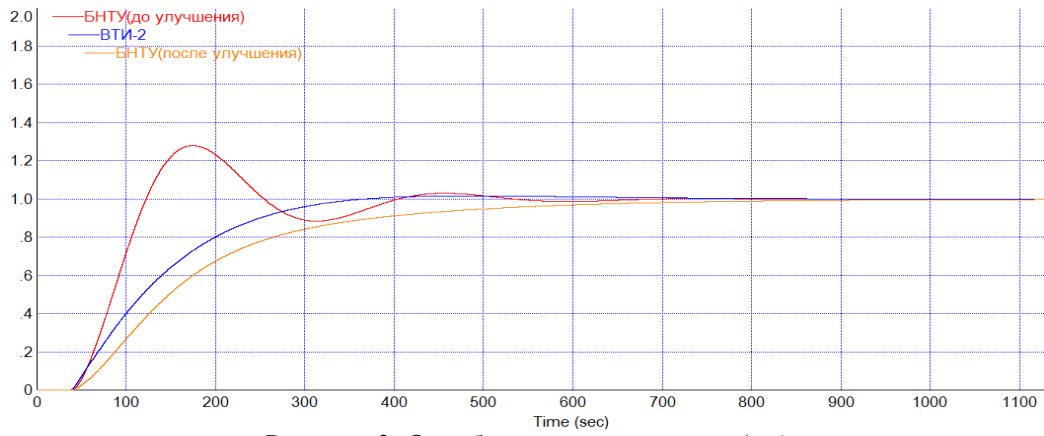


Рисунок 3. Отработка скачка задания ($x_{зд}$)

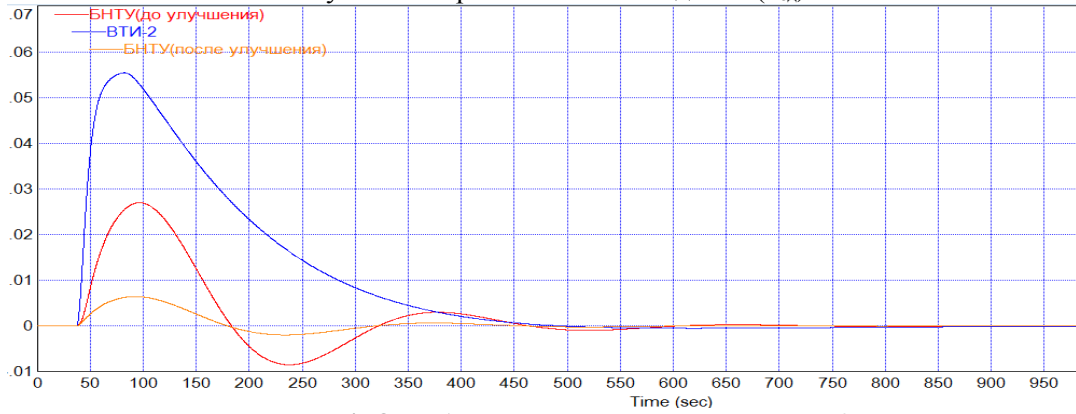


Рисунок 4. Отработка внутреннего возмущения f_1

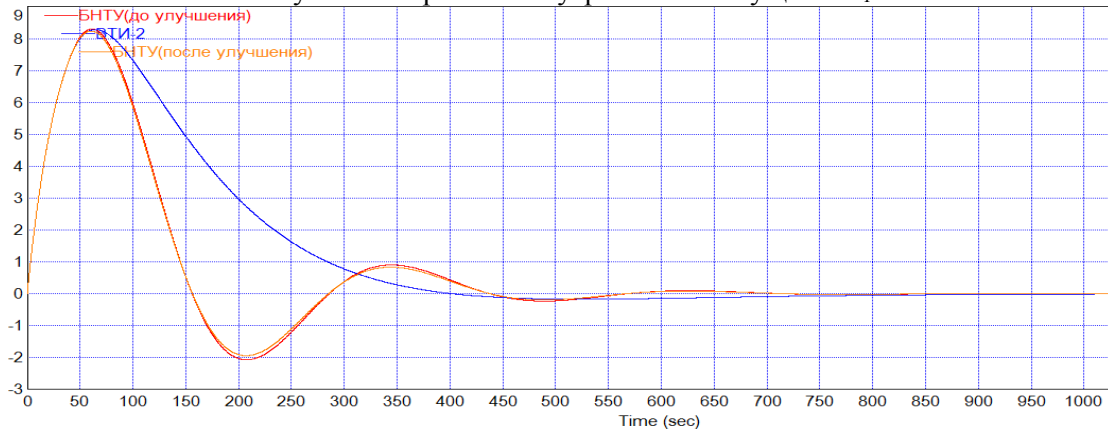


Рисунок 5. Отработка крайнего внешнего возмущения f_2

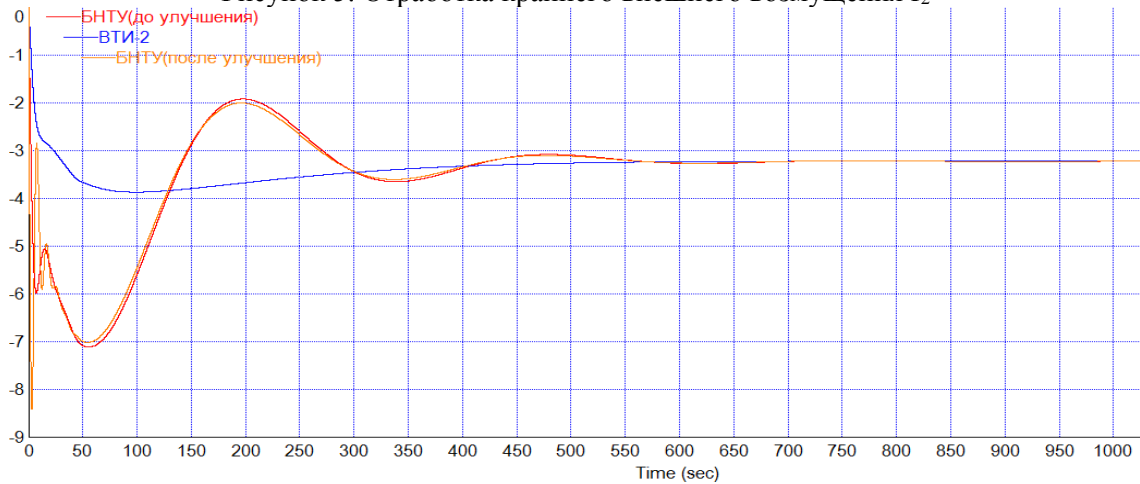


Рисунок 6. Регулирующее воздействие x_p при отработке крайнего внешнего возмущения f_2

Таблица 1 – Полученные показатели качества переходного процесса

Метод	$x_{зд}$		f_1		f_2		x_p
	tp, с	σ , %	tp, с	A_1^+	tp, с	A_1^+	
БНТУ (до улучшения)	702,6	21,01	770,6	0,027	867,5	8,75	7,38
ВТИ-2	679	0	465	0,056	779	8,65	4,27
БНТУ (после улучшения)	367,8	0	450	0,006	580	8,31	7

Из полученных результатов, можно сделать вывод, что наилучшими показателями обладает система, рассчитанная по методу БНТУ после улучшения (с использованием коэффициентов Вышнеградского $A_1=2,382$ и $A_2=1,146$). Однако величина регулирующей воздействия высока. И если нас это не будет устраивать, то в дальнейшем ее можно уменьшить добавив в нашу схему ограничитель.

УДК 65-2

ОПТИМИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАСХОДА ВОЗДУХА С КОРРЕКЦИЕЙ ПО КИСЛОРОДУ

Ракевич С.И.

Научные руководители - к.э.н., доцент Кравченко В.В., д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

АСР расхода общего воздуха является составной частью АСР процесса горения в котле. Ее структура зависит от АСР расхода топлива, его вида и сорта, от характера работы электростанции в графике нагрузки энергосистемы.

Обычно в топку подается несколько больше воздуха, чем его требуется для полного сгорания топлива. Отношение количества воздуха, подаваемого в топку, к количеству воздуха, теоретически необходимого для полного сжигания топлива, называется коэффициентом избытка воздуха α . Оптимальные $\alpha_{\text{опт}}$, которые обычно кроме всего прочего зависят от нагрузки котла, либо устанавливаются заводом-изготовителем котельного оборудования, либо определяются наладочной организацией в процессе режимных испытаний котла.

Исходя из назначений АСР – поддержание расхода воздуха, обеспечивающего наиболее экономичное сжигание топлива, самым простым и правильным было бы строить схему АСР на измерении расходов топлива и воздуха с последующим их поддержанием на заданном соотношении. Но это не всегда приемлемо.

Дело в том, что характеристики топлива не постоянны, а расход топлива не всегда можно измерить достаточно точно, особенно твердого. Эти причины привели к созданию нескольких вариантов АСР расхода общего воздуха, в которых используются различные косвенные показатели расхода топлива или тепловыделения в топке и различные косвенные показатели экономичности процесса горения: содержание свободного кислорода в дымовых газах или оптическую плотность дымовых газов. Такие системы регулирования получили название каскадных с корректирующим и стабилизирующим регуляторами. В них стабилизирующий регулятор поддерживает заданное соотношение топливо-воздух, а корректирующий регулятор меняет соотношение в зависимости от экономичности процесса горения.

Выбор структуры управления объектом автоматизации оказывает существенное влияние на эффективность его работы, снижение относительной стоимости системы управления, ее надежности, ремонтоспособности и т.д. Структурная схема АСР расхода общего воздуха с коррекцией по O_2 представлена на рисунке 1:

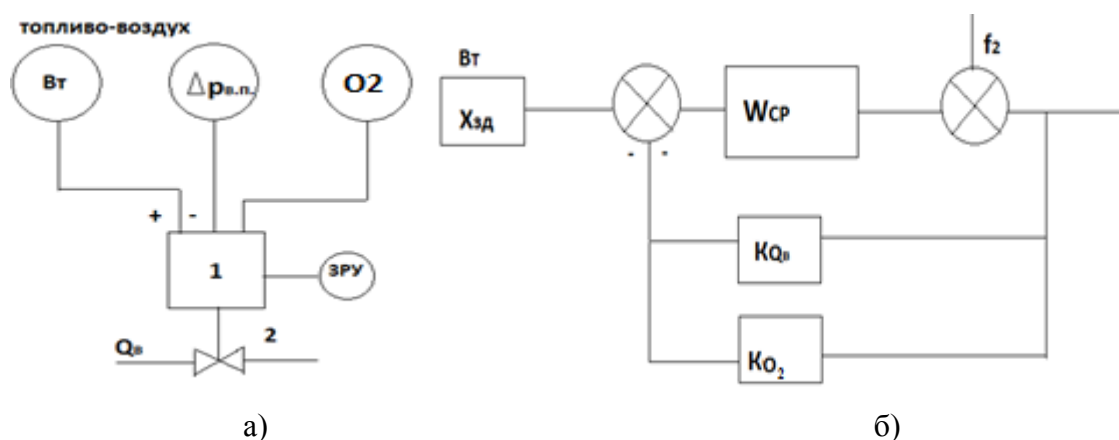


Рисунок 1. а),б) Структурные схемы АСР расхода общего воздуха с коррекцией по O_2

Регулирование экономичности по соотношению топливо-воздух. При постоянном качестве топлива его расход и количество воздуха, необходимое для обеспечения требуемой

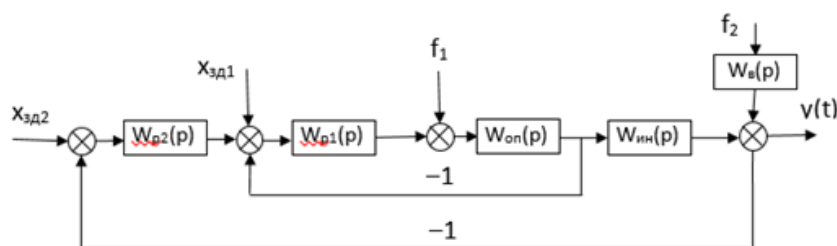
полноты сгорания, связаны прямой пропорциональной зависимостью, устанавливаемой в результате режимных испытаний. Если измерение расхода топлива выполняют достаточно точно, то поддержание оптимального избытка воздуха можно реализовать, используя схему регулирования топливо-воздух. При газообразном топливе требуемое соотношение между количествами газа и воздуха осуществляют сравнением перепада давлений на сужающих устройствах, устанавливаемых на газопроводе и на воздухоподогревателе $p_{пв}$ или же на специальном измерительном устройстве расхода воздуха. Разность этих сигналов подается на вход автоматического регулятора экономичности, управляющего подачей дутьевых вентиляторов.

Таким образом мы получаем обычную КСАР. Далее проведем настройку и оптимизацию данной системы с целью выбрать лучший метод.

1. Динамика объектов регулирования:

$K_{оп} = 1 \frac{^{\circ}C}{T/ч}$	$K_{ин} = 1$
$T_{оп} = 9 \text{ с}$	$T_{ин} = 10 \text{ с}$
$\sigma_{оп} = 1 \text{ с}$	$\sigma_{ин} = 1 \text{ с}$
	$\tau_y = 2 \text{ с}$

2. Структурная схема каскадной САР:



3. Опережающий участок объекта регулирования:

$$W_{он}(p) = \frac{K_{он}}{(T_{он}p + 1)(\sigma_{он}p + 1)}$$

4. Инерционный участок объекта регулирования:

$$W_{ин}(p) = \frac{K_{ин} e^{-\tau_y p}}{(T_{ин}p + 1)}$$

5. Крайнее внешнее возмущение:

$$W_{с}(p) = \frac{10}{30p + 1}$$

Базовая схема

Расчет стабилизирующего регулятора выполняется по МЧК по передаточной функции опережающего участка объекта регулирования, направленный на оптимальную обработку внутреннего возмущения.

Расчет корректирующего регулятора выполняется по МПК в ЧВ по передаточной функции инерционного участка объекта регулирования, направленный на оптимальную обработку крайнего внешнего возмущения.

Структурно параметрическая оптимизация КСАР

Структурно параметрическая оптимизация представляет собой изменение настроек и структуры системы регулирования с целью улучшения прямых показателей качества.

Структурно-параметрическая оптимизация Стабилизирующего регулятора

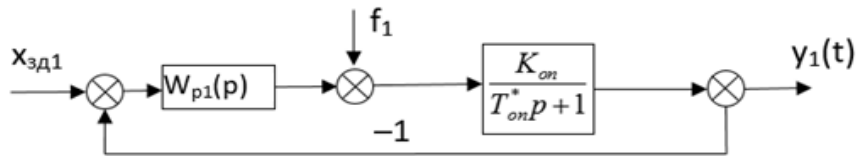


Рисунок. 2. Структура внутреннего контура КСАР

$$W_{p1}(p) = \frac{W_{zd}^0(p)}{W_{on}^0(p)} \cdot \frac{1}{1 - W_{zd}(p)}$$

где $W_{zd1}(p) = \frac{1}{T_{zd1}p + 1}$

Таким образом $W_{p1}(p) = \frac{T_{on}^*p + 1}{K_{on}(T_{zd1}p + 1)} \cdot \frac{1}{1 - \frac{1}{T_{zd1}p + 1}} = \frac{T_{on}^*p + 1}{K_{on}T_{zd1}p}$

Выбор оптимального T_{zd1} производится по правилу “Золотого сечения”, принимая за целое T_{on}^* , с учетом максимальной величины регулирующего воздействия.

Структурно-параметрическая оптимизация Корректирующего регулятора

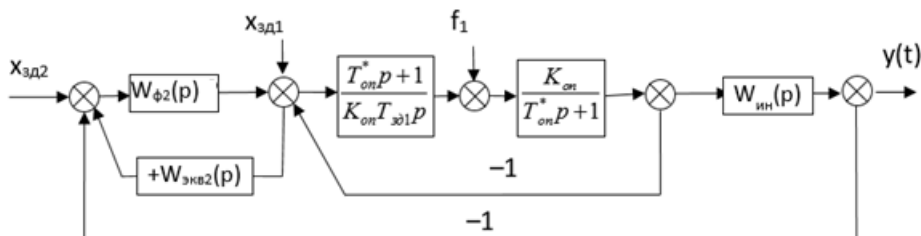


Рисунок. 3. Структура внешнего контура КСАР

Запишем функцию эквивалентного объекта учитывающую внутренний контур КСАР

$$W_{экв2}(p) = \frac{k_{ин} e^{-\tau_y p}}{(T_{ин}p + 1)(\sigma_{ин}p + 1)(T_{zd1}p + 1)}$$

По передаточной функции эквивалентного участка выбираем структуру $W_{zd2}(p)$:

$$W_{zd2}(p) = \frac{e^{-\tau_y p}}{(T_{zd2}p + 1)^3}$$

Передаточная функция фильтра в данном случае:

$$W_{\phi2}(p) = \frac{W_{zd}(p)}{W_{экв2}(p)} = \frac{W_{zd}^o(p)}{W_{экв2}^o(p)}$$

Подставляем формулы и получаем:

$$W_{\phi2}(p) = \frac{(T_{ин}p + 1)(\sigma_{ин}p + 1)(T_{zd1}p + 1)}{k_{ин}(T_{zd2}p + 1)^3}$$

Выбор оптимального $T_{зд1}$ и $T_{зд2}$ осуществляется по правилу “Золотого сечения”, принимая за целое $T_{оп}^*$ и τ_y соответственно, с учетом максимальной величины регулирующего воздействия. Выбор оптимального значения $T_{зд1}$ будем производить только по внутреннему контуру системы, т.к. он не зависит от внешнего. Выбор оптимального значения $T_{зд2}$ будем производить по внешнему контуру системы с выбранным оптимальным значением $T_{зд1}$.

Инвариантная САР при плановом изменении нагрузки с дополнительно измеряемым внешним возмущением

Структурная схема моделирования представлена на рисунке 4:

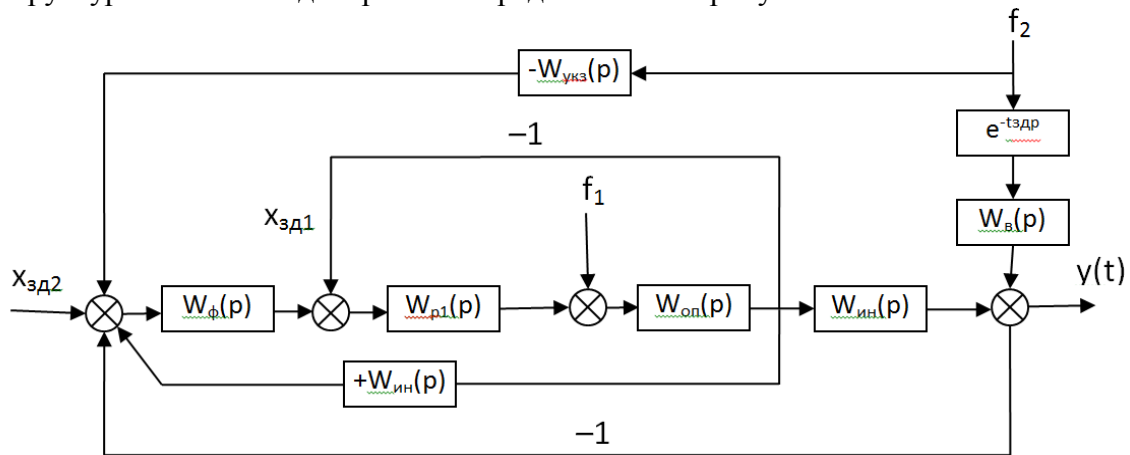


Рисунок 4. Структурная схема моделирования инвариантной САР при плановом изменении нагрузки с дополнительно измеряемым внешним возмущением

Передаточная функция устройства компенсации имеет следующий вид:

$$W_{указ}(p) = \frac{K_e}{(T_e p + 1)} \cdot \frac{(2T_{зд2} + \tau_y) p}{(\tau_y p + 1)}$$

Инвариантная САР при плановом изменении нагрузки с косвенным выделением эквивалентного внешнего возмущения

Структурная схема моделирования представлена на рисунке 5:

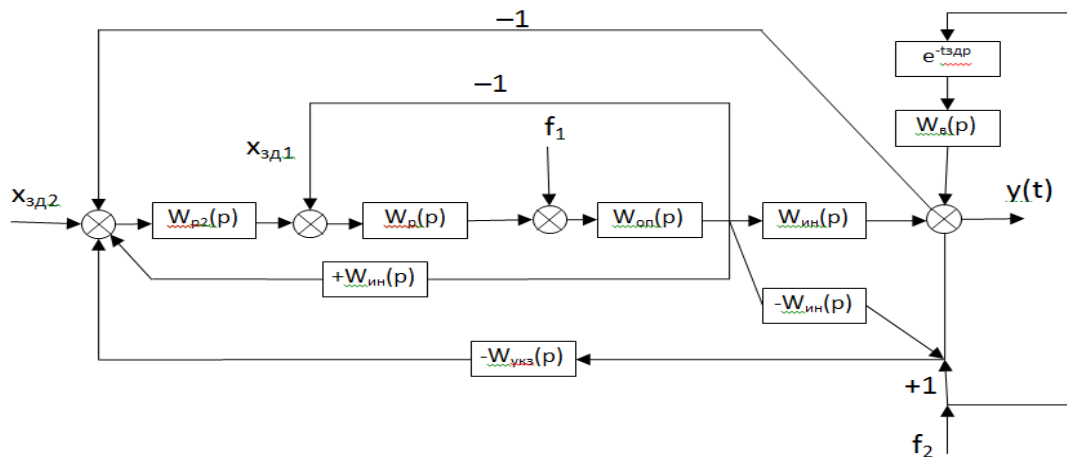


Рисунок 5. Структурная схема моделирования инвариантной САР при плановом изменении нагрузки с косвенным выделением эквивалентного внешнего возмущения

Передаточная функция устройства компенсации имеет следующий вид:

$$W_{укз}(p) = \frac{(T_{з02} + \tau_y)p}{(T_{\sigma}p + 1)}$$

Анализ методов оптимизации

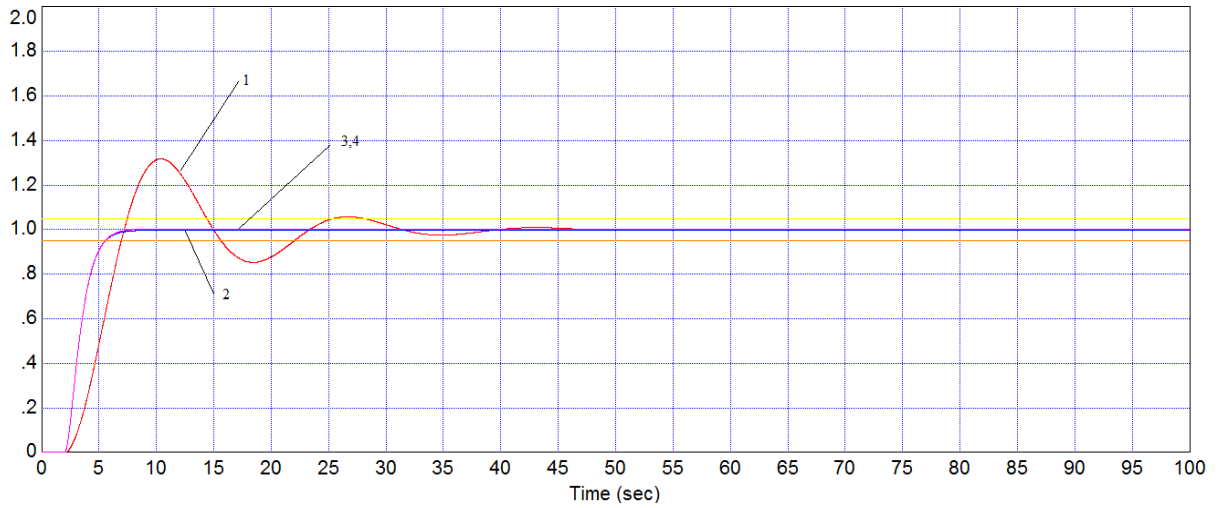


Рисунок 6. График переходного процесса при отработке скачка задания

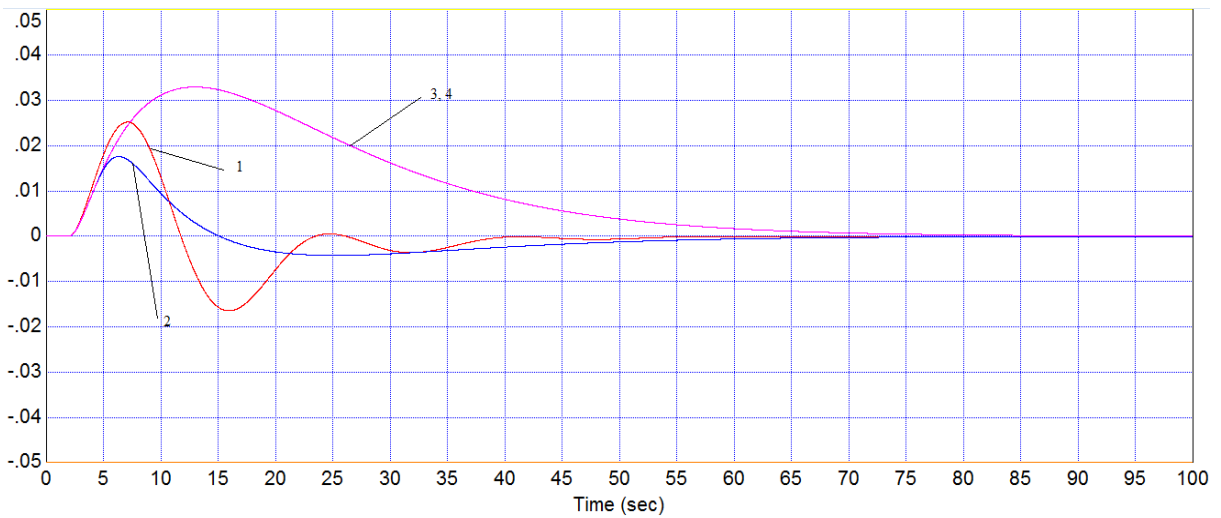


Рисунок 7. График переходного процесса при отработке внутреннего возмущения

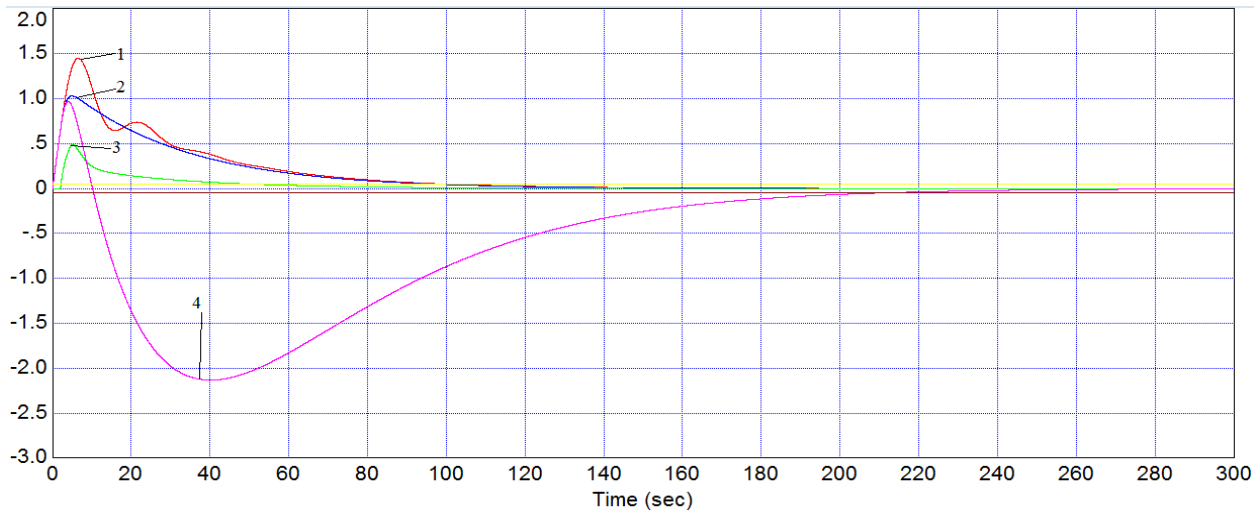
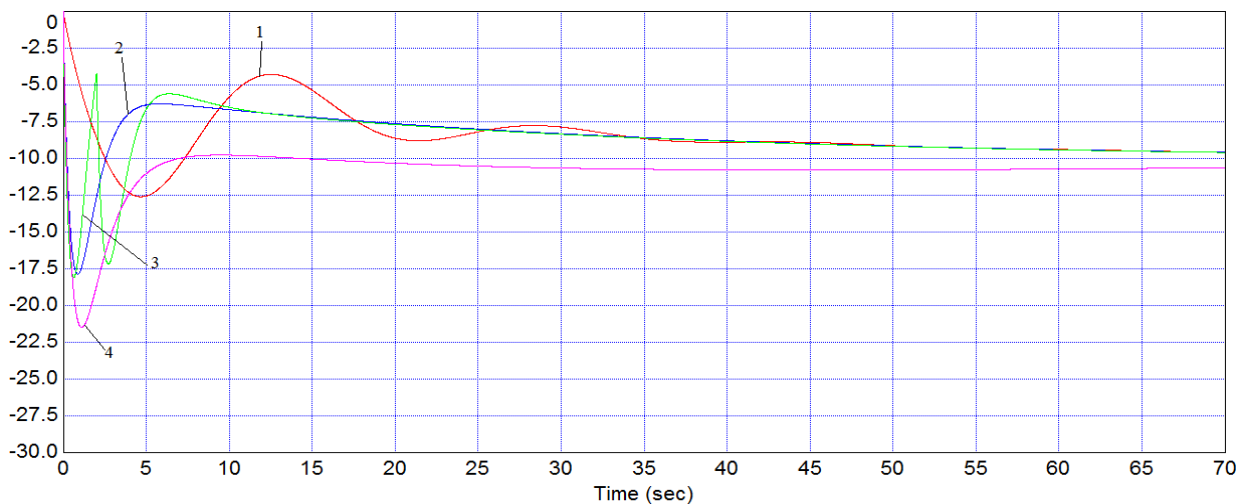


Рисунок 8 График переходного процесса при обработке внешнего возмущения

Рисунок 9. График регулирующего воздействия при обработке f_2

На графиках представлены следующие методы:

- 1- Базовая схема;
- 2- Метод СПО;
- 3- Инвариантная САР при плановом изменении нагрузки с дополнительно измеряемым внешним возмущением;
- 4- Инвариантная САР при плановом изменении нагрузки с косвенным выделением эквивалентного внешнего возмущения.

Как видим из графиков лучшим методом улучшения качества регулирования стало применение метода Инвариантная САР при плановом изменении нагрузки с дополнительно измеряемым внешним возмущением (схема 3). Время регулирования при отработке крайнего внешнего возмущения самое лучшее и на 48,3% больше, чем в схеме СПО.

Отработка внутреннего возмущения во всех схемах не выходит за пределы зоны нечувствительности.

При отработке скачка задания время регулирования в 5,18 раза меньше чем у базовой. Величина перерегулирования во всех схемах равна 0, кроме базовой.

Литература

1. Плетнев, Г. П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов и вузов / Г.П. Плетнев. – 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352с., ил.
2. Кулаков, Г. Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. - Минск: Вышэйш. шк., 1984. - 192 с.

УДК 621.311.22

ДЕАЭРАТОРЫ ПОВЫШЕННОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ТЭЦ И АЭС

Салькевич Я. А.

Научный руководитель – старший преподаватель Пронкевич Е. В.

Назначение большинства элементов, тепловой схемы установки в общих чертах становится понятным после знакомства с паросиловыми циклами. Деаэратор по своему назначению несколько отличается от остальных элементов схемы. С одной стороны, его можно рассматривать, как промежуточный подогреватель смешивающегося типа, поскольку в него поступает горячий пар из второго отбора турбины и дренаж промежуточного пароперегревателя, а температура основного конденсата после прохождения через деаэратор увеличивается. Однако основное назначение деаэратора – удаление газообразных примесей из теплоносителя.

В воде конденсатно-питательного тракта могут присутствовать различные примеси: газообразные (кислород, углекислота, азот, аммиак, после прохождения через активную зону реактор к ним добавляются радиолитические и благородные газы), твердые (продукты коррозии конструкционных материалов), естественные (хлориды, кремнекислоты и другие).

Газообразные примеси поступают в основном за счет присосов воздуха в конденсаторе и в первых подогревателях низкого давления, работающих при давлениях ниже атмосферного. На одноконтурных АЭС радиолитические газы (продукты радиолиза воды) и благородные газы (газовые осколки деления ядерного топлива) поступают вместе с паром в регенеративные подогреватели и в конденсатор. Продукты коррозии поступают в воду в результате взаимодействия конструкционных материалов с водной средой, образования окислов металлов и перехода их в воду. Поступление естественных примесей происходит в основном в конденсаторе за счет присосов охлаждающей воды в неплотностях теплообменной поверхности. Давление охлаждающей воды всегда выше давления конденсирующего пара в конденсаторе, и при наличии неплотностей происходит переток охлаждающей воды в конденсат. Практически присосы охлаждающей воды всегда имеют место, если даже с завода конденсатор поставлен достаточно плотным. В процессе эксплуатации в результате протекания коррозионных, эрозийных и других процессов происходит нарушение плотности, и присосы охлаждающей воды увеличиваются. Охлаждающая вода расходуется в больших количествах и никакой предварительной обработке не подвергается. Поэтому даже незначительные присосы охлаждающей воды привносят значительные количества примесей.

Продукты коррозии, а также некоторые естественные примеси (например, кальций и магний) выпадают в отложения на теплопередающих поверхностях, что приводит к уменьшению коэффициента теплопередачи и возникновению под отложениями местных, наиболее опасных видов коррозионных повреждений. Это снижает экономичность, надежность и безопасность работы АЭС. Из газовых примесей наибольшую опасность представляют кислород и углекислота.

Для удаления газов из воды могут быть использованы химические и термические методы. Химические методы основаны на избирательном взаимодействии удаляемых газов с дозируемыми реагентами. Практически химический метод применим только для удаления кислорода. Для этого используют гидразин, и то не как самостоятельный метод, а для удаления микро количеств кислорода. Вместе с гидразином в воду могут поступать другие примеси. Кроме того, гидразин является токсичным веществом. На АЭС применяют в основном термическую деаэрацию. Термические деаэраторы позволяют удалять из воды любые растворенные в воде газы и не вносят никаких дополнительных примесей в воду.

Деаэрационная колонка ДСП-1000 (смешивающая, повышенного давления, струйного типа) предназначена для сбора всех потоков конденсата, нагрева их до температуры

насыщения (температура $T = 167,5$ °С, при давлении $P = 7,6$ атм) и удаления из них растворенных газов.

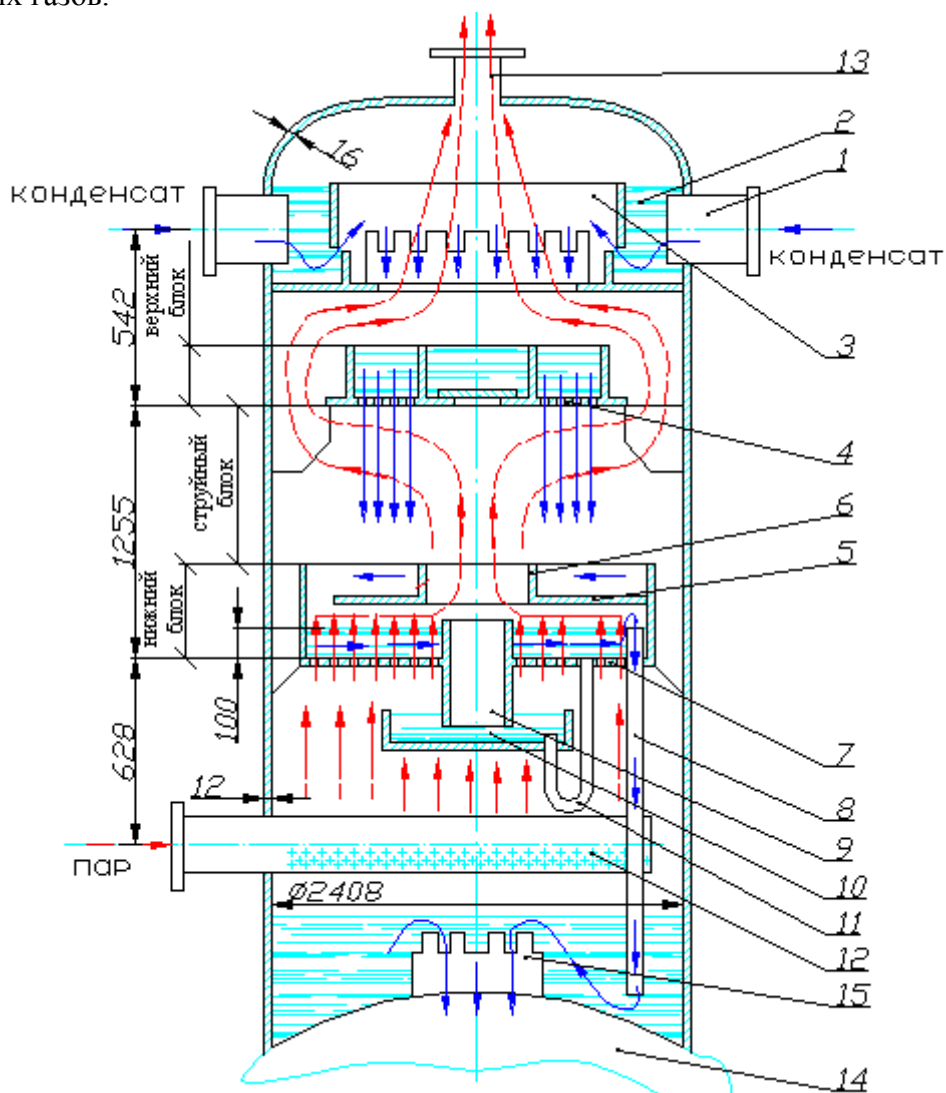


Рисунок 1. Схема деаэрационной колонны.

Деаэрационная колонна состоит из корпуса, кольцевого приемного короба, смесительного устройства, верхнего и нижнего блоков, коллекторов подвода греющего пара и горячих потоков дренажей.

Корпус представляет собой стальной цилиндр сварной конструкции с внутренним диаметром 2408 мм, изготовленный из листовой стали толщиной 12 мм, к которому приварена сферическая крышка. Корпус колонки приварен к деаэрационному баку (14). В верхней части корпуса расположен кольцевой приемный короб (2) для приема холодных потоков конденсата. Внутренняя обечайка короба в нижней части имеет прямоугольные окна, через которые конденсат поступает в смесительное устройство. Смесительное устройство (3) предназначено для смешения холодных потоков конденсата, равномерного распределения их по периметру колонки и представляет собой короб, образованный внутренней обечайкой приемного короба и обечайкой смесительного устройства в верхней части, которой имеются прямоугольные вырезы, расположенные по всему периметру.

Верхний блок состоит из внутренней и наружных обечаек и перфорированного днища (4) (дырчатый щит), приваренного с низу. Для обеспечения жесткости конструкции, равномерного распределения конденсата по всей поверхности дырчатого щита между обечайками приварены шесть перегородок с тремя полу отверстиями в нижней части каждой перегородки. В центральной части верхнего блока имеется съемный люк, который крепится болтами к кольцевому выступу дырчатого щита. Верхний блок прикреплен к корпусу колонны

шестью косынками, расположенными таким образом, что имеется возможность для свободного прохода пара по периферии.

Нижний блок состоит из переливного листа (5) и барботажного устройства. С одной стороны, переливной лист имеет вырез для слива воды в барботажное устройство, а в центре горловину (6) для прохода пара. В колонне переливной лист закреплен с помощью удерживающего каркаса. Барботажное устройство состоит из перфорированного листа (7), четырех сливных труб (8) приваренных со стороны противоположной сегментному вырезу переливного листа, выступающего над ним на 100 мм паро-перепускного патрубка (9), поддона (10) и двух водо-перепускных труб (11) соединяющих барботажный лист и поддон. Нижний конец паро-перепускного патрубка опущен в поддон и при заполнении водой последнего образуется гидрозатвор. Заполнение гидрозатвора обеспечивается автоматически, при изменении расхода, подачей воды через водо-перепускные трубки с барботажного листа в поддон.

Под нижним блоком расположены коллектор подвода греющего пара (13) и коллекторы горячих потоков дренажей. Коллектор греющего пара представляет собой перфорированную трубу $\text{Ø}325 \times 10$ мм. Отверстия расположены семью рядами на нижней части коллектора, что обеспечивает равномерное распределение пара по всему пространству колонки. Коллекторы подвода дренажей представляют собой перфорированные трубы $\text{Ø}108 \times 6$ мм, вводы которых в колонку выполнены на одном уровне с коллектором греющего пара.

Описание процесса деаэрации.

Холодные потоки конденсата через штуцера ввода (1) поступают в кольцевой приемный короб (2) и далее через прямоугольные окна на внутренней обечайке в смесительное устройство (3). Из смесительного устройства при достижении определенного уровня, конденсат равномерным потоком по всему периметру поступает на перфорированное днище (4) верхнего блока. Из верхнего блока конденсат, пройдя через отверстия перфорированного днища, дробится на тонкие струи. Проходит через струйный отсек конденсат нагревается до температуры близкой к температуре насыщения и попадает на нижний блок. Сначала на переливной лист (5), затем через сегментный вырез переливного листа поступает на перфорированный лист (7) барботажного устройства. По барботажному листу вода движется слева направо и обрабатывается паром, проходящим через отверстия щита. Происходит нагрев до температуры насыщения и окончательное удаление растворенных газов. В конце барботажного листа вода через четыре сливные трубки (8), верхние концы которых, для обеспечения постоянного слоя воды, выступают на 100 мм над листом, поступает в нижнюю часть колонны и далее через сливную горловину (15) сливаются в деаэрационный бак (14). Сливная горловина обеспечивает постоянный уровень воды в нижней части колонны перед поступлением ее в деаэрационный бак. Слив воды из сливных трубок происходит под этот уровень, что препятствует прохождению пара через сливные трубки в обход барботажного устройства. Греющий пар из перфорированного коллектора (12) подается под барботажный лист. Степень перфорации листа выбрана такой, что при минимальной нагрузке под листом создается устойчивая паровая подушка, исключая провал воды через отверстия листа. На барботажном листе происходит интенсивная паровая обработка слоя воды, движущейся в сторону сливных труб и глубокая и стабильная дегазация. Не сконденсировавшийся пар и выделившиеся из воды газы поднимаются вверх и через горловину (6) переливного листа поступают в струйный отсек. С увеличением производительности и расхода пара давление в паровой подушке возрастает, и пар в обход барботажного листа через паро-перепускной патрубок (9) гидрозатвора поступает в струйный отсек. В струйном отсеке пар, двигаясь вверх, пересекает и омывает падающие вниз, с перфорированного днища струи воды. При этом происходит перемешивание воды с паром, подогрев ее до температуры, близкой к температуре насыщения при данном давлении в колонки и предварительная дегазация воды. Конденсат греющего пара присоединяется к струям воды, а несконденсированный греющий пар и выделившийся из воды газ по периферии, через кольцевой зазор между корпусом и верхним блоком, проходят в верхнюю

часть колонки, обеспечивая ее вентиляцию и подогрев встречных потоков воды, поступающих из смесительного устройства (3), и далее через штуцер выпара отводятся из колонки.

Таблица 1 – Сравнение характеристик деаэраторов для ТЭЦ и АЭС с одинаковой номинальной производительностью 2000 т/ч

Наименование	Давление рабочее абсолютное, МПа (кгс/см ²)	Колонка	Диаметр колонки, мм	Емкость бака, м ³	Емкость бака полезная, м ³	Диаметр бака, мм	Длина деаэратора, мм	Высота деаэратора, мм	Масса, кг	Масса деаэратора с водой, мм
дп-2000/150	0.69 (0.7)	кдп-2000 вертикаль-ная	3400	176.4	150	3400	20120	8370	46854	255254
дп-2000-2х1000/120-А	0.7(7.0) 0.76 (7.6)	кдп-10А вертикаль-ная	2400	150	120	3400	17000	8300	43200	227200

Литература

1. Рихтер Л.А., Елизаров Д.П., Лавыгин В.М. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 216 с.
2. Шаратов В.И. Подготовка подпиточной воды систем теплоснабжения с применением вакуумных деаэраторов. — М.: Энергоатомиздат, 1996.

УДК 621.18-5

ОПТИМИЗАЦИЯ ДВУХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО ВКЛЮЧЕННЫХ ВПРЫСКОВ

Селюк И.Г.

Научный руководитель – д.т.н. профессор Кулаков Г.Т., к.э.н. доцент Кравченко В.В.

Регулирование температуры пара последовательно включенных перегревательных участков первичного тракта осуществляют с помощью АСР впрысков, работающих по двухимпульсной схеме.

Поверхности нагрева отдельных участков, соединительные трубопроводы и паросборные коллекторы, а также устройства впрыска охлаждающей воды образуют объект регулирования.

Температуру на выходе каждого участка стабилизируют с помощью автономных автоматических регуляторов, воздействующих на впрыскивающие устройства, устанавливаемые между отдельными поверхностями нагрева.

На систему действуют: внутреннее возмущение первого и второго впрыска, внешнее возмущение первого и второго впрыска, скачок задания первого и второго впрыска. Внутренние возмущения не опасны, так как обрабатываются вторым регулятором очень хорошо. Внешнее возмущение первого впрыска воспринимается вторым впрыском как внутреннее и тоже обрабатывается достаточно хорошо. В качестве наиболее опасного возмущения принято внешнее возмущение второго впрыска, так как оно сразу проходит на выход системы и может привести к появлению статической ошибки регулирования, обусловленной выходом из расчетного диапазона регулирующего органа. Также следует учитывать в рассматриваемой схеме регулирующее воздействие первого впрыска как дополнительное внутреннее возмущение для второго впрыска, так как оно изменяет расход пара, проходящего через пароперегреватель, а значит и влияет на конечный результат качества регулирования.

Исходные данные для моделирования:

$K_{оп} = 11,6 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{т}/\text{ч}$; $K_{ин} = 2,6 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{т}/\text{ч}$; $T_{ин} = 111,3\text{с}$; $\sigma_{ин} = 35,8\text{с}$; $T_{оп} = 27,6\text{с}$; $\sigma_{оп} = 6,4\text{с}$; $\tau_y = 154\text{с}$.

Схема представляет собой последовательное соединение двух САР с дифференциатором – (САР с Д). Выходная регулируемая величина 1-ой САР с Д воспринимается второй как внутреннее возмущение. Недостатком данной схемы является отсутствие увязки задания первого и второго впрысков, то есть при выходе регулируемой величины второго впрыска из диапазона регулирования отсутствует возможность скорректировать задание первому впрыску и тем самым ликвидировать отклонение регулируемой величины от допустимого значения.

Для улучшения качества регулирования при внешнем возмущении использовались различные методы.

1. Плановое изменение нагрузки

При плановом изменении нагрузки за основу берется САР с инвариантностью по f_2 . Но она несколько видоизменяется: в цепочку f_2 - $W_B(p)$ добавляют звено чистого запаздывания.

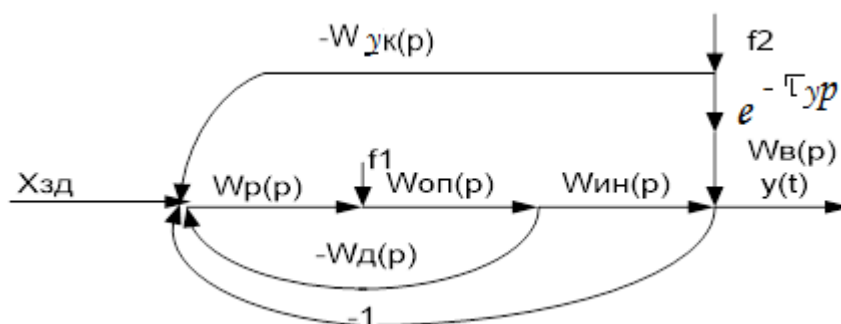


Рисунок 1. Структурная схема САР с Д при плановом изменении нагрузки

Передаточную функцию устройства компенсации находим из следующего равенства.

$$W_{\text{ук}}(p) \cdot W_{y, X_{3\partial}}^{\text{opt}}(p) = (1 - W_{y, X_{3\partial}}^{\text{opt}}(p)) \cdot W_{\epsilon}(p) \cdot e^{-t_{3\partial}}, \quad (1)$$

$$W_{\text{ук}}(p) = \left(\frac{1}{W_{y, X_{3\partial}}^{\text{opt}}(p)} - 1 \right) \cdot W_{\epsilon}(p) \cdot e^{-t_{3\partial}}, \quad (2)$$

$$W_{\text{ук}}(p) = \left(\frac{1}{\frac{e^{\tau_y \cdot p}}{T_{3\partial} p + 1}} - 1 \right) \cdot W_{\epsilon}(p) \cdot e^{-t_{3\partial}}, \quad (3)$$

$$W_{\text{ук}}(p) = \left(\frac{1}{\frac{1}{(T_{3\partial} p + 1) \cdot (\tau_y p + 1)}} - 1 \right) \cdot W_{\epsilon}(p) \cdot e^{-t_{3\partial}}, \quad (4)$$

$$W_{\text{ук}}(p) = ((T_{3\partial} p + 1) \cdot (\tau_y p + 1) - 1) \cdot W_{\epsilon}(p) \cdot e^{-t_{3\partial}}, \quad (5)$$

$$W_{\text{ук}}(p) = (T_{3\partial} \cdot \tau_y p^2 + (T_{3\partial} + \tau_y) p + 1 - 1) \cdot W_{\epsilon}(p) \cdot e^{-t_{3\partial}}, \quad (6)$$

$$W_{\text{ук}}(p) = (T_{3\partial} + \tau_y) p \cdot \frac{K_{\epsilon}}{T_{\epsilon} p + 1} \cdot \frac{1}{t_{3\partial} p + 1}, \quad (7)$$

$$W_{\text{ук}}(p) = \frac{(T_{3\partial} + \tau_y) p \cdot K_{\epsilon}}{(T_{\epsilon} p + 1)(t_{3\partial} p + 1)}.$$

Для планового изменения нагрузки наиболее оптимальным является отработка внешнего возмущения при $T_{3\partial} = t_{3\partial} = \tau_y$.

2. Структурно-параметрическая оптимизация САР на базе моделей объекта и заданной оптимальной передаточной функции замкнутой САР по задающему воздействию

Метод заключается в модернизации типовой САР с Д с целью улучшения качества регулирования по сравнению с типовой САР, а также уменьшения числа настраиваемых параметров с учетом выбора оптимального регулятора.

Записываем передаточную функцию оптимального регулятора на основе общей формулы МПК.

$$W_p(p) = \frac{W_{3\partial 1}^0(p)}{W_{\text{ин}}^0(p)} \cdot \frac{1}{1 - W_{3\partial 1}^{\text{opt}}(p)}, \quad (9)$$

$$W_{3\partial 1}^0(p) = \frac{1}{T_{3\partial 1} p + 1}, \quad (10)$$

$$W_{\text{ин}}^0(p) = \frac{k_{\text{ин}}}{T_{\kappa} p + 1}, \quad (11)$$

$$W_p(p) = \frac{T_{\kappa} p + 1}{k_{\text{ин}} \cdot (T_{3\partial 1} p + 1)} \cdot \frac{1}{1 - W_{3\partial 1}^{\text{opt}}(p)}. \quad (12)$$

В САР с Д при достаточно большом значении $K_p \cdot K_{06} \rightarrow \infty$, Д превращается в виртуальный регулятор:

$$W_D(p) = \frac{1}{W_p^6(p)} = \frac{k_{ин} \cdot (T_{з\partial 1} p + 1)}{T_{\kappa} p + 1} \cdot (1 - W_{з\partial 1}^{opt}(p)), \quad (13)$$

$$W_{з\partial 1}^{opt}(p) = \frac{e^{-\tau_y p}}{T_{з\partial 1} p + 1}, \quad (14)$$

$$W_D(p) = \frac{1}{W_p^6(p)} = \frac{k_{ин} \cdot (T_{з\partial 1} p + 1)}{T_{\kappa} p + 1} - \frac{k_{ин} \cdot (T_{з\partial 1} p + 1) \cdot e^{-\tau_y p}}{(T_{\kappa} p + 1)(T_{з\partial 1} p + 1)} =$$

$$= W_{н.м.}(p) - W_{п.м.}(p) \quad (15)$$

Для этого метода наиболее оптимальным является отработка внешнего возмущения при $T_{з\partial 1} = 0,146 \cdot \tau_y$.

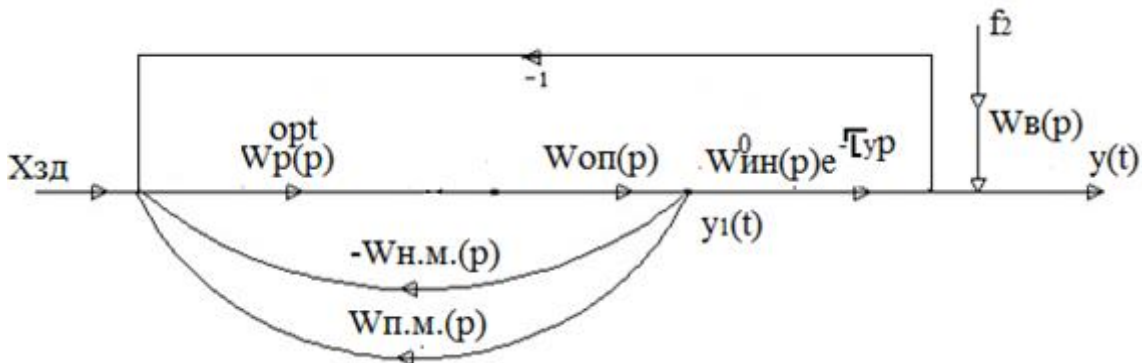


Рисунок 2. Структурная схема САР с Д на базе моделей объекта и заданной оптимальной передаточной функции замкнутой САР по задающему воздействию

$$W_{об}^{экг}(p) = \frac{k_{он} \cdot k_{ин} \cdot (T_{з\partial 1} p + 1)}{(T_{он} p + 1)(\sigma_{он} p + 1)(T_{\kappa} p + 1)}, \quad (16)$$

$$W_p^0(p) = \frac{k_p (T_u p + 1)(T_\partial p + 1)}{T_u p (T_{з\partial 1} p + 1)}. \quad (17)$$

В качестве критерия оптимальности примем \min время отработки скачка задания с полной компенсацией постоянной времени объекта.

$$T_u = T_{\kappa}, \quad (18)$$

$$T_\partial = T_{он}, \quad (19)$$

$$k_p = \frac{T_{\kappa}}{k_{он} \cdot k_{ин} \cdot T_{см}}, \quad (20)$$

$$W_p^{opt}(p) = \frac{(T_{\kappa} p + 1)(T_{он} p + 1) \cdot T_{\kappa}}{k_{он} \cdot k_{ин} (T_{з\partial 1} p + 1) \cdot T_{\kappa} \cdot T_{см} p} = \frac{(T_{\kappa} p + 1)(T_{он} p + 1)}{k_{он} \cdot k_{ин} (T_{з\partial 1} p + 1) \cdot T_{см} p}. \quad (21)$$

При взаимной работе двух последовательных впрысков первую САР настраиваем по методу оптимизация САР на базе моделей объекта и заданной оптимальной передаточной функции, замкнутой САР по задающему воздействию, где $T_{з\partial 1} = 0,146 \tau_y$. Один контур второй САР настроен по МПК в ЧВ на отработку крайнего внешнего возмущения и скачка задания, а другой на отработку внутреннего возмущения по МЧК. Выход первой САР подключен ко второй после основного регулятора. Во второй САР используем плановое изменение нагрузки, при $T_{зд} = t_{зд} = \tau_y$.

Рисунок 5. Графики отработки САР двух последовательных впрысков внешнего возмущения

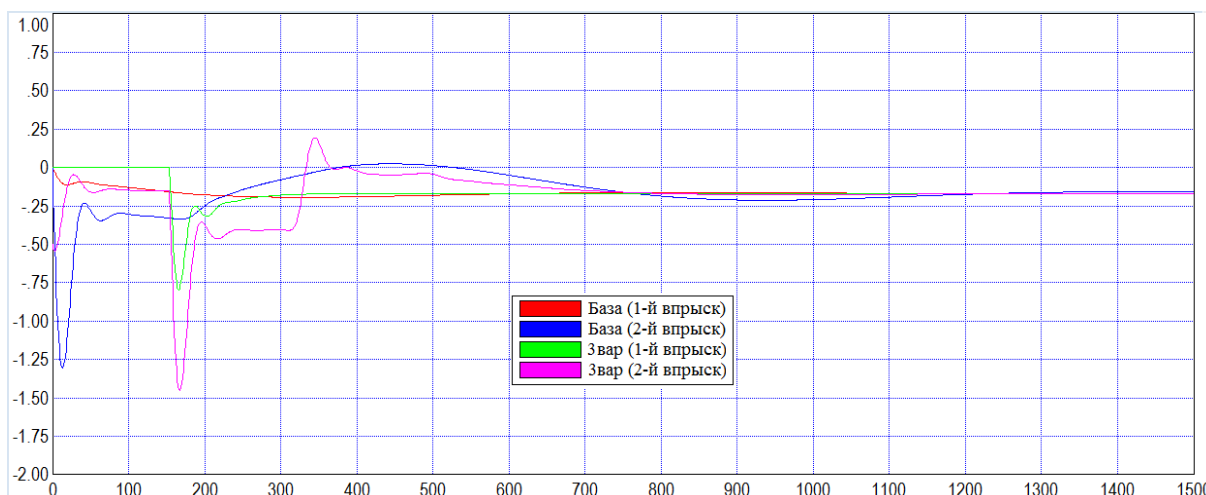


Рисунок 6. Графики отработки САР двух последовательных впрысков регулирующего воздействия

Прямые показатели качества регулирования базовой САР с Д и САР двух последовательных впрысков представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Прямые показатели качества регулирования при отработке внешнего возмущения

Тип настройки	Полное время регулирования t_p , с	Первое время регулирования t_{max} , с	Число колебаний, n	Степень затухания, ψ	Максимальная динамическая ошибка регулирования	Максимальное регулирующее воздействие
База (1-й впрыск)	1430	560	2	0,99	4,96	-0,20
База (2-й впрыск)	2217	258	3	0,94	4,96	-1,3
Предлагаемая САР (1-й впрыск)	502	502	1	1	4,95	-0,8
Предлагаемая САР (2-й впрыск)	1373	395	2	0,97	3,08	-1,45

Вывод: Предлагаемый вариант настройки позволяет существенно улучшить качество регулирования: полное время регулирования первого впрыска уменьшилось в 2,8 раза, второго впрыска – в 1,6 раза; количество колебаний каждой САР при внешнем возмущении сократилось; максимальная динамическая ошибка регулирования при этом уменьшилась в 1,6 раза, а максимальное регулирующее воздействие почти не изменилось. В совокупности существенно удалось улучшить качество регулирования по всем показателям. Такой результат позволяет более точно регулировать температуру пара на выходе из котла и одновременно защитить металл предвключенных ступеней пароперегревателя. Данная АСР позволяет снизить расход собственного конденсата на впрыск. Тем самым уменьшается загрязнение пара охлаждающей водой, что увеличивает срок службы трубок парового коллектора и лопаточного аппарата турбины. Это увеличивает временной интервал между ремонтами, что позволяет экономить значительные денежные средства.

Литература

1. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами: учебное пособие под общей редакцией д.т.н., проф. Кулаков Г.Т. / Г.Т. Кулаков, А.Т. Кулаков, В.В. Кравченко, А.Н. Кухоренко, К.И. Артёменко, Ю.М. Ковриго, И.М. Голинко, Т.Г. Баган, А.С. Бунке. – Минск: Выш. шк., 2017. – 240 с.: ил.
2. Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: Учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.

УДК 621.311

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ДИСКОВ И ЛОПАТОЧНОГО АППАРАТА ПАРОВЫХ ТУРБИН

Семук В.Е.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

В настоящее время надежность работы тепломеханического оборудования ТЭС является актуальной проблемой, которая в значительной степени обусловлена, наряду с другими факторами, повреждаемостью рабочих поверхностей конструкционных материалов. Повреждаются поверхности элементов проточных частей турбин (рабочие и сопловые лопатки, диски и роторы, корпуса, обоймы, диафрагмы и др.), стопорные и регулирующие клапаны, насосы, регенеративные и сетевые подогреватели турбоустановок. Повреждения обуславливаются целым рядом причин: различные виды износа поверхностей, присутствие органических и неорганических примесей в рабочем теле, высокий уровень тепловых и механических напряжений, наличие отложений и продуктов коррозии на теплообменных поверхностях, переменные режимы работы, конструктивные особенности, а также нарушения инструкций по эксплуатации оборудования. Износ элементов оборудования по современным представлениям понимается как разрушение поверхностных слоев конструкционных материалов, являющееся следствием протекания коррозионных и эрозионных процессов, обусловленных наличием целого ряда усугубляющих факторов.

Элементы проточных частей турбин подвержены не только эрозионному, абразивному и эрозионно-коррозионному износу, но и также различным видам коррозии. Воздействию коррозии подвергаются поверхности всего лопаточного аппарата (рабочие лопатки, сопла и направляющие лопатки, ленточные и проволочные бандажи и др.) роторов, дисков, корпусов и других элементов турбины. Наиболее значительным коррозионным повреждениям подвергается лопаточный аппарат и диски в зоне фазового перехода.

Коррозия металлов – процесс самопроизвольного разрушения металлов или их сплавов при их физико-химическом взаимодействии с окружающей средой. Первопричиной коррозии металлов является их термодинамическая неустойчивость в различных, в том числе водных средах. В процессе коррозии металлы переходят в оксиды, являющиеся термодинамически более устойчивыми по сравнению с чистыми металлами.

Коррозия приводит к частичному или полному разрушению кристаллической решетки и изменению свойств металла, вплоть до его разрушения. Коррозия может вызываться химическими, электрохимическими, механическими причинами, влиянием нейтронного поля и другими факторами.

Химическая коррозия подчиняется законам химических гетерогенных реакций и не сопровождается возникновением электрического тока. Она является результатом протекания химических реакций между металлом и рабочим телом (теплоносителем), когда теплоноситель не является электролитом (сухие газы, перегретый пар).

Электрохимическая коррозия — это химическая коррозия, которая сопровождается протеканием электрического тока. Она возникает в случае, когда теплоноситель является электролитом, при этом на границе металл-рабочее тело возникают микрогальванические (коррозионные) элементы. Электрохимической коррозии подвержены все поверхности энергетических блоков, омываемые водой и пароводяной смесью.

Деление на химическую и электрохимическую коррозии условно. Во многих случаях они протекают одновременно, влияя друг на друга.

Коррозия-эрозия — процесс разрушения металлов вследствие эрозионного воздействия коррозионной среды (разрушение лопаток турбин под воздействием влажного пара, разрушения (износ) перепускных труб у турбин и других агрегатов, по которым с большой скоростью движется пароводяная смесь).

По внешним признакам различают общую и местную коррозию.

Общая коррозия — охватывает всю поверхность металла, смачиваемую теплоносителем; *местная коррозия* проявляется на отдельных участках поверхности и разделяется на питтинг-коррозию, крекинг-коррозию и избирательную.

Питтинг-коррозия протекает на отдельных небольших участках и проявляется в виде язв, коррозионных точек или пятен.

Крекинг-коррозия (коррозионное растрескивание) возникает на участках металла, находящихся под большим механическим напряжением, поэтому его называют также *коррозионным растрескиванием под напряжением*. Проявляется крекинг-коррозия в виде трещин, проходящих по границам зерен металла или через сами зерна.

Избирательная коррозия представляет собой растворение какого-либо элемента, входящего в сплав.

Коррозией лопаток называется химическое разъедание их поверхности под влиянием кислорода (ржавления), щелочи, накипи и других воздействий. Действию коррозии подвергаются лопатки первых и средних ступеней, а главным образом—лопатки в месте перехода пара из сухого во влажное состояние. В ряде случаев наблюдается одновременное действие на лопатки процессов коррозии и эрозии.

Коррозия в большей части поражает бандажи, выходные кромки и стенки лопаток, покрывая последние бугорчатыми наростами, под наростами обычно обнаруживаются язвины, нередко достигающие до 2–3 мм по сечению металла лопаток, а у кромок — язвины, проходящие насквозь и образующие узорчатые, легко ломающиеся края. Наиболее сильно действие коррозии сказывается во время стоянки турбины в случае неплотности вентиля и задвижек, дающих возможность просачиваться пару в турбину, где он совместно с имеющимся в ней воздухом вызывает сильное ржавление лопаток. Корродирующее действие оказывают также воздух, подсасываемый через уплотнения вала на холостом ходу, и накипь, отлагающаяся на лопатках, составные части которой могут активно окислять поверхность лопаток.

Для предотвращения коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата турбины проводят следующие действия:

1. Контроль металла насадных дисков.
2. Контроль металла рабочих лопаток.
3. Нормирование качества свежего пара перед турбинами.
4. Автоматизированный химический контроль качества свежего пара.
5. Применение ингибирующих присадок в пар перед зоной фазового перехода турбины.
6. Материал дисков и рабочих лопаток ступеней турбин в зоне фазового перехода при высокой минерализации исходной воды.
7. Консервация оборудования турбинных установок при их останове.

Контроль металла насадных дисков

В качестве методов контроля применяются визуальный осмотр, магнитопорошковая или цветная дефектоскопия, ультразвуковой контроль.

Контролю в объеме 100% подвергаются обод, гребень, полотно с разгрузочными отверстиями, ступичная часть, шпоночный паз. Если с диска снимаются рабочие лопатки, дефектоскопии подвергаются внутренние поверхности гребня диска и хвостовики рабочих лопаток.

При использовании отремонтированных дисков они проходят повторную дефектоскопию после ремонта и при удовлетворительных результатах допускаются к дальнейшей эксплуатации по согласованию с заводом-изготовителем. Дефектоскопический контроль отремонтированных дисков необходимо проводить не реже, чем через 2-3 года эксплуатации. Если на отремонтированных дисках при эксплуатации вновь образовались трещины, диски к дальнейшей работе не допускаются.

Контроль металла рабочих лопаток

В качестве методов контроля применяют визуальный осмотр, магнитопорошковую или цветную дефектоскопию, вихретоковый и ультразвуковой контроль (рисунок 1). Контролю

подвергаются перо, входные и выходные кромки в доступных местах, хвостовики лопаток, проволочные и покрывные бандажи, бандажные отверстия и шипы лопаток.

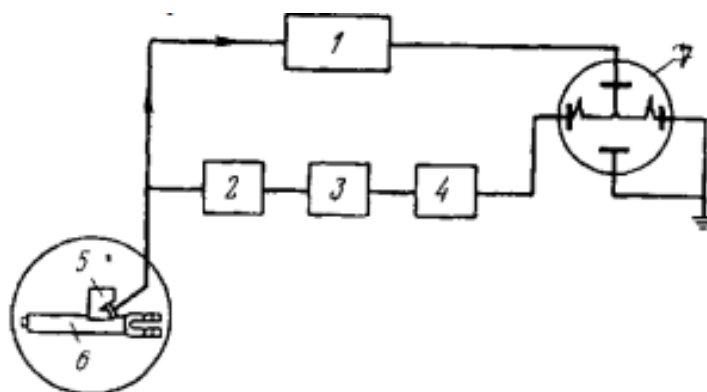


Рисунок 1. Блок схема для ультразвукового контроля лопаток. 1- усилитель импульсов, 2 – генератор импульсов, 3 – задающий генератор, 4 – генератор развертки, 5 - призматический щуп, 6 – лопатка, 7 – ультразвуковой дефектоскоп

Нормирование качества свежего пара перед турбинами

Качество свежего пара перед турбинами определяет качество первичного конденсата в зоне фазового перехода, являющееся одним из факторов, влияющих на интенсивность коррозионных процессов в проточной части турбины. Это обуславливает необходимость строгого соблюдения норм качества свежего пара, регламентированных ПТЭ, и выполнение мероприятий по предотвращению их нарушения.

Качество свежего пара прямоточных котлов (таблица 1) должно удовлетворять нормам.

Таблица 1 – Нормы качества свежего пара и питательной воды для прямоточных котлов на давление пара 14 и 25 МПа (ПТЭ, изд. 1989 г.)

Показатели качества	Пар	Питательная вода
Соединения натрия (в пересчете на Na), мкг/кг, не более	5*	5*
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более	0,3	0,3
pH , не менее	7,5****	9,1±0,1***; ГАР 7,7±0,2; ГР 8,0±0,5; КАР 7,0±0,5; НКР
Кремниевая кислота (в пересчете на $SiCb$), мкг/кг, не более		15

* Для котлов на давление 14 МПа при отсутствии конденсатоочистки на 100% допускается до 10 мкг/кг.

** Н-катионированной или дегазированной пробы при 25 °С.

*** При нейтрально-кислородном водно-химическом режиме допускается не менее 6,5.

**** В зависимости от принятого водно-химического режима (ГАР - гидразинно-аммиачный режим, ГР - гидразинный режим, КАР - кислородно-аммиачный режим, НКР - нейтрально-кислородный режим).

Качество свежего пара барабанных котлов (таблица 2) на давление 14 МПа после всех устройств для регулирования его температуры должно удовлетворять нормам.

Для ограничения работы турбин при существенном отклонении от норм качества свежего пара в ПТЭ регламентирована продолжительность допускаемых нарушений норм качества свежего пара перед турбинами, при которых должны приниматься соответствующие меры по нормализации водного режима или останову турбины.

Таблица 2 – Нормы качества свежего пара и питательной воды для барабанных котлов (ПТЭ, изд.1989 г.)

Давление пара, МПа	Качественные показатели	Пар		Питательная вода
		ГРЭС	ЭЦ	
4	Соединения натрия (в пересчете на <i>Na</i>), мкг/кг, не более	60	100	-
10		15	25	-
14		5	5	50
10 14	Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более	Устанавливается энергообъединением		
4-14	рН, не менее	7,5 15	7,5	9,1±0,1
4-14	Кремниевая кислота (в пересчете на SiO ₂), мкг/кг, не более		25	80* 40** 120***

Автоматизированный химический контроль за качеством свежего пара

Целью автоматизированного химического контроля является быстрое выявление отклонений качества теплоносителя от установленного уровня для принятия соответствующих мер по их устранению.

Автоматизированная система химического контроля (АСХК) - это информационно-измерительная система, выполняющая оперативный контроль за показателями качества теплоносителя, отражающими текущее состояние водно-химического режима (ВХР) по тракту энергоблока.

Выдаваемая АСХК оперативная информация используется оператором для управления ВХР при установившемся режиме работы энергоблока. Применение средств вычислительной техники в АСХК дает возможность выполнять логические и вычислительные операции информационно-диагностического характера и выдавать оператору совет о месте и возможной причине нарушения ВХР энергоблока, а также о состоянии технических средств, входящих в систему.

Применение ингибирующих присадок в пар перед зоной фазового перехода турбины

Снижение интенсивности коррозионных процессов на конструкционных материалах дисков и лопаток в проточной части турбины может быть осуществлено защитой поверхности металла от воздействия агрессивных соединений с помощью ингибитора, который подается в пар непосредственно перед зоной фазового перехода и регулирует качество первичного конденсата ЗФП.

В качестве ингибиторов в проточной части турбины применяют летучие щелочные и пленкообразующие реагенты - гидразин, пиперидин, морфолин и др. Ингибитор должен обладать благоприятным коэффициентом межфазового распределения, определяющим способность его концентрирования в первичном конденсате. Также ингибитор должен иметь свойство регулировать значение рН первичного конденсата, обладать термостойкостью, определяемой коэффициентом термического разложения, и ингибирующим эффектом, обуславливающим защиту поверхности металла от коррозионных процессов.

При выборе ингибитора учитывают его стоимость, наличие в промышленности, допустимые концентрации в сбросных водах.

Материал дисков и рабочих лопаток ступеней турбин в зоне фазового перехода при высокой минерализации исходной воды.

Для электростанций с повышенной минерализацией воды с целью повышения коррозионной стойкости металла в зоне фазового перехода, по согласованию с заводом-изготовителем турбины возможна при технико-экономическом обосновании установка рабочих лопаток турбины из титановых сплавов или более коррозионностойких сталей, а для дисков турбин без промперегрева - использование стали 26ХНЗМ2ФАА.

Консервация оборудования турбинных установок при их останове.

Для предотвращения повреждений, вызываемых стояночной коррозией, наиболее эффективной мерой является консервация оборудования. Способы консервации различны и должны выбираться в зависимости от продолжительности и вида простоя консервируемого оборудования, наличия схем консервации, типа консерванта и затрат на проведение консервации.

В настоящее время на тепловых электростанциях следует применять следующие способы консервации турбоустановок: осушенным или подогретым воздухом и летучими ингибиторами ИФХАН (ингибированным воздухом). Способы консервации с использованием атмосферного воздуха основаны на снижении и поддержании в процессе простоя турбоустановки внутри ее объема воздушной среды с относительной влажностью не более 40%, что практически исключает возможность возникновения стояночной коррозии.

Консервация подогретым воздухом.

Используется динамический способ осушки воздуха, при котором в полость консервируемого оборудования постоянно нагнетается воздух пониженной относительной влажности. Для нагнетания воздуха используют вентиляторы, а понижают его влажность подогревом в калориферах. В качестве мест подвода воздуха используют трубопроводы регенеративных и отопительных отборов или перепускные трубы. Для постоянной вентиляции консервируемого объема выпуск воздуха организуют таким образом, чтобы исключить застойные зоны и невентилируемые полости. Для этой цели используют штатные дренажи, воздушные линии опорожнения или специально устанавливаемые вентиляционные штуцера с запорной арматурой, а также систему концевых уплотнений.

Консервация осушенным воздухом.

Воздух до поступления в турбину проходит адсорбционный осушитель, поглощающий значительную часть влаги. Благодаря этому и после поглощения влаги и охлаждения в турбине относительная влажность воздуха остается в допустимых пределах, исключающих возникновение атмосферной коррозии. При этом исключается конденсация водяных паров в местах с низкой температурой.

Осушители устанавливают стационарно. Они могут быть переносными и использоваться на нескольких турбинах. Воздух выпускается через концевые уплотнения и другие специальные отверстия, выбранные так, чтобы он проходил все поверхности консервируемого объема турбоустановки. Чтобы исключить тупиковые зоны, иногда устанавливают несколько воздуходувок, разделив турбоустановку на части. Производительность осушителей и воздуходувок должна обеспечить полную замену воздуха в консервируемом объеме 1-2 раза в час. Осушенный воздух используется для консервации регенеративных и сетевых подогревателей, резервуаров, питательных насосов, конденсаторов и электрических генераторов.

Консервация летучими ингибиторами ИФХАН.

Летучие ингибиторы ИФХАН имеют большую скорость испарения, защищают от коррозии ряд черных и цветных металлов. Способ консервации апробирован на тепловых и атомных электростанциях и заключается в следующем: турбина герметизируется по валу и всем подключенным к ней трубопроводам и сообщается с источником воздуха, содержащим летучие ингибиторы коррозии (рисунок 2). Ингибированный воздух просасывается с помощью насоса или эжектора через цилиндры турбины. На выходе из турбины (из конденсатора турбины) определяется защитная концентрация и улавливается (поглощается) ингибитор, оставшийся в воздухе. При достижении внутри консервируемого объема защитной концентрации турбина герметизируется по подводу и отводу воздуха и оставляется в таком виде на все время простоя (до 2,5-3,0 лет). Контроль за состоянием металла при простое проводится по скорости коррозии индикаторов, изготовленных из стали 3.

Расконсервация проводится пропуском воздуха через турбину, на выходе из которой ингибитор поглощается, что обеспечивает полную экологическую чистоту процесса как расконсервации, так и предыдущей консервации.

В качестве места подачи ингибированного воздуха могут быть использованы трубопроводы подачи уплотняющего пара или отсоса паровоздушной смеси и пара из переднего концевое уплотнения турбины (или другого концевое уплотнения в зависимости от конструктивной схемы турбины). Воздух отводится из трубопроводов заднего концевое уплотнения (противодавленческая турбина) или из трубопровода отсоса паровоздушной смеси конденсатора. Для пропуска ингибированного воздуха через турбины может быть использован основной или пусковой эжектор.

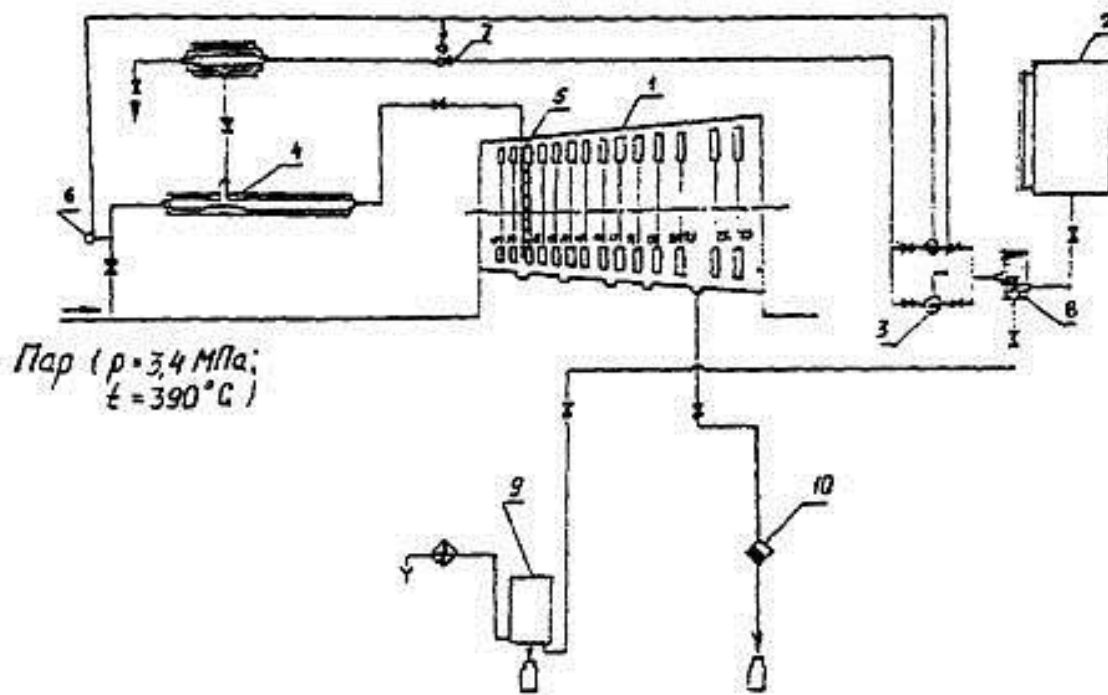


Рисунок 2. Схема ингибирования элементов проточной части турбин
1 – турбина, 2 – бак водного раствора гидразина, 3 – насосы-дозаторы, 4 – инжектор-испаритель, 5 – кольцевой коллектор, 6 – манометр, 7 – электропривод, 9, 10 – отборы проб пара.

Литература

1. Глазырин, А.И. Консервация энергетического оборудования / А.И. Глазырин, Б.Ю. Кострикина. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 258 с.
2. Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – Москва, 2005. – 592 с.
3. Маргулова, Т.Х. Водные режимы тепловых и атомных электростанций / Т.Х. Маргулова, О.И. Мартынова. – Москва: Высш.школа, 1987. – 319 с.
4. Молочек В.А. Ремонт паровых турбин / В.А. Молочек. – Москва, 1968. – 323 с.
5. РД 34.30.507-912, М. изд-во ВТИ, 1993.
6. РД 34.37.303-88, М. изд-во ВТИ, 1993.
7. РД 34-20.591-87, М. ВТИ, 1987.

УДК 621.182

СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА

Синкевич И.М.

Научный руководитель – старший преподаватель Буров А.Л.

АСР расхода общего воздуха

АСР расхода общего воздуха предназначена для поддержания оптимального соотношения «топливо – воздух», т.е. коэффициента избытка воздуха за пароперегревателем (O_2), косвенно отражающем экономичность процесса сжигания топлива. На барабанных котлах, использующих в качестве топлива газ и мазут, используется схема регулирования расхода общего воздуха «топливо-воздух». Объясняется это тем, что при сжигании газа и мазута можно с достаточной точностью измерить расход топлива.

Возможность применения такой схемы основана на том, что при постоянном качестве топлива его расход и количество воздуха, необходимое для обеспечения требуемой полноты сгорания топлива, связаны прямо пропорциональной зависимостью. Сигнал по расходу топлива V_T (в данной схеме это сигнал по перепаду давления на сужающем устройстве до горелки p_T) формируется датчиком расхода газа или мазута. Сигнал по расходу воздуха $D_{ВЗ}$ (перепад давления на специальном устройстве измерения расхода воздуха $p_{ВЗ}$) формируется измерением давления воздуха на выходе дутьевых вентиляторов (ДВ).

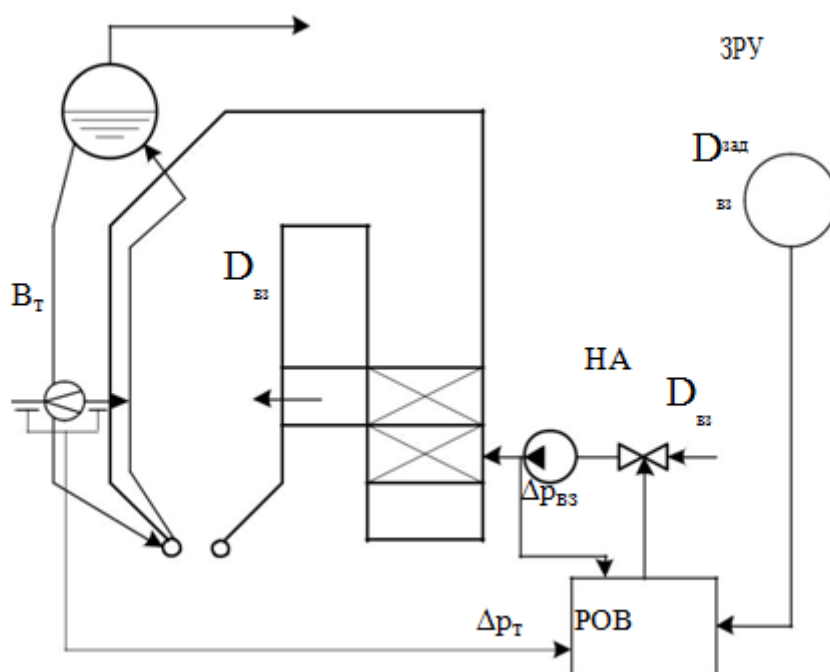


Рисунок 1. Структурная схема АСР экономичности процесса горения по соотношению топливо-воздух: РОВ – регулятор общего воздуха; ДВ – дутьевой вентилятор; НА – направляющий аппарат

Сигналы по расходу топлива и общего воздуха подаются на вход регулятора общего воздуха (РОВ), который управляет производительностью ДВ. РОВ изменяет положение направляющих аппаратов (НА) ДВ перемещением заслонки, изменяющей угол подачи воздуха на рабочие лопатки ДВ (3).

АСР разрежения в топке

Система предназначена для поддержания, согласованного газозвушного режима работы котла. Показателем материального баланса, который характеризует совместную работу дутьевых вентиляторов, нагнетающих воздух в котёл, и дымососов (ДС),

отсасывающих из топки дымовые газы, является величина разрежения в топке котла. Требуемое разрежение поддерживается за счёт изменения расхода уходящих газов.

Объектом регулирования АСР разрежения в топке является топка котла с газоходами от поворотной камеры до всасывающих патрубков ДС. Входное регулирующее воздействие – расход уходящих дымовых газов D_r , определяемый производительностью ДС.

Основная регулируемая величина – разрежение в верхней части топки S . Ко внутренним возмущающим воздействиям относятся нарушения газоздушного режима, связанные с работой систем пылеприготовления, операциями по удалению шлака и т.д., к внешним – изменение расхода воздуха в зависимости от тепловой нагрузки котла.

Рост S_r , вызванный увеличением отсоса дымовых газов, может привести к срыву факела и останову котла (срабатывает защита по погасанию факела).

Уменьшение S_r может привести к выбиванию продуктов сгорания из топки котла в производственные помещения (например, за счёт увеличения расхода воздуха выше допустимого значения при неизменном отводе газов и котла).

Благодаря своей простоте и надёжности, наибольшее распространение получила схема регулирования разрежения с одноимпульсным ПИ-регулятором, реализующим принцип регулирования по отклонению. Требуемое значение разрежения устанавливается с помощью задатчика ручного управления (ЗРУ). Регулятор разрежения (РР) воздействует на производительность дымососов, изменяя положение НА и, соответственно, количество отсасываемых дымовых газов.

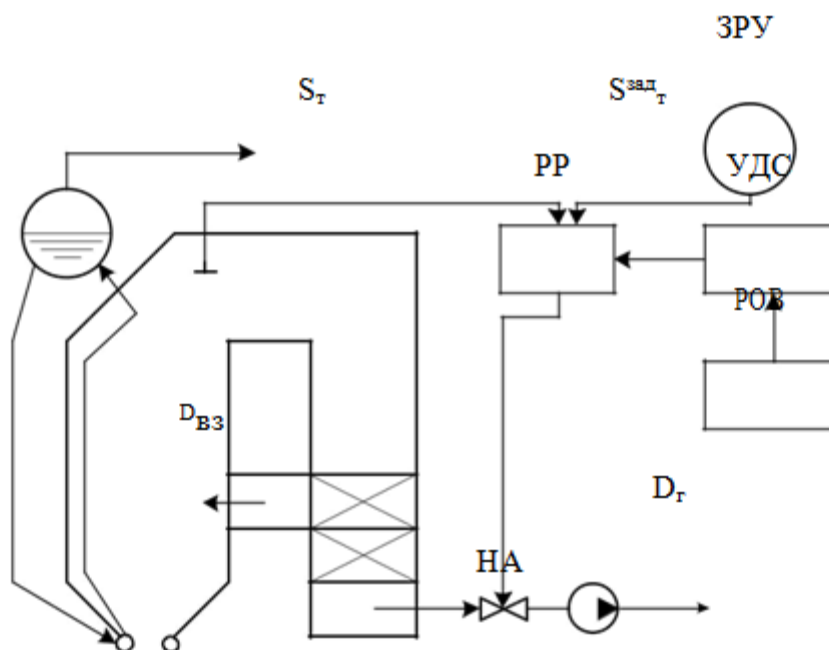
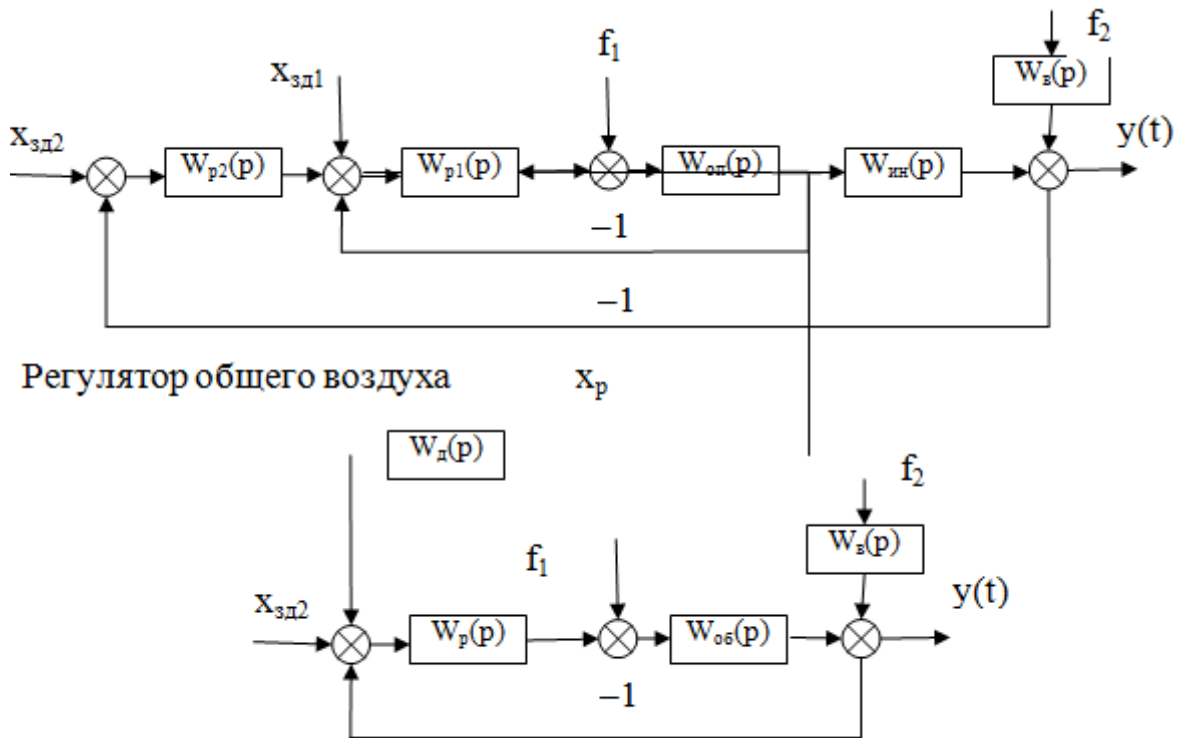


Рисунок 2. Структурная схема АСР разрежения в топке

При работе котла в регулирующем режиме происходят частые изменения тепловой нагрузки и связанные с ними изменения расхода воздуха. Изменение расхода воздуха, нагнетаемого в топку, приводит к нарушению газоздушного режима и изменению величины S_r . Для предупреждения этого изменения и улучшения качества переходного процесса через устройство динамической связи (УДС) на РР подают дополнительный сигнал от РОБ.

Структурная схема каскадной САР:



Регулятор разрежения в топке

Регулятор общего воздуха

Стабилизирующий регулятор:

$$W_{p1}(p) = \frac{K_{p1}(T_{u1}p + 1)}{T_{u1}p}$$

Корректирующий регулятор:

$$W_{p2}(p) = \frac{K_{p2}(T_{u2}p + 1)}{T_{u2}p}$$

Опережающий участок объекта регулирования:

$$W_{on}(p) = \frac{K_{on}}{(T_{on}p + 1)}$$

Инерционный участок объекта регулирования:

$$W_{ин}(p) = \frac{K_{ин}}{(T_{ин}p + 1)(\sigma_{ин}p + 1)}$$

Регулятор разрежения в топке:

Динамика объекта регулирования:

$$W_{об}(p) = \frac{K_{об}}{(T_{об}p + 1)}$$

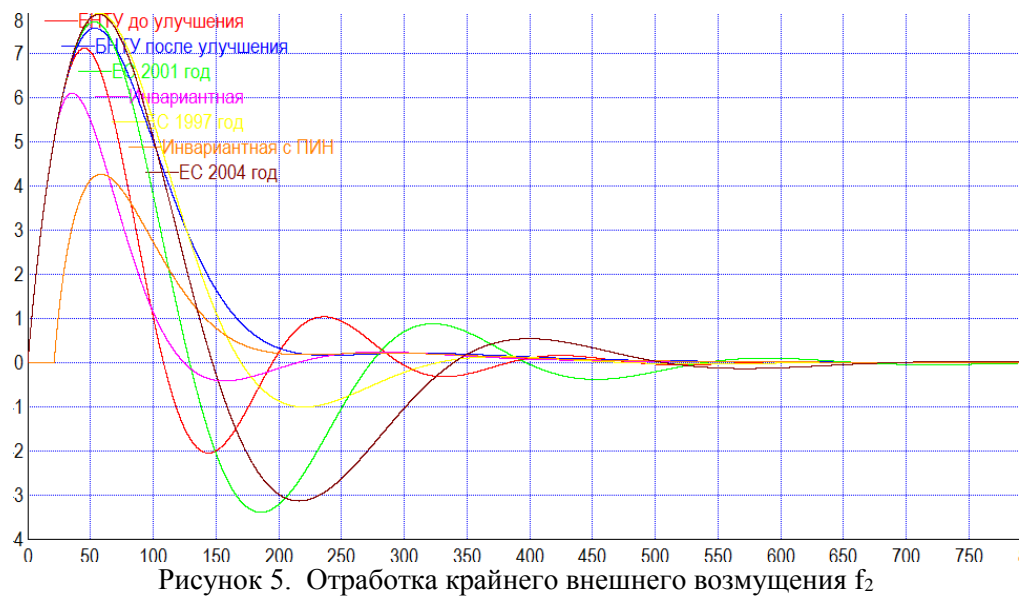
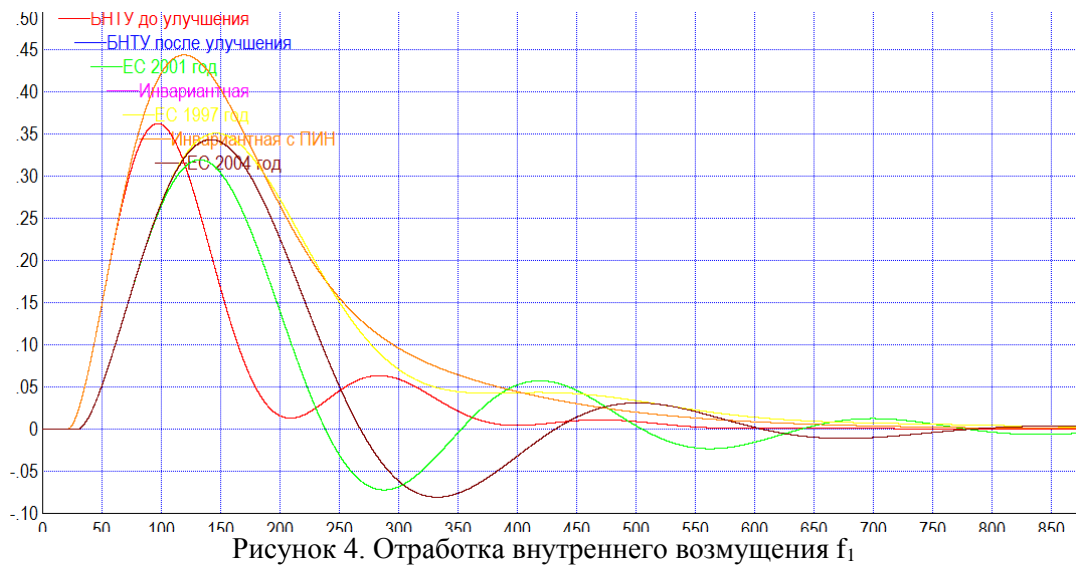
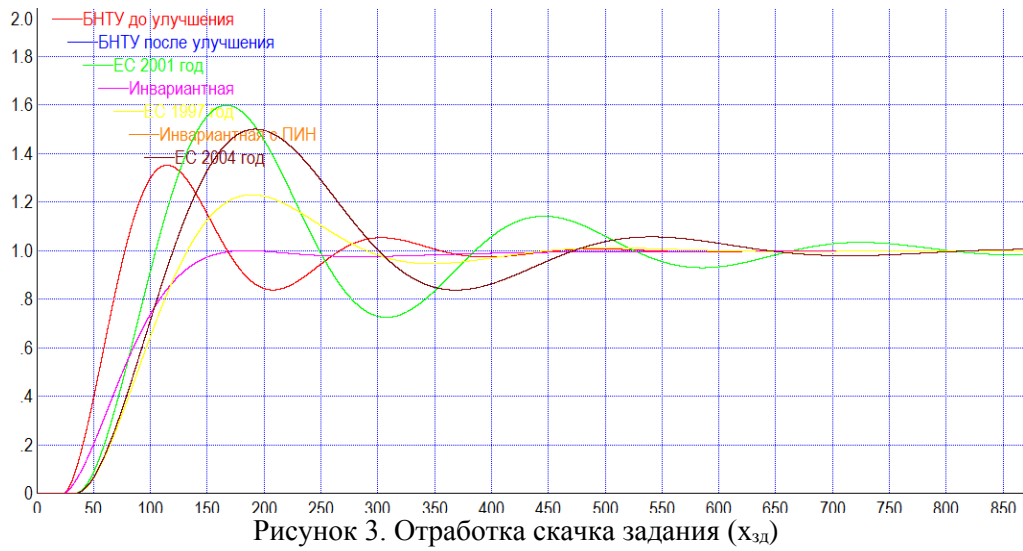
Регулятор:

$$W_p(p) = \frac{K_p(T_u p + 1)}{T_u p}$$

Крайнее внешнее возмущение:

$$W_\epsilon = \frac{10}{30p + 1}$$

Моделирование переходных процессов



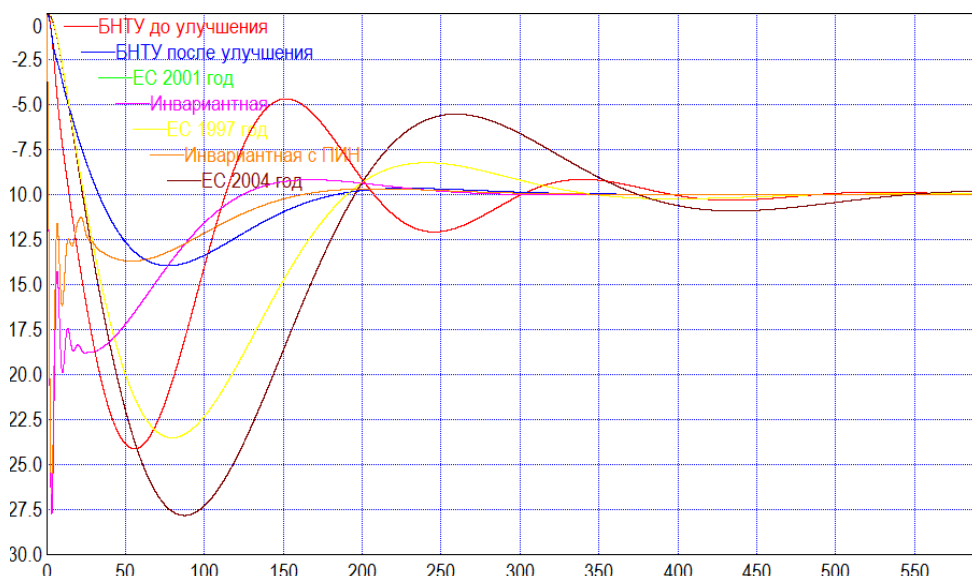


Рисунок 6. Регулирующее воздействие x_p при отработке крайнего внешнего возмущения f_2

Таблица 1 – Полученные показатели качества переходного процесса

Метод	$X_{зд}$		f_1		f_2		X_p
	t_p, c	$\sigma, \%$	t_p, c	A_1^+	t_p, c	A_1^+	
БНТУ базовая	585	17.3	570	0.078	540	7	18.2
БНТУ улучшенная	455	0	310	0.18	540	7.6	10
Европейский метод 2001 год	880	33	920	0.175	965	8	27
Европейский метод 1997 год	510	1	830	0.202	570	8.2	18.5
Европейский метод 2004 год	805	26	850	0.2	920	8.2	22.5
Инвариантная после улучшения	440	0	330	0.18	260	6.07	25.5
Плановое изменение нагрузки	440	0	330	0.18	226	4.25	24.1

Расчет производился по формулам европейский методов различных лет, а также по методам БНТУ с применением принципа инвариантности и изменением коэффициентов Вышнеградского для улучшения качества регулирования.

Из полученных результатов, можно сделать вывод, что наилучшими показателями обладает система, рассчитанная по методу БНТУ после улучшения (с использованием коэффициентов Вышнеградского $A_1=2.618$ и $A_2=1.146$) с применением принципа инвариантности при плановом изменении нагрузки. Величину регулирующего воздействия можно уменьшить, добавив в схему ограничитель.

Литература

1. Кулаков Г.Т. «Анализ и синтез систем автоматического регулирования», Минск, 2003, «Технопринт»
2. Кулаков Г.Т. «Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования», Минск, 1984, «Вышэйшая школа»
3. Кузмицкий И.Ф., Кулаков Г.Т. «Теория автоматического управления», Минск, 2010, «Издательство БГТУ»

УДК 621.1

ОПТИМИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ВОЗДУХА

Слущкий А.Н.

Научный руководитель – к.э.н, доцент Кравченко В.В.

АСР расхода общего воздуха является составной частью АСР процесса горения в котле. Ее структура зависит от АСР расхода топлива, его вида и сорта, от характера работы электростанции в графике нагрузки энергосистемы.

Обычно в топку подается несколько больше воздуха, чем его требуется для полного сгорания топлива. Отношение количества воздуха, подаваемого в топку, к количеству воздуха, теоретически необходимого для полного сжигания топлива, называется коэффициентом избытка воздуха α . Оптимальные $\alpha_{\text{опт}}$, которые обычно кроме всего прочего зависят от нагрузки котла, либо устанавливаются заводом-изготовителем котельного оборудования, либо определяются наладочной организацией в процессе режимных испытаний котла.

Исходя из назначений АСР – поддержание расхода воздуха, обеспечивающего наиболее экономичное сжигание топлива, самым простым и правильным было бы строить схему АСР на измерении расходов топлива и воздуха с последующим их поддержанием на заданном соотношении.

Регулирование экономичности по соотношению топливо-воздух. При постоянном качестве топлива его расход и количество воздуха, необходимое для обеспечения требуемой полноты сгорания, связаны прямой пропорциональной зависимостью, устанавливаемой в результате режимных испытаний. Если измерение расхода топлива выполняют достаточно точно, то поддержание оптимального избытка воздуха можно реализовать, используя схему регулирования, известную под названием топлив-воздух. При газообразном топливе требуемое соотношение между количествами газа и воздуха осуществляют сравнением перепадов давлений на сужающих устройствах, устанавливаемых на газопроводе и на воздухоподогревателе, или же на специальном измерительном устройстве расхода воздуха. Разность этих сигналов подается на вход автоматического регулятора экономичности, управляющего подачей дутьевых вентиляторов. Непрерывное измерение расхода твердого топлива, как уже отмечалось, является нерешенной проблемой. Иногда расход пылевидного топлива оценивают, например, по положению регулирующего органа (траверсы плоского контроллера), которое определяет лишь частоту вращения питателей, но не расход пыли. Такой способ регулирования не учитывает качественного изменения состава и расхода топлива, связанного с увеличением или уменьшением скорости транспортирующего воздуха или с нарушением нормальной работы питателей пыли. Поэтому применение схемы топливо – воздух оправдано лишь при наличии жидкого или газообразного топлива постоянного состава.

В данном случае мы будем использовать метод с коррекцией по разности O_2 и CO на базе системы топливо воздух. Таким образом мы добьемся более полного сжигания топлива, что положительно повлияет на экологию и экономичность.

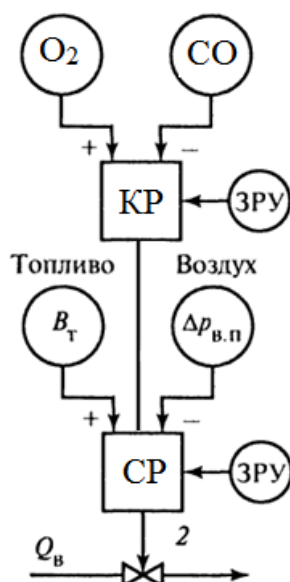


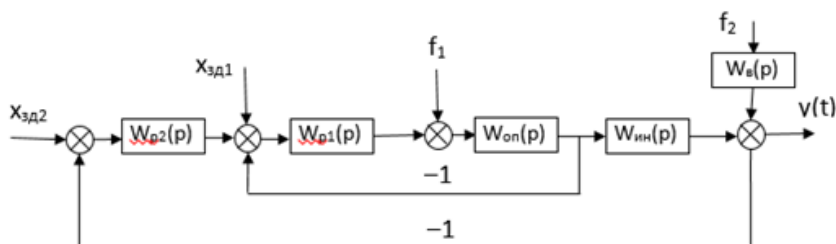
Рисунок 1. Структурная схема автоматической системы регулирования расхода общего воздуха с коррекцией по разности O₂ и CO: B_T – сигнал по расходу топлива; O₂ – концентрация кислорода в уходящих газах; CO – концентрация оксида углерода в уходящих газах; ЗРУ – задатчик ручного управления; Δp_{в.п.} – перепад давления на сужающем устройстве на входе в котел

Таким образом мы получаем обычную КСАР. Далее проведем настройку и структурно-параметрическую оптимизацию данной системы с целью выбрать лучшим метод.

Динамика объектов регулирования:

$K_{оп} = 3,7 \frac{^{\circ}C}{T/ч}$	$K_{ин} = 1$
$T_{оп} = 23,5 \text{ с}$	$T_{ин} = 104 \text{ с}$
$\sigma_{оп} = 2,45 \text{ с}$	$\sigma_{ин} = 21,3 \text{ с}$
	$\tau_y = 41 \text{ с}$

2. Структурная схема каскадной САР:



3. Стабилизирующий регулятор:

$$W_{p1}(p) = \frac{K_{p1}(T_{u1}p + 1)}{T_{u1}p} \tag{1}$$

4. Корректирующий регулятор:

$$W_{p2}(p) = \frac{K_{p2}(T_{u2}p + 1)}{T_{u2}p} \tag{2}$$

5. Опережающий участок объекта регулирования:

$$W_{он}(p) = \frac{K_{он}}{(T_{он} * p + 1)} = \frac{3,7}{(25,9p + 1)} \tag{3}$$

6. Инерционный участок объекта регулирования:

$$W_{ин}(p) = \frac{K_{ин} e^{-\tau_y p}}{(T_{ин} p + 1)(\sigma_{ин} p + 1)} = \frac{e^{-41p}}{(104p + 1)(21,3p + 1)} \quad (4)$$

7. Крайнее внешнее возмущение:

$$W_в(p) = \frac{10}{30p + 1} \quad (5)$$

**Расчет параметров оптимальной динамической настройки типовой КСАР
Стабилизирующий регулятор**

Стабилизирующий регулятор направлен на оптимальную обработку внутреннего возмущения f_1 , поэтому расчет выполняется по МЧК с различными коэффициентами Вышнеградского по передаточной функции опережающего участка объекта регулирования

Корректирующий регулятор

Корректирующий регулятор направлен на оптимальную обработку крайнего внешнего возмущения f_2 , поэтому расчет выполняется по МПК в ЧВ с различным коэффициентом демпфирования по передаточной функции инерционного участка объекта регулирования $W_{ин}(p)$.

Модифицированный линейный упредитель Смита

Сущность МЛУС заключается в том, что на вход корректирующего регулятора со знаком плюс мы подаем полную инерционную модель объекта с запаздыванием, а со знаком минус неполную инерционную модель объекта без запаздывания.

Систему с МЛУС будем создавать на базе ТКСАР, рассмотренной выше.

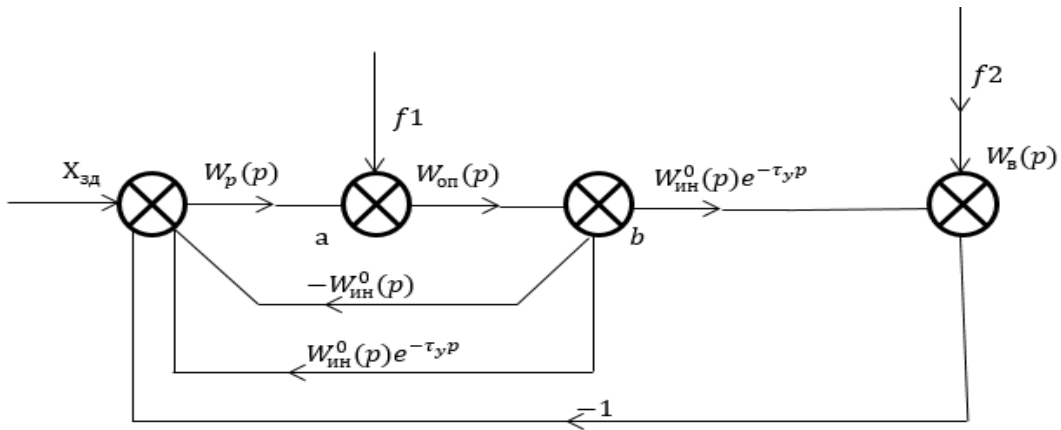


Рисунок 2. Структурная схема системы с МЛУС на базе типовой КСАР

Структурно параметрическая оптимизация КСАР

Структурно параметрическая оптимизация представляет собой изменение настроек и структуры системы регулирования с целью улучшения прямых показателей качества.

Структурно-параметрическая оптимизация Стабилизирующего регулятора

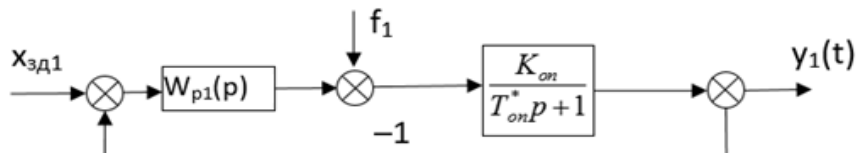


Рисунок 3. Структура внутреннего контура КСАР

$$W_{p1}(p) = \frac{W_{зд}^0(p)}{W_{он}^0(p)} \cdot \frac{1}{1 - W_{зд}(p)}, \quad (6)$$

где $W_{з\partial 1}(p) = \frac{1}{T_{з\partial 1}p + 1}$ (7)

Таким образом $W_{p1}(p) = \frac{T_{on}^*p + 1}{K_{on}(T_{з\partial 1}p + 1)} \cdot \frac{1}{1 - \frac{1}{T_{з\partial 1}p + 1}} = \frac{T_{on}^*p + 1}{K_{on}T_{з\partial 1}p}$ (8)

Выбор оптимального $T_{з\partial 1}$ производится по правилу “Золотого сечения”, принимая за целое T_{on}^* , с учетом максимальной величины регулирующего воздействия.

Структурно-параметрическая оптимизация Корректирующего регулятора

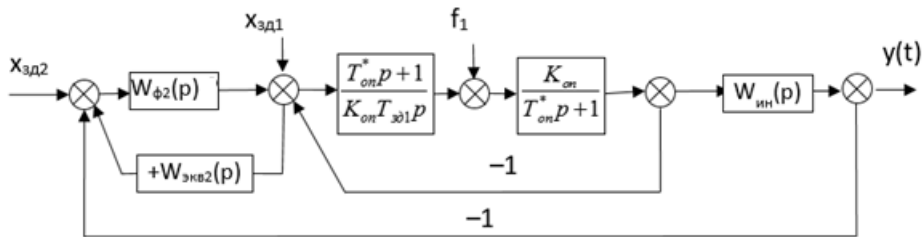


Рисунок 4. Структура внешнего контура КСАР

Запишем функцию эквивалентного объекта учитывая внутреннюю контур КСАР

$$W_{экв2}(p) = \frac{k_{ин} e^{-\tau_y p}}{(T_{ин}p + 1)(\sigma_{ин}p + 1)(T_{з\partial 1}p + 1)} \quad (9)$$

По передаточной функции эквивалентного участка выбираем структуру $W_{з\partial 2}(p)$:

$$W_{з\partial 2}(p) = \frac{e^{-\tau_y p}}{(T_{з\partial 2}p + 1)^3} \quad (10)$$

Передаточная функция фильтра в данном случае:

$$W_{\phi 2}(p) = \frac{W_{з\partial}(p)}{W_{экв2}(p)} = \frac{W_{з\partial}^o(p)}{W_{экв2}^o(p)} \quad (11)$$

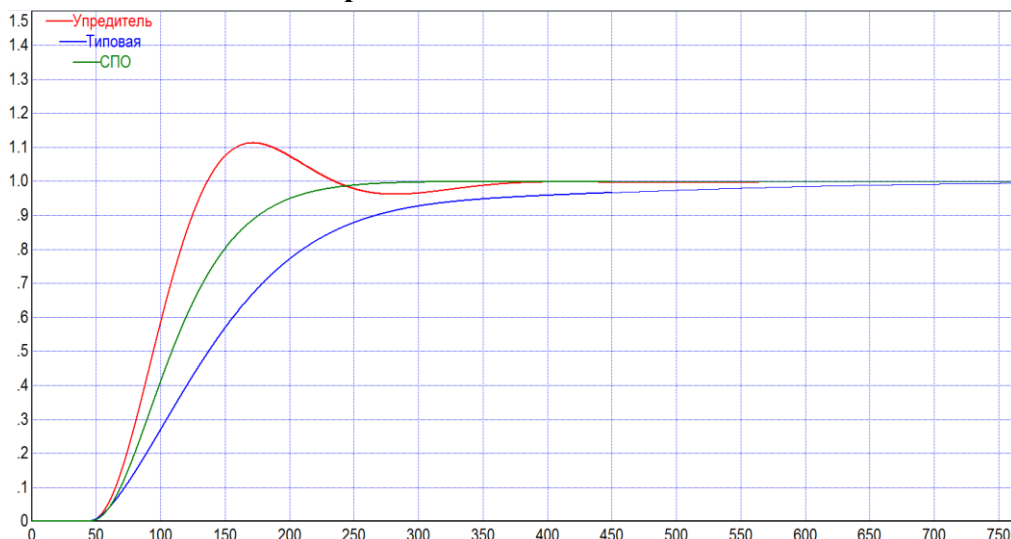
Подставляем формулы и получаем:

$$W_{\phi 2}(p) = \frac{(T_{ин}p + 1)(\sigma_{ин}p + 1)(T_{з\partial 1}p + 1)}{k_{ин}(T_{з\partial 2}p + 1)^3} \quad (12)$$

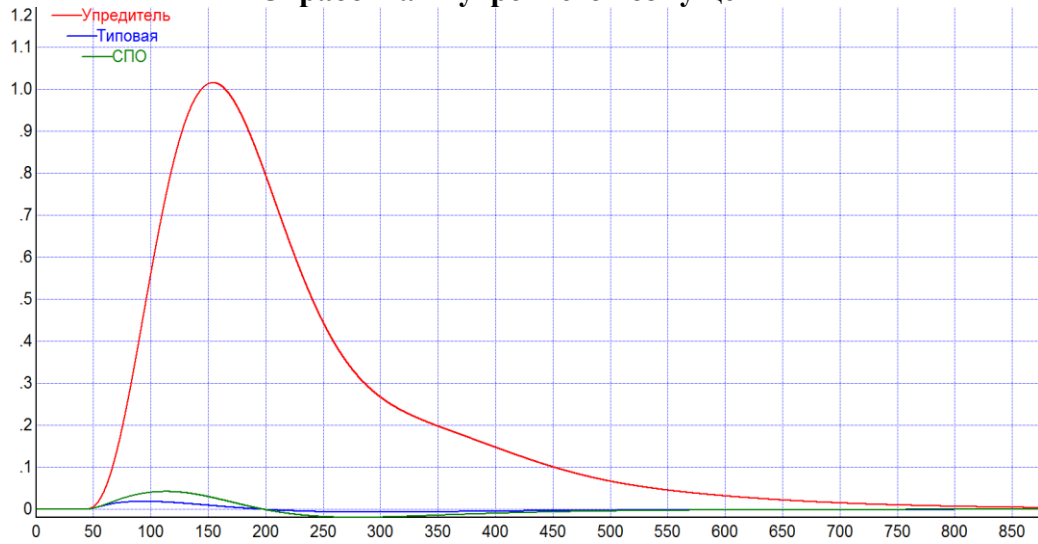
Выбор оптимального $T_{з\partial 2}$ производится по правилу “Золотого сечения”, принимая за целое τ_y , с учетом максимальной величины регулирующего воздействия.

Проведем математическое моделирование данных систем:

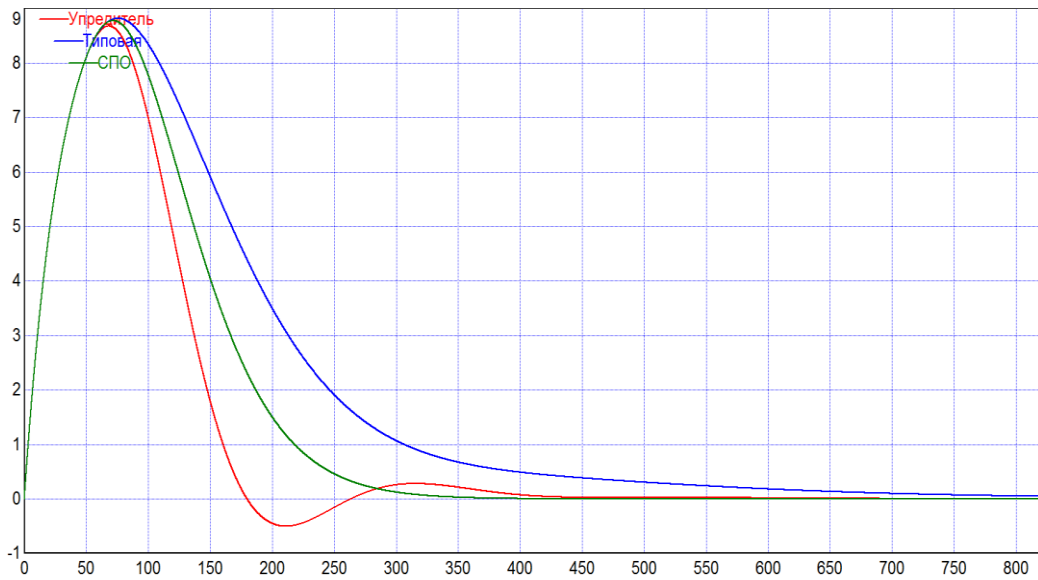
Отработка скачка задания



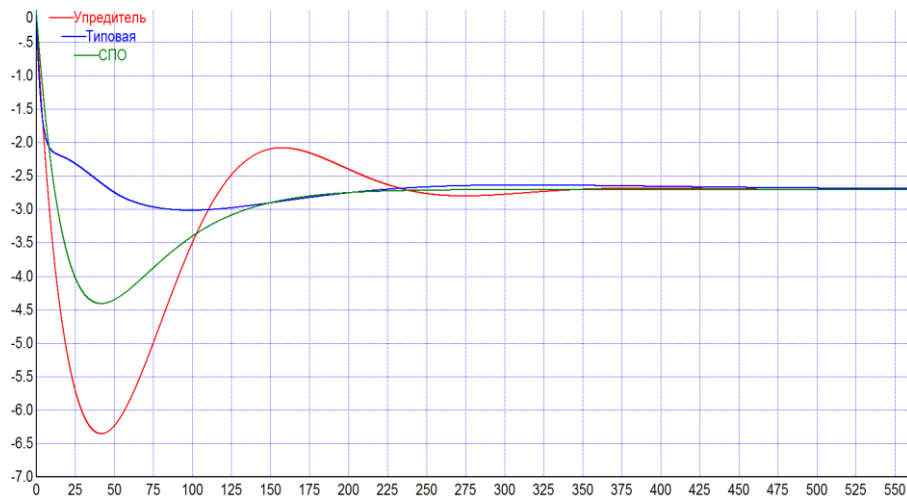
Отработка внутреннего возмущения



Отработка крайнего внешнего возмущения



Регулирующее воздействие x_p при отработке крайнего внешнего возмущения



ВЫВОД: Как видно из графиков применение МЛУС на базе типовой КСАР позволяет незначительно улучшить качество регулирования, при наименьшем регулирующем воздействии, но значительно ухудшает отработку внутреннего возмущения. Лучшие результаты оказались при применении методов структурно-параметрической оптимизации, улучшить качество регулирования по некоторым параметрам удалось увеличить в 2-2.5 раза, при этом регулирующее воздействие выросло незначительно.

Литература

1. Назаров, В. И. Обоснование выбора параметра контроля качества процесса горения газомазутного топлива / В. И Назаров // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). - 1999. - № 5. - С. 64-70.
2. Плетнев, Г. П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов и вузов / Г.П. Плетнев. – 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352с., ил.
3. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. - Минск: Вышэйш. шк., 1984. - 192 с.

УДК 629.039.58

ОТЖИГ КОРПУСА РЕАКТОРА ВВЭР-440

Сосновский А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

Одним из наиболее ответственных элементов конструкции реакторов ВВЭР 440 является корпус реактора. Надежность и работоспособность корпуса во многом определяет безопасность эксплуатации АЭС в целом. Под действием облучения в металле корпуса реактора развиваются радиационные дефекты, приводящие к охрупчиванию металла, то есть к возрастанию и сближению пределов текучести и прочности, сдвигу критической температуры хрупкости в сторону высоких температур, снижению ударной вязкости. Радиационное охрупчивание ограничивает срок безопасной эксплуатации корпуса, так как со временем возрастает вероятность хрупкого разрушения корпуса, особенно в ситуациях, связанных с аварийным расхолаживанием. Радикальным средством, позволяющим решить вопрос о продлении ресурса корпуса, является отжиг металла сварного шва, расположенного на уровне активной зоны. Размер зоны отжига ограничен только областью сварного шва. [1]

Процедура отжига разработана в НИЦ «Курчатовский институт». Процесс проходит в реакторном зале, реактор остается на своем штатном месте. Специальная печь для отжига монтируется на реактор и опускается внутрь корпуса. Металл медленно нагревают до температуры отжига (обычно около 475 градусов Цельсия) и затем выдерживают при этой температуре в течение 150 часов и более, после чего постепенно охлаждают.

Конструкционные материалы под действием облучения испытывают структурные превращения, оказывающие отрицательное влияние в первую очередь на механические свойства и коррозионную стойкость. Из всех видов облучения (нейтроны, α - и β - частицы, γ -излучение) наиболее сильное влияние оказывает нейтронное облучение.

На рисунке 1 представлена модель радиационных повреждений, возникающих при соударении высокоэнергетических нейтронов с атомами кристаллической решетки.

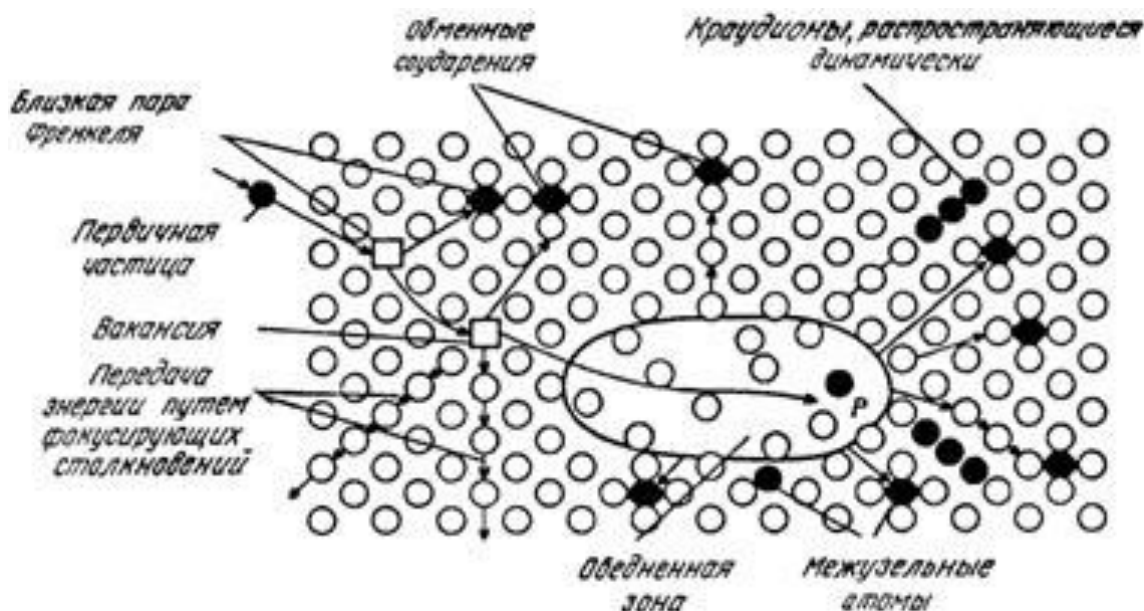


Рисунок 1. Модель радиационных повреждений, возникающих при соударении нейтронов с атомами кристаллической решетки (модель Зеегера)

Соударения вызывают смещения атомов или каскад смещений в решетке в зависимости от количества энергии, передаваемой нейтроном атому металла. Подвергшийся удару нейтроном первый атом, подобно бильярдному шару, ударяя по другим атомам, вызывает в решетке дополнительные смещения. В результате развития каскада образуются объемы с

высокой концентрацией вакансий, по периферии, окруженные зонами с повышенной плотностью межузельных атомов. [2]

Исторически сложилось, что прочность RPV (от англ. Reactor pressure vessel – реакторный сосуд высокого давления) оценивается посредством испытания образцов-свидетелей, помещаемых в ядерный реактор. Оценку производят такими показателями, как деградация вязкости разрушения (определяется по радиационному сдвигу температуры перехода TT_{41J} на энергетическом уровне 41 Дж), а также по изменению уровня энергии верхнего слоя материала USE (от англ. upper-shelfenergy).

Экспериментально эффективность проведения отжига проверяется на образцах Шарпи с V-надрезом. Результаты испытаний на ударный изгиб представлены в виде графика для двух образцов, один из которых был подвергнут облучению. В качестве примера рассмотрен отжиг образца при температуре 454°C в течении 168 часов, хотя возможны процедуры при температуре 343°C/168 ч, 454°C/24 ч, 454°C/96 ч и др. График представлен на рисунке 2. На нем также отображены проценты восстановления образцов. [3]

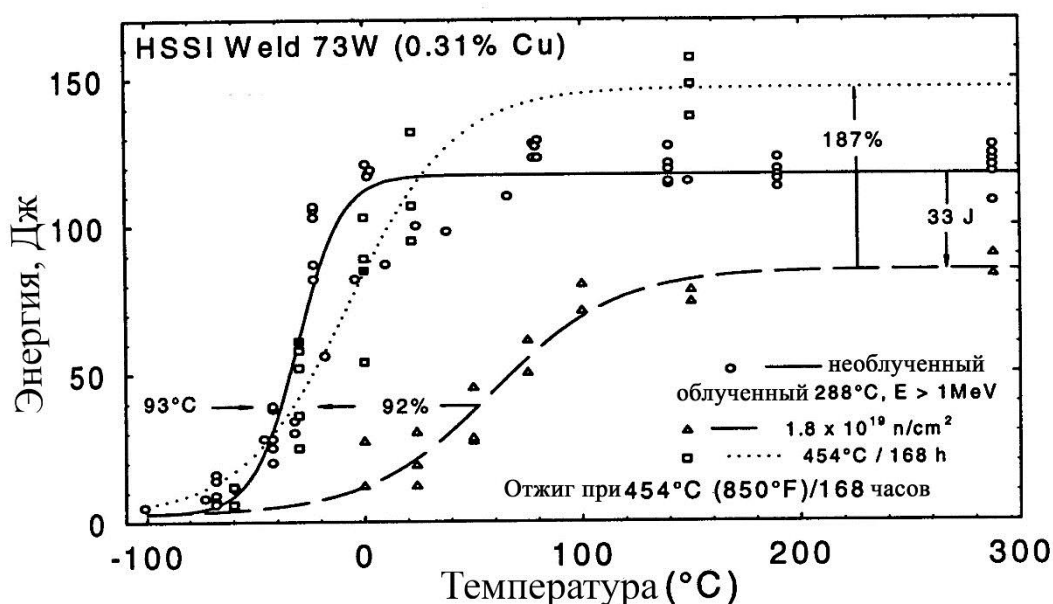


Рисунок 2. Результаты испытаний на ударный изгиб облученных и необлученных образцов Шарпи с V-надрезом, подвергнутых отжигу при температуре 454°C в течении 168 часов

Результаты отжига на материалах реакторов в США показали, что отжиг при 454 ° C привел к полному восстановлению USE, и 75% или более восстановлению температуры перехода TT Шарпи на энергетическом уровне 41 J. Отжиг при 343 ° C обеспечил значительно меньшую выгоду.

В отчете EPI TR-106001, декабрь 1995 года, опубликованы результаты некоторых исследований радиационного охрупчивания и повторного отжига. Отжиг при 454 ° C привел к восстановлению 80-100% температуры перехода и 100% восстановление USE. Отжиг при 343 ° C привел к примерно 40% восстановлению температуры перехода.

Поэтому температуру 454°C считают оптимальной «сухой» температурой отжига.

Восстановление механических характеристик зависит от:

- Разности температур облучения и термического отжига;
- Времени отжига;
- Химического состава материалов;
- Степени радиационных повреждений материала.

Выбор температуры отжига требует некоторых компромиссов: более высокие температуры (и более длительные периоды отжига) обеспечивают лучшее восстановление вязкости разрушения и прочностных свойств при растяжении, но могут стимулировать термическое старение. Однако высокие температуры также создают большие инженерные

проблемы, чтобы гарантировать, что операция отжига не повреждает сосуд, опоры, трубопроводы охлаждающей жидкости, опоры для труб, соседние бетон, изоляцию и т. д.

В настоящее время выделяют два основных типа отжига: влажный и сухой.

Влажный отжиг проводят при температурах $<650\text{ }^{\circ}\text{F}$ ($343\text{ }^{\circ}\text{C}$). Охлаждающая вода реактора обычно нагревается насосами. Данный метод не столь сложный с инженерной точки зрения, поскольку температура первичной воды контролируется нагревом насоса до расчетной температуры емкости $343\text{ }^{\circ}\text{C}$. Поскольку нормальная рабочая температура многих коммерческих PWR в США составляет приблизительно $288\text{ }^{\circ}\text{C}$, то влажный отжиг является лишь частично эффективным, так как температурный перепад между нормальной рабочей температурой и температурой отжига $343\text{ }^{\circ}\text{C}$ недостаточно высок для получения значительных механических регенерационных свойств. Влажный отжиг не является практическим решением для текущих действующих реакторов PWR.

Сухие отжики проводят при более высоких температурах, чем влажные. В данном случае нагревается не вода, как при влажном отжиге, а воздух внутри реактора. Для нагрева используют электрический нагревательный источник. Сухой отжиг требует удаления основных внутренних структур и первичной воды, так что источник радиационного нагрева может быть вставлен вблизи стенки сосуда, чтобы локально нагревать зону охрупченной зоны реактора. Однако, при проведении данной процедуры важно провести соответствующие расчеты, чтобы гарантировать, что другие участки реакторной установки (например, бетон, или трубопроводы) не были повреждены высокими температурами. [4]

Как и механизмы разрушения облучением, которые вызывают охрупчивание материалов реактора, механизмы термического отжига, которые приводят к восстановлению прочности материала, являются довольно сложными. При облучении материала с медными примесями образуются богатые медью осадки диаметром около 1-2 нм и различные формы разрушения матрицы (например, дислокационные петли). Обработка термическим отжигом растворяет большинство малых кластеров и комплексов дефектов, вызванных облучением, но растворение медных образований фактически приводит к увеличению их размера до 3 - 5 нм.

По имеющимся данным рассеяния нейтронов с малым углом (SANS) и атомно-зондовой томографии (APT) по облучению / отжигу / переоблучению медносодержащих материалов можно сделать заключение:

- В облученном состоянии наблюдалась высокая плотность сверхтонких осадков, обогащенных Cu, Mn, Ni и Si (рисунок 3).

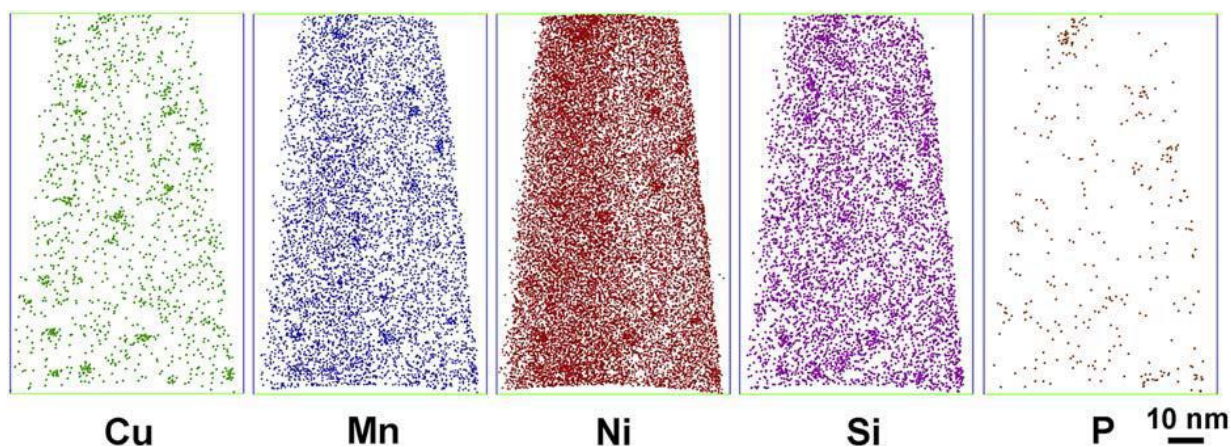


Рисунок 3. Атомно-зондовая томография облученного материала

- В условиях облучения с последующим отжигом плотность и число обогащенных Cu осадков уменьшилась более чем на порядок, и их размер (радиус) значительно увеличился.
- В условиях облучения, последующего отжига и повторного облучения наблюдалась высокая плотность сверхтонких осадков, обогащенных Cu, Mn, Ni и Si, что очень похоже

на облученное состояние. Кроме того, было обнаружено растворенное растворение Cu, Ni, Mn, Si и P в дислокациях. [5]

Литература

1. Шрахта, П. Отжиг корпуса реактора ВВЭР-440 / П. Шрахта // IAEA publications [Электронный ресурс]. – 2004. – Режим доступа: http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/29/018/29018579.pdf. – Дата доступа: 05.04.2017.
2. Зборщик, А.М. Новые материалы в металлургии / А.М. Зборщик. - Донецк: ГБУЗ «ДонНТУ», 2008. – 253 с.
3. Gelles, D.S. Effects of Radiation on Materials: 17th International Symposium / D.S. Gelles // Google Books [Electronic resource]. – West Conshohocken, 1996. – Mode of access: <https://books.google.by/books?id=LyahDj2GyW0C&pg=PA287&lpg=PA287&dq=HSSI+weld+73W&source=bl&ots=8uMCbZBSeI&sig=kWDpdcV7bRd34GHXkee9DPSibYI&hl=ru&sa=X&ved=0ahUKEwjTuNXzoJrTAhUJS5oKHZ9wDyYQ6AEIGDAA#v=onepage&q=HSSI%20weld%2073W&f=false>. – Date of access: 05.04.2017.
4. Server, W. Thermal annealing of reactor pressure vessels is a needed mitigation option / W. Server // IAEA publications [Electronic resource]. –Vienna, 2013. – Mode of access: https://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2013/2013-11-05-11-08-TM-NPE/38.Server_USA.pdf. – Date of access: 05.04.2017.
5. Патент РФ № 99115486/02, 13.07.1999. Сталь для корпусов атомных реакторов повышенной надежности и ресурса // Патент России № 2166559. 2001. Бюл. № 33. / Горынин И.В., Карзов Г.П., Филимонов Г.Н. [и др.].

УДК 621.039

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРИМЕСИ ГАФНИЯ В ЦИРКОНИИ ОБОЛОЧЕК ТВЭЛОВ ВВЭР НА КОЭФФИЦИЕНТ РАЗМНОЖЕНИЯ НЕЙТРОНОВ

Стрижёва Е.М.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Сорокин В.В.

Потребление энергии в мире растет намного быстрее, чем ее производство, а промышленное использование новых перспективных технологий в энергетике по объективным причинам начнется не ранее 2030 года. Все острее встает проблема нехватки ископаемых энергоресурсов. Возможности строительства новых гидроэлектростанций тоже весьма ограничены. Не стоит забывать и о борьбе с парниковым эффектом, накладывающей ограничения на сжигание нефти, газа и угля на тепловых электростанциях.

Обеспокоенность по поводу доступа к энергетическим ресурсам, изменения климата, качества воздуха и энергетической безопасности обуславливает важную роль ядерной энергетики в обеспечении энергоснабжения в XXI веке. В настоящее время в 31 стране мира находится в эксплуатации 449 ядерных энергетических реакторов. На них приходится приблизительно 11% мирового производства электроэнергии (по состоянию на 12 октября 2016 года). Ядерная энергетика отличается низкими уровнями выбросов углерода и обеспечивает надёжное, экологически безопасное и недорогое производство электроэнергии.

Реакторы ВВЭР являются самым распространенным типом реакторов в мире. Самое главное преимущество ВВЭР перед другими типами — большая безопасность, значение которого полностью осознали, к сожалению, лишь после Чернобыльской катастрофы, хотя это было известно давно.

Одной и многих мер по обеспечению безопасности АЭС с реакторами ВВЭР является глубоко эшелонированная защита. Стратегия глубоко эшелонированной защиты опирается на последовательные уровни защиты и включает ряд физических барьеров на пути выхода радиоактивных веществ или излучений во внешнюю среду.

Радиоактивные вещества образуются, как известно, в топливе в результате реакции деления и в первом контуре в результате активации теплоносителя и продуктов коррозии. На пути распространения осколков деления при их потенциально возможном выходе из топливной композиции в окружающую среду в современных реакторах имеется, как правило, четыре барьера:

- 1) топливная матрица,
- 2) оболочка ТВЭЛа,
- 3) герметичная граница контура теплоносителя,
- 4) защитная оболочка (контейнмент).

Хорошая герметичность оболочки ТВЭЛОВ необходима для исключения попадания продуктов деления топлива в теплоноситель, что может повлечь распространение радиоактивных элементов в первый контур охлаждения реактора. Контроль герметичности оболочек на работающем реакторе производится по уровню этих элементов в первом контуре реактора. Также химическая реакция урана, плутония и их соединений с теплоносителем может повлечь деформацию ТВЭЛа и другие нежелательные последствия. Также для эффективной работы необходимо минимизировать взаимодействие оболочки с нейтронным потоком (во избежание потери нейтронов). При выборе материала оболочек ТВЭЛОВ очень важно, чтобы он обладал малым сечением захвата нейтронов, хорошей теплопроводностью, прочностью в нормальных условиях эксплуатации.

По совокупности своих ядерных, физических и технологических свойств цирконий является одним из лучших материалов оболочек ТВЭЛОВ, охлаждаемых водой, паром и пароводяной смесью до 300—350 °С.

У чистого металлического циркония сечение захвата тепловых нейтронов равно 0,18 барнам. В земной коре цирконию всегда сопутствует гафний. В циркониевых рудах, например, его содержание обычно составляет от 0,5 до 2,0%. Химический аналог циркония (в менделеевской таблице гафний стоит непосредственно под цирконием) захватывает тепловые нейтроны в 500 раз интенсивнее циркония. Даже незначительные примеси гафния сильно сказываются на ходе реакции. Например, 1,5%-ная примесь гафния в 20 раз повышает сечение захвата циркония, что сказывается на коэффициенте размножения нейтронов, а, следовательно, и на длительности работы загрузки топлива.

Перед техникой встала проблема — полностью разделить цирконий и гафний. Если индивидуальные свойства обоих металлов весьма привлекательны, то их совместное присутствие делает материал абсолютно непригодным для атомной техники.

Проблема разделения гафния и циркония оказалась очень сложной — химические свойства их почти одинаковы из-за чрезвычайного сходства в строении атомов. Для их разделения применяют сложную многоступенчатую очистку: ионный обмен, многократное осаждение, экстракцию. Все эти операции значительно удорожают цирконий, а он и без того дорог. Проблема экономичного разделения циркония и гафния еще ждет своего решения.

Однако при продлении кампании реактора хотя бы на один день речь может пойти об экономии суммы более одного миллиона долларов. Чтобы найти какое-то экономическое равновесие между затратами на очистку циркония от гафния и прибылью от продления работы загрузки топлива, необходимо оценить влияние примеси гафния в цирконии на долговечность кампании ВВЭР.

В реакторах ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 оболочки ТВЭЛов выполнены из сплава Э-110. Современные требования допускают содержание гафния в данном сплаве не более 100 ppm (0,01%). Содержание ниобия — в среднем 1%.

Оценим зависимость коэффициента размножения нейтронов в бесконечной среде от процентного содержания гафния в сплаве циркония.

Коэффициент размножения нейтронов — это отношение числа нейтронов последующего поколения к их числу в предыдущем поколении во всём объёме активной зоны. Основными причинами потери нейтронов являются их поглощение в активной зоне и уход нейтронов за пределы АЗ. Отсутствие утечки означает бесконечно большой объём вещества, а соответствующий ему коэффициент размножения называется коэффициентом размножения в бесконечной среде.

Для определения k_{∞} используем программу ТВС-М. Программа ТВС-М является основной ячейкой программы, используемой для проектных и эксплуатационных расчётов реакторов ВВЭР. Программа создана в РНЦ им. Курчатова. Для двумерного расчёта ТВС в ней применяется комбинация метода ВПС (вероятности первых столкновений) и диффузионного метода. Расчёт сечений основан на использовании банка данных программы MCURFFI/A и программ семейства MCU: CROSS и ТЕРМАК. Учёт резонансного поглощения ведётся с помощью ультратонкого группового приближения.

В программе ТВС-М используется максимально точная (и соответственно максимально сложная) модель расчета пространственно-энергетического распределения нейтронов в отдельной ячейке. Результаты такого расчета применяются затем в расчете кассеты. Программа ТВС-М позволяет проводить расчет однородных топливных решеток с минимальными приближениями. Это обеспечивается благодаря современному уровню библиотеки ядерных данных программы и использованию расчетных методик высокой точности.

Пространственный расчет распределения нейтронов выполняется посредством разбиения ячейки по радиусу на произвольное число геометрических зон и использования метода вероятностей прохождения. Этот метод основан на расчете вероятностей вылета из зоны, пролета через зону и первого столкновения в зоне для падающего на границу зоны нейтрона. Угловое распределение падающих нейтронов описывается в РЗ-приближении. Рассчитываются также вероятности нейтрону, рожденному в зоне с однородным и

изотропным распределением, испытать в ней первое столкновение или выйти из зоны. Таким образом, все вероятности зависят только от параметров данной кольцевой зоны ячейки. В расчете для прилегающей к границе ячейки зоны учитывается реальная форма границы. Эти вероятности позволяют определить обычные вероятности первых столкновений, т.е. вероятности пространственных переходов между зонами ячейки, и с их помощью рассчитать пространственное распределение нейтронов. Поскольку все вероятности зависят только от двух параметров: оптической толщины зоны и соотношения её радиусов, они определяются посредством интерполяции заранее насчитанных по отдельной программе значений. Методика определения вероятностей отдельных зон пригодна для любой конкретной геометрии и является достаточно быстродействующей.

Разбиение на зоны позволяет, в частности, учитывать влияние распределения температуры топлива по радиусу топливной таблетки на сечения резонансных нуклидов и спектр нейтронов в резонансной области энергий.

В области энергий замедляющихся нейтронов $10,5 \text{ МэВ} > E > 4,65 \text{ кэВ}$ (группы 1-12) в каждой группе производится детальный внутригрупповой расчет спектра нейтронов. При этом группа разбивается на произвольное число одинаковых по летаргии интервалов, и затем расчет выполняется в каждой точке разбиения группы.

Таблица 1 – Результаты вычислений программы ТВС-М

Примесь гафния в цирконии, %	k_{∞}
0,0100	1,42527
0,0080	1,425497
0,0060	1,425726
0,0040	1,425957
0,0020	1,426189
0,0010	1,426303
0,0008	1,426325
0,0006	1,426347
0,0004	1,426371
0,0002	1,426395
0,0001	1,426407

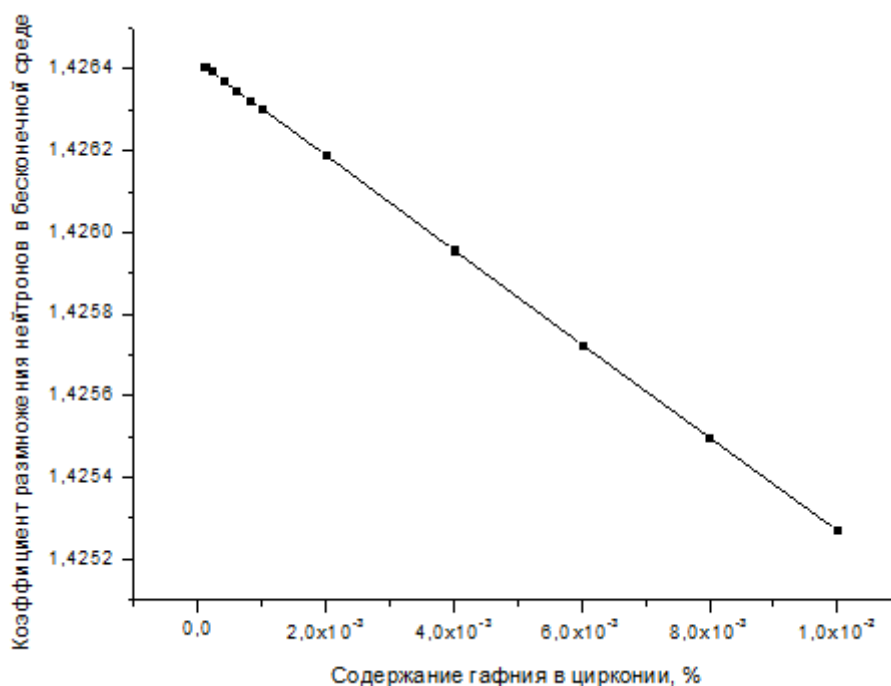


Рисунок 1. Зависимость коэффициента размножения нейтронов в бесконечной среде от процента примеси гафния в цирконии

Зависимость коэффициента размножения от содержания гафния носит линейный характер и может быть описана формулой:

$$k_{\infty} = -0,114925x + 1,426417 ,$$

где x – содержание гафния, %.

Из результатов вычисления программы видно, что при содержании 0,01% гафния в цирконии $k_{\infty} = 1,42527$, а для 0,001% $k_{\infty} = 1,426303$. То есть, при уменьшении содержания гафния в 10 раз, k_{∞} увеличилась на 0,001003. В ядерном реакторе ВВЭР такая прибавка может привести к увеличению продолжительности кампании на срок не менее одних суток.

В дальнейшем планируется рассчитать длительность кампаний реактора при разных k_{∞} и узнать, повлияет ли изменение содержания гафния в цирконии на их долговечность.

Литература

1. Марков Ю.В., Сидоренко В.А. Введение в разработки и обоснования технических характеристик и безопасности эксплуатации реакторных установок типа ВВЭР. – М.: НИЦ «Курчатовский институт», 2013. – 176с.: 45 илл.
2. А. О. Бородин, Б. Н. Оныкий, А. Г. Ананьева: Роль ядерной энергетики в современном мире. Безопасность и стоимость. // Вестник «ЮНИДО в России» [Электронный ресурс]. – 2004. - №4. – Режим доступа: http://www.unido-russia.ru/archive/num4/art4_18/. – Дата доступа: 16.04.2017.
3. Цирконий и его сплавы - Тепловыделяющие элементы ядерных реакторов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://leg.co.ua/arhiv/generaciya/teplovydelyayuschie-elementy-yadernyh-reaktorov-28.html>. – Дата доступа: 16.04.2017.

УДК 62-503.57

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РОБАСТНОГО УПРАВЛЕНИЯ В СИСТЕМАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ ИНЕРЦИОННЫХ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Струй Е.В.

Научный руководитель – д.т.н. профессор Кулаков Г.Т.

Достижение высокого качества функционирования многих важнейших контуров регулирования объектов теплоэнергетики является актуальной задачей. Исследования настройки систем автоматического регулирования (САР), вызванные, с одной стороны, новыми возможностями современной контроллерной техники, а с другой - повышенными требованиями к надежности и эффективности, дали поразительные результаты.

Рассмотрены два подхода к достижению необходимого запаса устойчивости систем регулирования инерционных объектов в условиях изменения режима работы технологического оборудования. Предложены их структурные решения, приведены методики настройки.

Путем объединения нескольких подходов к синтезу систем регулирования можно получить метод проектирования, который эффективен в довольно широком диапазоне неопределенностей типичных для инерционных ОУ теплоэнергетики и обеспечивает достаточную робастность за счет небольшого, легко оцениваемого снижения качества функционирования. Также важны простота применения и оценка качества функционирования с помощью прямого, а лучше нескольких прямых показателей качества функционирования.

Для решения поставленной задачи рассматривается возможность применения ИМС(Integral Model Control)-Н_о-регулятора, но с использованием прямых показателей качества функционирования. Далее для нахождения компромисса между требуемым качеством функционирования и робастностью предложена методика использования динамической коррекции и выполнено сравнение предлагаемых подходов. [1]

$$W_{об}(p) = \frac{K_o e^{-\tau p}}{(T_1 p + 1)(\sigma p + 1)}, \quad (1)$$

где K_o – коэффициент передачи объекта,

T_1 и σ – постоянные времени,

τ – запаздывание.

Передаточная функция ПИД-регулятора:

$$W_p(p) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i p} + \frac{T_d p}{T_f p + 1} \right), \quad (2)$$

где K_p – коэффициент передачи регулятора,

T_i – время интегрирования регулятора,

T_d – время дифференцирования регулятора,

T_f – временная постоянная фильтра.

Для сравнительного анализа изложенных методов выбран инерционный контур регулирования соотношения вода-топливо пылеугольного энергоблока 300 МВт. Идентификация объекта управления проведена с помощью активных экспериментов. За основу взят объект регулирования второго порядка с запаздыванием [1]:

$$W_{об}(p) = \frac{2,3 \cdot e^{-10p}}{(98p + 1)(49p + 1)}. \quad (3)$$

Используя параметры динамической настройки ПИД-регулятора [таблица 1, 1] запишем передаточную функцию регулятора, оптимизированные по методам Киевского политехнического института (КПИ)[1]:

$$W_p(p) = 1,4 \left(1 + \frac{1}{110p} + \frac{27,5p}{3,44p + 1} \right). \quad (4)$$

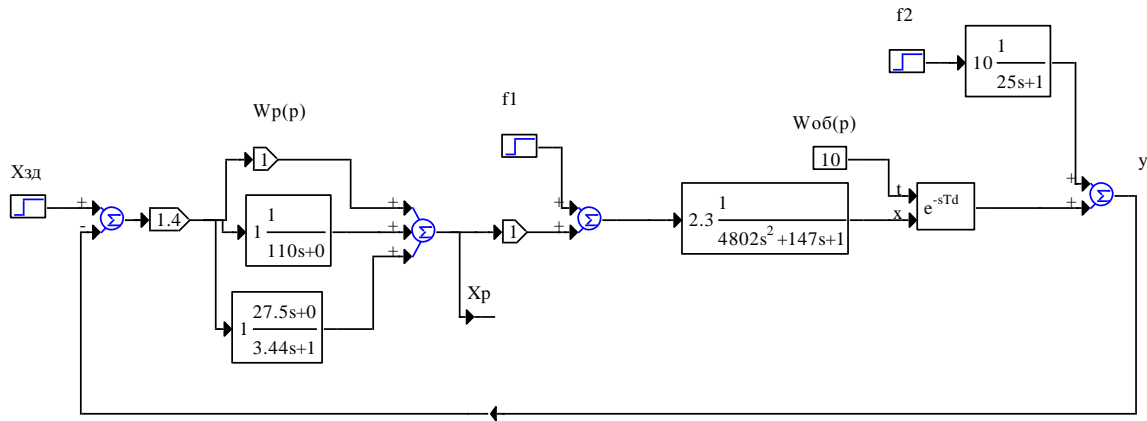


Рисунок 1. Структурная схема САР №1 КПП, где $x_{зд}$ – заданное воздействие, x_p – регулирующее воздействие, f_1 – внутреннего возмущения, f_2 – крайнего внешнего возмущения, y – основная регулируемая величина

Структурная схема САР, сформированная на базе экспресс-методов структурно-параметрической оптимизации БНТУ[2], приведена на рисунке 2.

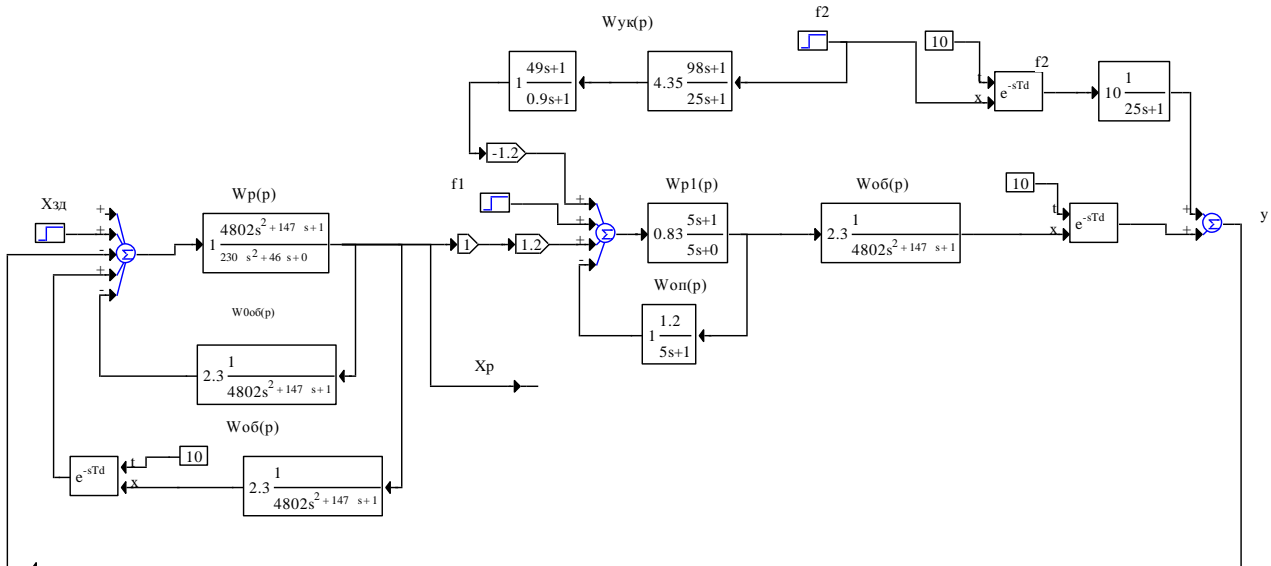


Рисунок 2. Структурная схема САР №2 БНТУ их базе передаточной функции оптимального регулятора[2] и линейного упредителя Смита, где $x_{зд}$ – заданное воздействие, x_p – регулирующее оздействие, f_1 – внутреннего возмущения, f_2 – крайнего внешнего возмущения, y – основная регулируемая величина

Передаточная функция объекта регулирования без запаздывания:

$$W_{об}^o(p) = \frac{K_0}{(T_p + 1)(\sigma p + 1)} = \frac{2,3}{(98p + 1)(49p + 1)}. \quad (5)$$

Передаточная функция оптимального регулятора Кулакова:

$$W_p^{opt}(p) = [W_{об}^o(p)]^{-1} \cdot W_{зд}^{PC(n=2)}(p) = \frac{(98p + 1)(49p + 1)}{2,3 \cdot 2T_{зд1} \left(\frac{T_{зд1}}{2} p + 1 \right)}, \quad (6)$$

где $T_{зд} = \gamma \cdot \tau$,

$\gamma = (0,618; 0,382; 0,09)$,

$T_{зд1}^{opt} = 6,18$.

Устройство компенсации крайнего внешнего возмущения:

$$W_{ук}^{f2 экв}(p) = \frac{(98p + 1)(49p + 1)}{k_0(25p + 1)(T_{зд2}p + 1)}$$

где $T_{зд2} = \gamma\tau$,
 $T_{зд2}^{opt} = 0,9$.

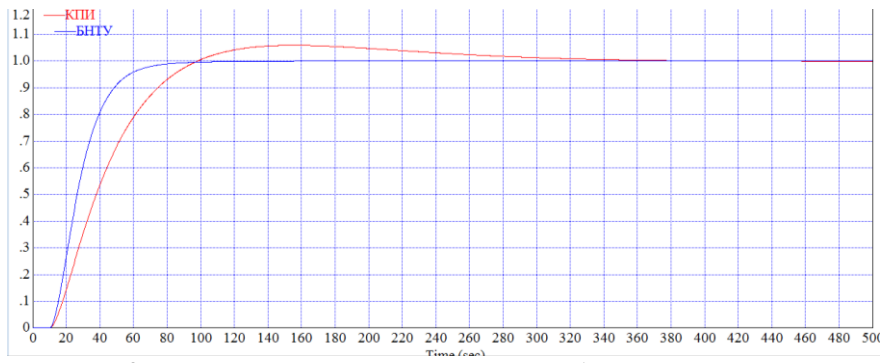


Рисунок 3. Регулируемая величина при отработке скачка задания $x_{зд}$

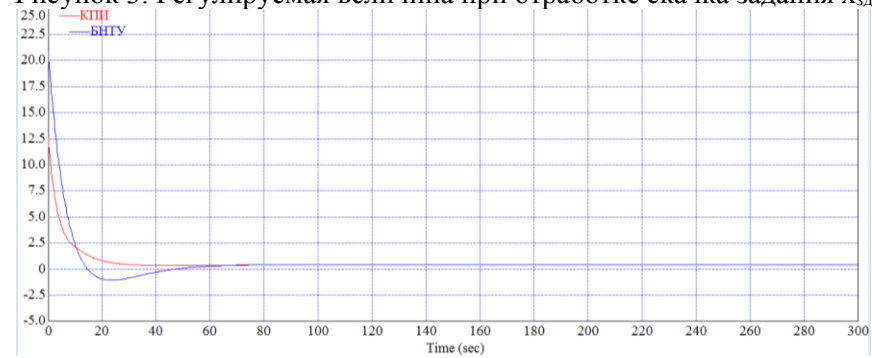


Рисунок 4. Регулирующее воздействие при отработке скачка задания $x_{зд}$

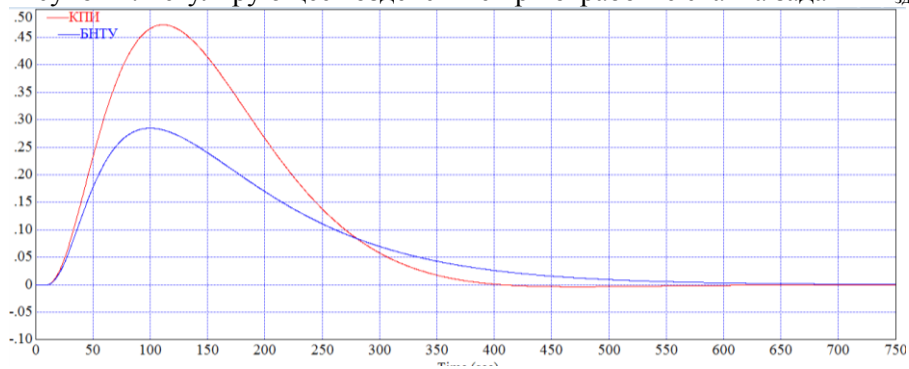


Рисунок 5. Регулируемая величина при отработке внутреннего возмущения $f1$

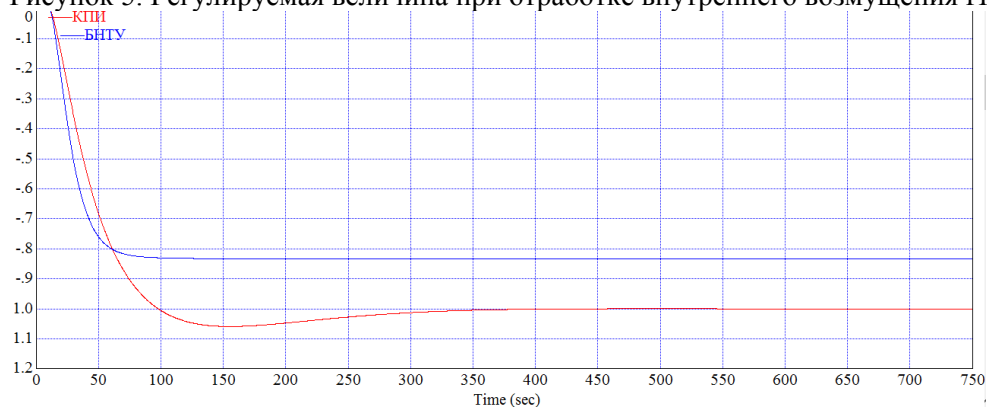
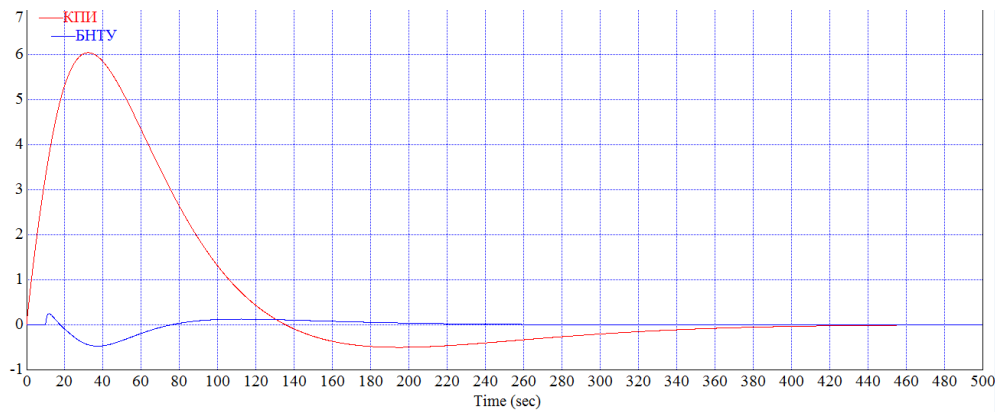
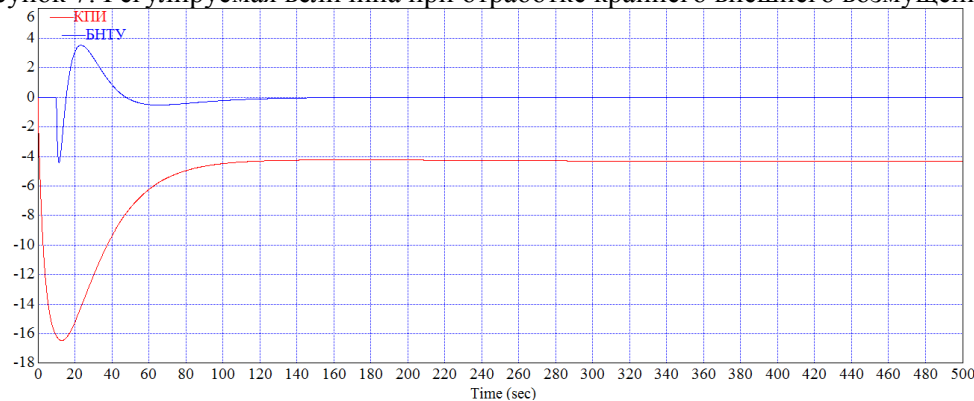


Рисунок 6. Регулирующее воздействие при отработке внутреннего возмущения $f1$

Рисунок 7. Регулируемая величина при обработке крайнего внешнего возмущения f_2 Рисунок 8. Регулирующее воздействие при обработке крайнего внешнего возмущения f_2

В результате анализа методов КПИ и БНТУ видно:

- при обработке задания время регулирования в методе БНТУ в 3 раза меньше, чем в КПИ;
- при обработке внутреннего воздействия динамическая ошибка регулирования БНТУ уменьшается на 74%;
- при обработке внешнего возмущения время регулирования БНТУ уменьшается в 2,5 раза, динамическая ошибка регулирования в 11 раз по сравнению с методом КПИ.

Литература

1. Ковриго, Ю. М. Обеспечение робастного управления в системах регулирования инерционных теплоэнергетических объектов [Текст] / Ю. М. Ковриго, Т. Г. Баган, А. С. Бунке // Теплоэнергетика. 2014. № 3. с. 9-14.
2. Кулаков Г.Т. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами/ под редакцией Г.Т. Кулакова – Минск: Высшая школа, 2017, 240 с.

УДК 621.3

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОТОПИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ЗДАНИЙ ПРИ ЭЛЕВАТОРНОМ ПРИСОЕДИНЕНИИ

Таранчук А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

На современном этапе в системах централизованного теплоснабжения наблюдается быстропротекающее повышение гидравлического сопротивления отопительных систем зданий, что в итоге приводит к невозможности нормального обеспечения теплом и созданию расчётного гидравлического режима.

Выполнении наладочных работ показывает, что гидравлическое сопротивление отопительных систем зданий, построенных 20-30 лет назад оказывается меньше, чем у зданий, построенных 5-10 лет назад. Одной из причин, объясняющих эту ситуацию, является то, что ранее минимальными в системах отопления принимались трубы с условным диаметром 25 мм, а в последние годы стали использовать трубы с условным диаметром 15 мм.

Применение стальных труб в системах отопления как правило вызывает интенсивную кислородную коррозию (в летний период как правило системы опорожнены, а в отопительный период при напоре в обратной линии теплосети ниже высоты здания происходит проникновение воздуха в отопительную систему через неплотности арматуры, так называемое «завоздушивание»).

Кислородная коррозия приводит к отложениям на внутренней поверхности стояков систем отопления окислов двух и трёхвалентного железа. Интересно отметить, что если разрезать по образующей часть стояка системы отопления условным диаметром 15 мм или условным диаметром 20 мм, то можно увидеть, что отложения имеют волнообразный характер, с шагом 80-120 мм. Чем больше диаметр трубы, тем больше шаг.

Анализ вырезов стояков зданий, отработавших более 30 лет, показывает, что проходное сечение почти отсутствует. Измерения потерь напора в таких отопительных системах показывают, как правило, более 5-10 метров водяного столба.

С точки зрения надёжности и обеспеченности теплоснабжения необходимо определить величину гидравлического сопротивления отопительной системы здания. В случае элеваторного присоединения максимальная величина потери напора в отопительной системе 3 метра водяного столба. Это напор, который может создать элеватор.

То есть, если сопротивление системы велико, то элеватор сможет создать лишь меньший необходимого напор, а это приводит к уменьшению расхода воды через отопительную систему и к ухудшению теплоснабжения.

При разработке гидравлического режима необходимо знание действительных гидравлических сопротивлений отопительных систем, так как для зданий с завышенным сопротивлением с помощью элеваторов невозможно обеспечить расчётный коэффициент смешения и на практике приходится либо применять дополнительные мероприятия, либо идти на уменьшение коэффициента смешения, рассчитывая сопла на большие диаметры. Иначе на практике любыми способами сопла будут рассверлены, что приводит к отклонениям фактических располагаемых напоров от расчётных или «разрегуливке» остальных потребителей.

Для зданий с повышенным гидравлическим сопротивлением наилучший вариант – замена системы отопления. В качестве временной меры хорошие результаты даёт установка на обратной линии отопительной системы насоса. В этом случае насос как бы компенсирует завышенное сопротивление отопительной системы и элеватор начинает работать нормально, как показывает опыт даже при располагаемом напоре на вводе менее 10 метров водяного столба.

Имеющиеся измерительные приборы: три термометра и три манометра позволяют при использовании расчётных формул выполнить анализ величины сопротивления отопительной системы и фактического теплоснабжения.

Коэффициент смешения элеватора:

$$u = \frac{t_1^p - t_3^p}{t_3^p - t_2^p} \quad (1)$$

где t_1^p – расчетная температура сетевой воды в подающей линии, °С;

t_2^p – расчетная температура сетевой воды в обратной линии, °С;

t_3^p – расчетная температура в местной системе отопления, °С.

Расход сетевой воды через сопло элеватора:

$$G_p = \varphi_1 \cdot f_1 \cdot \rho_p \cdot \sqrt{2\Delta H \cdot g} \quad (2)$$

где φ_1 – коэффициент скорости сопла;

f_1 – выходное сечение сопла, м²;

ρ_p – плотность рабочей воды, кг/м³;

ΔH – потеря напора в рабочем сопле элеватора, м;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с².

Сопротивление отопительной системы:

$$S = \frac{4,88997555 \cdot 10^{-11} \cdot \left[d_1^2 \cdot (88 \cdot n \cdot u^2 - 285 \cdot C \cdot u^2 - 570 \cdot C \cdot u - 285 \cdot C) + 250 \cdot d_3^2 \right]}{d_3^4 \cdot d_1^2 \cdot (1 + 2 \cdot u + u^2)} \quad (3)$$

где S – сопротивление отопительной системы, м·ч²/м⁶;

d_1 – диаметр сопла, м;

$$n = \frac{f_3}{f_3 - f_1};$$

f_3 – сечение цилиндрической камеры смешения, м²;

$$C = \frac{\varphi_1}{\varphi_3} - 0,5;$$

φ_3 – коэффициент скорости диффузора;

d_3 – диаметр цилиндрической камеры смешения, м².

Плотность воды:

$$\begin{aligned} \frac{10^3}{\rho} = & 114,332 \cdot \tau - 431,6382 + \frac{706,5474}{\tau} - \frac{641,9127}{\tau^2} + \frac{349,4417}{\tau^3} - \frac{113,8191}{\tau^4} + \frac{20,5199}{\tau^5} - \\ & - \frac{1,578507}{\tau^6} + \pi \cdot \left(-3,117072 + \frac{6,589303}{\tau} - \frac{5,210142}{\tau^2} + \frac{1,819096}{\tau^3} - \frac{0,2365448}{\tau^4} \right) + \\ & + \pi^2 \cdot \left(-6,417443 \cdot \tau + 19,84842 - \frac{24,00174}{\tau} + \frac{14,21655}{\tau^2} - \frac{4,13194}{\tau^3} + \frac{0,4721637}{\tau^4} \right) \end{aligned} \quad (4)$$

где ρ – плотность воды, кг/м³;

$$\tau = (t + 273,15) / 647,14,$$

τ – приведённая температура воды;

t – температура воды, °С;

$$\pi = P / 22,064,$$

π – приведённое абсолютное давление;

P – абсолютное давление, Мпа.

Расход тепла:

$$Q = G \cdot c \cdot (t_1 - t_2) \quad (5)$$

где Q – расход тепла, ккал/ч;

G – расход сетевой воды, кг/ч;

$c=1$ – теплоёмкость воды, ккал/кг/°С;

t_1 – температура сетевой воды перед элеватором, °С;

t_2 – температура сетевой воды на выходе из системы отопления, °С.

Литература

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. Москва. Издательство МЭИ. 2001.
2. Сафонов А.П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям. Москва. «Энергия». 1968.
3. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Водяные системы теплоснабжения. Уравнения измерений тепловой энергии и количества теплоносителя. МИ 2412-97. Уравнения определения плотности и энтальпии воды.

УДК 662.613.5:661.98

СОВРЕМЕННЫЕ МАЛОТОКСИЧНЫЕ ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ СЖИГАНИЯ ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ ТОПЛИВ

Таранчук А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

Один из перспективных путей снижения выбросов оксидов азота (NO_x) при сжигании газа и мазута – создание горелок, конструкция которых позволяет подавлять образование NO_x непосредственно в процессе горения.

Горелки для сжигания природного газа и мазута

Для установки на паровых и водогрейных котлах малой и средней мощности разработана газомазутная горелка, обеспечивающая надёжную и экономичную работу котлов в диапазоне изменения нагрузок от 30 до 100 % номинальной (рисунок 1).

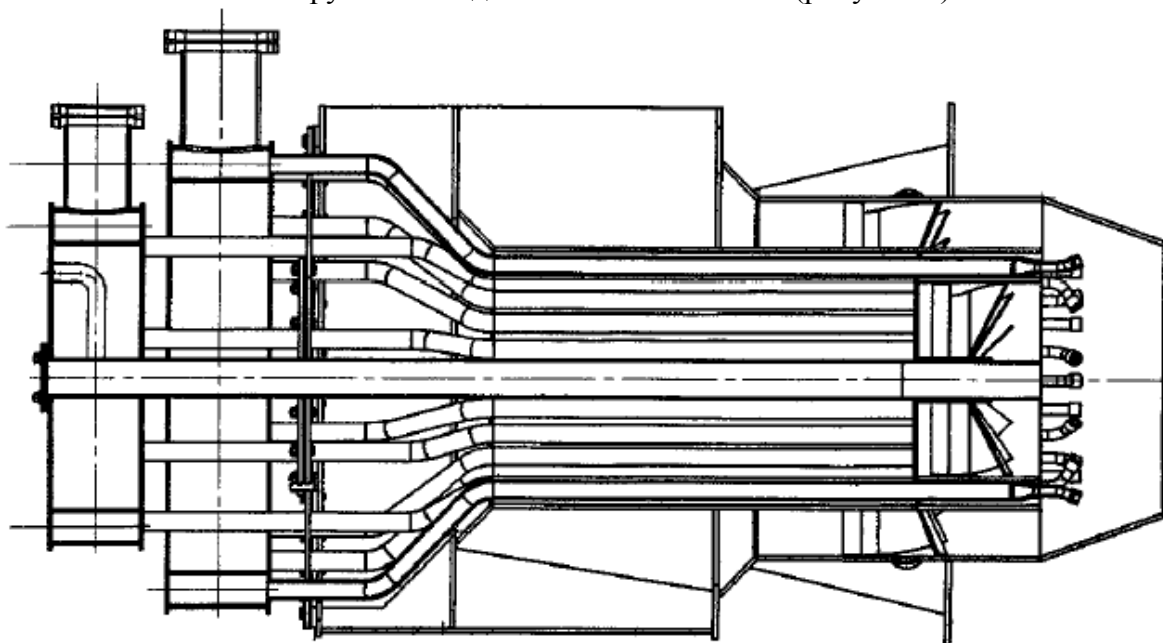


Рисунок 1. Газомазутная горелка ВТИ-ЗИО

Горелка выполнена двухканальной по воздуху. В центральном и периферийном каналах размещены аксиальные завихрители, с углом установки лопаток относительно оси потока 45 и 40° соответственно. По центральному каналу горелки подаётся треть общего расхода воздуха на горелку. В промежутке между каналами равномерно размещены газораздающие трубки. В горелке применена двухколлекторная раздача природного газа (малая газовая камера – центральный коллектор, большая газовая камера – периферийный коллектор). Предусмотрена возможность управления каждым потоком задвижками, установленными на подводящих газопроводах.

Из центрального коллектора в зону горения газ поступает по трубкам, концы которых загнуты к оси горелки в сторону центра, а из периферийного коллектора часть газа подаётся параллельно оси, а другая часть – под углом к оси горелки в поток воздуха периферийного канала. Горелка рассчитана на пропуск воздуха в смеси с дымовыми газами рециркуляции.

Испытания горелок номинальной производительностью 25 Гкал/ч на котле КВГМ-50, где они установлены в один ярус показали, что концентрация NO_x при сжигании газа не превышает 90 мг/м³ в пересчете на $\alpha = 1,4$ (при норме 125 мг/м³). Подача дымовых газов рециркуляции в горелки в смеси с общим воздухом ($10\div 11$ %) дополнительно снижает концентрацию NO_x ещё в 2 раза (до 40 мг/м³).

Наблюдается существенное снижение концентрации NO_x и при сжигании мазута: без ввода газов рециркуляции она составляет 230–240 мг/м³, с подачей газов рециркуляции – 180–190 мг/м³ (при нормативном значении 250 мг/м³ ($\alpha = 1,4$)).

Горелки аналогичной конструкции были установлены на котлах Е-160-3,9-440 ГМ. Топочная камера этого котла оборудована четырьмя газомазутными горелками, расположенными в два яруса на фронтальной стене и направленными вверх под углом 12° к горизонтальной оси, а также соплами вторичного дутья, расположенными соответственно на фронтальной и боковых стенах и предназначенными для организации ступенчатого сжигания.

Результаты испытаний показали, что при работе котла с номинальной нагрузкой приведённая концентрация оксидов азота в уходящих газах при ступенчатом сжигании и доле рециркуляции дымовых газов, равной примерно 16 %, составила на природном газе 64 мг/м³, при сжигании мазута марки М-100 – 240 мг/м³.

Применённые на котле технологические методы подавления выбросов оксидов азота (рециркуляция дымовых газов, ступенчатое сжигание) не привели к заметному повышению содержания бенз(а)пирена, концентрация которого в уходящих газах котла Е-160-3,9-440ГМ при сжигании природного газа находилась в пределах 28–39 нг/м³, при сжигании мазута — 75–105 нг/м³(при $\alpha = 1,4$). Сажистые частицы не превышали 2 по шкале Бахареха. Все показатели ниже требований ГОСТ.

Для котлов большой мощности были созданы так называемые комбинированные горелки (рисунок 2). В них одновременно используются эффект, создаваемый газами рециркуляции, и эффект ступенчатости горения, так как кольцевой поток инертных газов отделяет на начальном участке факела наружный поток воздуха от внутреннего, который интенсивно смешивается с топливом и газами рециркуляции.

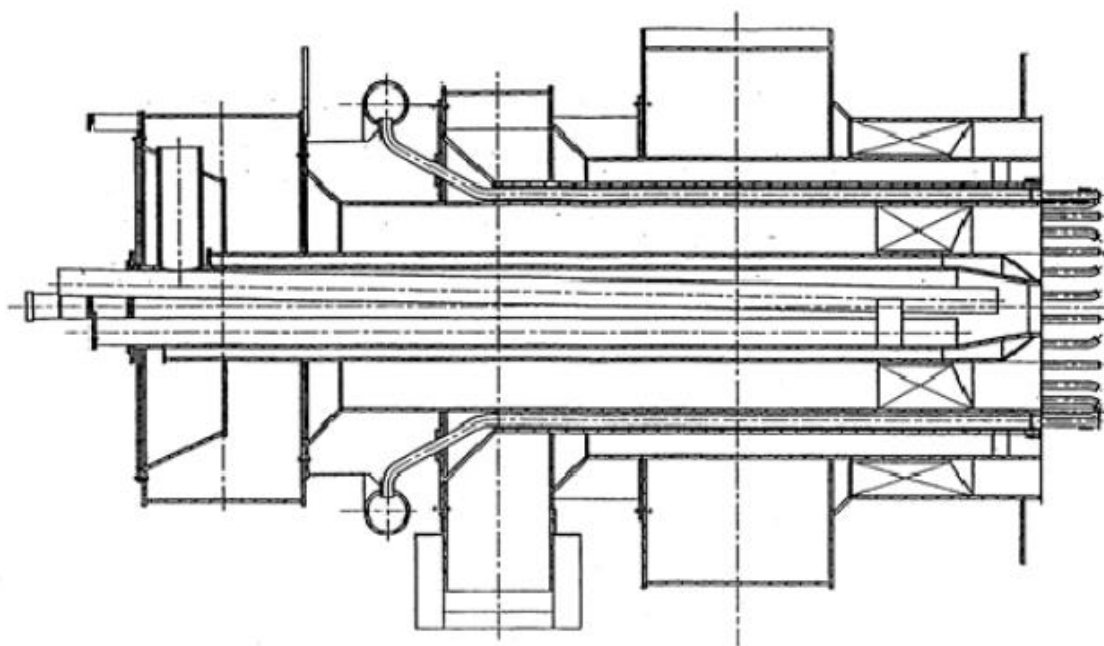


Рисунок 2. Комбинированная газомазутная горелка ВТИ-ТКЗ

Горелка выполнена с индивидуальными подводами воздуха и газов рециркуляции. Природный газ в горелку подводится по двойной схеме: в центральную часть – по кольцевому каналу через конический насадок с отверстиями и в среднюю часть – через входной коллектор в газораздающие трубки, концы которых загнуты под разным углом к оси горелки. Газовые трубки находятся в канале, расположенном между внутренним воздушным каналом и каналом газов рециркуляции. В центральную часть поступает 30% газа, в среднюю часть – 70%. В горелке предусмотрена возможность управления каждым потоком с помощью задвижек, установленных на подводящих газопроводах.

Газы рециркуляции поступают прямоотком через канал, расположенный между каналами газораздающих трубок и периферийного воздуха. Воздух в горелку подаётся по трём каналам: центральному, среднему и периферийному. По центральному каналу воздух поступает прямоотком. Во внутреннем и периферийном каналах потоки закручиваются аксиальными лопаточными аппаратами, лопатки в которых установлены под углом к оси потока соответственно 45 и 40°.

Комбинированные горелки испытаны на котлах ТГМП-314 ТЭЦ-23, номинальной паропроизводительностью 980 т/ч. В топке котла на фронтальной и задней стенах встречно, в два яруса установлены 16 горелок. Дополнительно на котле для снижения выбросов NO_x организовано ступенчатое сжигание топлива за счёт подачи 30–35% воздуха через 16 сопел вторичного дутья, расположенных встречно на фронтальной и задней стенах топки.

За счёт использования разработанных горелок, а также дополнительных средств подавления образования оксидов азота (рециркуляция дымовых газов в количестве 6–8% и двухступенчатое сжигание с долей воздуха 32%) удалось добиться приведённой концентрации оксидов азота в уходящих газах котла менее 100 мг/м³ в пересчёте на $\alpha = 1,4$.

Также проведены испытания по проверке работы горелки на мазуте, которые показали, что, как и при сжигании природного газа, горелочные устройства при сжигании мазута без применения средств подавления генерируют в 2,5–3 раза меньше оксидов азота, чем горелки других конструкций, установленные на аналогичных котлах.

При подаче в сопла вторичного дутья 7–8 % воздуха, необходимого для горения, приведённая концентрация оксидов азота на нагрузке, близкой к номинальной, составляет примерно 410 мг/м³. При вводе газов рециркуляции (порядка 14%) приведённая концентрация NO_x снижается до 216 мг/м³.

В эксплуатационных режимах содержание бенз(а)пирена в уходящих газах котла не превышало при сжигании газа - 63 нг/м³, при сжигании мазута и смеси топлив - 80 нг/м³. Сажевое число Бахараха было также ниже нормативных требований.

Горелки для нестандартных газообразных топлив

Для котлов ГМ-50-1 были разработаны специальные горелки для сжигания газообразных отходов нефтепереработки.

Существующие горелки этих котлов были ориентированы на сжигание в основном мазута, и к тому же, не отвечали современным экологическим требованиям по снижению образования вредных выбросов, в первую очередь, оксидов азота. Замена на стандартные горелки, используемые на энергетических газомазутных котлах, невозможна, поскольку эти горелки не рассчитаны на сжигание легких водородосодержащих газов нефтепереработки (до 70% водорода в газе). Основные трудности применения такого топлива как газообразные отходы нефтепереработки связаны с проблемами раздачи и распределения топлива и окислителя в начальном сечении факела.

Принцип разработанной в ВТИ горелки заключается в формировании вихревой центральной зоны начального участка факела, с некоторым переобогащением по топливу (с избытком воздуха $\alpha < 1,0$), обеспечивающей надежное и устойчивое воспламенение и горение газообразных отходов нефтепереработки и мазута (рисунок 3).

Сжигание основной части топлива осуществляется за счет последовательного смешения продуктов горения топлива с периферийным прямооточным потоком воздуха. Раздача топливного газа от коллекторов до места ввода в воздушный поток, учитывая высокую скорость распределения пламени водородосодержащего газа, выполнена по отдельным трубкам со специальными выходными наконечниками из жаропрочной стали. Выходные участки газовых труб имеют различную ориентацию по отношению к воздушному потоку для достижения, заданного распределения полей концентраций газообразного топлива по сечению факела. Низкая токсичность горелки, связанная, прежде всего, с уменьшенным образованием оксидов азота, достигается за счет создания условий на начальном участке факела, замедляющих процесс генерации NO_x .

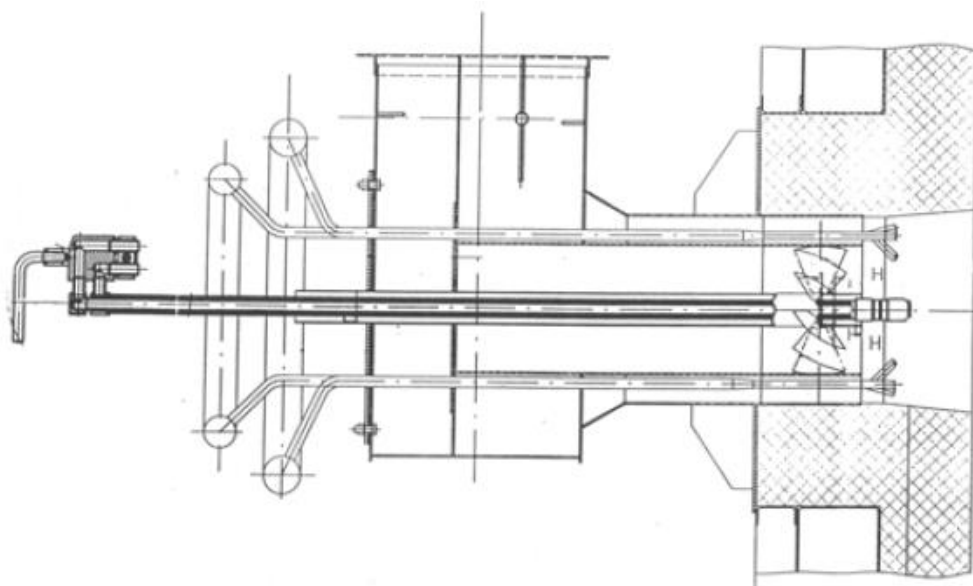


Рисунок 3. Горелка для сжигания побочных продуктов нефтепереработки

Опыты на котле ГМ-50-1 показали, что газообразные отходы нефтепереработки и газойль могут надежно сжигаться в одной горелке практически в любых соотношениях, а при организации двухступенчатого сжигания топлива путем подачи около 20-25 % воздуха, необходимого для горения, через специальные сопла, установленные на 2-2,5 м выше осей горелок, удалось обеспечить снижение выбросов токсичных оксидов азота в 1,5 – 2 раза.

Замещение мазута газообразными отходами нефтепереработки на котлах ГМ-50-1 позволило не только решить проблему с их утилизацией, но и в целом по ТЭЦ сократить выбросы оксидов серы, диоксида углерода («парниковых» газов) и канцерогенных веществ (прежде всего бенз(а)пирена).

Для термической утилизации газообразных продуктов сланцепереработки фирмой ENTEH Engineering AS разработано несколько типов горелок, позволяющих сжигать газ с теплотой сгорания от 2720 до 54470 кДж/м³.

Следует сказать, что в настоящее время освоены и успешно эксплуатируются две основные технологии переработки сланца – пиролиз крупнокускового сланца в газогенераторах, где теплоносителем является пиролизный газ (процесс KIVITER) и пиролиз мелкого сланца во вращающихся ретортах, где теплоносителем является горячая зола остатков пиролиза (процесс GALOTER). И в том, и в другом случае кроме основных продуктов пиролиза (сланцевое масло различных фракций) получают побочные газообразные продукты. Для процесса KIVITER - это низкокалорийный генераторный газ с теплотой сгорания 650 – 800 ккал/м³ (2720 – 3350 кДж/м³) и с содержанием основных компонентов – $H_2 = 5 - 7\%$, $CO = 5 - 7\%$, $CH_4 = 1 - 2\%$, $N_2 = 65 - 68\%$, $CO_2 = 16 - 18\%$, $H_2S = 0,3 - 0,5\%$, остальное составляют предельные и непредельные углеводороды. Важная особенность генераторного газа – наличие большого количества балласта в виде газообразного азота N_2 . Для процесса GALOTER – это высококалорийный газ, который называют ретортным или иногда полукоксовым. Низшая теплота сгорания ретортного газа, включая газовую и частично сконденсировавшуюся фазу высокомолекулярных углеводородных компонентов, достаточно высока и составляет 10500 – 13000 ккал/м³ (43900 – 54470 кДж/м³). Содержание основных компонентов газовой фазы меняется в пределах: $H_2 = 10 - 16\%$, $CO = 9 - 11\%$, $CH_4 = 14 - 16\%$, $N_2 = 2 - 16\%$, $CO_2 = 8 - 12\%$, $H_2S = 1,0 - 3,0\%$, остальное составляют предельные и непредельные углеводороды. Концентрация частично сконденсировавшихся паров высокомолекулярных углеводородов составляет в газе до 200 г/м³.

На четырех котлах БКЗ-75-39ФСл ЭС сланцеперерабатывающего комбината в г. Кохтла-Ярве установлены разработанные горелки для сжигания генераторного газа,

тепловой мощностью – до 20 МВт (расход генераторного газа на каждую горелку составляет 20 000 м³/ч). Всего было установлено восемь горелок (по две на каждом котле). Горелки в работе с 2005 года. На низкокалорийном газе проблем с выбросами NO_x нет. Концентрации NO_x составляют 50 – 80 мг/нм³. На этих же котлах с 2010 года (после пуска в работу установок, работающих по технологии GALOTER) начали устанавливать специально разработанные горелки для высококалорийного газа. Мощность горелок – 14 МВт. Конструкция достаточно проста – центральная газораздаточная труба с несколькими рядами разнокалиберных газораздаточных отверстий на конце, небольшим завихрителем первичного воздуха и прямоточным основным потоком вторичного воздуха. К настоящему времени в работе 12 горелок на четырех котлах (по четыре горелки на двух котлах и по две на двух). Эти простые горелки нельзя отнести к малотоксичным, при их работе нормы по выбросам NO_x обеспечиваются за счет режимных мероприятий (комбинирование с работой горелок на низкокалорийном газе и двухступенчатое сжигание).

Малотоксичные горелки для высококалорийного газа сланцепереработки (тот же процесс GALOTER) были разработаны специально для котла ТП-101 Эстонской ЭС для совместного сжигания газа и сланца. В этой горелке применена рециркуляция дымовых газов в поток вторичного воздуха. Конструкция горелки выполнена двухпоточной по воздуху, и газу. В центральную часть (пилотная горелка) подается чистый воздух, который закручивается аксиальным завихрителем и полукоксовый газ в количестве до 10% для обеспечения стабильности горения. Оставшийся воздух в смеси с газами рециркуляции поступает в топку через периферийный канал горелки. Там же через отдельные трубки с газораздаточными наконечниками на концах подается полукоксовый газ. Всего изготовлено 6 горелок мощностью по 19 МВт, которые в работе с лета 2014 года.

Проведённые испытания разработанных горелок показали, что технико-экономические показатели котлов при замещении сланца горючими газами практически не изменились. Концентрация оксидов азота в продуктах сгорания в самих горелках ниже предельно допустимых для сланцевых котлов (менее 200 мг/нм³).

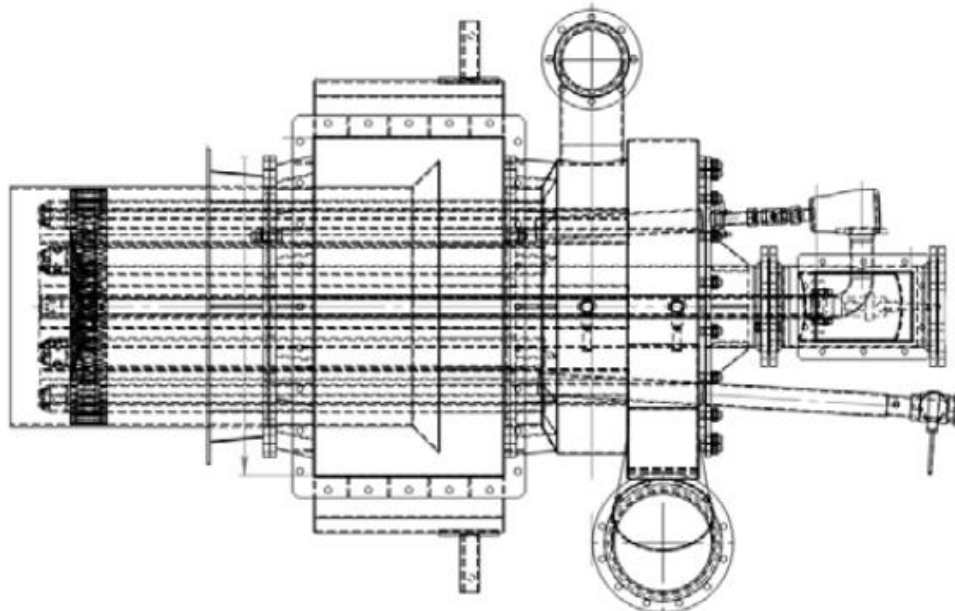


Рисунок 4. Горелка для сжигания генераторного и полукоксового газов

На основании обобщения опыта длительной эксплуатации горелок для сжигания газообразных продуктов сланцепереработки были разработаны рекомендации, позволившие разработать комбинированную горелку для энергетически эффективного и экологически безопасного сжигания полукоксового и генераторного газа в одной горелке (рисунок 4).

Выполненные расчеты показали, что концентрация оксидов азота при использовании этих горелок для котла Е-135-3,2-420ДГ составит 80...103 мг/нм³ (при 3% O_2) в диапазоне его нагрузок от 60 до 100 %.

Таким образом, показано, что за счет применения малотоксичных горелок в сочетании с другими методами подавления имеется возможность обеспечить нормативные показатели по концентрации NO_x в уходящих газах, как при сжигании природного газа и мазута, так и нестандартных газообразных топлив, без ухудшения других экологических показателей и без существенного снижения экономичности и надёжности работы котла в целом.

УДК 62-5

МОДИФИКАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ ЭНЕРГОБЛОКА 300 МВт ПРИ ПОСТОЯННОМ ДАВЛЕНИИ ПАРА ПЕРЕД ТУРБИНОЙ

Тимофеев В.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

В соответствии с СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005 ужесточились требования к регулированию частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС (Единой Энергетической Системе) России.

Согласно пункту 4.2.10 СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005: «В случае скачкообразного изменения частоты соответствующее изменение мощности энергоблока под действием системы первичного регулирования должно происходить таким образом, чтобы полная требуемая величина изменения мощности в пределах заданного нормального резерва первичного регулирования была достигнута за 30 секунд. При этом достижение 50% требуемой величины изменения мощности должно осуществляться в течение не более 10 секунд.

При аварийном скачкообразном изменении частоты соответствующее изменение мощности энергоблока под воздействием системы первичного регулирования должно происходить таким образом, чтобы полная требуемая величина изменения мощности в пределах заданного аварийного резерва первичного регулирования была достигнута за 2 минуты. При этом достижение 50% требуемой величины изменения мощности должно осуществляться в течение не более 10 секунд.

Система автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока должна обеспечивать выполнение требований нормированного первичного регулирования в диапазоне первичного регулирования не менее $\Delta N(\Delta f) = \pm 5\% N_{ном}$ для нормальных режимов работы энергосистемы (нормальный резерв первичного регулирования) и не менее $\Delta N(\Delta f) = \pm 12,5\% N_{ном}$ для возможных аварийных режимов работы энергосистемы (аварийный резерв первичного регулирования), где $N_{ном}$ - номинальная мощность энергоблока.»

Типовая САУМБ с котельным регулятором мощности (далее – КРМ), турбинным регулятором мощности (далее – ТРМ) и без дифференциатора инвариантности [1], представленная на рисунке 1, не удовлетворяет требованиям СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005, а именно: время регулирования равно 300 секунд при заданной зоне нечувствительности регулятора, равной 1% от номинальной мощности блока 300 МВт.

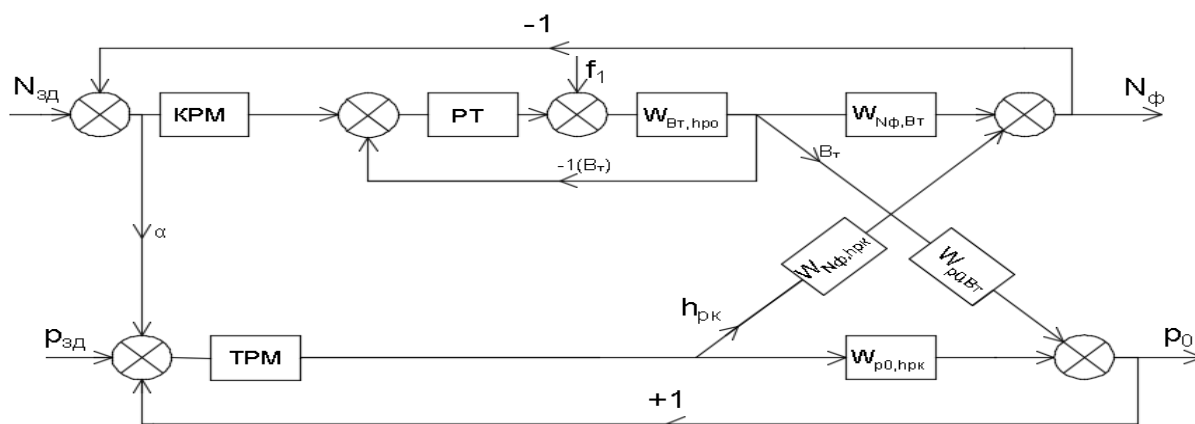


Рисунок 1. Структурная схема типовой САУМБ

Здесь: $N_{зд}$ – задание изменения мощности, $N_{ф}$ – фактическая мощность блока, $B_т$ – расход топлива, h_{po} – положение регулирующего органа, влияющего на расход топлива, P_0 –

давление свежего пара перед турбиной, $h_{рк}$ - положение регулирующих клапанов турбины, КРМ – котельный регулятор мощности, РТ – регулятор топлива, ТРМ – турбинный регулятор мощности, f_1 – внутреннее возмущение, α – коэффициент усиления ошибки регулирования КРМ на входе ТРМ.

Для существенного улучшения качества регулирования предлагается использовать модифицированную САУМБ, представленную на рисунке 2. Параметры динамической настройки (ПДН) основных регуляторов типовой САУМБ адекватны ПДН модифицированной САУМБ.

Отличительными особенностями модифицированной САУМБ являются:

- 1.Наличие сигнала по давлению свежего пара перед турбиной, который поступает со знаком «минус» на КРМ [2].
- 2.Наличие форсирующего устройства коррекции задания КРМ, представленного звеном быстрого реагирования.

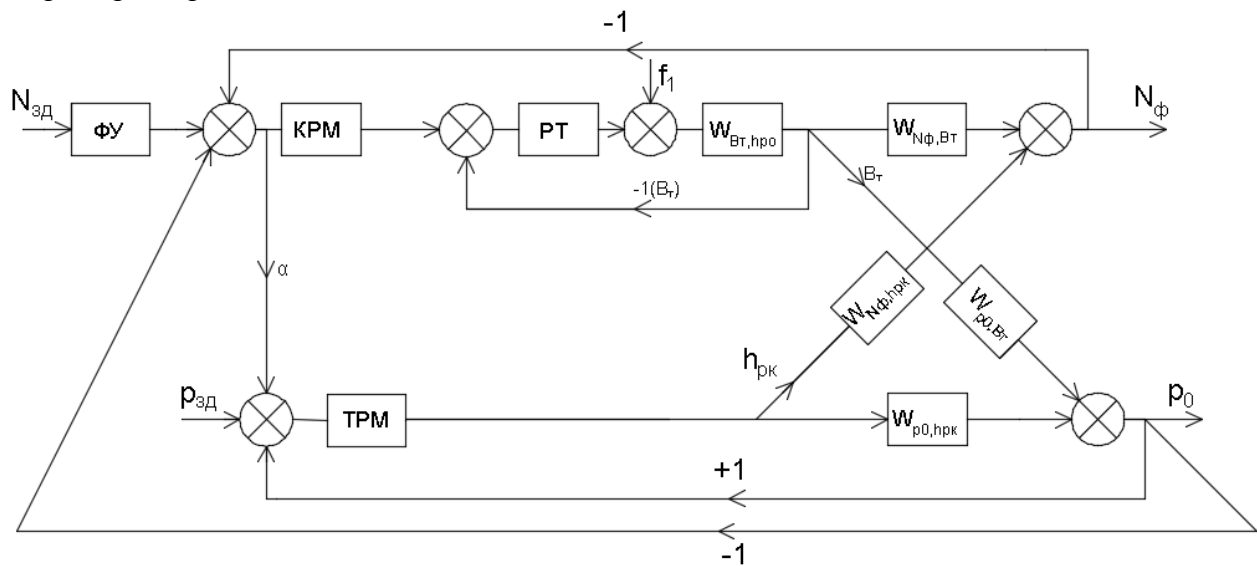


Рисунок 2. Модифицированная САУМБ с форсирующим устройством (ФУ)

Порядок настройки основных регуляторов типовой САУМБ:

Исходные данные :

$$W_{N_{\phi 1}, \mu_k}(p) = \frac{K_1 e^{-T_1 p}}{(T_1 p + 1)(\sigma_1 p + 1)} = \frac{1.617 e^{-11.4 p}}{(100 p + 1)(18.7 p + 1)}; \tag{1}$$

$$W_{p_0, \mu_k}(p) = \frac{K_2 e^{-T_2 p}}{(T_2 p + 1)(\sigma_2 p + 1)} = \frac{1.65 e^{-6.4 p}}{(56.1 p + 1)(14 p + 1)}; \tag{2}$$

$$W_{N_{\phi 1}, h_{рк}}(p) = \frac{T_0 p (T_3 p + 1)}{(T_4 p + 1)(T_5 p + 1)} = \frac{170 p (2.35 p + 1)}{(170 p + 1)(48 p + 1)}; \tag{3}$$

$$W_{p_0, h_{рк}}(p) = \frac{-K_3 (T_6 p + 1)}{T_7 p + 1} = \frac{-0.256 (4.68 p + 1)}{90 p + 1}; \tag{4}$$

$$W_{B_t, h_{po}}(p) = \frac{1}{T_8 p + 1} = \frac{1}{5 p + 1}. \tag{5}$$

РТ настраивают как оптимальный регулятор [3] по передаточной функции (5) с учетом максимальной относительной величины регулирующего воздействия $x_p^{max} = 1$.

В результате получают типовой ПИ регулятор вида:

$$W_{РТ} = K_p * \frac{T_n p + 1}{T_n p}, \tag{6}$$

параметры динамической настройки которого будут равны: $K_p = 1$ и $T_n = 5c$.

Аналогично находят параметры динамической настройки КРМ при $x_p^{max} = 1.2$ по передаточной функции (1).

В результате получают типовой ПИД регулятор вида

$$W_{\text{КРМ}} = K_p * \frac{(T_{иp}+1)(T_{дp}+1)}{T_{иp}(T_{бp}+1)}, \tag{7}$$

параметры динамической настройки которого равны:

$$K_p = \frac{1}{1.617} = 0.618, T_{и} = 100\text{с}, T_{д} = 30\text{с}, T_{б} = 25\text{с}.$$

ТРМ настраивают как оптимальный регулятор по передаточной функции (4).

В результате получают реальный ПИ регулятор вида:

$$W_{\text{ТРМ}} = K_p * \frac{T_{иp}+1}{T_{иp}(T_{бp}+1)}, \tag{8}$$

параметры динамической настройки которого будут равны:

$$K_p = \frac{90}{0.256 * 52} = 6.676, T_{и} = 90\text{с}, T_{б} = 4.68\text{с}.$$

Коэффициент усиления ошибки регулирования КРМ на входе ТРМ α в данном случае равен единице.

Порядок настройки форсирующего устройства:

Форсирующее устройство представляет собой звено быстрого реагирования:

$$W_{\text{ФУ}} = \frac{T_{1p}+1}{T_{2p}+1}. \tag{9}$$

Форсирующее устройство имеет два параметра динамической настройки T_1 и T_2 . Для нахождения численных значений этих параметров, следует снять переходную характеристику $N_{зд} \rightarrow N_{\Phi}$ САУМБ при подключенном сигнале давления свежего пара, подаваемого на КРМ и при отключенном ФУ, либо при подключенном ФУ с параметрами $T_1 = T_2$.

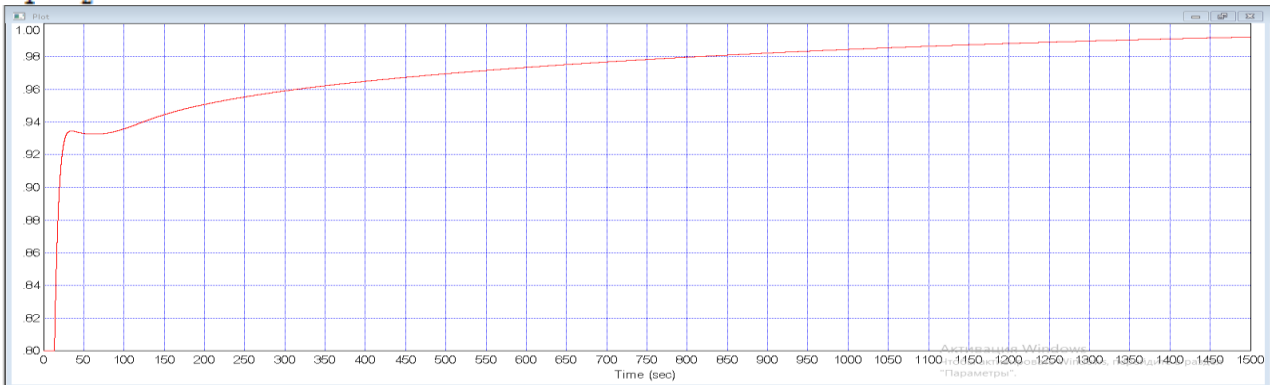


Рисунок 3. Кривая переходного процесса N_{Φ} при скачкообразном изменении $N_{зд}$.

Затем, задавшись двумя точками на кривой и воспользовавшись переходной функцией звена быстрого реагирования, составить систему уравнений следующего вида:

$$\begin{cases} 1 + \left(e^{\frac{t_1}{T_2}} * \left(\frac{T_1}{T_2} - 1 \right) \right) = 1 + \left(1 - N_{\Phi}^{t_1} \right); \\ 1 + \left(e^{\frac{t_2}{T_2}} * \left(\frac{T_1}{T_2} - 1 \right) \right) = 1 + \left(1 - N_{\Phi}^{t_2} \right), \end{cases} \tag{10}$$

где t_1 и t_2 – моменты времени, требуемые для расчета параметров динамической настройки ФУ КРМ.

$N_{\Phi}^{t_1}$ и $N_{\Phi}^{t_2}$ – значения фактической мощности энергоблока в относительных единицах

$\left(N_{\Phi} = \frac{N_{\Phi}^{абс}}{N_{зд}} \right)$ в моменты времени t_1 и t_2 соответственно.

Момент времени t_1 выбирается таким образом, что бы $\frac{dN_{\Phi}}{dt} = 0$ и $N_{\Phi} = \min$, то есть в точке локального минимума переходного процесса. В случае отсутствия локального

минимума, рекомендуется брать t_1 в точке резкого уменьшения значения производной кривой переходного процесса (в момент резкого замедления переходного процесса).

Момент времени t_2 выбирается таким образом, что бы мощность $N_{\Phi}^{t_2}$ была равна 0.99.

Для данного случая $t_1 = 65\text{с}$, $t_2 = 1350\text{с}$. Соответственно $N_{\Phi}^{t_1} = 0.9325$ и $N_{\Phi}^{t_2} = 0.99$.

Подставив $t_1, t_2, N_{\Phi}^{t_1}, N_{\Phi}^{t_2}$ в (10) получим : $T_1 = 723\text{с}$, $T_2 = 673\text{с}$.

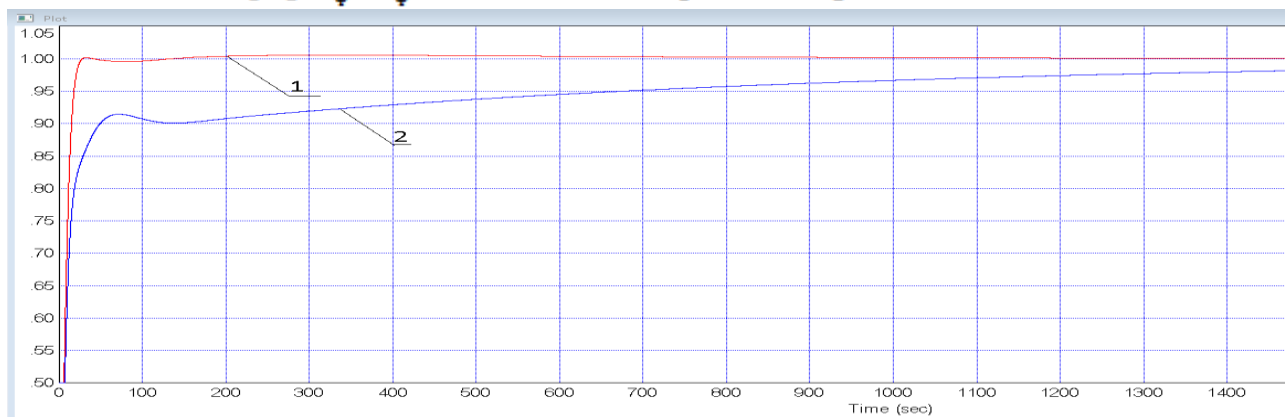


Рисунок 4. График переходного процесса по N_{Φ} при отработке скачка задания модифицированной (1) и типовой (2) САУМБ

Как видно из рисунка 4, добавление в типовую САУМБ сигнала по давлению свежего пара перед турбиной, который поступает со знаком «минус» на КРМ и форсирующего устройства в виде звена быстрого реагирования позволяет существенно улучшить качество регулирования мощности энергоблока при ступенчатом изменении задания мощности, равном 12,5% от номинальной мощности блока 300 МВт.

В результате модифицированная САУМБ полностью удовлетворяет требованиям СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005. При скачкообразном изменении задания величина изменения мощности, равная 50% от скачка задания, достигается за 6 секунд, полная мощность достигается за 16 секунд при заданной зоне нечувствительности регулятора, равной 1% номинальной мощности блока 300 МВт.

При этом максимальная относительная величина регулирующего воздействия РТ составляет 0.73, то есть отсутствует перерегулирование по топливу. Максимальная относительная величина регулирующего воздействия ТРМ составляет 1.01.

Литература

1. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. – Мн.: Выш. шк., 1984. – 192 с.
2. Зорченко Н.В., Давыдов Н.И., Григоренко А.А. Исследование влияния форсирующих сигналов в системе автоматического управления мощностью энергоблока на его приемистость // Теплоэнергетика. - 2006. №10.
3. Кулаков, Г.Т. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами/ Под ред. Г.Т. Кулакова. – Мн.: Изд-во Выш. Шк., 2017. – 240с.

УДК 639.039

УПРАВЛЕНИЕ РЕСУРСОМ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АЭС В УСЛОВИЯХ ЭРОЗИОННО-КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА ПО ДАННЫМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Тыгарев Ю.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

Безопасность, надежность и экономичность эксплуатации АЭС в значительной степени зависят от надежного функционирования оборудования 2-ого контура, в том числе теплообменного оборудования и трубопроводов конденсатно-питательного тракта (КПТ). Технологические системы конденсатно-питательного тракта АЭС имеют значительную протяженность, сложную конфигурацию и работают в условиях, при которых основным видом дефектов металла трубопроводов и теплообменного оборудования, изготовленных из углеродистой стали, является эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ). ЭКИ происходит при определенных условиях, зависящих от большого количества факторов, и имеет место на энергоблоках как тепловой, так и атомной энергетики. Проблема ЭКИ сформирована как проблема в декабре 1986 г. после серьезной аварии по причине ЭКИ на АЭС США Сарри-2. До этого события фиксировались многочисленные случаи повреждений трубопроводов АЭС, но эксплуатационный контроль толщин стенок труб не регламентировался, и нормативная документация по ЭКИ не разрабатывалась.

ЭКИ можно рассматривать как процесс локального утонения стенки элемента оборудования или трубопровода в зонах с повышенной турбулентностью однофазного или двухфазного потока коррозионно-активной среды.

ЭКИ является общей причиной повреждений элементов оборудования и трубопроводов наряду с коррозионным растрескиванием циркуляционных трубопроводов кипящих реакторов и ПГ двухконтурных АЭС. В последние годы темпы повреждений по причине ЭКИ снижаются, но остаются высокими.

Проведенный системный анализ выявил особенности развития процесса ЭКИ на различных типах реакторных установок и на различных энергоблоках, а также особенности контроля, представления и хранения результатов. Это позволяет корректно анализировать данные замеров, адекватно прогнозировать развитие процесса ЭКИ и, следовательно, снизить вероятность повреждений по этой причине на энергоблоках атомной и тепловой энергетики при эксплуатации оборудования и трубопроводов, изготовленных из углеродистых сталей.

По мере увеличения срока эксплуатации энергоблоков перечень элементов оборудования и трубопроводов, на которых необходимо контролировать степень износа металла, увеличивается. Поэтому актуальной становится проблема оптимизации объемов и периодичности контроля.

Для решения широкого комплекса вопросов, связанных с эрозионно-коррозионным износом элементов оборудования и трубопроводов, в отрасли разработаны специальные программы. Для установления допустимых значений повреждений металла разрабатывается регулирующая документация, которая предполагает широкое использование компьютерных расчетов, разработку норм допустимых толщин стенок трубопроводов и оборудования, подверженных ЭКИ, разработку методик определения химического состава металла и другой документации. Основной подход при разработке регулирующей документации не противоречит принятой в мировой практике методологии, в том числе тому, что любые прогнозные результаты не должны противоречить данным эксплуатационного контроля. В связи с этим возникает ряд задач:

- 1) оценка скорости ЭКИ по данным замеров толщины стенки;
- 2) оценка остаточного ресурса;

3) получение информации для прогнозных расчетов с учетом качества материалов, используемых для изготовления элементов трубопроводов.

Управление ресурсом оборудования АЭС в условиях ЭКИ – система мероприятий, включающая разработку соответствующих методик оценки и прогнозирования ресурса, направленная на увеличение срока службы установленного оборудования, обеспечение своевременного и качественного контроля и недопущение инцидентов по причине ЭКИ.

Описание методики. Работы по изучению закономерностей эрозионно-коррозионного износа на АЭС советского (после распада СССР – российского) производства проводятся в течение длительного периода. В итоге разработаны типовые программы контроля состояния основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов атомных электростанций с реакторными установками типа ВВЭР-1000, ВВЭР-440, РБМК-1000, БН-600 в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок ПНАЭ Г-7-008-89. Типовые программы определяют общие требования и не охватывают полностью перечень элементов оборудования и трубопроводов, подверженных эрозионно-коррозионному износу.

В 2002 г. был подготовлен верификационный отчет и аттестовано программное средство ЭКИ-02, предназначенное для расчета скорости ЭКИ и величины утонения стенок трубопроводов с однофазной средой на АЭС с ВВЭР-440, в 2005 г. - ЭКИ-03, предназначенное для расчета скорости ЭКИ и величины утонения стенок трубопроводов с двухфазной средой. Эти программы позволяют рассчитывать значения следующих величин [1]:

- скорости ЭКИ в начальный и конечный моменты эксплуатации трубопровода;
- средней скорости ЭКИ за расчетный временной интервал;
- утонение стенки трубопровода за расчетный временной интервал.

В настоящее время эти программные средства позволяют проводить вариационные расчеты для оценки подверженности тех или иных элементов трубопроводов, входящих в определенные подсистемы, эрозионно-коррозионному износу. На рис. 1 приведен интерфейс программы ЭКИ-02.0.2.

Для установления допустимых значений повреждений металла разрабатывается регулирующая документация, которая предполагает широкое использование компьютерных расчетов, разработку норм допустимых толщин стенок трубопроводов и оборудования, подверженных ЭКИ, разработку методик определения химического состава металла, оценки скорости ЭКИ по данным контроля и другой документации [1].

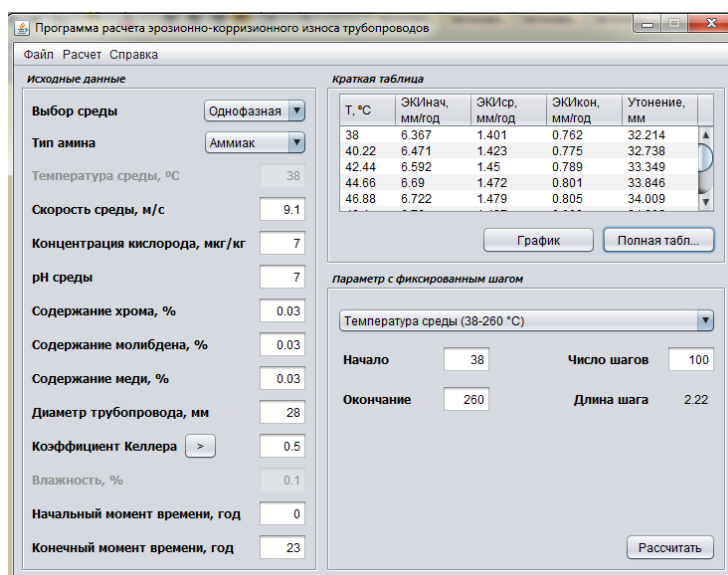


Рисунок 1. Интерфейс программного средства ЭКИ-02.02

В мировой практике существует два основных направления прогнозирования ЭКИ: на основе модели Чексала-Гурвица и на основе теоретической гидродинамической модели - BRT-CICERO™ Боучакорта. В России разработано ПС на основе модели Чексала-Гурвица. Цель ПС ЭКИ-02.01 – расчет скорости ЭКИ трубопроводов АЭС, выполненных из перлитных сталей. Скорость ЭКИ определяется с помощью эмпирических корреляций, полученных на основе обработки результатов лабораторных исследований эрозионно-коррозионного износа металла трубопроводов в однофазных средах, анализа данных эксплуатационного контроля и в соответствии с имеющимися в литературных источниках рекомендациями. Диапазоны изменения параметров выбраны из соображений, определяемых условиями эксплуатации АЭС с ВВЭР и РБМК и АЭС других типов. Вывод эмпирических зависимостей для определения значений параметров в ПС проведен таким образом, чтобы расчетное значение скорости ЭКИ распределялись равномерно как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения [1].

Расчет скорости ЭКИ с помощью программных средств проводится по уравнению, предложенному Чексалом [1]:

$$W_{эки} = C_0 \times F_1(T) \times F_2(XC) \times F_3(W_{воды}) \times F_4(O_2) \times F_5(pH) \times F_6(K) \times F_7(\alpha) \times F_8(A) \times F_9(\tau) \quad (1)$$

где $W_{эки}$ – скорость коррозии, мм/год; C_0 - коэффициент, равный 1 мм/год;

$F_1(T)$ – коэффициент, учитывающий температуру;

$F_2(XC)$ – коэффициент, учитывающий состав металла;

$F_3(W_{воды})$ – коэффициент, определяемый скоростью среды;

$F_4(O_2)$ – коэффициент, учитывающий концентрацию кислорода;

$F_5(pH)$ – коэффициент, учитывающий значение pH;

$F_6(K)$ – коэффициент, учитывающий геометрию трубопровода (учитывается значением коэффициента Келлера);

$F_7(\alpha)$ – коэффициент, учитывающий влажность пара (для однофазной среды $F_7(\alpha)=1$);

$F_8(A)$ – коэффициент, учитывающий используемый амин (аммиак, морфолин, этаноламин);

$F_9(\tau)$ – коэффициент, учитывающий длительность эксплуатации элемента.

Взаимосвязь между коэффициентами F_1 - F_9 устанавливается эмпирически. При этом предполагается соблюдение следующих принципов:

- все параметры, входящие в зависимость (1), объединяются в общую модель;
- для обоснования модели используются все имеющиеся в наличии данные;
- модель является эмпирической, однако формируется на основе физического обоснования.

В таблице 1 представлены пределы значений параметров в ПС ЭКИ-02 [1].

Таблица 1 – Допустимые значения параметров модели Чексала

Наименование параметра	Размерность	Диапазон	
		от	до
Температура среды	°С	38	260
Концентрация кислорода	мкг/дм ³	0	500
Значение pH	ед. pH	7	10,2
Концентрация в металле хрома	%	0,03	2
Концентрация в металле меди	%	0,03	0,5
Концентрация в металле молибдена	%	0,03	0,57
Скорость среды	м/с	0,002	38
Значение коэффициента Келлера		0,04	1
Влажность пара	%	0,1	15
Время эксплуатации блока	Лет	0	50

Для вновь вводимых блоков значения калибровочных коэффициентов, используемых в расчетах с использованием программных средств, могут иметь несколько иные значения, чем для ранее введенных в эксплуатацию блоков. Это объясняется различными водно-

химическими режимами на этих блоках, особенно в первые годы их эксплуатации. На результат расчета могут влиять и другие факторы, которые необходимо учитывать при использовании разработанных ПС для вновь строящихся блоков.

Расчет скорости ЭКИ и остаточного ресурса для трубопроводов Кольской АЭС. Станция состоит из четырех энергоблоков, с реакторами типа ВВЭР-440 и турбинами К-220-44-3 Харьковского Турбинного Завода. Данные об энергоблоках Кольской АЭС приведены в таблице 2. [2]

Таблица 2 – Действующие энергоблоки Кольской АЭС

Номер энергоблока	Тип реактора	Установленная мощность, МВт	Дата пуска
1	ВВЭР-440 (РУ В-230)	440	29.06.1973 г.
2	ВВЭР-440 (РУ В-230)	440	08.12.1974 г.
3	ВВЭР-440 (РУ В-213)	440	24.03.1983 г.
4	ВВЭР-440 (РУ В-213)	440	11.10.1984 г.
Суммарная установленная мощность 1760 МВт			

В таблице 3 приведены результаты расчетов скорости ЭКИ и остаточного ресурса трубопроводов Кольской АЭС блока №2. Проанализированы данные по трубопроводу основного конденсата ТГ-3, а также паропроводы первой ступени ТГ-3. Рассчитано 19 элементов трубопроводов: из них 9 гибов и 10 прямых участков. Расчеты выполнены при следующих исходных данных: при содержании кислорода 10 мкг/кг и рН, равном 9; содержание каждого из легирующих элементов (Cr, Mo и Cu) в материале трубопровода равно 0,03 %, τ равно 34 года; коэффициент Келлера для прямого участка равен 0,04, длягиба – 0,3; амин – этаноламин.

Таблица 3 – Расчет скорости и остаточного ресурса трубопроводов Кольской АЭС с помощью ПС ЭКИ-02.02

Код узла	Типоразмер	$S_{\text{мин}}$, мм	$W_{\text{ЭКИ нач.}}$, мм/год	$W_{\text{ЭКИ ср.}}$, мм/год	$W_{\text{ЭКИ кон.}}$, мм/год	Утонение, мм
Гибы						
328Г-328Б	273x10,0	8,8	0,565	0,076	0,043	1,973
304-306	219x9	7,0	0,356	0,074	0,042	1,927
343-344	273x10,0	9,4	0,558	0,073	0,041	1,969
40Г-40Е	426x14,0	14,0	0,387	0,081	0,045	2,096
341Б-342	273x10,0	8,1	0,381	0,079	0,045	2,064
40Д-332	426x14,0	11,7	0,405	0,084	0,047	2,19
300-301	108x4,0	3,8	0,345	0,072	0,04	1,868
55-55А	219x9,0	6,8	0,372	0,077	0,043	2,014
66А-66	325x9,0	10,0	0,39	0,081	0,045	2,109
Прямые участки за гибом						
328Г-328Б	0273x10,0	11,0	0,051	0,011	0,006	0,275
304-306	0219x9,0	7,3	0,05	0,01	0,006	0,259
40Г-40Д	426x14,0	15,0	0,054	0,011	0,006	0,292
53В-53А	273x10,0	10,4	0,051	0,011	0,006	0,275
54В-52	219x9,0	9,2	0,05	0,01	0,006	0,259
300-301	108x4,0	4,5	0,046	0,01	0,005	0,249
55-55А	219x9,0	8,8	0,05	0,01	0,006	0,259
19-20	426x14,0	14,7	0,053	0,011	0,006	0,291
65А-65Е	426x14,0	14,4	0,054	0,011	0,006	0,292
66Б-67	325x9,0	11,4	0,052	0,011	0,006	0,281

По результатам расчета скорости ЭКИ, представленной в таблице 3 видно, что наибольшую скорость ЭКИ имеет в первоначальный период эксплуатации трубопроводов. При последующей эксплуатации скорость ЭКИ снижается.

Наибольшее влияние на скорость ЭКИ оказывает температура среды. В таблице 4 и на рисунке 2 приведена зависимость ЭКИ от температуры при этаноламиновом ВХР по данным расчета с помощью ПС ЭКИ-02. Расчеты выполнены для прямого участка конденсатопровода системы основного конденсата типоразмера 325×9 мм при следующих исходных данных: скорость среды – 3,2 м/с, концентрация кислорода – 7 мкг/кг, рН среды = 9.

Таблица 4 – Зависимость скорости ЭКИ и величины утонения от температуры при этаноламиновом ВХР

№	T, °C	W _{ЭКИ нач.} мм/год	W _{ЭКИ ср} мм/год	W _{ЭКИ кон.} мм/год	Утонение, мм
1	38	0,263	0,055	0,031	1,423
2	48,8	0,278	0,058	0,033	1,507
3	59,6	0,298	0,062	0,035	1,614
4	70,4	0,343	0,071	0,04	1,856
5	81,2	0,406	0,085	0,047	2,2
6	92	0,485	0,101	0,057	2,623
7	102,8	0,578	0,12	0,067	3,127
8	113,6	0,677	0,141	0,079	3,663
9	124,4	0,774	0,161	0,09	4,19
10	135,2	0,865	0,18	0,101	4,682
11	156,8	0,864	0,18	0,101	4,677
12	167,6	0,742	0,154	0,087	4,016
13	189,2	0,418	0,087	0,049	2,261
14	200	0,285	0,059	0,033	1,542

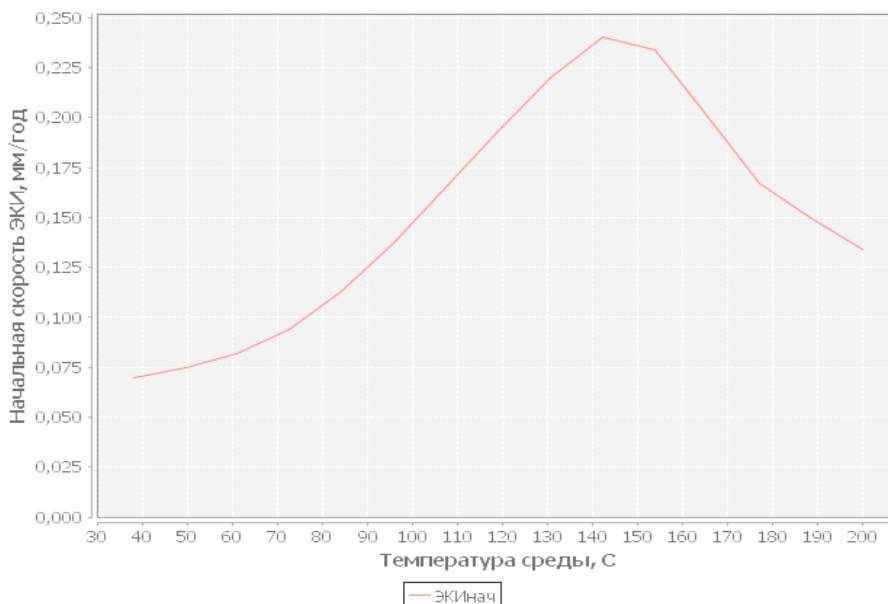


Рисунок 2. Зависимость скорости ЭКИ от температуры

Проанализировав данные таблицы 4 и рисунок 2 можно сделать вывод, что наиболее интенсивный эрозионно-коррозионный износ идет при температурах от 110°C до 170°C. Работа теплоэнергетического оборудования в этих температурных диапазонах не благоприятна и сопровождается уменьшением срока службы конструкционных материалов.

На элементы, работающие в данном температурном интервале, следует обращать повышенное внимание.

При температурах до 110°C и свыше 170°C скорость ЭКИ замедляется. Так как большая часть оборудования АЭС работает при температурах выше 170°C, то их долговечность в этом плане обеспечивается.

Анализ результатов. По результатам расчетов скорости ЭКИ и остаточного ресурса трубопроводов на Кольской АЭС с помощью ПС ЭКИ-02 были обнаружены элементы с высокой скоростью ЭКИ, а также элементы с допустимой скоростью ЭКИ. Среди 19 элементов 9 элементов имеют скорость ЭКИ более 0,040 мм/год. Наиболее подверженными эрозионно-коррозионному износу следует считать гибы типоразмера 426x14 мм: максимальная скорость ЭКИ равна 0,084 мм/год - более чем в два раза превышает нормируемое значение 0,04 мм/год. Максимальная величина утонения составляет 16% от номинальной толщины.

Введем категории трубопроводов с точки зрения необходимости регулярного контроля. *Первая категория* включает в себя элементы с максимальным износом, требующие контроля в течение эксплуатации (т.е. с износом выше 20% от номинальной толщины стенки), *вторая категория* включает элементы с износом средней степени, период контроля для которых существенно больше (т.е. износ порядка 10-20%), к *третьей категории* следует отнести элементы, для которых либо совсем не наблюдается износ, либо максимальная скорость износа не превышает нормируемую - 0,04 мм/год.

На рисунке 3 приведена диаграмма, показывающая относительное количество элементов с различной степенью износа.

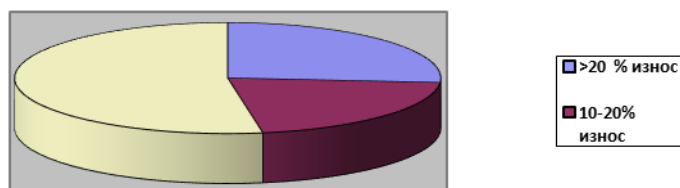


Рисунок 3. Относительное число элементов трубопроводов с различной степенью износа

Из рисунка видно, что к первой категории трубопроводов (имеют утонение более 20%) относятся 26% проконтролированных отводов, ко второй – 21%, остальные элементы не требуют регулярного контроля.

Литература

1. Гулина О.М., Бараненко В.И. Методология оценки ресурсных характеристик трубопроводов и оборудования АЭС в условиях ЭКИ. Учебное пособие. – Обнинск: ИАТЭ, 2012. – 45с.
2. Данные по Кольской АЭС с сайта ОАО «Концерн Росэнергоатом». <http://www.kolanpp.rosenergoatom.ru>

УДК 621.3

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА БАРАБАННОГО КОТЛА

Цветков А.А.

Научный руководитель - к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Объект управления. Рассматривается пароперегреватель котла в виде двух теплообменников типа «газ-пар» конвективного типа (рис. 1). В необогреваемую рассечку подведен трубопровод для впрыска собственного конденсата котла, представляющий собой пароохладитель. В пароохладителе происходит смешивание пара и собственного конденсата и охлаждение пара. Для контроля температуры пара установлено две термопары: после пароохладителя и после пароперегревателя. Схематично, пароперегреватель выполнен следующим образом. В верхнюю секцию пароперегревателя поступает пар из котла. После этой секции идет необогреваемый участок, где происходит смешивание собственного конденсата котла и пара и нагрев пара газами, которые уже нагрели вторую по ходу пара секцию. Далее пар поступает во вторую секцию, связанную с общим паропроводом, расположенную ниже первой секции, где происходит начальный нагрев пара. Эта секция обогревается дымовыми газами в первую очередь. За этой секцией установлена термопара, измеряющая температуру перегретого пара (см. рис. 1).

Поэтому, когда изменяется температура, расход дымовых газов, расход пара через пароперегреватель, происходит изменение как температуры в рассечке, так и температуры на выходе ПП. Причем, коэффициенты усиления по каналам возмущения температуры в рассечке и температуры после ПП различны, что объясняется тем, что на температуру в рассечке действует поток пара, охлажденный в первой по ходу дымовых газов секции ПП. Секция 2 пароперегревателя является регулируемой. Измеряют температуры пара на входе и выходе из секции, (иногда, расход пара), и по этим параметрам ведут процесс. Из этого рисунка видно, что при изменении расхода пара, температуры и расхода дымовых газов изменяются синхронно как температура пара в месте впрыска конденсата, так и температура пара после пароперегревателя (ПП).

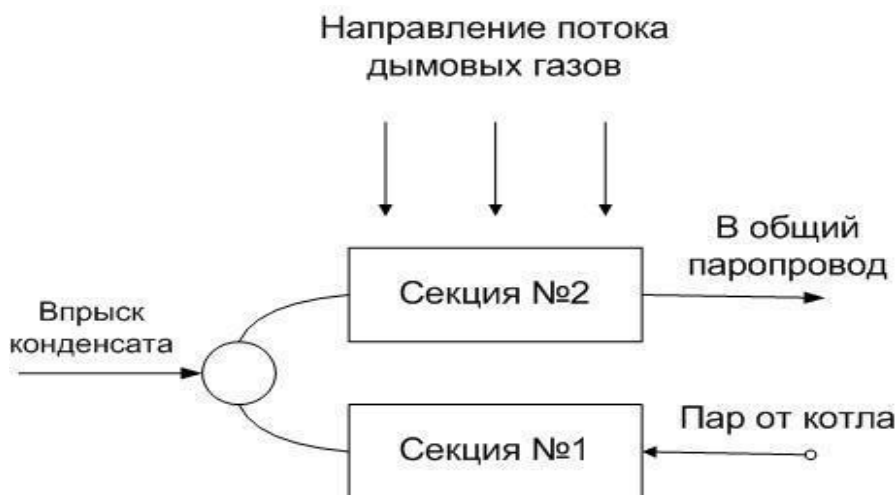


Рисунок 1. Схема пароперегревателя

Математическая модель пароперегревателя как объекта управления температурой пара

Объектом регулирования является участок котла между точкой ввода регулирующего воздействия и точкой контроля регулируемой температуры, включающей в себя радиационные, полурadiационные и конвективные поверхности нагрева. На температуру пара оказывают влияние большое количество факторов: из них наиболее существенными

оказываются: нагрузка котла, загрязнение поверхностей нагрева, ошлаковывание топки, температура питательной воды, избытки воздуха. При снижении нагрузки удельное тепловосприятие радиационных поверхностей нагрева повышается, а конвективных – уменьшается. Кроме того, на температуру перегрева оказывают большое влияние такие возмущения, как случайные возмущения подачи топлива при заданной нагрузке, изменение тягодутьевого режима и т.п. В последнее время САР ТПП проектируются с вводом дополнительного воздействия по расходу пара. Встречаются САР с различного рода связями типа «люфт» между отдельными схемами регулирования расхода пара на участках парового тракта котла, ПИ и ПИД – регуляторы, САР ТПП с корректирующим и стабилизирующим регуляторами, которые, в некоторых случаях, могут иметь значительные преимущества перед типовыми с исчезающим импульсом из промежуточной точки. Для регулирования впрыска широко применяются шибберные клапаны.

Для исследуемой системы характерно большое транспортное запаздывание в объекте управления, нестационарность и априорная неопределенность математической модели ПП, что приводит, в конечном счете, к ручной перенастройке коэффициентов регулятора и необходимости проектировать систему из условий робастности.

Передаточная функция объекта регулирования включает в себя:

W_{TH} - передаточную функцию участка трубопровода от места впрыска до места установки термопары (передаточная функция опережающего участка);

W_T передаточную функцию ПП между местами установки термопар 1 и 2, ее называют передаточной функцией инерционного участка;

$W_{TH} W_T$ передаточную функцию главного участка;

W_D передаточную функцию ПП при возмущении расходом пара;

W_F передаточную функцию ПП при топочных возмущениях по теплоте дымовых газов.

$$W_{TH}(p) = k_{vpr} \frac{T_3 p + 1}{T_4 p + 1}$$

$$W_T(p) = k_T e^{-\left(\frac{Tkp}{Tp+1} + \tau_0 p\right)}$$

$$W_p(p) = -k_p \frac{0.2Tp + 1 [1 - \exp - (\tau_0 p + \frac{Tkp}{Tp+1})]}{Tp + 1 (\tau_0 p + \frac{Tkp}{Tp+1})} [1 - e^{-\left(\tau_0 p + \frac{Tkp}{Tp+1}\right)}]$$

Передаточная функция W_F - по теплоте газов, уходящих из топки, имеет вид

$$W_F(p) = k_F \frac{[1 - \exp - (\tau_0 p + \frac{Tkp}{Tp+1})]}{Tp + 1 (\tau_0 p + \frac{Tkp}{Tp+1})} [1 - e^{-\left(\tau_0 p + \frac{Tkp}{Tp+1}\right)}]$$

Характерные параметры участка пароперегревателя, состоящего из одного пакета, определяют по формулам:

$$T = 3600 \frac{G_M C_M}{a_{IC} F_{INC}}$$

$$\tau_0 = \frac{l}{w}$$

где a_{IC} - условный коэффициент теплоотдачи от стенки змеевика к пару на внутренней поверхности змеевиков, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$;

C_{ST} - средняя изобарная теплоёмкость пара, проходящего через пакет, $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$;

F_{IN} , F_{OUT} соответственно внутренняя и наружная поверхности змеевиков пакета, омываемые паром и дымовыми газами, м^2 ;

G_M - масса металла змеевиков пакета, кг ;

l - длина пути от входа до выхода из обогреваемой поверхности нагрева, м ;

w - средняя скорость пара, $\text{м}/\text{с}$.

Синтез системы управления пароперегревателем

На рисунке 2 приведена функциональная схема управления пароперегревателем. На этой схеме приняты следующие условные обозначения: *TE* термопары (установлены после пароперегревателя по ходу пара; *DSH* пароохладитель; *COL* коллектор.

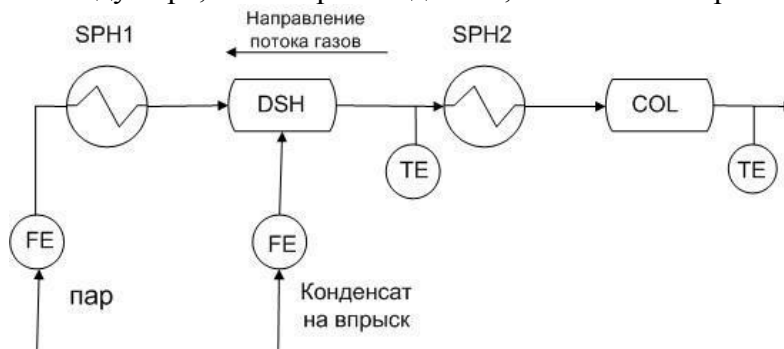


Рисунок 2. Функциональная схема пароперегревателя как объекта управления

На рисунке 3 приведена структурная схема пароперегревателя как объекта управления в системе регулирования температуры.

На этом рисунке приняты следующие обозначения:

$W_C(p)$ передаточная функция основного регулятора САР,

p - оператор дифференцирования,

W_2 - передаточная функция компенсирующего звена расхода пара,

W_3 - передаточная функция компенсирующего звена температуры дымовых газов,

W_{T1}, W_{T2} - передаточные функции термопар,

W_{K1}, W_{K2} - передаточные функции звеньев, компенсирующих инерционность термопар,

W_{FS2} - передаточная функция, связывающая расход газа и расход пара в канале возмущения на температуры пара после пароохладителя,

W_{FS1} - передаточная функция, связывающая расход газа и расход пара в канале возмущения на температуры пара после пароперегревателя,

W_{T-Tim} - передаточная функция, связывающая температуру дымовых газов и температуру пара после пароохладителя,

W_{T-Te} - передаточная функция, связывающая температуру дымовых газов и температуру пара после пароперегревателя,

W_{ST-PV} - задание температуры пара после пароперегревателя, пароохладителя.

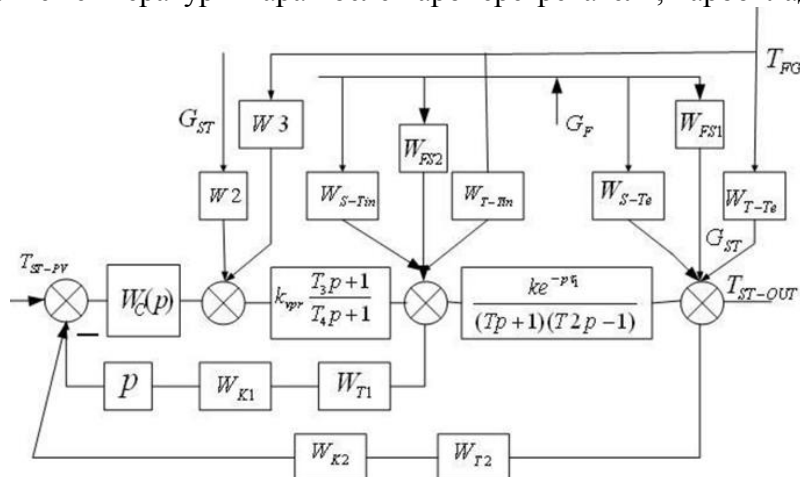


Рисунок 3. Структурная схема системы управления температурой перегретого пара

G_F приращение расхода топлива, G_S приращение расхода пара, T_S температура дымовых газов. Как видно из рассмотрения структурной схемы системы управления пароперегревателем, инерционные звенья, включенные в цепи сигналов главной обратной связи и сигнала опережения по производной сигнала из промежуточной точки, существенно замедляют реакцию системы. Поэтому включим последовательно с этими звеньями, звенья, компенсирующие инерционность термопар.

Передаточная функция компенсирующего звена имеет вид:

$$W_{K2(K3)} = k_T (T_{T2(T3)} p + 1)$$

В этом уравнении постоянные времени зависят от ряда факторов, определяемых как конструкцией узлов измерения температур, так и скоростью, и температурой и давлением перегретого пара. Определение этих постоянных времени представляет собой решение классической задачи параметрической идентификации и не входит в задачу данного исследования.

На рисунке 4 приведен результат моделирования системы при задании по температуре пара относительно базового значения -30°C и возмущении по расходу топлива равному 10% от базового значения и возмущению коэффициентом избытка воздуха.

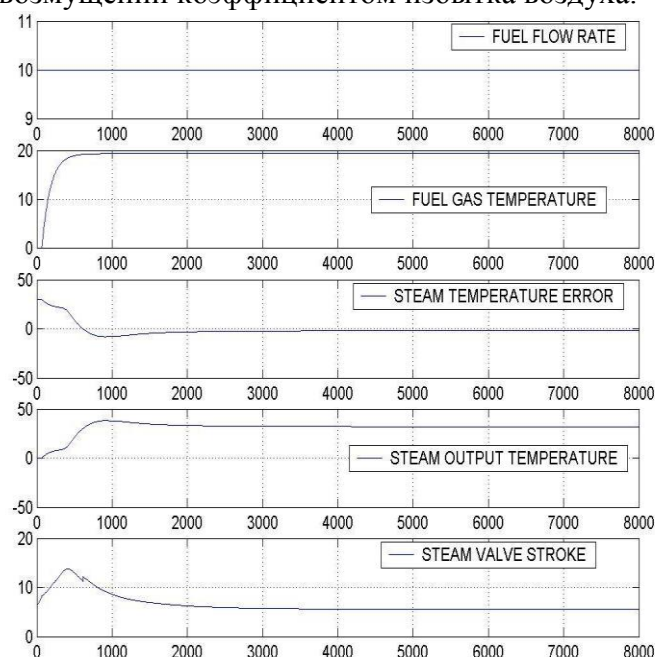


Рисунок 4. Графики работы модернизированной системы при положительном знаке изменения расхода пара и температуры дымовых газов

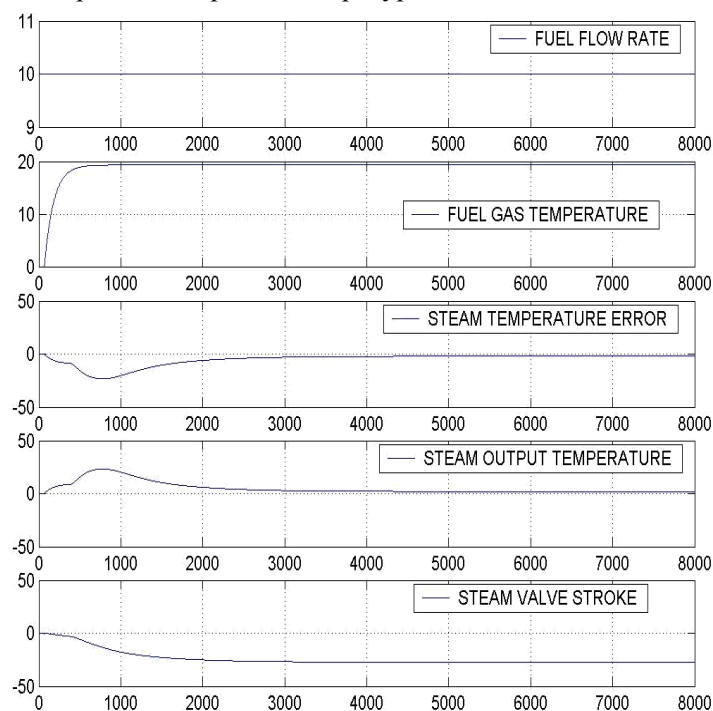


Рисунок 5. Графики работы модернизированной системы при положительном знаке изменения расхода пара и температуры дымовых газов и нулевых начальных условиях по температуре пара

Время переходного процесса (время достижения отклонением пара от заданного (базового) значения температуры равного 2°C) составляет для этого случая 568 с., а значение квадратичного критерия качества (интеграла квадрата рассогласования) равно $1.5158\text{e}+004$. Рассмотрим тот же вариант расчета, но для типовой системы (рис.9).

Время переходного процесса (время достижения отклонением пара от заданного (базового) значения температуры равного 2°C) составляет для этого случая 983,4 с., а значение квадратичного критерия качества (интеграла квадрата рассогласования) $2.9140\text{e}+004$.

Как следует из изложенного, время переходного процесса для модернизированной системы сократилось на 73%, а значение квадратичного критерия качества сократилось на 92%. Как известно [2], снижение температуры пара на 10°C эквивалентно перерасходу топлива на 0,2%. Так как происходит уменьшение величины критерия качества в модернизированной системе, по сравнению с типовой, следовательно, при сбросах нагрузки происходит экономия тепловой энергии (за счет снижения отрезка времени, в течение которого снижается температура пара). При набросах нагрузки за счет снижения времени превышения температурой пара заданного значения повышается долговечность пароперегревателя.

Литература

1. Плетнев Г.П. Автоматическое управление и защита теплоэнергетических установок электростанций: Учебник для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 344 с.
2. Кулаков Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования: Спр. Пособие. - Мн.: Выш. Шк., 1984. – 192 с.

УДК 62-503.57

ОПТИМАЛЬНАЯ НАСТРОЙКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ОБЪЕКТА ВТОРОГО ПОРЯДКА С ЗАПАЗДЫВАНИЕМ

Шах А.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

Рассматривается инженерный метод оптимизации параметров ПИД-регулятора для объекта управления второго порядка с запаздыванием. Для оптимизации системы управления предложен интегральный критерий качества с минимизацией управляющего воздействия, который отличается от существующих корректным учетом управляющего воздействия на технологический процесс. Это позволяет минимизировать расход материальных и/или энергетических ресурсов, при этом ограничивается износ и увеличивается срок службы регулирующих устройств. С использованием теории оптимизации численно подтверждена унимодальность предложенного критерия качества для задач оптимальной настройки регулятора. Для одноконтурной системы управления с помощью расчетных методов определена функциональная взаимосвязь оптимальных параметров регулятора от динамических свойств объекта управления.

Ввод в эксплуатацию систем автоматического управления сложными технологическими процессами, как правило, занимает много времени и для его выполнения требуются квалифицированные специалисты. Несмотря на это, как свидетельствует опыт, в большинстве случаев принятые в эксплуатацию системы управления оказываются настроенными далеко не оптимальным образом, что влечет за собой соответствующие (обычно скрытые, поскольку они специально не регистрируются) экономические потери. Автоматизация процесса настройки позволяет существенно уменьшить эти потери, а также сроки ввода САУ в действие.

Математическая модель объекта управления представлена апериодическим звеном второго порядка с запаздыванием:

$$W_{об}(p) = \frac{K_0 e^{-\tau p}}{(T_1 p + 1)(\sigma p + 1)}, \quad (1)$$

где K_0 – коэффициент передачи объекта;

T_1 и σ – постоянные времени,

τ – запаздывание.

Передаточная функция ПИД-регулятора:

$$W_p(p) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i p} + \frac{T_d p}{T_f p + 1} \right), \quad (2)$$

где K_p – коэффициент передачи быстродействующего канала,

T_i – время интегрирования быстродействующего канала,

T_d – время дифференцирования быстродействующего канала,

T_f – временная постоянная фильтра.

В данном разделе приводится расчет оптимальной системы регулирования температуры пара за потолочным экраном проточного котла ТПП-210А. За основу взят объект регулирования второго порядка с запаздыванием [1]:

$$W_{об}(p) = \frac{2,3 \cdot e^{-10p}}{(98p + 1)(49p + 1)}. \quad (3)$$

Рассмотрим

САР №1: КПИ

Используя настройки динамической настройки ПИД-регулятора [таблица 1, 1] запишем передаточную функцию регулятора:

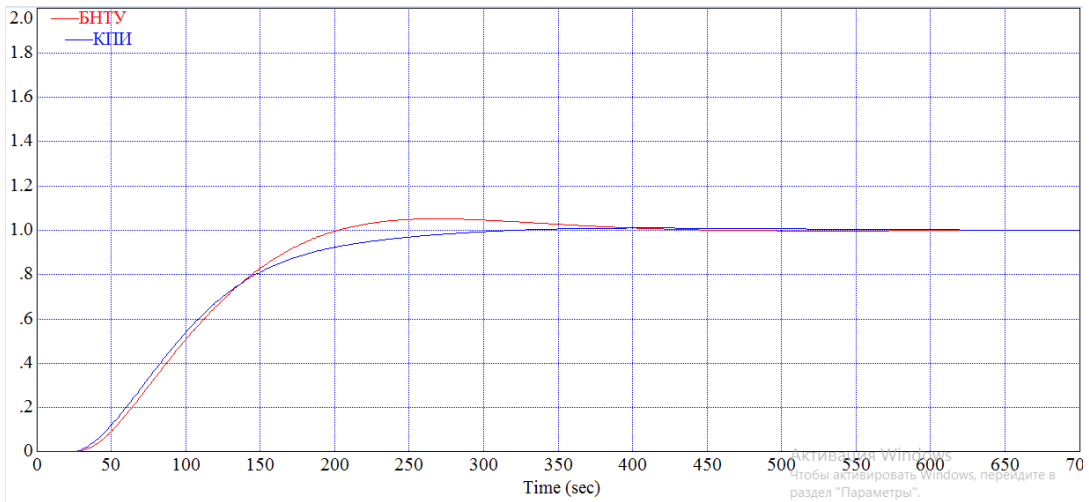


Рисунок 3. Регулируемая величина при отработке скачка задания $x_{зд}$

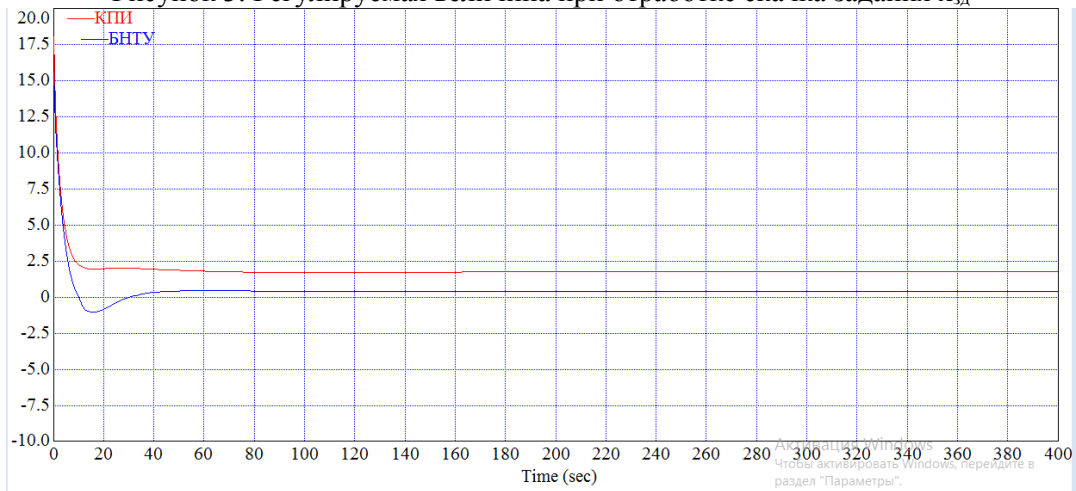


Рисунок 4. Регулирующее воздействие при отработке скачка задания $x_{зд}$

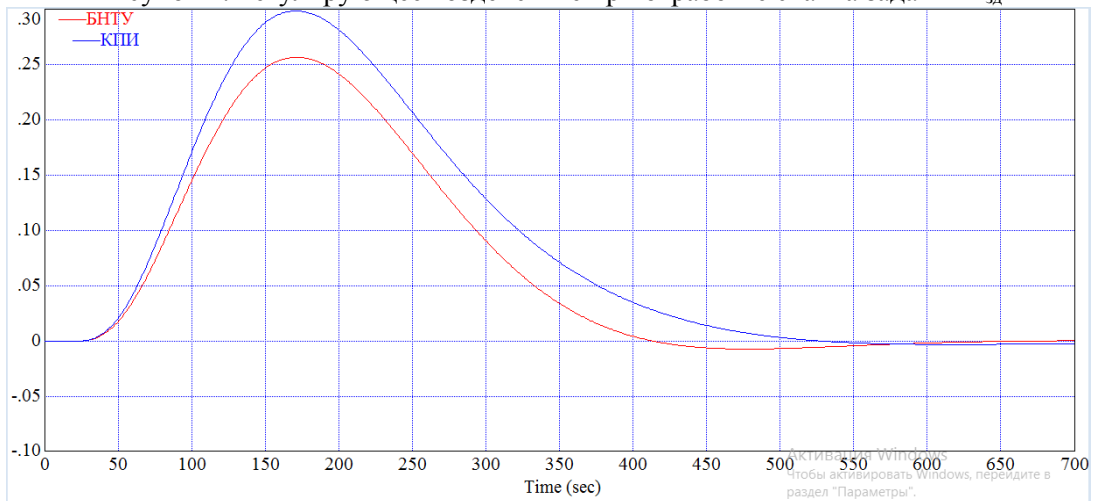


Рисунок 5. Регулируемая величина при отработке внутреннего возмущения f_1

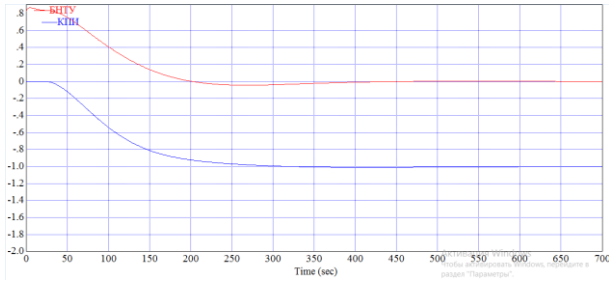


Рисунок 6. Регулирующее воздействие при отработке внутреннего возмущения f1

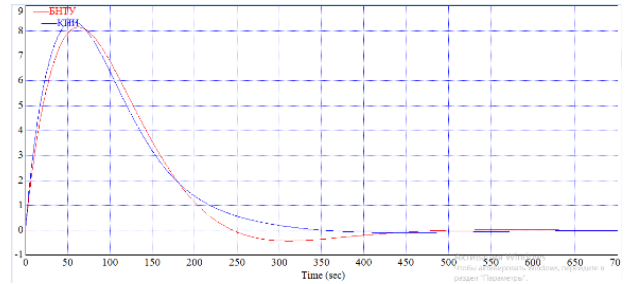


Рисунок 7. Регулируемая величина при отработке крайнего внешнего возмущения f2

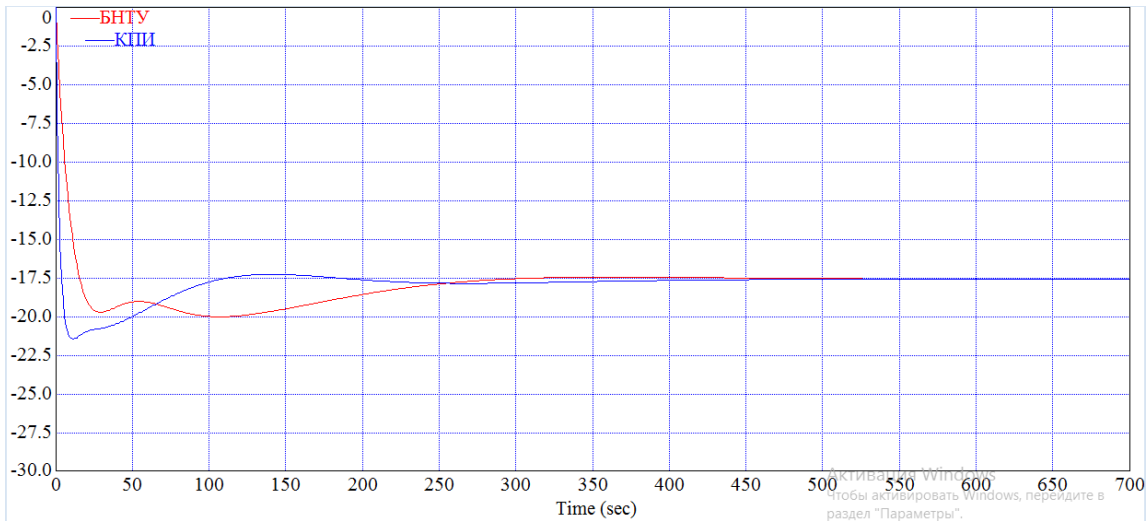


Рисунок 8. Регулирующее воздействие при отработке крайнего внешнего возмущения f2

САР №3: КПИ

Используя настройки динамической настройки ПИД-регулятора [таблица 1, 1] запишем передаточную функцию регулятора:

$$W_p(p) = 1,64 \left(1 + \frac{1}{99p} + \frac{27,8p}{2,78p + 1} \right)$$

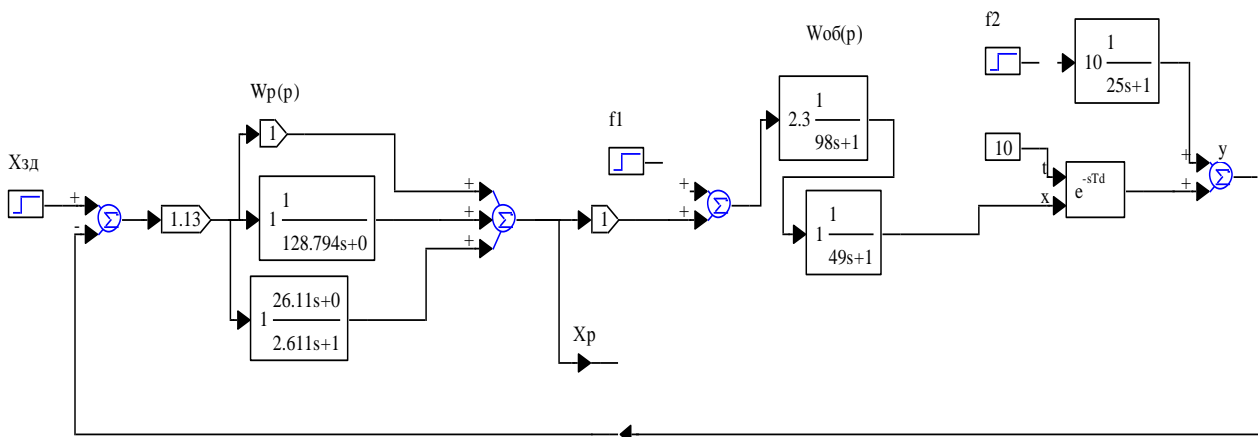


Рисунок 9. Структурная схема САР №3 КПИ

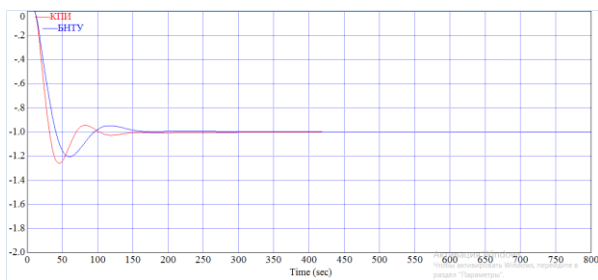


Рисунок 14. Регулирующее воздействие при отработке внутреннего возмущения f1

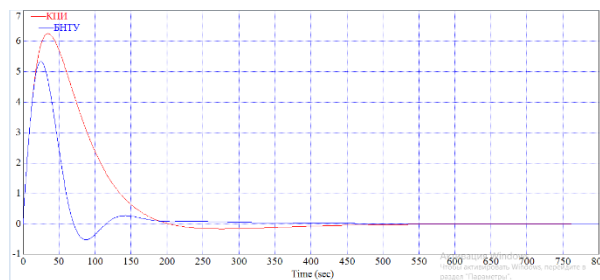


Рисунок 15. Регулируемая величина при отработке крайнего внешнего возмущения f2

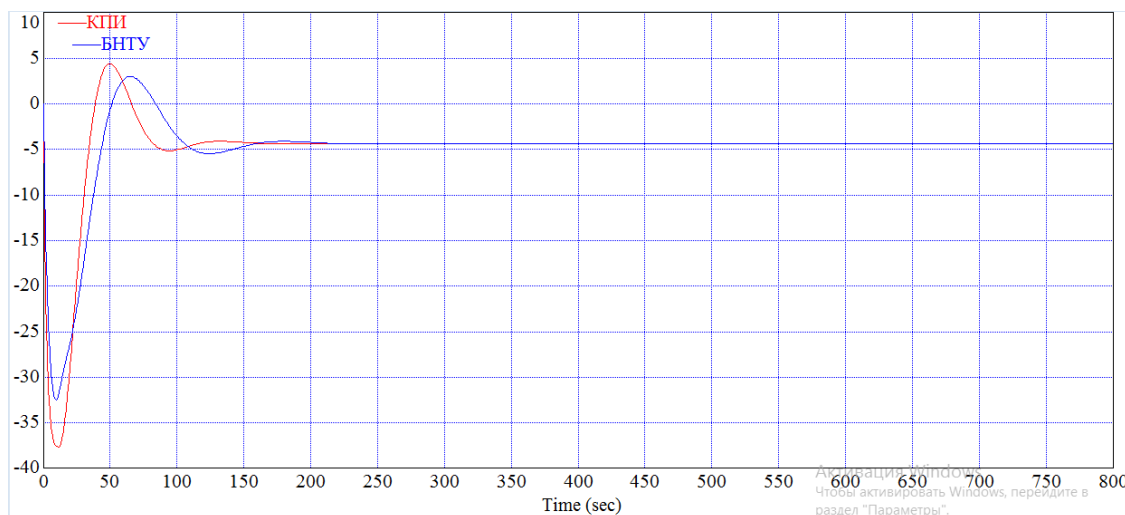


Рисунок 16. Регулирующее воздействие при отработке крайнего внешнего возмущения f2

Для метода расчета БНТУ структуру и оптимальную динамическую настройку стабилизирующего регулятора выбирают на базе передаточной функции оптимального регулятора, при этом заданную постоянную времени выбирают по правилу золотого сечения, приняв за целое время регулирования.

В результате анализа метода КПИ и БНТУ видно, что в методе БНТУ на основе регулятора Кулакова показатели прямого качества немного лучше метода КПИ.

Регулятор Кулакова имеет один показатель динамической настройки, по сравнению с регулятором КПИ (три показателя динамической настройки), что намного проще и дешевле.

Литература

1. Голинко, И.М. Оптимальная настройка системы управления для объекта второго порядка с запаздыванием [Текст] / И.М. Голинко// Теплоэнергетика. 2014. № 7. с. 63-71.
2. Голинко, И.М. Экспресс-метод оптимальной настройки аналогового регулятора по интегральным критериям качества[Текст] / И.М. Голинко, Ю.М. Ковриго, А.И. Кубрак// Теплоэнергетика. 2014. № 3. с. 15-22.
3. Кулаков Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования. – Минск: Технопринт, 2003 г.
4. Кузмицкий И.Ф., Кулаков Г.Т. Теория автоматического управления. - Минск: БГТУ, 2010.
5. Кулаков Г.Т. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами/ под редакцией Г.Т. Кулакова –Минск: Высшая школа, 2017, 240 с.

УДК 621.182.4

ОЧИСТКА РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ

Шкредов А.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

Устройства для обдувки регенеративных воздухоподогревателей

Для очистки регенеративных воздухоподогревателей применяется обдувка паром и воздухом при различном конструктивном исполнении аппаратов. Заводом «Ильмарине» для обдувки РВП паром в разное время поставлялись качающиеся аппараты типов ОАРВ, ОК, сейчас выпускаются только аппараты типа ОП.

В аппарате ОП обдувочная труба, конец которой снабжен соплом, совершает качательное движение с постоянной скоростью от периферии ротора к его центру и обратно.

Основным недостатком любого односоплового аппарата, сопло которого перемещается с постоянной скоростью от центра вращения к периферии по траектории, близкой к радиусу ротора РВП, является неравномерное количество очищаемого агента, приходящееся на единицу поверхности нагрева.

Таким образом, удельный расход агента очистки при постоянном диаметре сопла и параметрах агента очистки изменяется обратно пропорционально расстоянию сопла от центра вращения ротора.

Учитывая отмеченные недостатки односопловых аппаратов для обдувки регенеративных воздухоподогревателей, применяют многосопловые стационарные аппараты, преимущества которых заключается в простоте обслуживания (только закрыть и открыть пар), в отсутствии вращающихся и движущихся элементов, сокращение длительности обдувки. Кроме того, в них просто организовать более равномерное распределение обдувочного агента по радиусу ротора.

Многосопловой аппарат представляет собой стационарный коллектор, секционированный на несколько участков (в данном случае на три участка), к каждому из которых выполнен индивидуальный подвод пара. Сопла в пределах одного участка – одинаковые, расширяющиеся. Сечения сопел с удалением участка от вала вращения увеличиваются.

Расширяющиеся сопла обеспечивают сверхзвуковое истечение пара со скоростью до 900 – 1000 м/с. Недостатком подобных многосопловых аппаратов является повышенный единовременный расход пара, что требует больших диаметров подводящих трубопроводов.

Обмывка регенеративных воздухоподогревателей

В качестве промывочных устройств водой высокого давления применяются передвижные и стационарные аппараты.

Передвижной аппарат позволяет последовательно обрабатывать кольцевые участки ротора и представляет собой поворотную трубу с многополосной головкой на конце. Обмывочная труба для жесткости усилена рамой в плоскости действия сил реакции при истечении воды.

Перемещение аппарата при обмывке с одной позиции на другую производится вручную. С трассой высокого давления аппарат сочленяется с помощью шарнирного соединения. Недостаток подобной конструкции – значительное время очистки.

Промывку следует применять 2 – 4 раза в год, сочетая ее с паровой обдувкой и применяя все указанные ранее мероприятия, приводящие к увеличению межпромывочной кампании. Такую очистку целесообразно использовать и во время ремонтных работ для удаления отложений из вынутых пакетов РВП.

Очистка регенеративных воздухоподогревателей нагревом продуктами сгорания

Этот метод используется на мазутных котлах, оснащенных несколькими параллельно работающими РВП. Сущность его заключается в следующем.

На работающем котле в один из нескольких РВП на некоторое время (20 – 50 мин.) прекращается частично или полностью подача воздуха, который отводится в остальные воздухоподогреватели. За счет дымовых газов температурой 280 – 320 °С теплообменная поверхность прогревается и деформируется, отложения золы на ней высушиваются и теряют свою прочность. Деформация теплообменных листов и термическое воздействие на отложения обеспечивают разрушение и отделение золовых отложений, которые и выносятся газами, что приводит к снижению коррозии поверхности и существенно уменьшает ее загрязнение.

В период нагрева поверхности РВП дымовыми газами происходит деформация элементов РВП и повышенный износ уплотнений, что приводит к увеличению зазоров и повышению перетоков воздуха в последующей эксплуатации.

Другой недостаток этого метода – снижение экономичности котла за счет повышения температуры уходящих газов на 20 – 25 °С. Эти недостатки и являются причиной, ограничивающей применение такого способа.

Импульсная очистка регенеративных воздухоподогревателей

В последние годы на ряде энергетических котлов сделана попытка использовать импульсную очистку для удаления золовых отложений из регенеративных воздухоподогревателей.

Сущность метода заключается в периодическом (взрывном) сжигании горючей смеси, состоящей из природного газа и воздуха в специальном объеме (камере), имеющем свободный выход на очищаемые поверхности нагрева. В результате такого сгорания периодически резко увеличивается объем газов, что сопровождается повышенным выбросом продуктов сгорания с образованием периодических волн давления. Энергия взрывного горения и является тем импульсом, который воздействует на золовые отложения.

В ударных трубах развивается при сгорании смеси газ+воздух избыточное давление до 0,196 – 0,392 МПа (2 – 4 кгс/см²), периодичность импульсов 2 – 8 с. Расход газа на установку составляет 20 – 50 м³/ч. Рекомендуемая продолжительность импульсной очистки 0,5 – 1 ч при включении ее 1 – 3 раза в смену.

Литература

1. Гаврилов А.В., Малкин Б.М. Загрязнение и очистка поверхностей нагрева котельных установок, М.: «Энергия», 1980 – 328 с.

УДК 621.18-5

САР НА БАЗЕ МЛУС

Якимович А.А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

Двухконтурные системы автоматического регулирования (САР) с дифференцированием промежуточного сигнала получили максимальное распространение в области автоматизации технологических процессов и производств в теплоэнергетике. Так, регулирование температуры перегретого пара в барабанных и прямоточных котлов осуществляется двухимпульсной схемой: с основным сигналом по отклонению температуры перегретого пара на выходе котла и дополнительным исчезающим сигналом по температуре пара после охладителя.

Качество регулирования технологических параметров САР определяет экономичность, надежность и долговечность работы теплоэнергетического оборудования. Вместе с тем планируемый ввод в Белорусскую энергосистему двух блоков АЭС ужесточает требования к качеству регулирования энергоблоков, которые будут работать в полупиковой и пиковой частях графика электрической нагрузки энергосистемы.

Структурная схема моделирования типовой САР с дифференциатором приведена на рисунке 1.

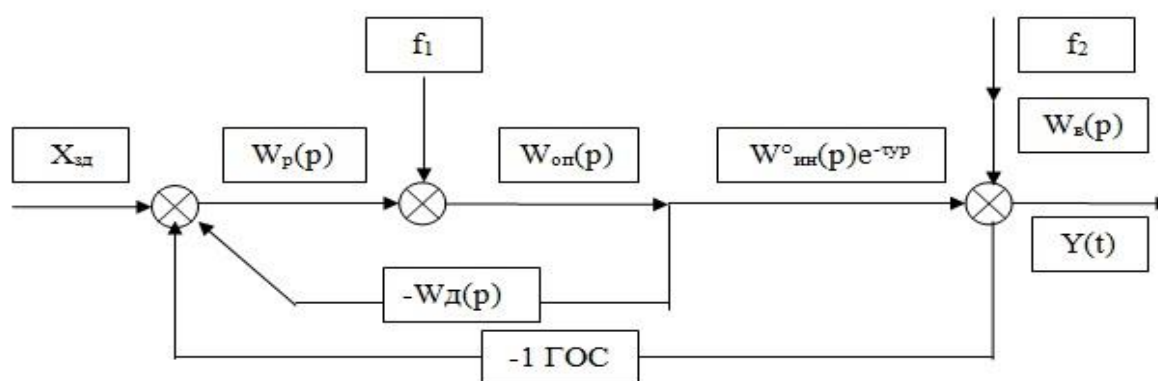


Рисунок 1. Структурная схема САР с Д

$y(t)$ – основная регулируемая величина; $X_{зд}$ – заданное значение регулируемого параметра; $W_p(p)$ – передаточная функция регулятора; $W_д(p)$ – передаточная функция дифференциатора; $W_{оп}(p)$ – передаточная функция опережающего участка; $W_{ин}(p)$ – передаточная функция инерционного участка; f_1 – внутреннее возмущение; f_2 – крайнее внешнее возмущение.

Методика оптимизации типовой САР с дифференциатором.

Дифференциатор настраиваем по передаточной функции инерционного участка на оптимальную обработку внешнего возмущения f_2 по МПК в Ч.В. с критериями оптимальности через коэффициент демпфирования: $\xi = 1$ и $\xi = \frac{1}{\sqrt{2}}$.

Регулятор настраиваем по передаточной функции опережающего участка на оптимальную обработку внутреннего возмущения f_1 по МЧК с критериями оптимальности: минимум интеграла квадрата ошибки регулирования за время регулирования t_p при заданной степени затухания переходного процесса $\Psi \leq 0,95$.

Расчёт настройки типовой САР с Дф.

Расчёт динамической настройки Дифференциатора по МПК в ЧВ:

$$T_d = T_k = T_{ин} + \sigma_{ин} = 111,36 + 35,8 = 147,2 \text{ с}$$

$$k_d = \frac{1}{k_p}$$

$$k_d = \frac{2 \cdot k_{ин} \cdot \tau_y}{T_k} = \frac{2 \cdot 2,6 \cdot 154}{147,2} = 5,35 \frac{^\circ\text{C}}{\text{т/ч}}$$

Расчёт динамической настройки ПИ-регулятора по МЧК с коэффициентами A_1 и A_2 , выбранными по методу «Золотого Сечения»:

$$A_1 = 2.539$$

$$A_2 = 1.853$$

$$K = \frac{A_1}{A_2^2} \cdot T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^2 - 1$$

$$\frac{A_1}{A_2^2} = 0.7395$$

$$T = \frac{T_{оп}}{\sigma_{оп}} = \frac{27,6}{6,4} = 4,31$$

$$K = (k_p \cdot k_{оп}) = 0.7395 \cdot T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^2 - 1 = 0.7395 \cdot 4,31 \left(1 + \frac{1}{4,31}\right)^2 - 1 = 3,84 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow k_p = \frac{K}{k_{оп} \cdot k_d} = \frac{3,84}{11,6 \cdot 5,35} = 0,06 \frac{\tau/\text{ч}}{^\circ\text{C}}$$

$$I = \left(\frac{T_{и}}{\sigma_{оп}}\right) = \frac{6.36 \cdot K}{T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^3} = \frac{6.36 \cdot 3,84}{4,31 \left(1 + \frac{1}{4,31}\right)^3} = 3,03 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow T_{и} = I \cdot \sigma_{оп} = 3,03 \cdot 6,4 = 19,39 \text{ с}$$

Таблица 1 – Исходные данные базовой САР с Д

Опережающий участок				Инерционный участок		
$K_{оп}, \frac{^\circ\text{C}}{\tau/\text{ч}}$	$T_{оп}, \text{с}$	$\sigma, \text{с}$	$T, \text{с}$	$K_{ин}, \frac{^\circ\text{C}}{\tau/\text{ч}}$	$T_k, \text{с}$	$\tau_y, \text{с}$
11,6	27,6	6,4	4,3	2,6	147,2	154
Основной регулятор				Дифференциатор		
K	$K_p, \frac{\tau/\text{ч}}{^\circ\text{C}}$	I	$T_{и}, \text{с}$	K_d	$T_d, \text{с}$	$T_\phi, \text{с}$
-	0,06	-	19,39	5,35	147,2	-
$W_p(p) = \frac{0,06(19,39p + 1)}{19,39p}$ $W_{оп}(p) = \frac{11,6}{(27,55p + 1)(6,4p + 1)}$				$W_d(p) = \frac{5,35 * 147,2p}{147,2p + 1}$ $W_{ин}(p) = \frac{2,56 * e^{-154p}}{147,2p + 1}$		

В качестве наиболее опасного возмущения принято внешнее возмущение, так как оно сразу проходит на выход системы и может привести к появлению статической ошибки регулирования, обусловленной выходом из расчётного диапазона регулирующего органа. Поэтому в данной работе будем улучшать обработку САР внешнего возмущения. Добьемся улучшения качества регулирования за счет модифицированного линейного упредителя Смита.

Модифицированный линейный упредитель Смита

Для существенного улучшения качества обработки скачка задания для объектов с большим запаздыванием целесообразно использовать линейный упредитель Смита, который охватывает основной регулятор полной моделью объекта регулирования с запаздыванием с

помощью положительной обратной связи, а также не полной моделью (та часть передаточной функции объекта, которая содержит запаздывания) с использованием отрицательной обратной связи на входе в регулятор. Основным недостатком такого упредителя является плохая отработка внутреннего возмущения, т.к. регулятор узнаёт о его появлении после времени запаздывания по каналу регулирующего воздействия. Для устранения этого недостатка точку отбора входа неполной и полной моделей необходимо перенести с выхода регулятора в точку промежуточной регулируемой величины, т.е. использовать модифицированный линейный упредитель Смита. (МЛУС).

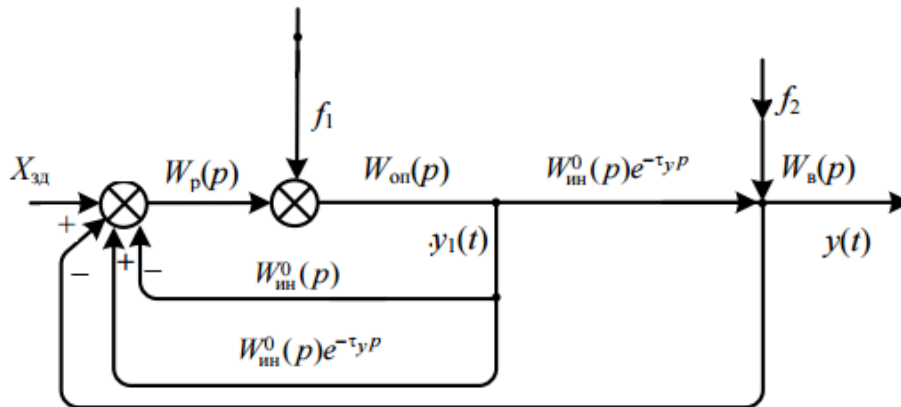


Рисунок 2. Схема МЛУС

Для улучшения отработки скачка при крайнем внешнем возмущении используем схему МЛУС с устройством компенсации по крайнему внешнему возмущению $W_{ук}^{f_2}$.

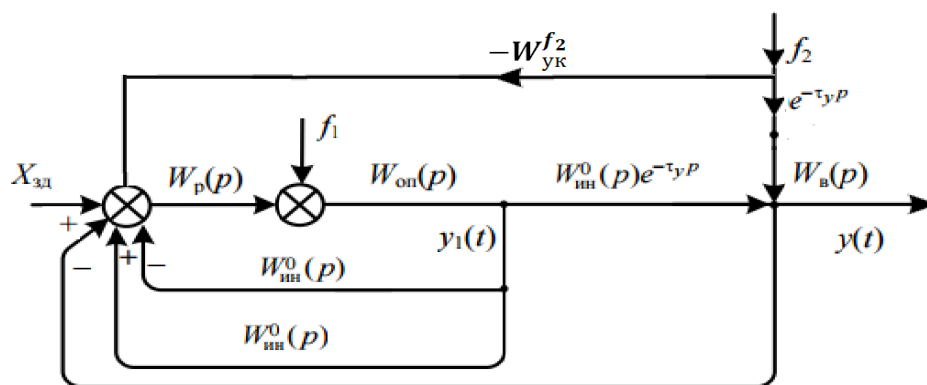


Рисунок 3. Схема МЛУС с устройством компенсации по крайнему внешнему возмущению $W_{ук}^{f_2}$

Передаточная функция устройства компенсации будет равна:

$$W_{ук}^{f_2} = [1 - W_{зд}] * \frac{K_в (\tau_{зд} p + 1)}{\tau_в p + 1},$$

где $\tau_{зд} = j\tau_y$,

j принимаем по правилу золотого сечения равным 0.09

Графики переходных процессов.

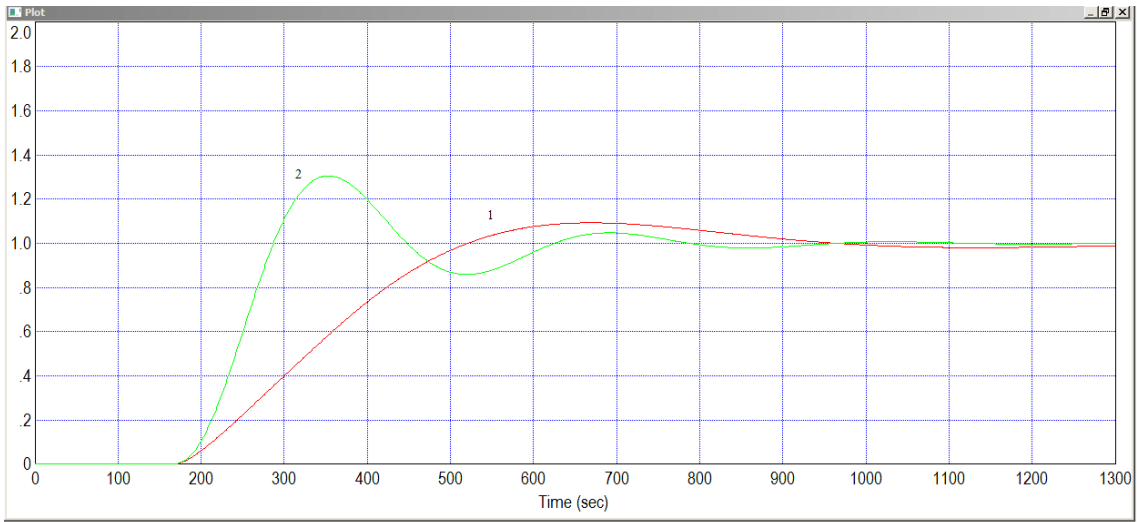


Рисунок 4. Графики переходных процессов при отработке задающего воздействия $X_{зд}$.
1-типовая САР; 2-предлагаемая САР с МЛУС

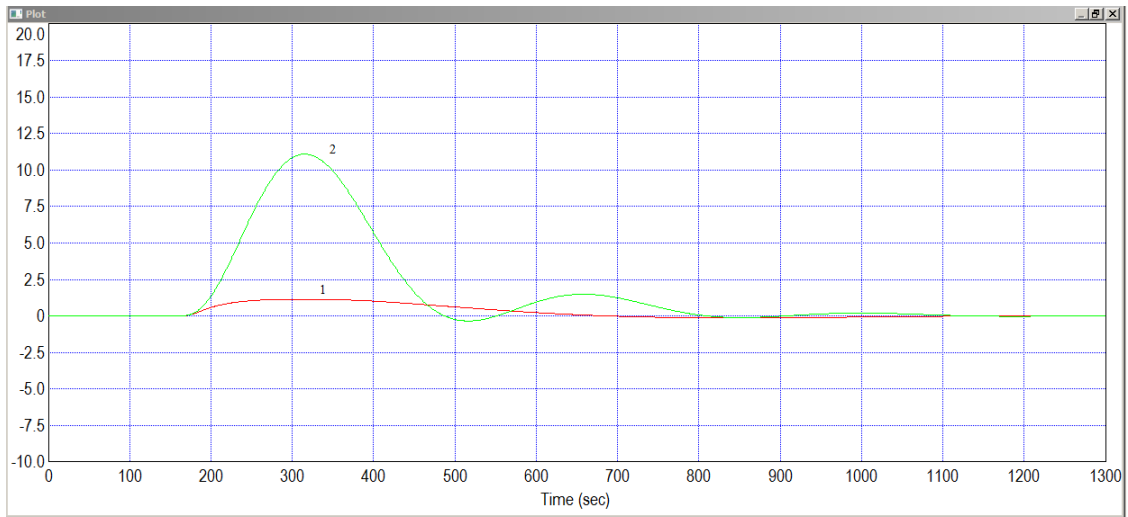


Рисунок 5. Графики переходных процессов при отработке внутреннего возмущения f_1
1-типовая САР; 2-предлагаемая САР с МЛУС

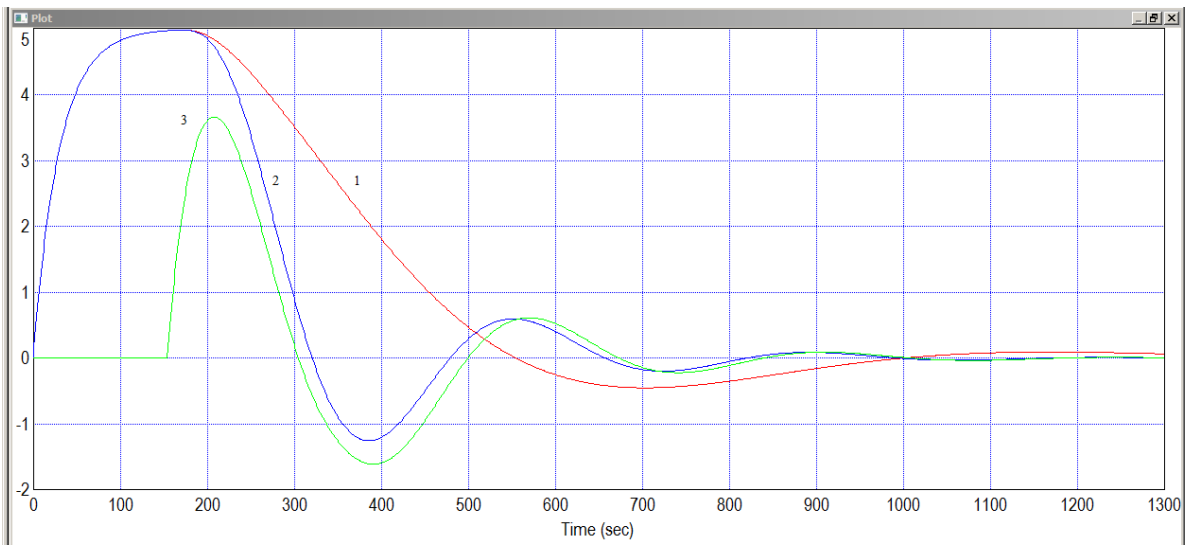


Рисунок 6. Графики переходных процессов при отработке крайнего внешнего возмущения f_2 .
1 — типовая САР; 2 — САР с МЛУС; 3 — САР с использованием устройства компенсации по
крайнему внешнему возмущению $W_{ук}^{f_2}$

Выводы

Совершенство типовой двухконтурной САР путем замены дифференциатора промежуточной регулируемой величины на разность неполной и полной моделей инерционного участка объекта регулирования и дополнительного устройства компенсации внешнего возмущения позволяет улучшить качество регулирования при отработке скачка задания и при отработке крайнего внешнего возмущения.

Предложенные методы оптимизации основного регулятора и устройства компенсации внешнего возмущения, позволяют значительно повысить качество регулирования переходных процессов.

Литература

1. Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учеб. для студентов вузов / Г. П. Плетнев – 4-е изд. – М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 295 с.
2. Кузьмицкий, И.Ф. Теория автоматического управления: учеб. пособие для студентов специальности «Автоматизация технологических процессов и производств» / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. – Минск: БГТУ, 2006. – 486с.
3. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования: спр. пособие / Г.Т. Кулаков. – Минск: Вышэйш. шк., 1984. – 192 с.
4. Смит, О. Дж. Автоматическое регулирование: пер. с англ. / О. Дж. Смит; под ред. Е.П. Попова. – М.: Физматгиз, 1962. – 848 с.

СЕКЦИЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА И ТЕПЛОТЕХНИКА

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ ПОСЛЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ БЕЛАЭС

БЕГЛЯК В.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ЕСЬМАН Р.И.

ВАКУУМНЫЕ ПЕЧИ

ЧЕРЕХОВИЧ О.В., ОЛЕШКО Ю.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ - К.Т.Н., ДОЦЕНТ ИОКОВА И.Л.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ВЭР МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

ЯНЧУК В.В., ШАЛАБОДОВА К.Ю.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ИОКОВА И.Л.

ПРОВЕДЕНИЕ ЭНЕРГОАУДИТА ПРЕДПРИЯТИЙ В БЕЛАРУСИ

ИВАНОВА О.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ МИГУЦКИЙ И.Е.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТЕПЛООБМЕНА

КАРАСЁВА А.В., КАЦУБО В.В., ПАНКЕВИЧ В.И., СКИЦУНОВА И.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ САПУН Н.Н.

СТРУЙНО-КАПЕЛЬНЫЙ ИЗЛУЧАТЕЛЬ. МАТРИЧНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

ИВАНОВА О.А., БОЛБАС И.А., ЛОГОНЕНКОВ Р.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ САПУН Н.Н.

АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИЛЫ ВЕТРА ДЛЯ ЗАДАЧ ВЕТРОЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

КОВТУН Г.К.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ - Д.Ф.-М.Н., ДОЦЕНТ ДОБРЕГО К.В.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ СКОРОСТИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ТРУБАХ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА

БОЙКО Е.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ КОСМАЧЁВА Э.М.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ОСМАНОВ К.О., ХАТЯНОВИЧ П.П.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ КОСМАЧЁВА Э.М.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА НОРМАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА

БОЙКО Е.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ КОСМАЧЁВА Э.М.

ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ПАРА УТИЛИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

СЕРОВ Н.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ КОСМАЧЁВА Э.М.

ИЗУЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПИРОЛИЗНЫХ КОТЛОВ ДЛИТЕЛЬНОГО ГОРЕНИЯ

РОЛЕЙНО Т.Г., САМОЙЛЕНКО Е.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ КОСМАЧЁВА Э.М.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ХОЛОДИЛЬНОГО ПОРШНЕВОГО КОМПРЕССОРА

Мостыка Ю.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Космачёва Э.М.

АККУМУЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПАРА – КАК МЕТОД СВЕДЕНИЯ БАЛАНСА ПАРА ПО ЗАВОДУ

Рябыкин К.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Космачёва Э.М.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОСИЛОВЫХ УСТАНОВОК С РАЗЛИЧНЫМИ РАБОЧИМИ ТЕЛАМИ.

Кузьмич К.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Прокопеня И.Н.

БИОГАЗ

Бутько К.С., Ленковец Е.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т.А.

КОНТРОЛИРУЕМЫЙ ХИМИЧЕСКИЙ НЕДОЖОГ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА

Бойко Е.Г.

Научный руководитель – старший преподаватель Айдарова З.Б.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ

Бойко Е.Г.

Научный руководитель – к.т.н., старший преподаватель Муслина Д. Б.

ПРИМЕНЕНИЕ АБСОРБЦИОННЫХ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛА

Григорьев В.Г., Янчук В.И.

Научный руководитель – к.т.н., старший преподаватель Муслина Д.Б.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЯДКИ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

Иванова Д.С., Твердунова А.Д.

Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т.А.

ПОДЗЕМНОЕ АККУМУЛИРОВАНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ

Ермоленко В. И., Грицук А. А., Шалабодова К. Ю.

Научный руководитель – к.т.н., старший преподаватель Муслина Д. Б.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЁТА ВЫСОКОСКОРОСТНОГО ТЕЧЕНИЯ

Алексеева И.В., Бойко Е.Г., Бурмич А.Д., Окулевич В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Сапун Н.Н.

ЗАВИСИМОСТЬ ХАРАКТЕРИСТИКИ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ

Богдан А. А., Павлович И. В.

Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т. А.

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГОАУДИТА ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ НА ПРИМЕРЕ ОАО «ОСИПОВИЧСКИЙ ЗАВОД АВТОМОБИЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ»

Филев А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Мигуцкий И.Е.

УТИЛИЗАЦИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОТОКОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА БАЗЕ АБСОРБЦИОННЫХ БРОМИСТО-ЛИТИЕВЫХ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

Бойко Е.Г., Мосевич С.В.

Научный руководитель – Бубырь Т.В.

**ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС РАСЧЕТА СВОЙСТВ
ВЛАГОСОДЕРЖАЩИХ ИДЕАЛЬНОГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ**

Бурмич А.Д., Лазарь А.С., Бойко Е.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ПРОФЕССОР, Д.Т.Н. РОМАНЮК В.Н.

**СИСТЕМА ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ АБСОРБЦИОННОГО
ТЕПЛООБМЕННОГО ЦИКЛА**

Чайковский М.С.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ МУСЛИНА Д.Б.

УДК 620.9.001.12.18

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ ПОСЛЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ БЕЛАЭС

Бегляк В.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Есьман Р.И.

На сегодняшний день в Республике Беларусь для энергетического оборудования характерна высокая степень величины физического и морального износа. По состоянию на 1 января 2015 г. величина этого показателя составляла 40%. Примерно 5000 МВт генерирующих мощностей на Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС, Минской ТЭЦ-3, Мозырской, Новополоцкой и Светлогорской-ТЭЦ, Могилевской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2 и других электростанциях были введены до 1975 года (средний срок службы 47 лет). Данное оборудование уже не отвечает современным требованиям экономичности и эффективности. В ходе ремонтных кампаний состояние основного оборудования восстанавливается до определенного уровня, который не является предельно достижимым из-за объемов запланированных работ. Этот эффект имеет кратковременный характер, однако обходится дешевле, чем установка нового оборудования. Для максимального эффекта необходимо заменить практически все детали, что требует значительных денежных и трудовых ресурсов. При этом с каждым годом степень износа основных фондов приближается к критической величине, которая требует принятия обоснованных решений по их замещению, модернизации, реконструкции или частичного вывода из эксплуатации.

В этой связи вопрос о реконструкции может принципиально развиваться в двух направлениях.

Для первого характерно так называемое техническое перевооружение ТЭЦ путем замены установленного ранее устаревшего оборудования на аналоги. Это влечет за собой меньшую величину капитальных затрат на строительство, поскольку сохраняется возможность установки на действующих фундаментах. Однако, с другой стороны, это может плохо отразиться на безопасности эксплуатации и привести к возникновению аварийных ситуаций с тяжелыми последствиями. Кроме того, такие технические решения могут не учитывать перспективное изменение режимов работы объединенной энергосистемы. Например, при вводе в Беларуси в работу АЭС, которая требует выполнения специальных мероприятий по интеграции в ущерб экономичности, поскольку приоритетной задачей является безопасность и надежность.

Второе направление осуществляется с учетом будущих прогнозов режимов работы объединенной энергосистемы. В рамках этого пути предлагается принципиально новые технические решения. Однако разработка и внедрение такого рода предложений часто не находят большого числа последователей, поскольку в условиях нашей экономики предпочтение отдается вариантам с самыми низкими капитальными вложениями.

Учитывая ввод в эксплуатацию в Беларуси АЭС в 2018-2020 гг., необходимо провести исследование по вопросу привлечения ТЭЦ к работе по электрическому графику.

В связи с этим приведено сравнение следующих типов паровых турбин: конденсационная паровая турбина с теплофикационным и производственным отборами и градирнями для работы в условиях отсутствия тепловых потребителей и «противодавленческая» паровая турбина с производственным отбором, отопительным противодавлением и баком-аккумулятором для работы в условиях отсутствия тепловых потребителей.

Среди отличительных конструктивных особенностей эксплуатации «противодавленческих» одноцилиндровых паровых турбин следует выделить:

- Возможность изменения электрической мощности в пределах 20% путем изменения давления на выходе паровой турбины без изменения тепловой мощности.
- Высокий срок службы между капитальными ремонтами до 7-8 лет.

- Один цилиндр обеспечивает меньшие габаритные размеры и снижение нагрузки на фундамент благодаря меньшему весу.
- Применение двух подшипниковых опор позволяет снизить затраты масла на смазку и предполагает лучшую устойчивость работы.
- Одноцилиндровое исполнение обладает меньшей потребностью в уплотняющем паре, что ведет в конечном итоге к уменьшению потерь в ходе длительной эксплуатации;
- Сокращение трудоемкости и капитальных затрат на техническое и сервисное обслуживание за счет уменьшения количества основных и запасных деталей.
- Реактивное облопачивание ротора обеспечивает высокую эффективность в широком диапазоне нагрузок, поскольку барабанный ротор менее чувствителен к быстрой смене нагрузок по сравнению с импульсным ротором. Масса ротора работает как тепловой аккумулятор, который замедляет изменение температуры после быстрой смены нагрузки, например, при переключении в островной режим работы и обратно. В долгосрочной перспективе турбина устойчивей к вибрациям, вызываемым сменой нагрузки, которая ведет к аварийному останову турбины.
- Для пуска из холодного состояния не требуется предварительного прогрева.

На режимах работы по тепловому графику при номинальной нагрузке удельный расход топлива на производство электрической энергии в случае эксплуатации «противодавленческой» турбины будет ниже, поскольку турбина такого типа позволит отказаться от пропуска пара в конденсатор как в межотопительный, так и в отопительный периоды и существенно повысить эффективность (снизить потери в окружающую среду) за счет снижения расхода пара на турбину. Также положительно скажется отсутствие необходимости использования системы оборотного охлаждения (циркуляционных насосов и градирни), что в конечном итоге приведет к снижению расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ.

На режимах работы в условиях отсутствия тепловых потребителей (конденсационный) эксплуатация «противодавленческой» турбины на бак-аккумулятор позволит значительно снизить удельные расходы топлива на производство электрической энергии. Бак-аккумулятор позволит использовать тепловую энергию, которая будет накапливаться в часы дневных максимумов электрической нагрузки, для разгрузки паровой турбины ниже теплового графика с сохранением тепловых нагрузок в периоды прохождения ночных минимумов электрической нагрузки без постоянных пусков и остановов водогрейных котлов. Это приведет к существенной экономии топлива и сохранению надежности и долговечности работы водогрейных котлов.

Эксплуатация ТЭЦ в таком режиме работы хорошо зарекомендовала себя в таких странах Европы, как Польша, Германия, Дания.

Например, в Польше в городе Варшава на ТЭЦ «Секирки» (ввод в эксплуатацию 1961 г.) была успешно выполнена модернизация с реализацией такой тепловой схемы. В результате были смонтированы две одноцилиндровые «противодавленческие» паровые турбины мощностью 90 и 100 МВт, работающие на подогреватели сетевой воды совместно с баком-аккумулятором внушительных размеров емкостью 30 000 м³.

При этом стоит отметить, что на этапе монтажа паровых турбин применялся подход использования старых фундаментов с незначительными изменениями в конструкции, а также ранее установленных генераторов и ряда вспомогательного оборудования, поскольку на основании глубоких технико-экономических расчетов и технического состояния было принято решение о продлении ресурса.

Турбина мощностью 100 МВт с полной электрической и тепловой нагрузкой может работать 8-10 часов, не отпуская тепловую энергию в виде горячей воды потребителям, а только заряжая бак-аккумулятор. Для схемы характерна высокая маневренность и полная автоматизация. Управление осуществляет один человек на современном щите управления, оснащенном мониторами и всеми необходимыми элементами диспетчерского управления.

Только причины использования такой тепловой схемы в европейских странах заключается главным образом не со сложностями регулирования графиков производства и потребления электрической энергии, а в экономической стороне вопроса. На территории Европы действует единый электроэнергетический рынок. Существует особая тарифная политика по разделению на пиковую, полупиковую и базовую электрическую энергию, которая обуславливает высокий экономический эффект от строительства аккумуляторов теплоты. В часы максимумов электрической нагрузки стоимость 1 кВт·ч дороже, чем в периоды провалов. Соотношение максимально высокой цены к минимально низкой составляет порой 3:1. Тем самым у электростанций для получения максимальной прибыли появляется стимул производить электрическую энергию в периоды максимальной стоимости.

В этой связи оборудование ТЭЦ, как более экономичное по сравнению с КЭС, привлекается к работе по электрическому графику. Днем в часы пиков потребления электрической нагрузки оборудование ТЭЦ работает в номинальном режиме и производит избыточное количество теплоты, которое накапливается в баках-аккумуляторах. Этот промежуток времени принято называть зарядкой. Ночью, когда электроэнергия дешевая, турбины разгружаются ниже теплового графика с сохранением отпуска необходимого количества теплоты для потребителей в период разрядки бака-аккумулятора.

Применение бака-аккумулятора теплоты позволит повысить эффективность существующего энергетического оборудования, снизить затраты на строительство пиковых энергетических мощностей на ТЭЦ. С применением этой технологии можно снизить затраты на приобретение и содержание основного энергетического оборудования (20-25% от мощности котлов и турбин) и направить средства на содержание аккумуляторов тепловой энергии.

Принципиальная тепловая схема в упрощенном виде может быть представлена в виде:

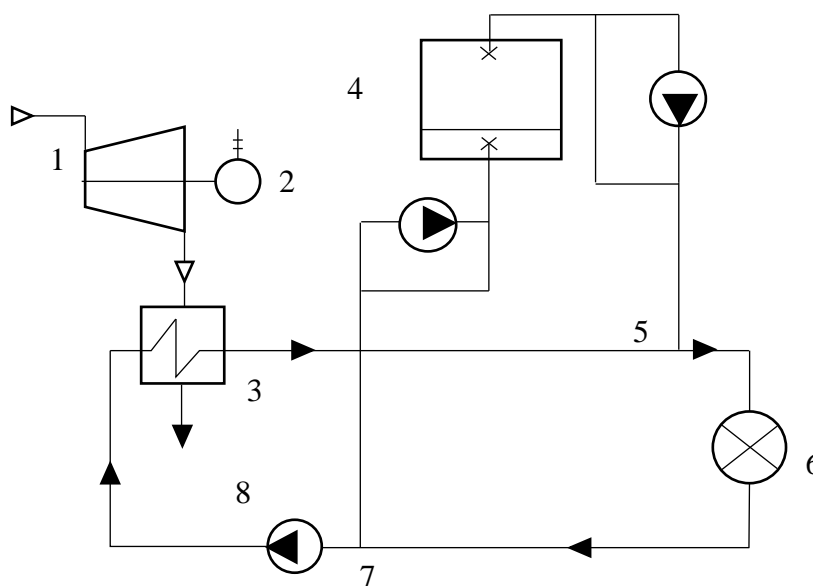


Рисунок 1 - Принципиальная тепловая схема

1 – паровая турбина, 2 – электрогенератор, 3 – сетевой подогреватель, 4 – бак-аккумулятор вытеснительного типа с системой зарядки и разрядки, 5 – точка отбора прямой сетевой воды, 6 – тепловой потребитель, 7 – точка отбора обратной сетевой воды, 8 – сетевой насос

Работа системы осуществляется по следующему принципу. В паровую турбину 1 входит свежий пар после энергетического котла и приводит во вращение вал ротора, к которому присоединен через муфту электрогенератор 2. Механическая энергия вращения вала преобразуется в электрическую энергию и по линиям электропередач транспортируется потребителям. Отработавший в турбине пар направляется в сетевой подогреватель 3, где отдает свою теплоту сетевой воде и превращается в процессе конденсации в воду. Бак-аккумулятор 5 подключен между ТЭЦ и тепловой сетью централизованного теплоснабжения. Он заряжается, когда производство тепловой энергии выше, чем потребление, и разряжается в обратном случае. В случае зарядки бака-аккумулятора часть потока прямой сетевой воды из точки 5 поступает в верхнюю часть бака, а из нижней части одновременно извлекается такое же количество холодной обратной сетевой воды в общую тепловую сеть. Между горячей и холодной водой в баке создается поверхность раздела высотой примерно в 1 м из-за разницы плотностей. Остальная часть потока прямой сетевой воды поступает к тепловому потребителю 6. После потребителя обратная сетевая вода смешивается с холодной водой, которая вытесняется из бака-аккумулятора, и попадает в сетевой насос 8, где повышается давление для преодоления гидравлического сопротивления в тепловой сети.

Когда бак-аккумулятор разряжается, то горячая сетевая вода насосом извлекается из верхней части в тепловую сеть ТЭЦ с одновременной подачей холодной обратной сетевой воды насосом в нижнюю часть.

В дневные часы бак заряжается, накапливая энергию в виде горячей воды, а ночью разряжается для снижения количества генерируемой электрической энергии паровой турбиной. При этом сетевой подогреватель может быть отключен.

Такое техническое решение может позволить существенно повысить маневренность и эффективность работы оборудования ТЭЦ.

УДК 66.041-982

ВАКУУМНЫЕ ПЕЧИ

Черехович О.В., Олешко Ю.С.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Иокова И.Л.

Вакуумная печь – служит для нагрева и плавки металла в вакууме.

Такой вид печи очень быстро набирает популярность и распространение. Вакуумная печь благодаря особому процессу и методу плавки металлических материалов даёт максимально качественный продукт, а наличие различного рода примесей и газов в исходном материале практически равно нулю.

Вакуумные печи представляют герметичный, охлаждаемый водой стальной кожух, в котором помещена нагревательная камера, легко извлекаемая для осмотра и ремонта. Максимальная температура 3000 °С.

Существует некоторые разновидности вакуумных печей. Они отличаются по своему принципу действия и способу выплавки металлов. Всего сегодня такие печи представлены в четырех вариантах исполнения – это печи сопротивления, печи индукционного типа действия, электроннолучевые вакуумные печи и наконец, дугового типа.

В зависимости от расположения зоны нагрева вакуумные печи бывают:

- горизонтальные вакуумные печи типа Н.

Данное оборудование подразделяется на два вида – вакуумные печи с выдвижным подом (СВ) либо с неподвижным подом;

- вертикальные вакуумные печи типа V.

Особые достоинства:

- горизонтальные: большие возможности проведения процесса закалки и прекрасная однородность охлаждения; гибкие, динамические системы охлаждения с вертикальным и (или) горизонтальным направлением потока; высокое разнообразие моделей с адаптацией под широкий класс обрабатываемых материалов, размеров деталей и садок; применение конвекционного переноса тепла. Давление охлаждающего газа до 20 бар. Диапазон температур: 150-1320 °С, в соответствии рисунком 1.

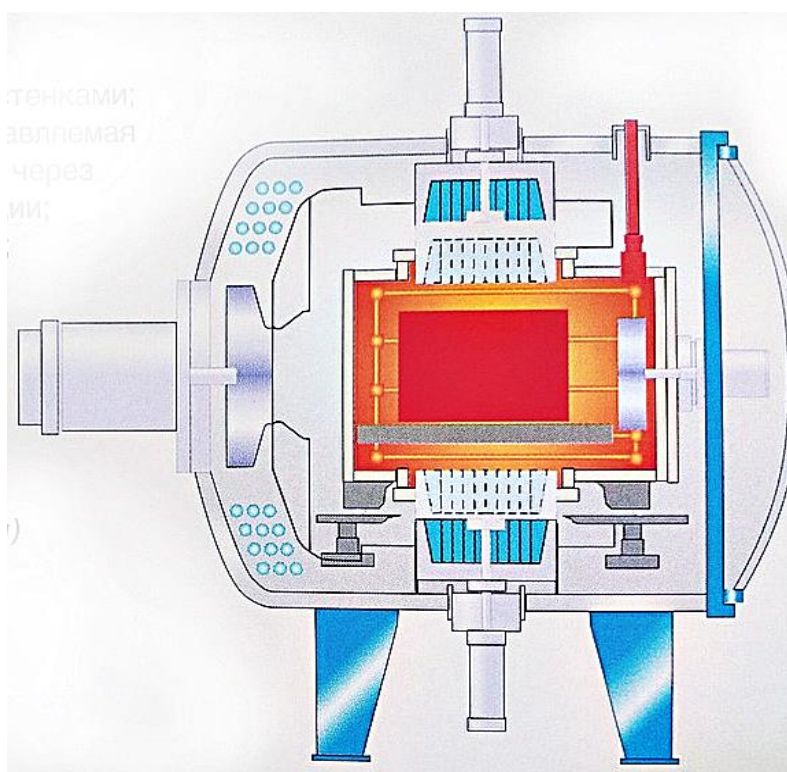


Рисунок 1. Горизонтальная вакуумная печь

- вертикальные: имеют универсальное применение; поперечные и продольные снизу-вверх направляющие системы охлаждающего газа; встроенные системы охлаждения охлаждающего газа; конвекционные с использованием встроенного вентилятора циркуляции газа; пониженные расходы газа при совмещённых циклах закалки и многократного отпуска. Давление охлаждающего газа до 20 бар. Диапазон температур: 250-1320 °С в соответствии с рисунком 2.

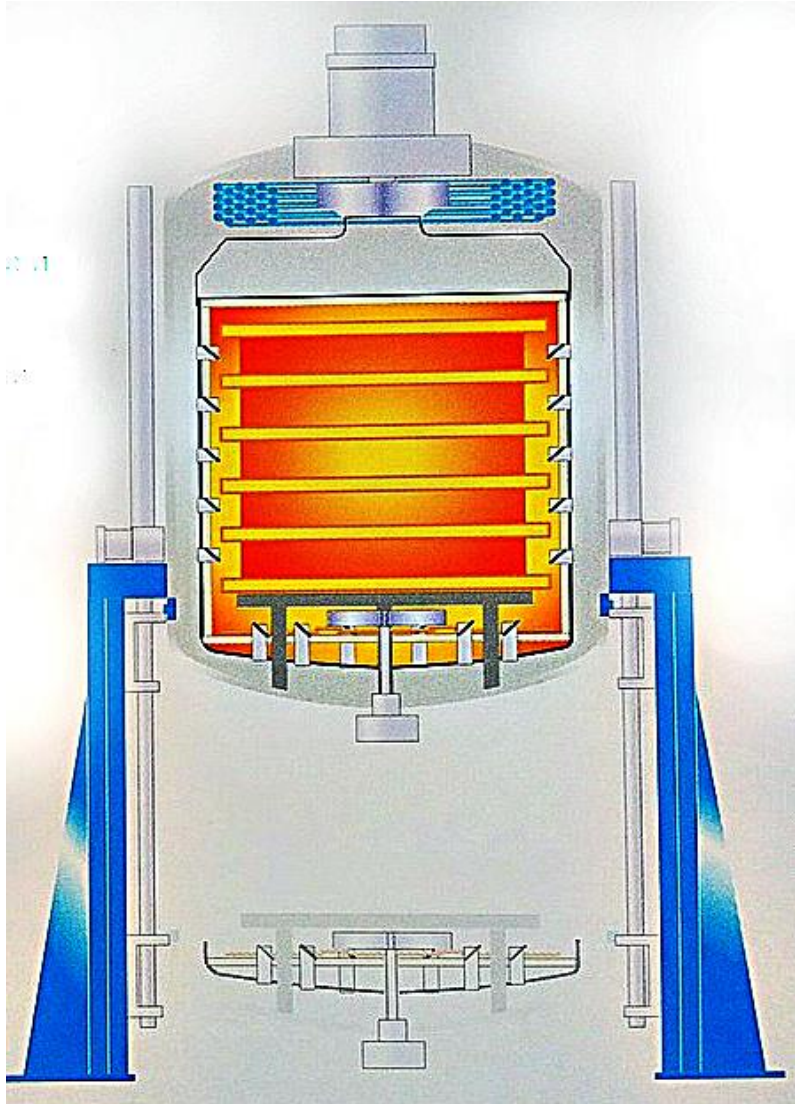


Рисунок 2. Горизонтальная вакуумная печь

Применение вакуумных печей зачастую связано с желанием получить как можно более качественный материал. Стоит справедливо заметить, что с поставленной перед ними задачей вакуумные печи справляются.

Их плюсом считаются не только высокие характеристики изготавливаемого металла, но и компактность такого оборудования, а главное невысокая сложность использования. Основными показателями работы и параметрами такой печи является размер плавильной камеры. Цена вопроса довольно сносна, один агрегат среднего класса будет стоить от 200 000 до 400 000 тысяч долларов по курсу НБ РБ.

Как уже говорилось выше, вакуумные печи имеют 4 принципиально разных способа плавки металла. Помимо этого, имеются и другие основные параметры, которые позволяют классифицировать их в той или иной категории. В первую очередь это рабочий объём вакуумной камеры и способы быстрого охлаждения полученных сплавов металла.

Поставкой вакуумных печей занимаются лишь крупные предприятия, сотрудничающие с институтами проектирования и разработки промышленного оборудования. Сегодня

высококачественные агрегаты такого типа на отечественный рынок поставляют зарубежные производители SCHMETZ и XERION. Данная продукция ориентируется и на выполнение типовых термических операций, и на специализированные задачи наподобие диффузного отжига. Московский завод промышленного оборудования, специализирующийся на выпуске вакуумных электропечей, также предлагает достойные по характеристикам агрегаты. С помощью такого оснащения владелец может осуществлять отпуск металла, спекание и стандартные термические процессы. Автоматические модели предлагает «Завод Спецжелезобетон», разрабатывающий высоковакуумные агрегаты с объемными камерами загрузки.

Вакуумные печи достигли пика своего совершенства, и именно они сегодня в полной мере обеспечивают растущую потребность в надежном и высокопробном материале. К сожалению, их общее распространение еще не так велико, но в недалеком будущем именно они могут стать основой всей металлургии и машиностроения, благодаря своим высоким технологическим качествам, низким затратам электроэнергии и качеству производимого материала. Только в таких печах можно получить некоторые специальные изделия и конструкции, недоступные для изготовления в других условиях.

Повышенным интересом пользуются вакуумные печи в последнее время и в Республике Беларусь. В настоящее время такие печи установлены на ОАО «Минский тракторный завод», GEFEST, ОАО «АМКОДОР» и других предприятиях. В ближайшее время планируется установка на ООО «САЛЕО» и ОАО «Борисовском заводе «Автогидроусилитель».

Литература

1. Овчинников, В.В. Оборудование термических цехов: учебник / В.В. Овчинников.- Минск, 2014- 368 с.
2. Тимошпольский, В.И. Промышленные теплотехнологии (машиностроительное и металлургическое производство) / В. И. Тимошпольский, А.И. Несенчук, И.А. Трусова ; под общ. ред. А.П. Несенчука. – Минск: «Высшая Школа», 1998. – Ч. 3. – 422 с.
3. Печи и сушила машиностроительного и металлургического производства: учебное пособие для вузов / А.П. Несенчук [и др.] ; под общ. ред. А.П. Несенчук. – Минск : «Высшая школа», 1999. – 238 с.
4. Райтер, А.Г. Вакуумная печь: назначение, технические характеристики/ А.Г. Райтер // [Электронный ресурс]. – 2016.– Режим доступа: <http://fb.ru/article/271943/vakuumnaya-pech-naznachenie-tehnicheskie-harakteristiki>. –Дата доступа: 12.04.2017.

УДК 620.97

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ВЭР МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

Янчук В.В., Шалабодова К.Ю.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Иокова И.Л.

Тепловой КПД нагревательных и термических печей в среднем равен 12-18%. Это обусловлено в основном большими потерями тепла с отходящими дымовыми газами, достигающими иногда 70-80% от количества энергии, подведенной в установку с топливом. Поэтому такие установки являются крупными источниками высокотемпературных тепловых ВЭР, используя которые можно повышать эффективность использования топлива, что всегда было и остается немаловажной целью.

Наиболее часто применяемым в промышленности способом регенерации теплоты отходящих дымовых газов является термическая регенерация – это подогрев воздуха и/или топлива, идущего на горение. Схема такой установки представлена на рисунке 1. Предварительный подогрев одного из компонентов горения значительно увеличивает скорость и температуру горения.

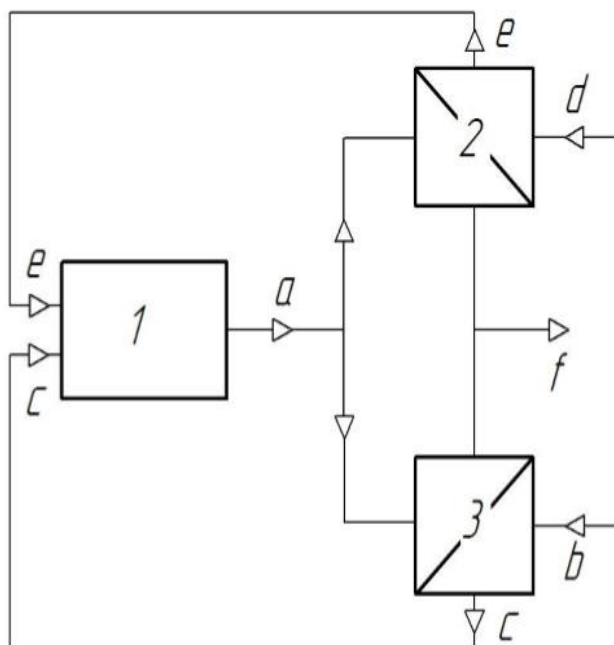


Рисунок 1. Принципиальная схема технологической установки с регенеративным теплоиспользованием за счет подогрева компонентов горения.

1 – теплотехнологическая установка; 2 – подогреватель природного газа;
3 – воздухоподогреватель; a – отходящие дымовые газы; b – холодный воздух; c – горячий воздух;
d – холодный природный газ; e – горячий природный газ; f – уходящие дымовые газы.

Теплотехнологическая установка с элементами регенеративного теплоиспользования – это установка с встроенными в её структурную схему устройствами для использования тепловых отходов в рамках теплотехнологического цикла установки. Регенерация энергетических отходов – прямой способ снижения энергозатрат на теплотехнологический процесс.

В промышленности для подогрева воздуха используются рекуператоры и регенераторы различных конструкций. Первые используются для подогрева воздуха до температур до 500-600 °С, вторые для подогрева воздуха до более высоких температур.

При подогреве воздуха до 300-350 °С, который можно осуществить в рекуператорах обычного типа, экономия топлива в нагревательных печах при сжигании природного газа

достигает 20-25 %. В термических камерных печах при подогреве воздуха до 300-350 °С получают экономию топлива 15-20 %.

К основным недостаткам способа термической регенерации за счет подогрева воздуха следует отнести, прежде всего, невозможность глубокой регенерации выбрасываемой теплоты. Это связано с тем, что нагрев воздуха выше оптимальной температуры хотя и дает положительный энергетический эффект, но снижает экономическую выгоду от реализации данного мероприятия.

Подогрев топлива применяется в промышленности редко по следующим причинам:

а) при подогреве природного газа до температур выше 250...300 °С становится возможным протекание реакции крекинга метана: $\text{CH}_4 = \text{C} + \text{H}_2 - 74,8 \text{ кДж/моль}$.

В результате отложения сажистого углерода снижается и без того низкий коэффициент теплопередачи, что в свою очередь приводит к снижению эффективности работы теплообменного аппарата – подогревателя топлива.

б) природного газа обычно на горение подается примерно в 10 раз меньше, чем воздуха, поэтому теплосъем, который возможен в случае подогрева топлива, гораздо ниже, чем при подогреве воздуха.

Также редко применяется и предварительная тепловая обработка сырья.

Для утилизации низкопотенциальной теплоты отходящих дымовых газов использование теплообменников, в которых теплота передается через стенку, зачастую экономически нецелесообразно, т. к. в этом случае площадь поверхности нагрева ввиду невысокого температурного напора и низкого коэффициента теплопередачи будет крайне большой. Поэтому для использования теплоты отходящих дымовых газов с низкой температурой применяют контактные теплообменные аппараты. Одним из вариантов подобных теплообменников является контактный теплообменник с активной насадкой (КТАН). Он является аппаратом рекуперативно-смесительного типа и предназначен для глубокой утилизации теплоты дымовых газов (рисунок 2). Состоит из корпуса, системы орошения, активной насадки и сепарационного устройства (каплеуловителя). В КТАНе организуются два независимых друг от друга потока воды: «чистая» вода, подогреваемая через поверхность; орошаемая вода, которая нагревается в результате непосредственного контакта с дымовыми газами.

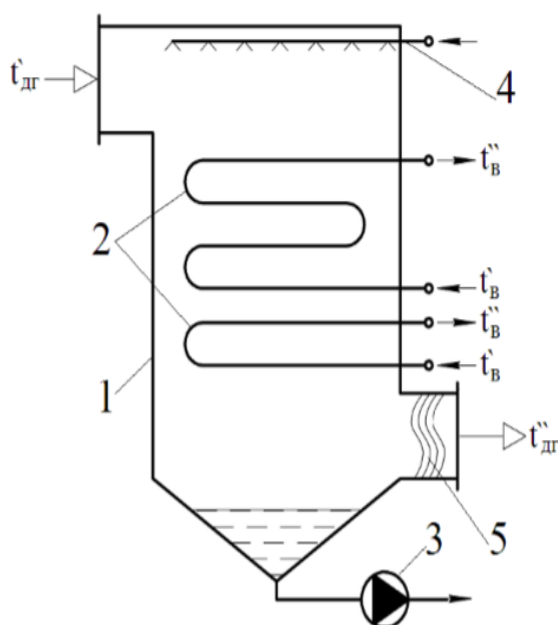


Рисунок 2. Контактный теплообменник с активной насадкой.

1 – корпус; 2 – теплообменная поверхность (пучок трубок); 3 – циркуляционный насос; 4 – распылитель; 5 – каплеуловитель.

Чистая вода, протекающая в пучке трубок, отделена стенкой от загрязненной орошающей воды. Пучок трубок выполняет роль насадки, предназначенной для создания развитой поверхности контакта орошаемой воды и дымовых газов. Одновременно такая поверхность, внутри которой циркулирует чистая вода, участвует в теплообмене и в этом отношении является активной по сравнению с традиционными насадками (например, кольца Рашига). Наружная поверхность активной насадки в КТАНе омывается дымовыми газами и орошается водой, что интенсифицирует теплообмен в насадке. «Чистая» вода, протекающая в трубном пучке, нагревается как за счет непосредственной передачи теплоты дымовых газов и орошающей воды, так и за счет конденсации водяных паров, содержащихся в дымовых газах на поверхности насадки.

Температура воды на выходе из насадки ограничивается температурой мокрого термометра дымовых газов. Дымовые газы, после прохождения насадки, поступают в сепарационное устройство, в котором происходит отделение капель воды от дымовых газов. После сепарационного устройства влажные дымовые газы подсушиваются путем подмешивания горячих газов и удаляются в атмосферу через дымовую трубу.

Наиболее распространенной способом внешнего теплоиспользования является установка котла-утилизатора (КУ), который вырабатывает либо горячую воду, либо пар различных параметров. При наличии обводных дымоходов выход из строя котла-утилизатора практически не отражается на надежности и длительности работы теплотехнологической установки. Котлы-утилизаторы, подключенные к дымовому тракту после элементов регенеративного теплоиспользования, обладают высокой металлоемкостью (из-за низкого температурного напора) и низкого коэффициента теплопередачи. Как правило, котлы-утилизаторы устанавливаются после регенеративных воздухоподогревателей. Температура дымовых газов, поступающих в котел-утилизатор, составляет от 200-300 °С для среднетемпературных теплотехнологических установок и до 900-1500 °С для высокотемпературных теплотехнологических установок.

В большинстве случаев для теплотехнологической операции высокое качество пара не является обязательным и допускается использование так называемого «грязного» пара, или газопаровой смеси. Газопаровая смесь (ГПС) является дешевой альтернативой водяному пару со схожими теплофизическими свойствами. В своем составе она содержит водяной пар и продукты сгорания. В смесительной камере генератора ГПС вырабатывается теплоноситель методом впрыска питательной воды из водяной рубашки в поток горячих дымовых газов (рисунок 3). В качестве основных преимуществ использования данной схемы можно выделить следующие:

1. Компактность генератора, низкая металлоемкость;
2. Практически полное использование теплоты отходящих дымовых газов;
3. Возможность выработки теплоносителя (ГПС) любой температуры при атмосферном давлении;
4. Гибкий режим работы, короткое время отклика;
5. Возможность работы без химической водоподготовки.

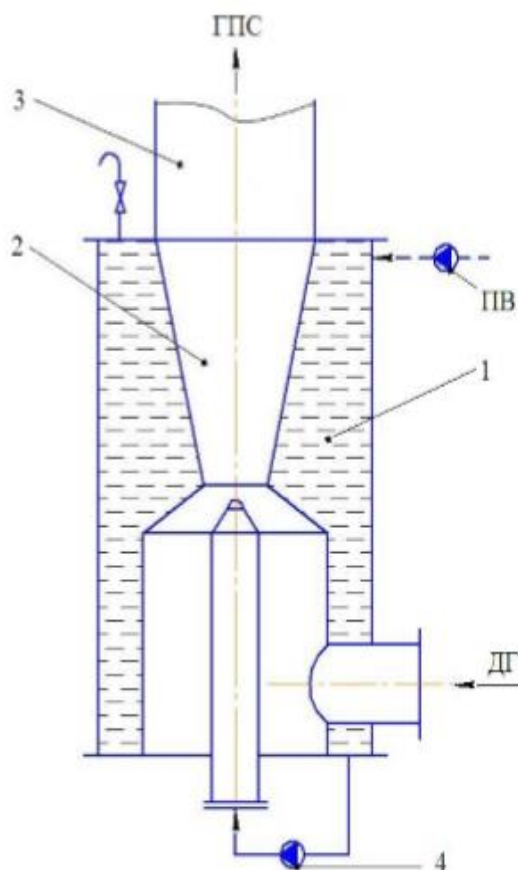


Рисунок 3. Использование тепловых отходов продуктов сгорания в генераторе газопаровой смеси.

ГПС – газопаровая смесь; ПВ – питательная вода; ДГ – дымовые газы; 1 – вода в водяной рубашке; 2 – смесительная камера; 3 – трубопровод; 4 – насос.

Помимо схем внешнего энергетического есть еще схемы внешнего технологического теплоиспользования, когда в элементах и установках внешнего теплоиспользования вырабатывается не энергетическая, а технологическая продукция, отличная от основной продукции, вырабатываемой теплотехнологической установкой. Такая организация внешнего теплоиспользования печей, формулируемая как «теплоиспользование, основанное на комбинировании технологических процессов» и встречающаяся в элементах схем ступенчатого теплоиспользования, в последние годы нашла широкое применение.

Внешнее технологическое теплоиспользование обладает многими важными преимуществами перед внешним энергетическим теплоиспользованием: более широкими возможностями выбора и реализации этого варианта тепловых схем на предприятиях с развитой теплотехнологией, созданием более благоприятных режимных условий работы, более стабильным уровнем потребления дополнительной продукции в течение года, существенно большими возможностями экономии топлива.

Одним из решений проблемы достижения высокой степени регенерации выбрасываемой теплоты после теплотехнологической установки является использование термохимической регенерации теплоты отходящих дымовых газов. Принципиальная схема такой установки представлена на рисунке 4.

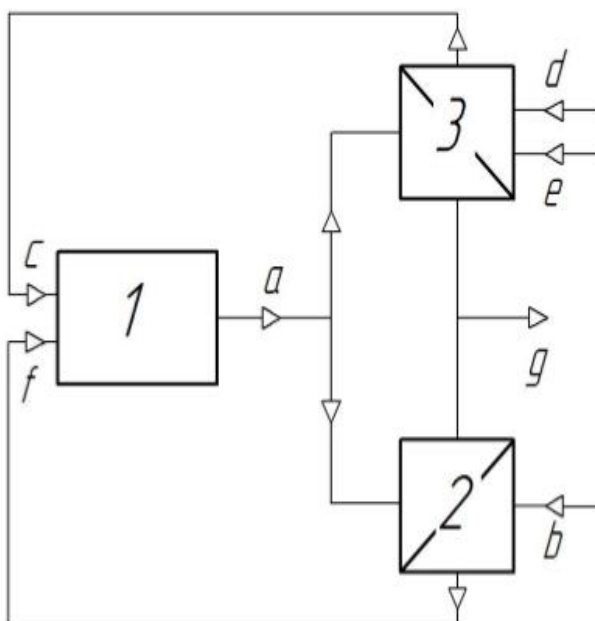
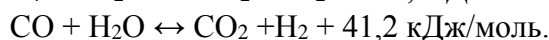
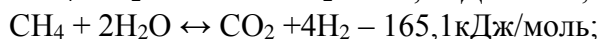


Рисунок 4. Принципиальная схема теплотехнологической установки с термохимической регенерацией теплоты дымовых газов за счет паровой конверсии метана.

1 – теплотехнологическая установка; 2 – рекуперативный воздухоподогреватель; 3 – реактор паровой конверсии; а – отходящие дымовые газы; б – холодный воздух; с – конвертированный газ; d – водяной пар; e – топливо; f – горячий воздух; g – уходящие дымовые газы.

Сущность термохимической регенерации (ТХР) тепла отходящих дымовых газов заключается в использовании их физической теплоты для предварительной эндотермической переработки исходного топлива, которое при этом получает бóльший запас химически связанного тепла и нагревается до высокой температуры. Это дополнительное химически связанное и физическое тепло топлива, а также тепло нагретого дутьевого воздуха реализуется в рабочей камере печи, что обеспечивает соответствующее повышение ее температурного уровня и снижение удельного расхода топлива. Чаще применяется для природного газа, состоящего на 90-95 % из метана. Одним из способов термохимической регенерации является применение паровой конверсии метана, который включает в себя ряд реакций, протекающих с поглощением и выделением теплоты. Как показали исследования химической кинетики, наиболее вероятным является протекание следующих реакций:



Общую реакцию конверсии, как правило, проводят при соотношении пара к метану, близком к 2:1. Для осуществления паровой конверсии метана необходим внешний подвод теплоты с температурой не менее 750 °С. Реакторы паровой конверсии для максимально полной степени конверсии метана активируют различными катализаторами. Надо отметить, что каталитическая паровая конверсия углеводородов по тепловому эффекту и количеству получаемого водорода в несколько раз превосходит некаталитические эндотермические процессы типа пиролиза, крекинга и деполимеризации углеводородов. Сложность состоит в создании развитой каталитической поверхности теплообмена и в поддержании ее свойств в течение всего времени эксплуатации изделия.

Конверсия 1 моль метана с теплотой сгорания 802,3 кДж/моль стехиометрическим количеством водяного пара (0,018 кг/моль) при условии полного окисления метана дает конвертированный газ (синтез-газ) составом $\text{CO}:\text{H}_2 = 1:3$ с суммарной низшей теплотой сгорания 1008,4 кДж. Определяемое этим повышение химически связанного тепла конвертированного газа равно, 206,1 кДж/моль.

Одним из крупных недостатков термохимической регенерации теплоты за счет паровой конверсии метана является повышенный (почти в два раза по сравнению со стехиометрическим) удельный расход пара высокой температуры, подаваемый от стороннего парогенератора.

Решением проблемы дополнительной генерации пара является использование в качестве окислителя природного газа продукты его полного сгорания. Схема такой установки представлена на рисунке 5.

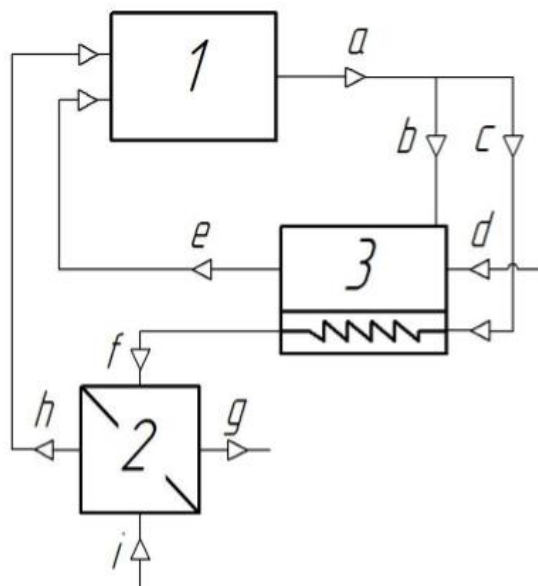
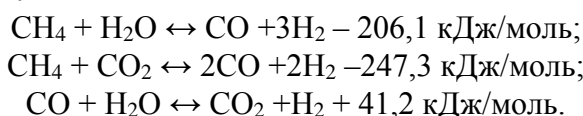


Рисунок 5. Принципиальная схема теплотехнологической установки с термохимической регенерацией теплоты отходящих дымовых газов.

1 – теплотехнологическая установка; 2 – воздухоподогреватель; 3 – термохимический реактор; a, b, c – отходящие дымовые газы; d – природный газ; e – конвертированный газ (синтетическое газовое топливо); f – частично охлажденные дымовые газы; g – уходящие дымовые газы; i – холодный воздух; h – горячий воздух.

В основу процесса положены эндотермические процессы совместной паровой и углекислотной конверсии метана – основного компонента природного газа, описываемые следующими уравнениями:



Реакции паровой и углекислотной конверсии глубоко эндотермичны и для их протекания необходим подвод теплоты. При наличии необходимого температурного потенциала для ТХР имеются все необходимые условия: водяные пары, углекислый газ и высокая температура для осуществления реакции конверсии метана, в результате которой происходит трансформация физической теплоты дымовых газов в химическую энергию конвертированного газа. В этом случае, в качестве окислителя природного газа используются одновременно как водяные пары, так и углекислый газ, содержащиеся в дымовых газах.

Основные преимущества данного способа ТХР: отсутствие необходимости дополнительного производства водяного пара и углекислого газа и нагрева их до высокой температуры; высокая степень регенерации теплоты отходящих дымовых газов.

Также для увеличения эффективности работы промышленных печей и с целью увеличения срока их службы отдельные детали печей подвергаются принудительному охлаждению. Потери тепла с охлаждением в ряде случаев составляют 10–20 %. Это тепло может быть использовано в системах испарительного охлаждения (СИО), которыми оборудуют мартеновские, доменные, нагревательные печи. В СИО вырабатывается насыщенный пар давлением до 4 МПа.

При испарительном охлаждении тепло от нагретых элементов печи отводится водой, нагревающейся до образования пароводяной эмульсии. При этом используется скрытая теплота парообразования, т. е. тепло, отбираемое охлаждающей водой, затрачивается на ее испарение. Получаемый пар используется на технологические нужды завода.

При испарительном охлаждении 1 кг воды, испаряясь, отбирает у охлаждаемой детали 2300 кДж. Кроме того, поступающая в систему вода, нагреваясь до кипения, отбирает еще 300 кДж. Чтобы отобрать такое же количество тепла при водяном охлаждении при повышении температуры воды на 10 °С потребовалось бы $(2300+300)/(4,187 \cdot 10) \sim 60$ кг воды, т. е. в 60 раз больше, чем при испарительном охлаждении.

В схеме с принудительной циркуляцией вода из бака-сепаратора подается к детали с помощью специального насоса, при этом давление в системе может быть доведено до 18–40 кгс/см².

Испарительное охлаждение имеет следующие достоинства:

- 1) вода необходима на охлаждение деталей лишь нижнего строения металлургических печей, т. е. требуется примерно 30 % ее общего расхода при водяном охлаждении;
- 2) обеспечивается надежность работы печи и сокращаются ее простои для ремонта охлаждаемых деталей;
- 3) используется тепло охлаждающей среды в виде пара;
- 4) уменьшаются в три раза объем сооружений и мощность системы водоснабжения.

В Республике Беларусь в настоящее время наиболее часто применяют регенеративное, внешнее энергетическое и технологическое теплоиспользование.

Литература

1. Водоснабжение. – [электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://www.bibliotekar.ru/spravochnik-15/152.htm>. – Дата доступа: 03.04.2017.
2. Металлургия: инженерная экология. – [электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://metalspace.ru/production-science/ecology/811-ver-chnoj-metallurgii.html>. – Дата доступа: 03.04.2017.
3. Пашенко Д.И. Теплотехнологические комплексы и безотходные системы: учеб. пособие / Д.И.Пашенко; Самар.гос.техн.ун-т. – Самара, 2012. – 118 с.

УДК 621.31

ПРОВЕДЕНИЕ ЭНЕРГОАУДИТА ПРЕДПРИЯТИЙ В БЕЛАРУСИ

Иванова О.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Мигуцкий И.Е.

Энергосбережение – именно та позиция, с которой сегодня необходимо рассматривать деятельность любого предприятия. Безусловно, важная роль здесь принадлежит нормированию и стандартизации, а также энергетическому обследованию, которое проводится в целях оценки эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и обеспечения их экономии.

Энергоаудит – это энергетическое обследование предприятий и организаций, которое предполагает оценку всех аспектов деятельности предприятия, которые связаны с затратами на топливо, энергию различных видов, воду и некоторые энергоносители.

Энергоаудит предприятия включает: сбор исходных данных, составление балансов потребления и распределения энергии, анализа финансовой и технической информации, выявление нерациональных потерь, разработку энергосберегающих мероприятий, выдачи рекомендаций и определения эффекта от их внедрения.

В процессе энергоаудита предприятия оценивается его потенциал энергоэффективности или энергосбережения, состояние его технологических систем и систем учета, анализируется эффективность технологического цикла, составляется энергобаланс, моделируется система нормативов.

В Беларуси энергетическое обследование потребителей топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) является обязательным, независимо от формы собственности юридического лица. Его проведение определено Законом РБ от 15.07.1998 № 190-3 «Об энергосбережении»: «Обязательному энергетическому обследованию подлежат предприятия, учреждения, организации, если годовое потребление ими топливно-энергетических ресурсов составляет более 1,5 тыс. т.у.т.».

Энергоаудит организаций проводится согласно графикам, утвержденным соответствующими республиканскими органами госуправления, иными госорганизациями, подчиненными Правительству РБ, облисполкомами, Мингорисполкомом и согласованным с Департаментом по энергоэффективности Госстандарта не реже 1 раза в 5 лет.

По результатам энергетического обследования разрабатываются:

1. оптимальный режим потребления ТЭР.
2. программа по энергосбережению, включающая мероприятия, которые в соответствии с Постановлением Минэкономики от 3.07.1998г. №356 классифицируются как энергосберегающие.

Оценка эффективности энергоиспользования на ОАО «Городейский сахарный комбинат» производилась по следующим направлениям:

1. Состояние технического учета.
2. Состояние нормирования.
3. Участие предприятия в регулировании графиков электрической нагрузки.
4. Определение резервов экономии энергоресурсов.
5. Разработка оргтехмероприятий по экономии ТЭР

К основным направлениям по энергосбережению, рекомендуемым по результатам энергоаудитов, можно отнести:

1. внедрение новых энергоэффективных технологических процессов производства продукции во всех отраслях экономики;

2. внедрение когенерационных установок для совместной выработки тепловой и электрической энергии;
3. преобразование котельных в мини-ТЭЦ, в т.ч. на МВт;
4. утилизацию тепловых вторичных энергоресурсов;
5. повышение эффективности работы тепловых сетей, оптимизацию схем теплоснабжения;
6. передачу тепловых нагрузок от ведомственных котельных на ТЭЦ, децентрализацию теплоснабжения с ликвидацией длинных теплотрасс;
7. внедрение регулируемых электроприводов на механизмах, работающих с переменной нагрузкой;
8. внедрение энергосберегающих осветительных приборов, систем автоматического регулирования освещения;
9. автоматизацию технологических процессов и внедрение автоматизированных систем управления потребления ТЭР.

Предприятие	Выявленный резерв экономии ТЭР на 5 лет, т.у.т.	% от годового потребления энергоресурсов
ОАО «Красносельскстройматериалы»	102 857	22,2
ОАО «МАЗ»	32 000	19,8
УП «Минскводоканал»	24 160	30
ОАО «Березастройматериалы»	5549	15
ОАО «Гомельстекло»	94 760	33,8
ОАО «ДСТ № 5»	1076	18

Рисунок 1. Примеры энергетических обследований предприятий

ОАО «Городейский сахарный комбинат» расположено в г.п. Городея, Минской обл.

Предприятие производит сахарный песок из сахарной свеклы, сахара-сырца. Для переработки сахарной свеклы на Городейском сахарном комбинате принята типовая трехпродуктовая технологическая схема производства сахара-песка.

ОАО «Городейский сахарный комбинат» потребляет топливо (газ, резервное мазут) для производства тепловой и электрической энергии, кокс или каменный уголь для обжига извести, тепловую энергию на технологические нужды, обогрев вентиляцию и горячее водоснабжение и электроэнергию. Потребление топлива на технологические нужды составило в 2008 г. – 8875 т.у.т., тепловой энергии – 202961 Гкал, электроэнергии – 37766,7 тыс. кВт·ч. Общий объем потребления ТЭР предприятием на технологические нужды в 2008г. – 53710 т.у.т.

На ТЭЦ установлены 2 паровых котла ТП-20-39У производительностью по 25 т/ч, один котел БГ-35Р и один котел БКЗ-75-35-5М, один турбогенератор типа АР-4-3 мощностью 4 МВт и один Р-6-35-5М мощностью 6 МВт (установлен в 2009г.).

В летний период ТЭЦ переводится в режим котельной. ТЭЦ работает на газе, резервное топливо – мазут используется в зимнее время при ограничениях в подаче газа, но в котлах ТП-20 сжигается совместно с природным газом.

Воздухоснабжение предприятия производится от компрессорной станции. Компрессорная станция производства сахара предназначена для обеспечения сжатым

воздухом автоматики, приводов заслонок и шиберов и подачи воздуха на общезаводские цели.

Электроснабжение предприятия осуществляется на напряжении 6кВ от собственной ТЭЦ и понижающей трансформаторная подстанция 110/35/6-10кВ «Городея» «Минскэнерго». На предприятии имеется 13 трансформаторных подстанций. Для компенсации реактивной мощности в ТП установлены низковольтные конденсаторные батареи мощностью 2600 квар.

Согласно расчетам затрат на производство продукции доля энергетической составляющей в себестоимости продукции составила в 2008г. составила при производстве сахара из сахарной свеклы – 7%, из сахара-сырца - 5,0%.

Рационального расхода электроэнергии на промышленном предприятии можно достигнуть улучшением использования, применяемого энергетического и технологического оборудования. Это достигается путем оптимальной загрузки технологических установок и аппаратов, периодической смазки электродвигателей и производственных механизмов, качественного выполнения планово-предупредительных ремонтов в строгом соответствии с разработанным графиком, своевременной замены изношенного и устаревшего оборудования и т.п. В то же время в энергосбережении максимальную эффективность имеют мероприятия, связанные с совершенствованием технологии производства, направленной на ресурсосбережение. Такие мероприятия требуют значительных капитальных вложений и реконструкции предприятия.

Вопросам энергосбережения и экономии электроэнергии на предприятии ОАО «Городейский сахарный комбинат» уделяется достаточно серьезное внимание, что подтверждается анализом внедряемых мероприятий и документации по электропотреблению и достигнутым уровнем удельных расходов электроэнергии при производстве выпускаемой продукции. На предприятии разрабатываются и внедряются энергосберегающие мероприятия, осуществляется модернизация производственных установок, производится замена энергетического оборудования с целью улучшения его технико-экономических характеристик.

Вид продукции	Размерность	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2015 г.
Минпром						
ГП «Гомельский завод литья и нормалей»						
Продукция машиностроения (запасные части к с/х технике)	Мкал/усл. ед.	450,6	405,7	400,3	396,3	361,7
	кВтч/усл. ед.	664,8	582	564,1	546,1	498,4
ЗАО «Атлант»						
Холодильники и морозильники	кг у.т./усл. ед.	1,6	1,45	1,38	1,38	1,18
Стиральные машины	кг у.т./усл. ед.	1,6	1,6	1,47	1,46	1,12
Концерн «Белнефтехим»						
ОАО «Полоцк Стекловолокно»						
Стекло двухстадийное	Мкал/т	262,3	249,8	243,2	235	214
	кВтч/т	5899,3	5799,5	5770,5	5605,0	4930
ОАО «Могилевхимволокно»						
Нить синтетическая	Мкал/т	2823,4	2756,7	2742,4	2642,4	2411,6
	кВтч/т	3812,2	3630,1	3590,8	3570,9	3259,1
Концерн «Беллесбумпром»						
ОАО «Слонимский картонно-бумажный завод «Альбертин»						
Картон и изделия из него	Мкал/т	1550	1548	1526	1480	1316
Концерн «Беллегпром»						
ОАО «Слонимская камвольно-прядельная фабрика»						
Пряжа	Мкал/т	129,4	119,0	108,2	107,9	98,5
	кВтч/т	197,1	186,2	186	185	171,5
Товарный топс	кВтч/т	1759,3	1640	1616,1	1615	1496,8

Рисунок 2. Динамика изменения энергозатрат

Для оценки потенциальных возможностей энергосбережения на предприятии необходимо знать, в каком количестве и на какие нужды расходуется электроэнергия в процессе производства продукции. С этой целью следует систематически вести не только расчетный, но и технический учет потребления электроэнергии предприятием и его структурными подразделениями. На предприятии ОАО «Городейский сахарный комбинат» организован технический учет электроэнергии с помощью счетчиков активной энергии, установленных на отходящих линиях в ячейках РУ напряжением 6 кВ, в цепях напряжением до 1 кВ понижающих трансформаторов подстанций, а также на вводах некоторых потребителей электроэнергии: механической мастерской, кагатного поля, полей фильтрации и т.д.

№ п/п	Наименование	т.у.т.			%
		I категория	II категория	всего	
1.	Внедрение когенерационной установки (2шт.) по 1МВт с котлом утилизатором	-	1420,0	1420,0	42,1
2.	Изоляция топочной камеры и газохода жомосушильной установки (145м ²) термоизоляционной шпатлевкой Q-TERM	3,0	-	3,0	0,1
3.	Внедрение рециркуляции сушильного агента на жомосушильной установке	585,7	-	585,7	17,4
4.	Реконструкция ТЭЦ	-	1362,0	1362,0	40,4
	Итого:	588,7	2782,0	3370,7	100

Рисунок 3. Резервы экономии топлива (I категория - резервы экономии, реализация которых возможна за счет средств предприятия на капитальный ремонт или кратковременных ссуд Госбанка; II - категория - резервы экономии, для реализации которых необходимы централизованные капиталовложения)

Разработка рекомендаций есть важнейшим этапом энергоаудита, поскольку ради получения обоснованных предложений по повышению эффективности использование энергии проводится энергетическое обследование. Важно подчеркнуть, что нельзя ограничиваться очевидными мероприятиями, такими, например, как внедрение энергоэффективного оборудования. Следует обратить внимание на менее очевидные возможности повышения энергоэффективности, примерами которых могут быть изменения системы энергоснабжения, применение комплексного производства тепловой и электрической энергии, использование как топлива отходов производства, изменение методов производства на такие, что разрешают использовать более дешевые энергетические ресурсы.

Литература

1. Проведение энергоаудита предприятий в Беларуси. – Режим доступа: <https://masterskaya.by/articles/22/provedenie-jenergoaudita-predpriyatij-v-belarusi/>. – Дата доступа: 25.03.17.
2. Энергетическое обследование – Режим доступа: <http://energoeffekt.gov.by/supervision/inspection/696-audit201201.html>. – Дата доступа: 25.03.17.

УДК 621.565.93

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТЕПЛООБМЕНА

Карасёва А.В., Кацубо В.В., Панкевич В.И., Скицунова И.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Сапун Н.Н.

Теплообменные аппараты нашли широкое применение во многих областях хозяйственной деятельности, авиационно-космической, энергетической, химической, нефтеперерабатывающей, пищевой промышленности, холодильной и криогенной технике, в системах отопления, горячего водоснабжения, кондиционирования, различных тепловых двигателях.

В связи с ростом энерговооруженности космических аппаратов, энергонапряженности устройств, повышением требований к возможным режимам регулирования систем достаточно актуально стоит вопрос изучения возможных процессов интенсификации теплообмена. Уменьшение массогабаритных характеристик теплообменников за счет процессов интенсификации особенно имеет большое значение в ракетно-космической технике. Такой процесс позволит увеличить массу полезного груза, выводимого на орбиту, при тех же энергозатратах и в целом повысить тактико-технические характеристики ракетносителей и космических аппаратов.

Опыт создания и эксплуатации различных теплообменных аппаратов показал, что разработанные к настоящему времени методы интенсификации теплообмена обеспечивают снижение габаритов и металлоемкости (массы) устройств в 1,5...2,0 и более раза по сравнению с аналогичными серийно выпускаемыми устройствами при одинаковой тепловой мощности и мощности используемой на прокачку теплоносителей.

Экспериментальная установка представлена на рисунке 1. Авторами разработана экспериментальная установка для исследования и изучения процессов интенсификации в теплообменном аппарате типа «труба в трубе» и методика проведения экспериментальных исследований.

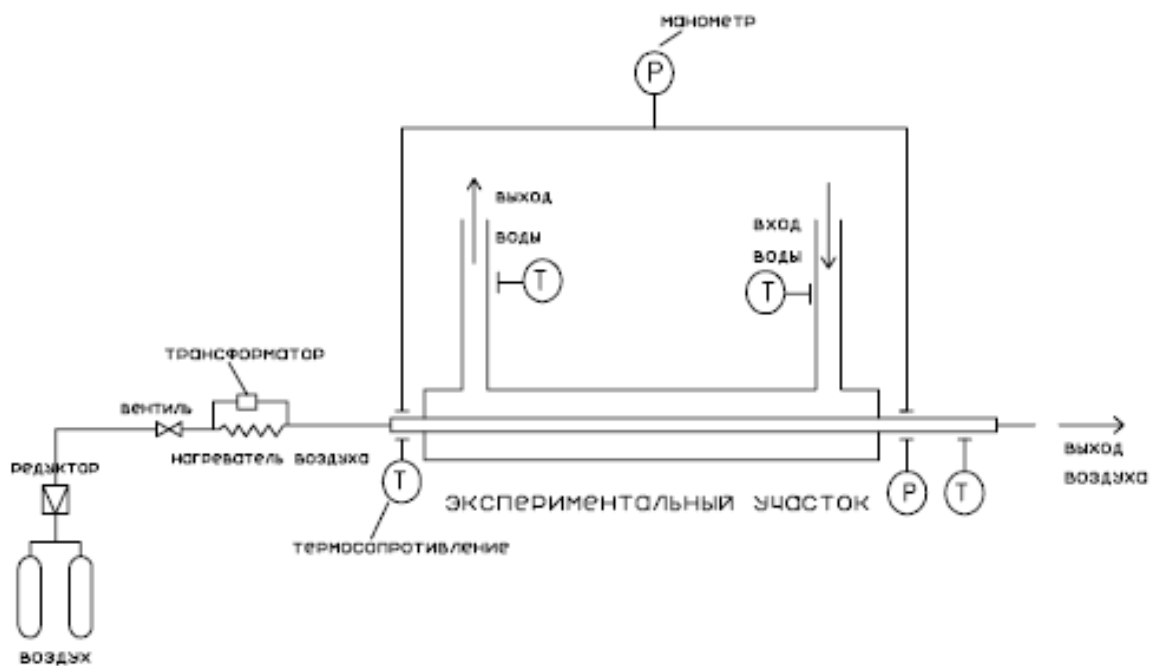


Рисунок 1. Схема экспериментальной установки

Установка представляет собой разомкнутый контур, работающий на воздухе. Воздух из баллонной батареи через редуктор поступает в электрический подогреватель, состоящий из

навитой на асбестовые ребра нихромовой проволоки, расположенных в электро- и термоизолирующей асбестовой трубе. Эта труба в свою очередь находится в герметичной стальной трубе, во фланцах которой установлены механические фильтры, препятствующие попаданию нежелательных включений в измерительные станции и экспериментальный участок. Нагретый воздух, пройдя измерительную станцию, где происходит отбор параметров температуры и давления, поступает на экспериментальный участок, охлаждается водой, протекающей в кольцевом канале. Переход с режима на режим производится путем соответствующих расходов воздуха и воды.

Для регулирования расхода воздуха предусмотрен вентиль. На выходе из экспериментального участка установлена диафрагма-расходомер, работающая при сверхкритическом перепаде давлений, что упрощает измерение расхода воздуха, позволяет определить давление и температуру воздуха перед диафрагмой, а не на ней. Затем охлажденный на экспериментальном участке воздух выбрасывается в атмосферу.

Экспериментальный участок состоит из сборно-разборного теплообменника типа «труба в трубе». Воздух подается через внутреннюю трубу, а в кольцевом зазоре протекает вода. В теплообменнике применяется схема «противоток», что дает возможность снимать с горячего теплоносителя больше теплоты.

Схема измерений. В процессе экспериментов измеряются температура газа на входе T_{g1} и на выходе T_{g2} теплообменника, расход газа G_g , температура охлаждающей воды на входе T_{11} и на выходе T_{12} теплообменника, расход воды G_1 .

Средний коэффициент теплоотдачи в трубе вычисляется по определенному в ходе эксперимента коэффициенту теплопередачи, известному коэффициенту теплоотдачи в кольцевом канале и известному тепловому сопротивлению стенки.

Для определения температуры воздуха на входе и выходе экспериментального участка, температуры воды используются термометры сопротивления ТП-198-0, а в качестве вторичного прибора - прецизионный преобразователь сигналов ТС и ТП «ТЕРКОН».

Методика обработки экспериментальных данных. Количество тепла, переданного на этом участке от воздуха к воде, рассчитывается по изменению температуры воздуха:

$$Q_g = G_g \cdot C_{p_g} \cdot (T_{g1} - T_{g2}),$$

где G_g - расход газа, $\text{кг}/\text{с}$;

C_{p_g} - средняя теплоёмкость газа, $\frac{\text{Дж}}{(\text{кг} \cdot \text{с})}$;

T_{g1} - температура газа на входе, K ;

T_{g2} - температура газа на выходе, K .

Для контроля теплового баланса количество переданного тепла определяется по изменению температуры воды:

$$Q_1 = G_1 \cdot C_{p_1} \cdot (T_{12} - T_{11}),$$

где G_1 - расход воды, $\text{кг}/\text{с}$;

C_{p_1} - средняя теплоемкость воды, $\text{кг}/\text{с}$;

T_{12} - температура охлаждающей воды на выходе, K ;

T_{11} - температура охлаждающей воды на входе, K .

Утечками тепла вовне можно пренебречь, так как температура охлаждающей воды, протекающей снаружи, незначительно отличается от температуры окружающей среды.

Среднелогарифмический температурный напор между воздухом и водой (при противотоке):

$$\overline{\Delta T_{\log}} = \frac{(T_{g1} - T_{12}) - (T_{g2} - T_{11})}{\ln \frac{T_{g1} - T_{12}}{T_{g2} - T_{11}}}.$$

Средняя температура охлаждающей воды:

$$\overline{T_1} = \frac{T_{11} + T_{12}}{2}.$$

Средняя температура горячего газа:

$$\overline{T_g} = \overline{T_g} + \overline{\Delta T_{\log}} = \frac{T_{11} + T_{12}}{2} + \overline{\Delta T_{\log}},$$

где $\overline{\Delta T_{\log}}$ - среднелогарифмический температурный напор между воздухом и водой (при противотоке), K .

Коэффициент теплоотдачи, отнесенный к внутренней поверхности трубы:

$$K = \frac{Q_g}{\pi \cdot D \cdot l \cdot \overline{\Delta T_{\log}}},$$

где Q_g - количество тепла, переданного от воздуха к воде, Bm ;

D - внутренний диаметр трубы, m ;

l - длина трубы, m .

Коэффициент теплопередачи от воздуха к стенке:

$$\alpha_g = \frac{1}{\frac{1}{K} - \frac{D}{2 \cdot \lambda_{cm}} \cdot \ln \frac{D_u}{D} - \frac{D}{D_u \cdot \alpha_1}},$$

где D_g - наружный диаметр трубы, m ;

λ_{cm} коэффициент теплопроводности материала стенки, $Bm / (m \cdot K)$;

α_1 - коэффициент теплоотдачи от стенки к воде, $Bm / (m^2 \cdot K)$.

Коэффициент теплоотдачи от стенки к воде α_1 определяется по следующей формуле:

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_s},$$

где Nu_1 - критерий Нюссельта для трубы с канавками.

Критерий Нюссельта для трубы с канавками:

$$\frac{Nu_1}{Nu_{2l}} = 1 + 0,64 \left[1 - \exp \left(-35,8 \cdot \frac{h}{d_3} \right) \right] \left(1 - 0,274 \cdot \frac{t}{d_3} \right),$$

где $h = 0,5 \cdot (D_n - d_n)$ - глубина канавок, м;

$d_3 = D - D_n$ - эквивалентный диаметр кольцевого канала, м;

t - шаг канавок, м.

Для гладкой трубы:

$$Nu_{2l} = 0,017 \cdot Re_1^{0,8} \cdot Pr_1^{0,4} \cdot \left(\frac{Pr_1}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} \cdot \left(\frac{D}{D_n} \right),$$

где Re – критерий Рейнольдса;

Pr – критерий Прандтля.

Так как α_1 существенно выше α_g (отношение α_1 / α_g порядка 50...100 и больше), то погрешности в определении α_1 несущественно влияют на точность определения среднего коэффициента теплоотдачи в трубе. Так, например, если погрешность определения α_1 составляет 20%, погрешность измерения $K = 5\%$, отношение $\alpha_1 / \alpha_g = 100$, то погрешность определения коэффициента теплоотдачи по горячей стороне $\delta\alpha_g = 5,3\%$. При $\alpha_1 / \alpha_g = 50$ $\delta\alpha_g = 5,6\%$. Даже если $\delta\alpha_g$ вырастет на 50%, то в первом случае $\delta\alpha_g = 5,6\%$, во втором $\delta\alpha_g = 6,2\%$, то есть возрастает незначительно. Следовательно, данная методика обеспечивает достаточно высокую точность определения среднего коэффициента теплоотдачи в трубе в случае интенсификации теплообмена, когда коэффициент теплоотдачи в кольцевом канале вычисляется с меньшей точностью, чем в гладком канале.

Следует отметить, что данная методика исключает измерение температуры стенки, что позволяет значительно упростить конструкцию экспериментальных участков. Это особенно важно для исследования интенсификации теплообмена, когда приходится большое число вариантов турбулизаторов. Кроме того, повышается и надежность самих данных, так как проблема достоверного измерения температуры стенки трубы с турбулизаторами является весьма трудной.

На рисунке 2 сопоставляются эффективность использования различных методов интенсификации теплообмена.

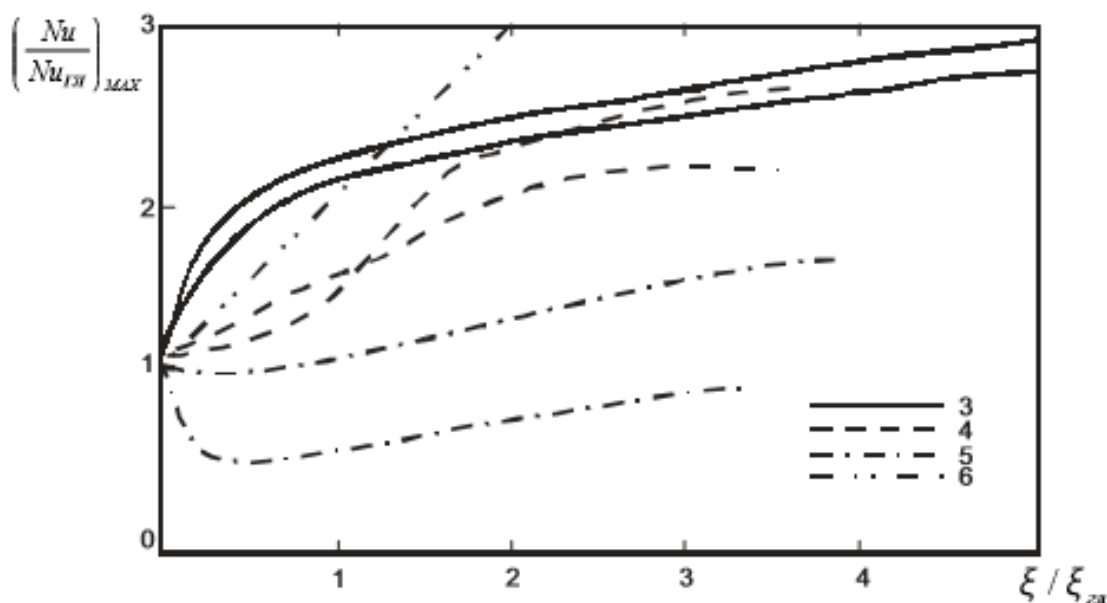


Рисунок 2. Максимальное увеличение теплоотдачи при допустимом увеличении гидравлического сопротивления ξ/ξ_{2l} при $Re = 10^4$

При $Re = 10^4$ закрученная лента, представленная на рисунке 3, показывает результат $\alpha_1 / \alpha_{гг} = 2,34...1,8$ и $(\xi / \xi_{гг}) = 4,05...2,5$, что позволяет уменьшать объем аппарата на $0,53...0,64$. С ростом Re эффективность ленточных вставок существенно падает: для $Re = 10^5$ получено $\alpha_1 / \alpha_{гг} = 1,88...1,49$ и $(\xi / \xi_{гг}) = 5,55...1,65$, что уменьшает объем на $0,822...0,7$. Следует отметить, что ни при каких значениях чисел Re и шагах закрутки ленты не удалось получить $\alpha_1 / \alpha_{гг} > \xi / \xi_{гг}$, то есть опережающего увеличения коэффициента теплоотдачи по сравнению с ростом гидравлического сопротивления.

Эффективность шнековых вставок значительно ниже ленточных. Для шагов закрутки $S/D = 4...12$ получается $\alpha_1 / \alpha_{гг} = 1,75...1,16$ и $(\xi / \xi_{гг}) = 4,74...2,64$ при $Re = 10^4$ и $\alpha_1 / \alpha_{гг} = 0,88...0,58$ и $(\xi / \xi_{гг}) = 3,40...1,38$ при $Re = 10^5 = 1,90...2,67$.

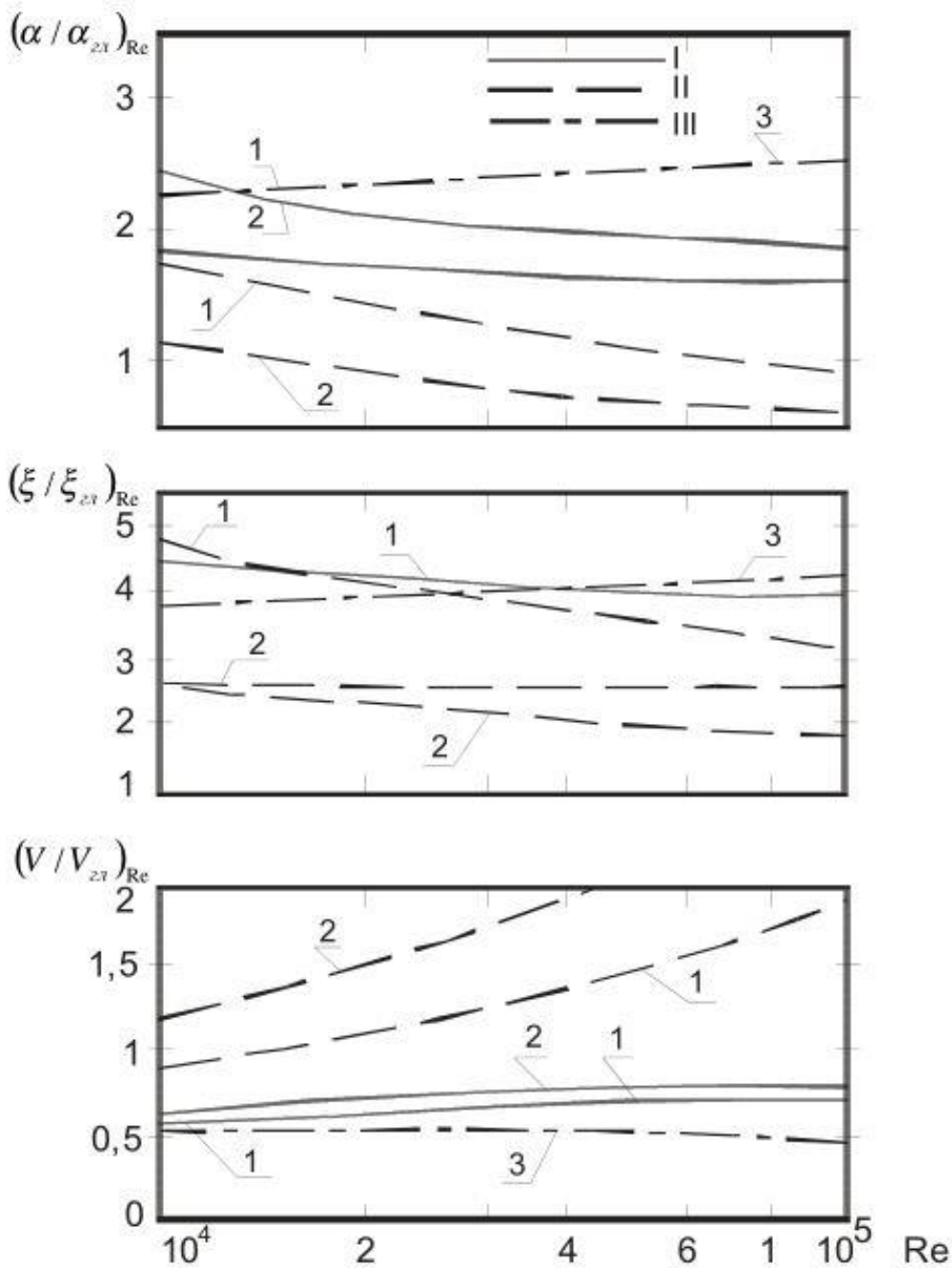


Рисунок 3. Влияние числа Re на увеличение коэффициентов теплообмена $(\alpha / \alpha_{zл})_{Re}$, гидравлического сопротивления $(\xi / \xi_{zл})_{Re}$ и на отношении объемов теплообменных аппаратов $V / V_{zл}$: I - закрутка потока винтовой лентой; II - закрутка потока шнеком; III - кольцевые диафрагмы; 1 - $S / D = 4$; 2 - 10; 3 - кольцевые диафрагмы с $d / D = 0,94$ и $t / D = 0,25$

Таким образом, незначительное повышение эффективности ($V/V_{2l} < 1$) можно получить при $S/D=4$ и $Re=10^4$. С ростом Re и S/D величина $V/V_{2l} > 1$, т. е. применение шнековых вставок даёт отрицательный результат, поскольку ухудшает параметры теплообменных аппаратов.

Использование кольцевых турбулизаторов позволяет в характерном для теплообменных аппаратов диапазоне изменения чисел $Re=10^4-10^5$ обеспечить стабильное увеличение теплоотдачи в 2,3...2,43 раза при росте гидравлического сопротивления в 3,8...4,15 раза, что даёт возможность получить $V/V_{2l}=0,52...0,50$ или уменьшить объём в 1,95...2,00 раза. Опережающий рост теплоотдачи в таких трубах достигается при значениях $d/D=0,97...0,98$, при этом $V/V_{2l}=0,5...0,6$.

Другие методы закрутки (спиральные каналы, закрутка потока на входе в канал, спиральные проволочные вставки, спиральные или продольные рёбра внутри труб) менее эффективны, чем рассмотренные выше. Также менее эффективны такие методы, как организация пульсаций потока с помощью установленных на входе специальных пульсаторов и использование шероховатых поверхностей.

Литература

1. Дрейцер, Г.А. Расчет конвективного теплообмена в трубе с периодическими выступами / Г.А.Дрейцер, С.А.Исаев, И.Е.Лобанов // Труды МАИ / МАИ. М., 2003.
2. Кузма-Китча, Ю.А. Методы интенсификации теплообмена: учеб. пособ. по курсу «Методы интенсификации теплообмена» / Ю.А.Кузма-Китча. М.:Изд-во МЭИ, 2001. 112с.
3. Щербаченко, И. К. Исследование интенсификации теплообмена в трубах с кольцевыми турбулизаторами плавной конфигурации / И. К. Щербаченко. М.: Изд-во МЭИ, 2003. С. 151-154.

УДК 62-6

СТРУЙНО-КАПЕЛЬНЫЙ ИЗЛУЧАТЕЛЬ. МАТРИЧНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Иванова О.А., Болбас И.А., Логоненков Р.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Сапун Н.Н.

Для радиоэлектронной, вычислительной и криогенной техники, авиации и космонавтики характерно использование особого типа теплообменных аппаратов – компактных, таких как тепловые трубы, матричные, капельные и струйно-капельные излучатели и др. При их создании и расчете необходимо учитывать не только особенности, характерные для данного типа теплообменника, но и условия, в которых теплообменник работает.

Струйно-капельный излучатель. В нем рабочая жидкость не заключается внутри кожуха или систем труб, вместо этого нагретая жидкость непосредственно выводится в космическое пространство, где она охлаждается вследствие процессов излучения без участия конвекции и теплопроводности. Это может привести к уменьшению массы единицы теплообменной поверхности и излучателя более чем на порядок и к повышению компактности теплообменного аппарата.

На рис.1 приведена схема такого теплообменника, получившего название жидкостного капельного радиатора (ЖКР), в нашей стране он больше известен как струйно—капельный излучатель (СКИ).

Теплоноситель 2 прокачивается через теплообменник 1 и подается в генератор капель 3, который представляет собой камеру высокого давления с большим числом отверстий микронного размера. Жидкость в виде струек вытекает из отверстий. Под воздействием вибрации эти струйки разбиваются на капли 4 определенного диаметра с равными промежутками между ними. Разбиение обеспечивает максимальную свободную поверхность капли при заданном объеме. Путем ориентации отверстий создается направленный поток капель, падающий в коллектор 5. Отвод теплоты происходит на участке между генератором и коллектором только излучением. В коллекторе капли объединяются в единый поток, который с помощью насоса 6 возвращается в теплообменник 1.

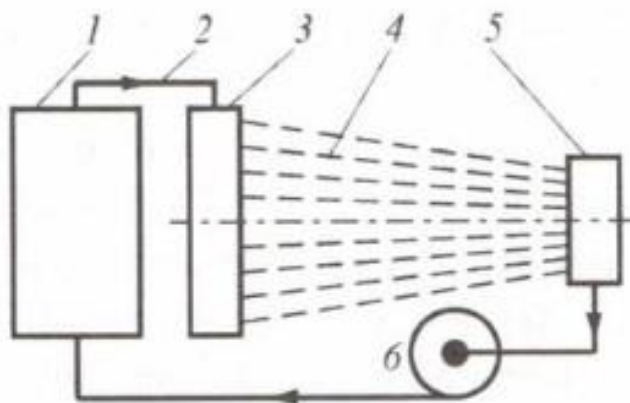


Рисунок 1. Схема струйно-капельного излучателя
(1 – теплообменник, 2 – теплоноситель, 3 – генератор капель, 4 – капли, 5 – коллектор, 6 – насос)

Преимущества СКИ:

1. Компактность.
2. Излучающая поверхность СКИ нечувствительна к воздействию потоков микрометеоритов (исключая возможность пробоя).

3. Обеспечивается достаточная простота развертывания СКИ в космосе при помощи раздвижного устройства.
4. В сложенном положении СКИ занимает малый объем в грузовом отсеке транспортного корабля или ракеты-носителя.
5. В течение длительного периода времени СКИ могут работать в заданном температурном интервале.

При разработке энергосистем, работающих в условиях Земли, обычно стремятся спроектировать силовые установки с высоким термическим КПД или низкими эксплуатационными расходами. Количество теплоты, которое может быть отведено излучением от площади определенных размеров, обычно меньше количества теплоты, которое можно было бы отвести при наличии конвекции и теплопроводности. Особенности теплообмена в космическом пространстве не позволяют использовать для обеспечения теплового режима готовые, апробированные в земных условиях технические решения. Трудности же, а иногда и невозможность воспроизведения условий теплообмена космического аппарата во время полета, при испытаниях в земных условиях делают часто расчет единственным средством получения информации о распределении температур по элементам космического аппарата. Только математическое описание и тепловой расчет дают возможность наиболее полно и однозначно представить тепловые взаимодействия, выделить основные параметры, характеризующие их, проверить влияние этих параметров на температурное состояние тех или иных элементов и в конечном счете получить зависимости, позволяющие прогнозировать возможные температуры при любых внешних и внутренних тепловых возмущениях.

При выполнении теплового расчета СКИ можно отметить следующие основные задачи:

- 1) определение параметров СКИ и проведение тепловых расчетов для сравнения различных вариантов и выбора оптимального;
- 2) выбор теплоносителя, его расход, запас для компенсации потерь за счет испарения;
- 3) определение необходимой площади радиационных поверхностей (размеров капель и капельного листа, параметров генератора и коллектора капель);
- 4) определение скорости и времени полета капель от генератора до коллектора капель.

При разработке расчетной модели СКИ сначала выбирают его схему. Излучающей поверхностью СКИ является капельный поток, который может иметь разные геометрические параметры и оптические характеристики, поэтому рассматривают два варианта расчета СКИ.

Первый вариант – при низкой капельной плотности капли излучают тепловую энергию независимо друг от друга. Такой вариант СКИ отличается наименьшей массой при наибольших размерах. Такой СКИ может применяться при использовании в качестве теплоносителей вакуумных масел или силиконовых жидкостей, которые обладают высокой излучательной способностью (от 0.5 до 0.85). В данном случае используется модель оптически тонкого капельного слоя.

Второй вариант расчета СКИ – при более высокой капельной плотности. В этом случае возрастает оптическая толщина капельного листа, поэтому излучение капель, расположенных ближе к центральной части листа, ослабляется соседними каплями. Тем не менее, суммарная излучательная способность капельного листа увеличивается благодаря многократному отражению соседними каплями, в связи с чем снижается необходимая площадь излучения листа.

При выборе теплоносителя для СКИ возникает много проблем, которые требуют своего решения, но главной является проблема обеспечения минимальных потерь капельной жидкости за счет испарения.

Матричные теплообменники. Матричные теплообменные аппараты — аппараты нового типа, как в конструктивном, так и в технологическом отношении. Поверхностью теплообмена в таких аппаратах служит матрица – многослойный пакет, набранный из

металлических сеток или перфорированных пластин (ПП), между которыми в чередующемся порядке уложены прокладки (рис. 2). Слои сеток или перфорированных пластин являются теплопередающими элементами матричной поверхности. Прокладки определяют число и форму каналов для движения теплоносителей, а их перемычки формируют стенки между каналами и обеспечивают герметичность матрицы.

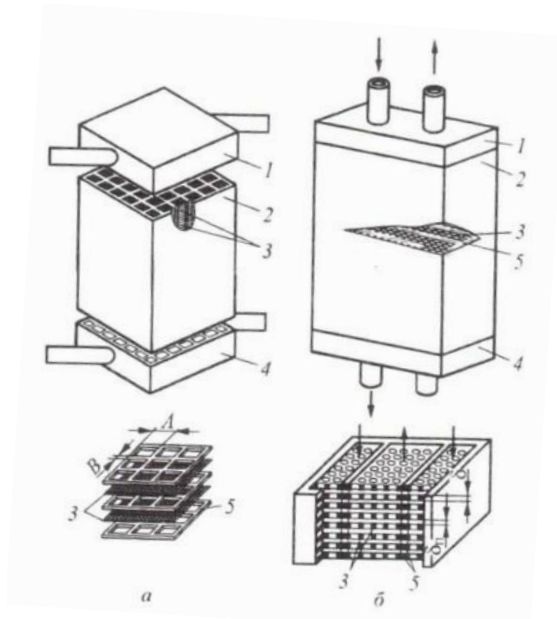


Рисунок 2. Конструктивные схемы матричных теплообменников: сетчатого с шахматным расположением каналов (а), из ПП с параллельным расположением каналов (б); (1, 4 – коллекторы, 2 – матрица, 3 – элемент поверхности теплообмена, 5 – прокладка)

Преимущество матричных теплообменников перед пластинчато-ребристыми – это работоспособность при высоком давлении (20 МПа и выше). Однако широкое применение этих аппаратов ограничено относительно сложной, но в то же время прогрессивной и перспективной технологией их изготовления.

В сетчатых теплообменниках применяют плетеные или листовые сетки из меди, латуни или других металлов с высокой теплопроводностью, в качестве прокладок используют неметаллические материалы с малой теплопроводностью: бумагу, стеклоткань, полимерные материалы и др. Герметизацию таких конструкций осуществляют с помощью специальных клеев, наносимых на прокладки. В таких конструкциях теплопроводность матрицы в поперечном направлении (вдоль слоя элемента) велика, в продольном (от коллектора к коллектору) — мала. Эта особенность конструкции матричных аппаратов обуславливает их высокую эффективность.

Для изготовления матричных аппаратов из ПП или листовой сетки применяют вакуумно-диффузионную сварку. В таких сварных аппаратах прокладки выполняют из металла, теплопроводность которого значительно ниже, чем у ПП. Сварные теплообменники работоспособны при высоком давлении (до 40 МПа) и в широком диапазоне температур (от 5 до 673 К) при использовании различных теплоносителей — воды, масла, керосина, воздуха, гелия и других жидкостей, и газов. Теплопроводность таких матриц в продольном направлении выше, чем у клееных, однако отклонение размеров каналов от номинальных в таких конструкциях минимально.

Сетчатые теплообменники можно изготавливать из латунной плетеной сетки, что обуславливает определенную схему расположения каналов в поперечном сечении матриц теплообменника. Наиболее рациональным является шахматное расположение каналов квадратной формы со сторонами, параллельными проволочкам сетки (рисунок 3, а).

В конструкции с параллельными каналами (рисунок 3, б) сечения каналов для разных потоков могут быть различными в зависимости от ширины каналов при одинаковой длине. В этом случае плетеную сетку располагают в диагональном направлении, при котором проволочки составляют угол в 45 градусов с направлением каналов.

Теплообменники с матрицами из ПП могут иметь каналы самой разнообразной формы и расположения по сечению аппарата; отверстия перфорации могут быть квадратными,

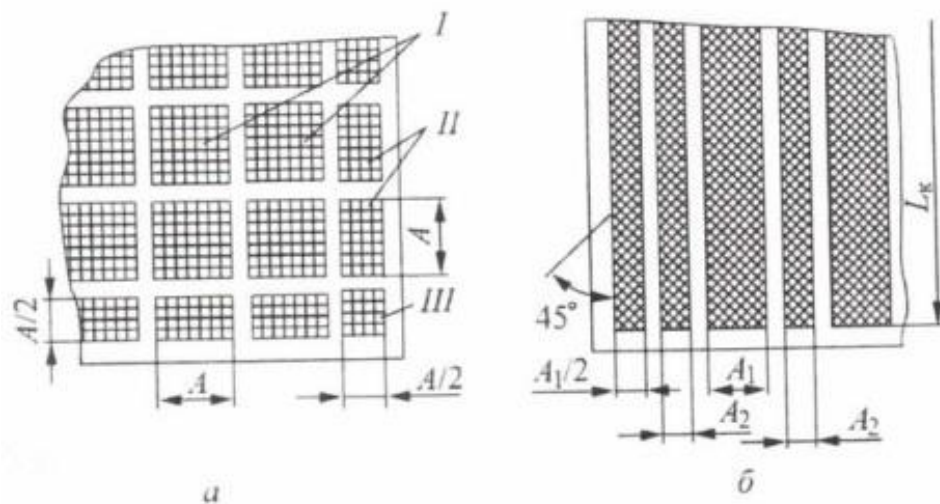


Рисунок 3. Схемы расположения проволочек плетеной сетки по отношению к сторонам каналов при шахматном (а) и параллельном (б) размещении

круглыми, овальными, щелевыми и др. (рисунок 4). Исходными заготовками служат листы из меди, алюминия, алюминиевых и медных сплавов различной толщины. Шаг расположения отверстий и их диаметры могут меняться в широком диапазоне.

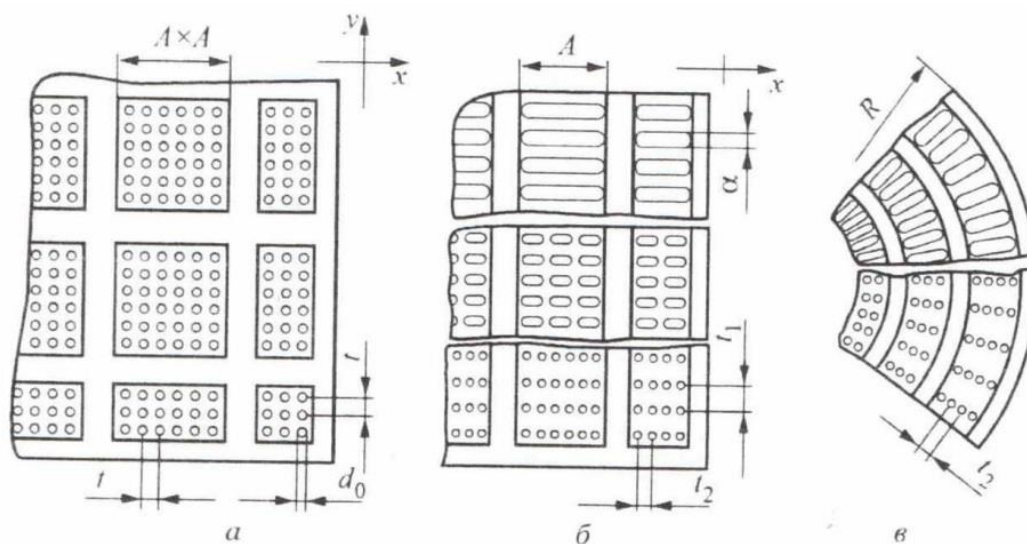


Рисунок 4. Формы отверстий перфорации и схемы их рационального размещения в пластине при шахматном (а), параллельном (б) и концентрическом (в) расположении каналов

Наибольшее распространение получили ПП с круглыми отверстиями, применимые практически при любом расположении каналов.

Матричные поверхности теплообмена имеют регулярную структуру, их геометрические характеристики можно точно рассчитать по известным исходным параметрам.

Тепловой и гидродинамический расчеты матричных теплообменников принципиально не отличаются от расчетов пластинчато-ребристых аппаратов. При расчете

гидродинамического сопротивления также следует определять все составляющие потерь давления, однако в матричных аппаратах основную долю потерь составляет собственное гидравлическое сопротивление матриц.

Литература

1. Теплотехника: учебник для вузов / под общ. ред. А.М. Архарова, В.Н. Афанасьева. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Изд-во МГТУ им Н.Э. Баумана, 2011. – 792 с. : ил.

УДК 621.548

АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИЛЫ ВЕТРА ДЛЯ ЗАДАЧ ВЕТРОЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Ковтун Г.К.

Научный руководитель - д.ф.-м.н., доцент Доброго К.В.

Для моделирования ветроэлектрогенерации в системе «Генератор – накопитель – потребитель», отладки алгоритмов управления работой накопителей электроэнергии необходимы модели генерации адекватные реальным графикам силы ветра и близкие к ним по основным статистическим характеристикам, - имитационные модели ветрогенерации.

Одним из подходов к моделированию графика силы ветра является использование стохастических моделей, например, «броуновского движения» [1]. Другие статистические методы и примеры моделирования сложных систем приводятся в [2,3]. Однако для создания таких моделей необходимо знание основных статистических характеристик реальных графиков силы ветра для использования этих данных при конструировании и настрое соответствующих моделей.

Первичные данные по силе ветра в Беларуси формируются гидрометеослужбой Беларуси или в рамках заказных исследований, например, при проектировании крупных ветропарков. На портале Гидрометра РБ [4] имеются среднемесячные данные по силе ветра по направлениям для ряда населенных пунктов. Данные получены в основном при 10 минутном осреднении показаний анемометров. Здесь же имеются прогностические карты. На сайте [5] имеются метеорологические данные по нескольким десяткам населенных пунктов Беларуси, полученные на высоте 10-12 метров с интервалом 3 часа.

В СНБ 2.04.02-2000 «Строительная климатология» приводятся данные по среднегодовой силе ветра для различных регионов Беларуси. Скорость ветра определяется по усредненному показателю анемометра за 2- 10 минут. Даны средние скорости за холодный период, максимальная из средних скоростей по румбам в январе, среднее число дней с скоростью более 10 м/с за холодный период.

Более детальные данные по скорости ветра в широком доступе имеются для Российской Федерации. На сайте высотной метеорологической мачты г. Обнинска [6] имеются архивы метеоданных с часовым интервалом за период более 10 лет. Применение таких данных позволяет осуществить построение функций распределения скорости ветра, анализа суточной, недельной, месячной и годовой изменчивостей распределения ветра, хотя для нужд конкретных проектов, необходимо использовать местные метеорологические данные.

В данной работе проведен анализ вариабельности месячных и годовых графиков силы ветра, а также автокорреляционные функции этих графиков основанный на метеорологических данных. Показаны также различия статистических характеристик графиков силы ветра на разных высотах измерения.

Определим вариабельность распределений скорости ветра, установленных за два последовательных периода времени F_1 и F_2 как относительная величина среднеквадратичных отклонений этих распределений друг от друга

$$Var(F_1, F_2) = \frac{1}{\max(F_1)} \sqrt{\frac{1}{N_{\max}} \sum_i^{N_{\max}} (F_1(i\Delta x) - F_2(i\Delta x))^2}, \quad (1)$$

Стандартным шагом по скорости для распределения является $\Delta x = 1$ м/с.

На рисунках 1-6 приведены статистические характеристики графиков силы ветра.

На рис.1 приводится характерное месячное распределение силы ветра для трех высот измерения (8, 121, 321 м) за летний сезон - июль 2016. Оси абсцисс соответствует скорость ветра с шагом 1 м/с. Оси ординат - доля зарегистрированных значений скорости ветра в

пределах шага от общего числа зарегистрированных значений за обозначенный период. Из графика видно, что максимальное значение ветра и среднестатистическое его значение выше для больших высот измерения. При этом разница между полем скоростей на высотах 121 и 321 м невелика. Это связано с естественным торможением потока при взаимодействии с рельефом и поверхностными препятствиями.

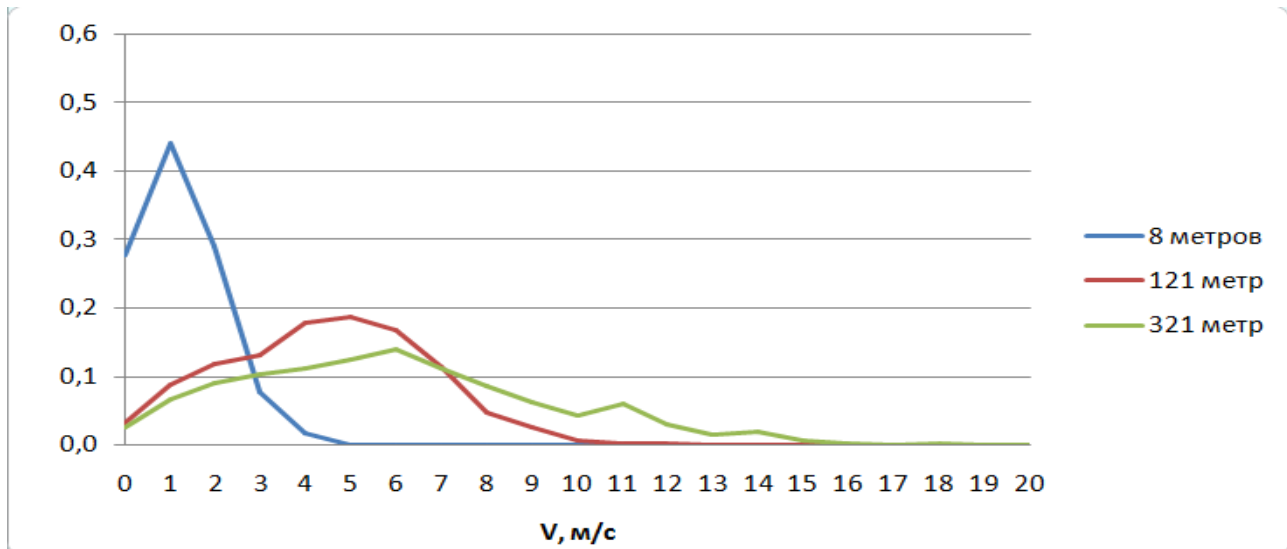


Рисунок 1. Характерное месячное распределение силы ветра для трех высот измерения (8, 121, 321 м). Летний сезон, июль 2016. Обозначение кривых – в поле графика

Аналогичный график распределения силы ветра за декабрь 2015 приведен на Рис.2. В целом графики Рис.1,2 схожи, однако средняя сила ветра в зимний сезон существенно выше, а также сильнее выражено различие значения скорости ветра по мере удаления от поверхности Земли.

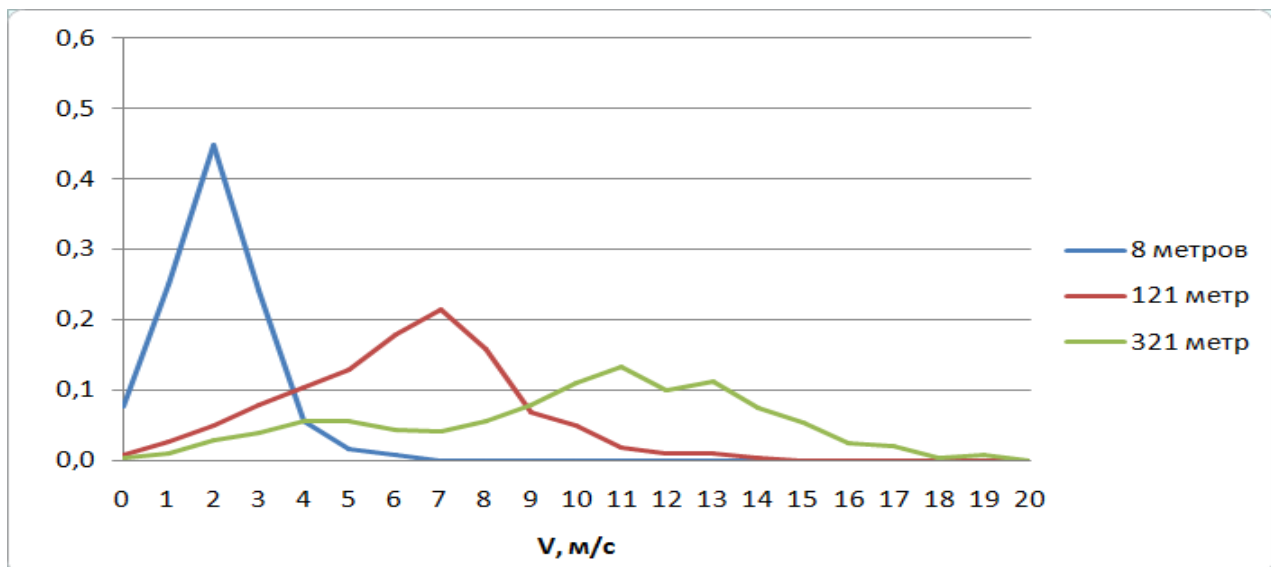


Рисунок 2. Характерное месячное распределение силы ветра для трех высот измерения (8, 121, 321 м). Зимний сезон, декабрь 2015.

На Рис.3. представлено среднегодовое распределение силы ветра за 2016 год.

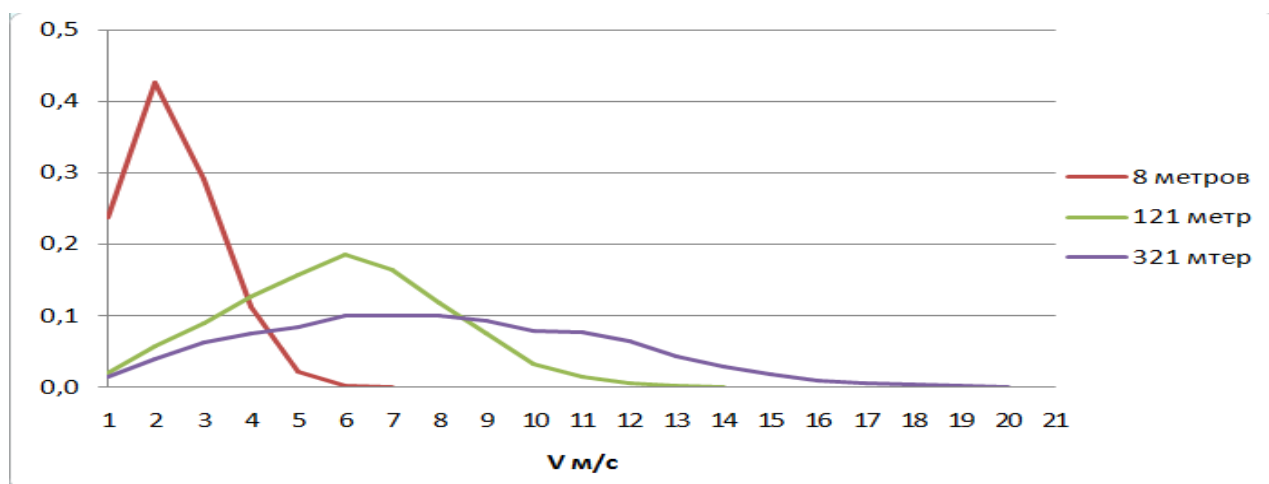


Рисунок 3. Среднегодовое распределение силы ветра для трех высот измерения за 2016 год.

На Рисунок 4. представлена вариабельность месячных распределений силы ветра за 2016 год (для трех высот измерений). По оси абсцисс указан порядковый номер сравниваемых помесечных данных (1 соответствует сравнению первого и второго календарного месяцев и т.д.). Ось ординат представлена относительной величиной, вычисляемой по (1).

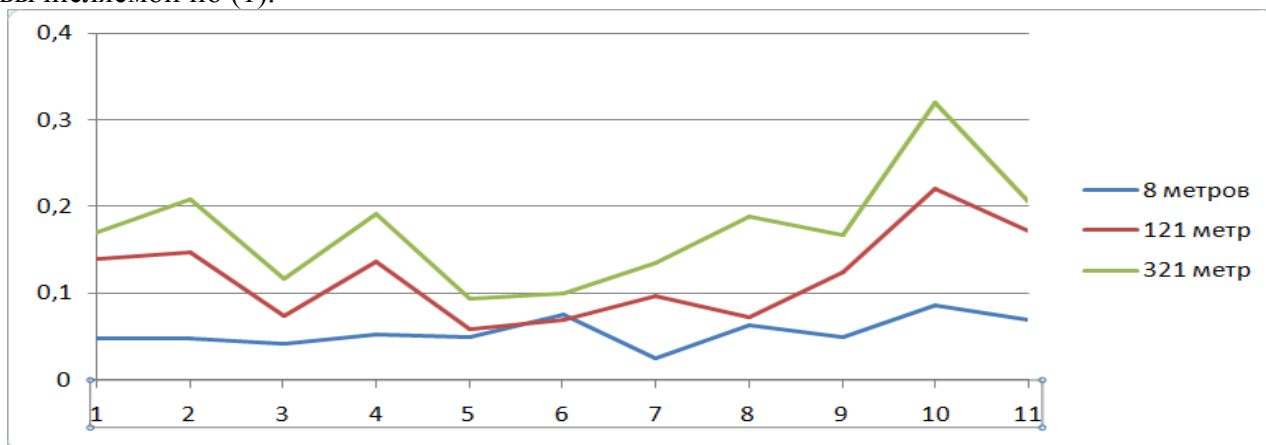


Рисунок 4. Вариабельность месячных распределений силы ветра за 2016 год (для трех высот измерений).

Аналогичный график вариабельности, но уже для среднегодовых распределений силы ветра (с 2010 по 2016 год) представлен на Рис 5. Здесь каждое деление оси абсцисс представляет собой порядковый номер сравниваемых годовых распределений. 1 соответствует сравнению данных за 2010 и 2011 гда, 2 – данных за 2011 и 2012 года и т.д.

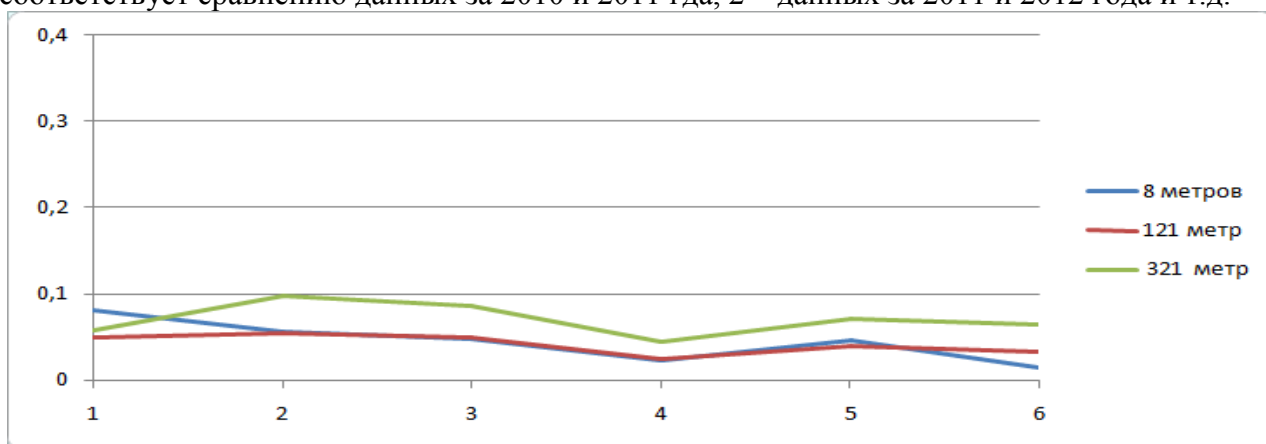


Рисунок 5. Вариабельность годовых распределений силы ветра 2010-2016 гг. (для трех высот измерений).

Анализируя графики вариабельности, можно отметить следующее:

1. Годовые вариабельности силы ветра существенно ниже (до 2 раз) месячных вариабельностей;
2. В течение года имеет место существенное сезонное изменение силы ветра (с усилением ветра в зимний период) и вариабельности силы ветра, достигающей относительного значения ~ 0.3 .
3. В течение периода 2010-2016 года имеется незначительная, но постоянная тенденция к уменьшению среднегодовой вариабельности силы ветра
4. Вариабельность годовых распределений ветра, измеренных на высоте 8 и 121 метр практически совпадают, в то время как эта же величина на высоте 321 м выше.
5. Вариабельность месячных распределений выше для более высотных измерений.
6. Вариабельности месячных и годовых распределений для силы ветра измеренной на высоте 8 метров близки и находятся в диапазоне 0.05- 0.1.

На рисунках 6-7 представлены графики автокорреляции силы ветра в зимний период (декабрь месяц) за два года. Для каждого года: 2015 и 2016 приведено по три графика для трех высот измерений (8 метров, 121 и 321 метр). Ось абсцисс представляет собой последовательные уровни временного ряда, между которыми исследуется корреляционная зависимость, с шагом в 1 час. Ось ординат – величина коэффициента корреляции, на каждом временном интервале.

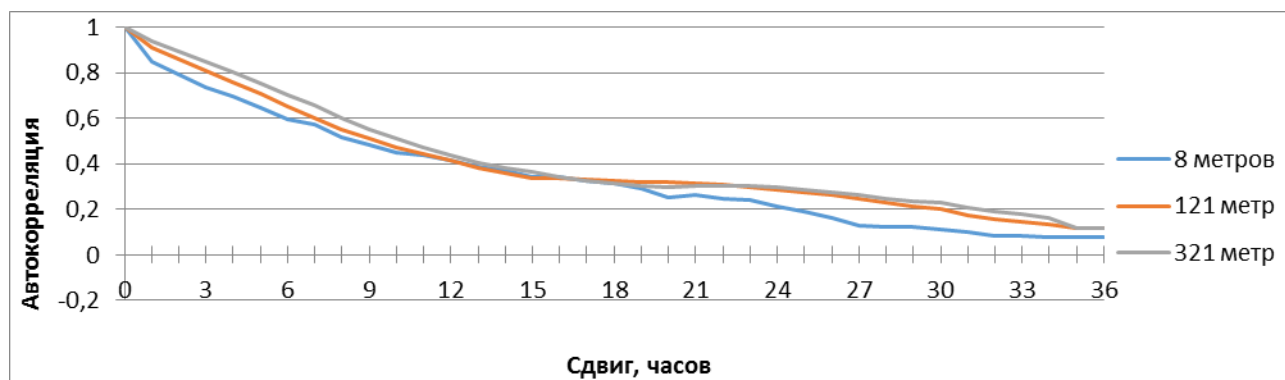


Рисунок 6. Автокорреляционная функция силы ветра за декабрь 2015 года.

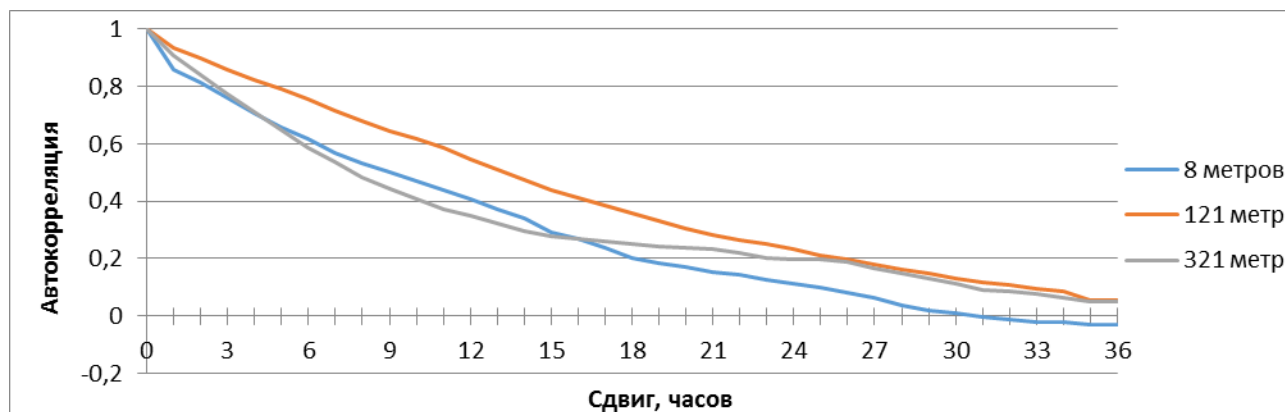


Рисунок 7. Автокорреляционная функция силы ветра за декабрь 2016 года.

На рисунках 9-10 представлены аналогичные графики, но уже за летний период (июль месяц).

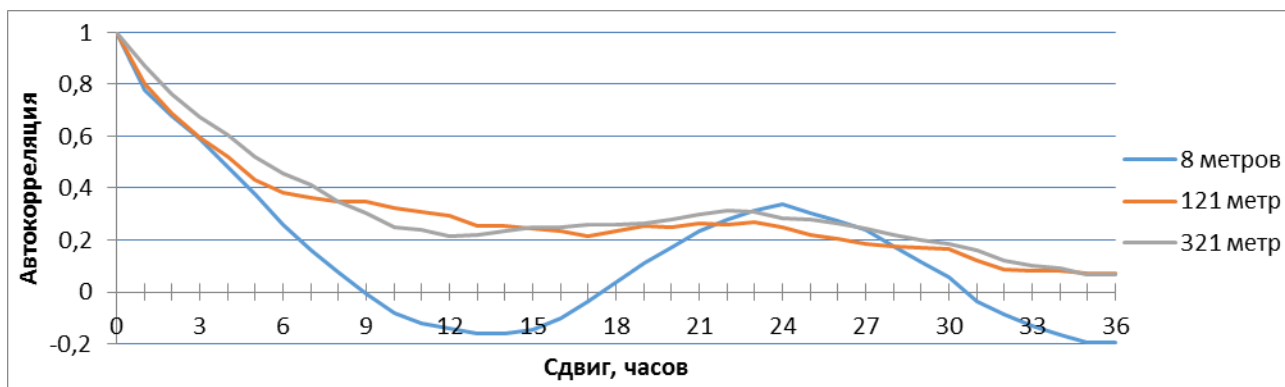


Рисунок 9. Автокорреляционная функция силы ветра за июль 2015 года.

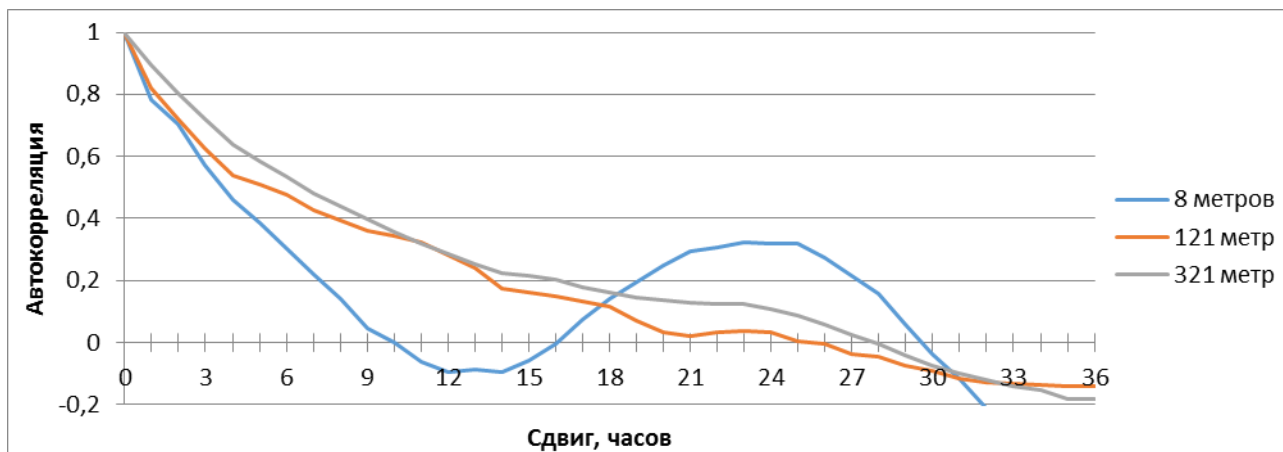


Рисунок 10. Автокорреляционная функция силы ветра за июль 2016 года.

Анализируя графики автокорреляции, можно отметить следующее:

1. Типичное характерное время автокорреляции скорости ветра в зимний период составляет около 9-11 часов.
2. В летний период этот показатель составляет около 4-6 часов.
3. В целом уровень автокорреляции наибольшей высоте – более высокий.
4. На малой высоте показатель автокорреляции более нестабилен, нежели на большей высоте, что связано с большими колебаниями скорости ветра на малых высотах
5. Графики автокорреляции аналогичных периодов за разные годы крайне схожи, что говорит о сезонном изменении скорости ветра.

Выводы

В работе проанализированы статистические характеристики графиков силы ветра по данным метеорологической станции г. Обнинск. Сделаны выводы об основных особенностях месячной и годовой вариабельности распределений силы ветра за последние 6 лет.

Данные исследования будут использованы для построения имитационных моделей силы ветра и ветроэлектрогенерации для оптимального конструирования энергетических систем, связанных с ветроэлектрогенерацией.

Литература

1. Yuanshi Zhang, Aina Tian, Yanlin Pan. Research on Wind Power Simulation Model. Industrial Engineering, Machine Design and Automation (IEMDA 2014) & Computer Science and Application (CCSA 2014). Proceedings of the Congress. World Scientific Publ. 2015. - P.14-130.
2. Philipoppoulos K., Deligiprgi D. Statistical simulation of wind speed in Athens, Greece based on Weibull and ARMA models. Int. J. of Energy and Environment.- 2009.-Issue4.- V.3.- P.151-158.

3. Design and performance optimisation of stand-alone and hybrid wind energy systems E. KONDILI, TEI of Piraeus, Greece коллективной монографии Каделлисса моделирование и экономическая оптимизация
4. Справочник по климату Беларуси [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://hmc.by/справочник-по-климату-Беларуси-Ветер>. – Дата доступа: 15.04.2017
5. Прогноз погоды. Беларусь [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rp5.by>. – Дата доступа: 15.04.2017
6. Высотная метеорологическая вышка карта [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://typhoon-tower.obninsk.org/ru>. – Дата доступа: 15.04.2017

УДК 66.01(076)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ СКОРОСТИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ТРУБАХ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА

Бойко Е.Г.

Научный руководитель – старший преподаватель Космачёва Э.М.

При расчете и выборе теплообменного аппарата проектировщик вынужден принимать ряд величин произвольно, чаще из рекомендуемого диапазона. К такой величине, например, относится скорость движения теплоносителя в трубах теплообменного аппарата. Поэтому приходится делать ряд вариантов расчета, для того чтобы выбрать наиболее рациональный. При таком методе расчета теплообменников объем расчетных вариантов и сам выбор аппарата зависят от субъективных факторов. Поэтому наиболее рационально расчет и выбор теплообменного аппарата рассматривать как задачу оптимизации.

Проектирование теплообменников, входящих в теплотехнологическую систему, должно быть подчинено основной задаче – обеспечению их высокой экономической эффективности. Основной характеристикой экономической эффективности является минимальный уровень приведенных затрат. Формула для определения сравнительной экономической эффективности

$$\min(\Pi) = \min(S + EK), \text{ BYN/год}, \quad (1)$$

где K - капитальные вложения на изготовление аппарата и его монтаж, BYN ;

S - текущие расходы при эксплуатации теплообменника, BYN /год;

E – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, определяющий период окупаемости проекта, год^{-1} .

Скорость теплоносителя в трубах теплообменного аппарата является аргументом, определяющим интенсивность теплообмена, а значит для заданной тепловой нагрузки величину поверхности теплообмена аппарата и, как следствие, габариты, металлоемкость и стоимость его. В то же время от скорости теплоносителя (движущего напора) зависит мощность насоса, то есть расход электроэнергии на его привод, что при неизменных расходах теплоносителей и их стоимости, в основном предопределяет эксплуатационные затраты на теплообменную установку. Выбор оптимального варианта скорости теплоносителя предполагает многовариантные расчеты и поэтому выполнялся с помощью электронных таблиц Excel.

В основу расчетов по определению оптимальной скорости движения воды в трубах теплообменника был положен спроектированный кожухотрубный аппарат, выполняющий функции сетевого подогревателя с тепловой нагрузкой $Q = 8$ МВт (температурный режим воды $t'_B = 40$ °C, $t''_B = 110$ °C, давление греющего насыщенного водяного пара 0,2 МПа) по следующей методике.

Число труб в одном ходу конденсатора

$$n = \frac{4G_B}{\pi d_{BH}^2 \rho_B w_B}, \quad (2)$$

где G_B - расход сетевой воды, кг/с; ρ_B - плотность воды при средней ее температуре, кг/м^3 ; d_{BH} - внутренний диаметр труб, м (приняты трубы диаметром 20x2 мм); w_B - варьируемая скорость воды в трубах теплообменника, м/с.

Расчеты коэффициентов теплоотдачи от пара к поверхности трубы $\alpha_{П}$, от трубы к воде α_B и коэффициента теплопередачи k осуществлялись по классическим методикам теории теплообмена, а поверхность теплообмена аппарата по формуле

$$F = \frac{Q}{k \Delta t_{\text{ср}}}, \text{ м}^2, \quad (3)$$

где $\Delta t_{\text{ср}}$ - средний температурный напор в конденсаторе, °С.

Общее гидравлическое сопротивление теплообменного аппарата по трубному пространству

$$\Delta P = \left(\frac{\lambda_{\text{тр}} L}{d_{\text{вн}}} + \sum \xi \right) \Delta P_{\text{д}}, \text{ Па}, \quad (4)$$

где L - длина труб, $L = \frac{F}{\pi d_{\text{ср}} n z}$, м; $\lambda_{\text{тр}}$ - коэффициент трения стальных труб,

$\lambda_{\text{тр}} = \frac{0,316}{\text{Re}^{0,25}}$; $\Delta P_{\text{д}}$ - динамический напор воды в трубах, $\Delta P_{\text{д}} = \frac{w_{\text{в}}^2 \rho_{\text{в}}}{2}$, Па; $\sum \xi$ - суммарный коэффициент местных сопротивлений, $\sum \xi = (\xi_1 + \xi_2 + \xi_3 + \xi_4) z + \xi_5(z-1)$, где z - число ходов в теплообменном аппарате; ξ - местное сопротивление: ξ_1 - вход воды в камеру, ξ_2 - вход воды в трубы, ξ_3 - выход воды из труб, ξ_4 - выход воды из камеры, ξ_5 - поворот на 180° из хода в ход. Из [1] $\xi_1 = \xi_4 = 1,5$; $\xi_2 = \xi_3 = 1,0$; $\xi_5 = 2,5$.

Мощность насоса, подающего воду в теплообменник,

$$N_{\text{э}} = \frac{G_{\text{в}} \Delta P 10^{-3}}{\rho_{\text{в}} \eta_{\text{н}} \eta_{\text{эд}}}, \text{ кВт}, \quad (5)$$

где $\eta_{\text{н}}$ и $\eta_{\text{эд}}$ - КПД насоса и электродвигателя, приняты $\eta_{\text{н}} = 0,8$ и $\eta_{\text{эд}} = 0,93$.

Годовой расход электроэнергии на перекачку воды

$$\text{Э} = N_{\text{э}} \tau, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}, \quad (6)$$

где τ число часов использования мощности насоса, принято $\tau = 4500$ ч/год.

Начальная стоимость теплообменного аппарата

$$K = \text{Ц}_{\text{Т.А}} \cdot F, \text{ тыс. BYN}, \quad (7)$$

где $\text{Ц}_{\text{Т.А}}$ - стоимость 1 м² поверхности нагрева теплообменного аппарата, принята в расчетах $\text{Ц}_{\text{Т.А}} = 1$ тыс. BYN/м². При расчете условно принято, что капиталовложения по насосной установке остаются постоянными при изменении скорости воды в трубах теплообменника.

Ежегодные эксплуатационные расходы, учитываемые при оптимизационных расчетах

$$S = k_{\text{а}} K + \text{Ц}_{\text{э}} \text{Э}, \text{ тыс. BYN/год}, \quad (8)$$

где $k_{\text{а}}$ - доля годовых отчислений на амортизацию и текущий ремонт теплообменника, $k_{\text{а}} = 0,10$;

$\text{Ц}_{\text{э}}$ - стоимость электроэнергии, на период проведения исследований, $\text{Ц}_{\text{э}} \approx 2$ BYN/(кВт·ч).

Ежегодные приведенные затраты

$$\text{П} = S + E K, \text{ тыс. BYN/год}, \quad (9)$$

где E - нормативный коэффициент эффективности, $E = 0,15$.

По вышеописанной методике проведено аналитическое исследование зависимости годовых отчислений на амортизацию и текущий ремонт аппарата, эксплуатационных расходов и ежегодных приведенных затрат для нескольких значений скорости воды в трубах теплообменника (0,4...1,6 м/с). Некоторые результаты расчета представлены в таблице 1. На

основании проведенного аналитического исследования построены графики зависимостей $EK = f(w_B)$, $S = f(w_B)$, и $\Pi = f(w_B)$ (рисунок 1) и определена оптимальная скорость воды в аппарате, соответствующая минимуму приведенных затрат, которая для принятых исходных данных составила $w_B^{OPT} = 0,8$ м/с.

Таблица 1. Основные результаты расчета

Определяемая величина	Скорость воды w_B , м/с						
	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Число труб в одном ходу	347	278	231	198	174	154	139
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² ·К)	859	904	940	968	992	1012	1029
Поверхность теплообмена, м ²	277	263	253	246	240	235	231
Общее сопротивление теплообменного аппарата по трубному пространству, Па	2884	4873	7516	10878	15022	20008	25892
Мощность насоса, подающего воду в теплообменный аппарат, кВт	0,108	0,183	0,282	0,408	0,563	0,750	0,971
Годовой расход электроэнергии на перекачку воды, кВт·ч	487	822	1268	1835	2535	3376	4369
Начальная стоимость теплообменного аппарата, BYN	276658	262780	252932	245509	239672	234934	230993
Годовые отчисления на амортизацию и текущий ремонт теплообменника, тыс. BYN/год	27,67	26,28	25,29	24,55	23,97	23,49	23,10
Ежегодные эксплуатационные расходы, тыс. BYN/год	28,64	27,92	27,83	28,22	29,04	30,24	31,84
Ежегодные приведенные затраты, тыс. BYN/год	70,14	67,34	65,77	65,05	64,99	65,48	66,49

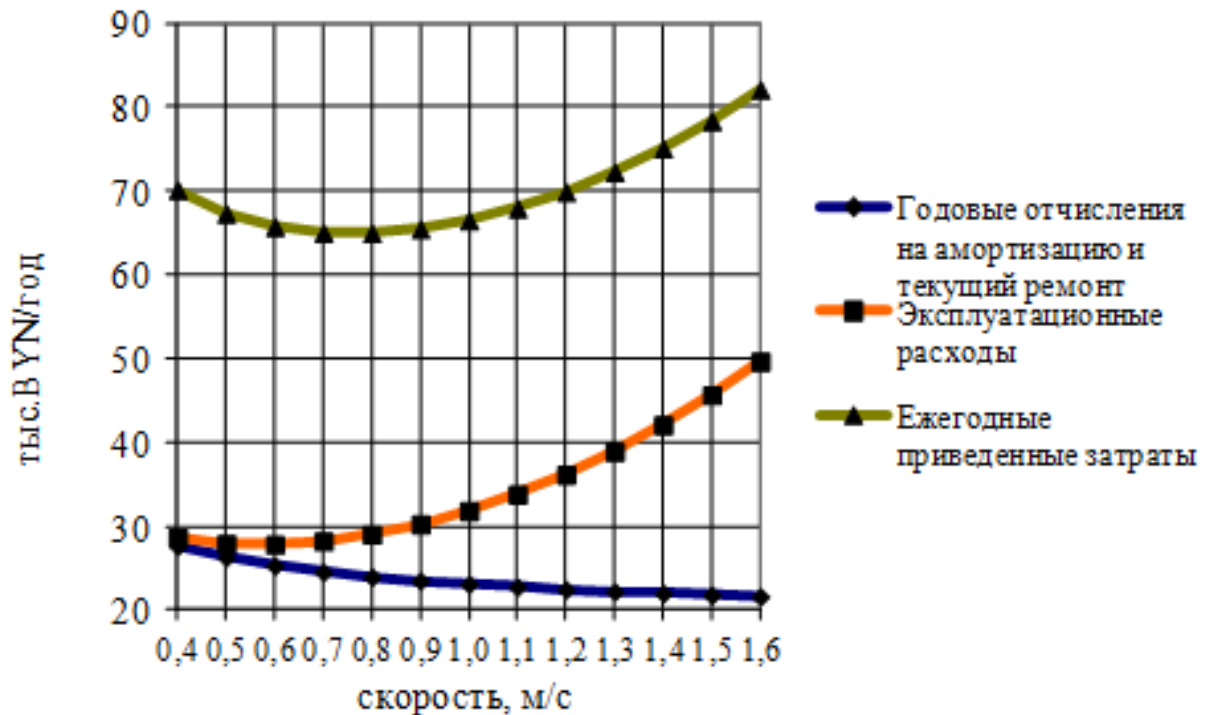


Рисунок 1. Зависимость ежегодных приведенных затрат от скорости теплоносителя в трубах теплообменного аппарата

Литература

1. Дытнерский, Ю.И. Процессы и аппараты химической технологии: учебник для вузов / Ю.И. Дытнерский. – 2-е изд. – М.: Химия, 1995. – 400 с.
2. <http://bank-explorer.ru/finansy/normativnyj-koefficient-effektivnosti-kapitalnyx-vlozhenij.html>
3. <http://mysagni.ru/fea/ait/1214-metodika-rascheta-ekonomicheskoy-effektivnosti-vnedreniya-novoy-tehniki-i-tehnologii.html>

УДК 621.577

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Османов К.О., Хатянович П.П.

Научный руководитель – старший преподаватель Космачёва Э.М.

Экономия топливно-энергетических ресурсов на предприятиях любого профиля достигается повышением энергетического КПД оборудования путем улучшения организации технологических процессов и режимов работы машин и аппаратов (сокращения непроизводительных затрат), а также вовлечением в производство вторичных энергоресурсов. Оба пути обладают высоким энергетическим и экономическим эффектом.

На предприятиях пищевой промышленности для реализации технологических процессов часто требуется использование холодильных машин. Так, например, на молочных комбинатах, мясоперерабатывающих заводах, на пивоваренных заводах работают крупные централизованные холодильные установки. В то же время в течение всего года на данных предприятиях существует большая потребность в горячей воде, применяемой как в технологических целях, так и для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения производственных и жилых помещений. Таким образом, имеются все условия для выгодного применения тепловых насосов.

В работе изучен вопрос возможного применения теплового насоса в технологии пастеризации молока на предприятии молочной промышленности. Принципиальная схема установки представлена на рисунке 1.

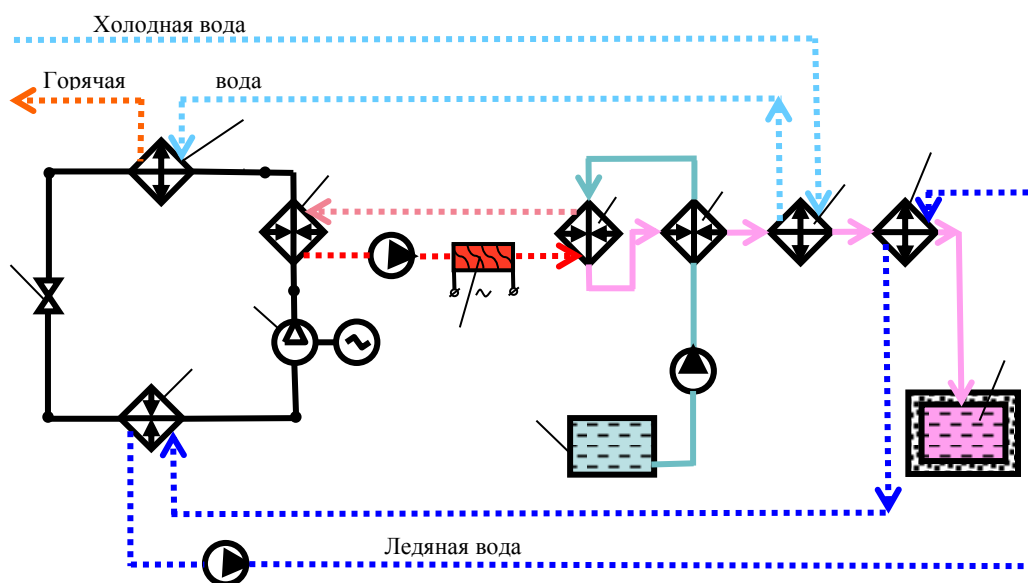


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки пастеризации молока с использованием теплового насоса

I - компрессор с электроприводом; II – охладитель рабочего тела теплового насоса; III - конденсатор; IV - дроссельный вентиль; V - испаритель; VI – емкость необработанного молока; VII – емкость для пастеризованного молока; VIII – электронагреватель; IX – теплообменник пастеризации; X – регенеративный подогреватель необработанного молока пастеризованным; XI - охладитель пастеризованного молока холодной водопроводной водой; XII - охладитель

Холодное необработанное молоко подается насосом в теплообменник X, выполняющего функции регенератора, где оно нагревается горячей пастеризованным

молоком, выходящим из пастеризатора IX, и направляется в пастеризатор. В нем молоко нагревается до температуры $\sim 75^{\circ}\text{C}$ горячей водой, подогретой в охладителе рабочего тела II теплового насоса, а затем до температуры $\sim 85^{\circ}\text{C}$ в электронагревателе.

Вышедшее из пастеризатора молоко проходит через регенератор, где частично охлаждается и направляется в охладители XI и XII. В охладителе XI в качестве охлаждающей среды используется холодная водопроводная вода, а в охладителе XII – ледяная вода, поступающая из испарителя теплового насоса. В результате пастеризованное молоко охлаждается до температуры $\sim 6^{\circ}\text{C}$ и сливается в теплоизолированную емкость VII.

Работа теплового насоса позволяет:

- получить ледяную воду в испарителе V за счет кипения в нем рабочего тела (фреона);
- использовать теплоту перегрева фреона, сжатого в компрессоре I, для частичного подогрева воды, применяемой в качестве греющего теплоносителя в пастеризаторе;
- использовать теплоту конденсации фреона для подогрева в конденсаторе III водопроводной воды до температуры $45\dots 50^{\circ}\text{C}$ и последующего использования ее в технологических целях.

Расчет цикла холодильно - теплонасосной установки, рабочим телом которой был принят фреон R21, позволил найти удельные (на 1 кг хладагента) тепловые нагрузки теплообменников (конденсатора III, испарителя V и охладителя хладагента II) и работу, затраченную на привод компрессора I.

$$q_V = q_o = i_1 - i_4 = 443 - 253 = 190 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (1)$$

$$q_{II} = i_2 - i_{2''} = 497 - 470 = 27 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (2)$$

$$q_{III} = q_k = i_{2''} - i_3 = 470 - 253 = 217 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (3)$$

$$l_k = i_2 - i_1 = 488 - 443 = 54 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (4)$$

Расчет схемы (рисунок 1) осуществлен при условии производительности установки по пастеризованному молоку 6 т/ч (примерная производительность молочного завода г. Молодечно, РБ). Результаты расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные расчетные характеристики схемы пастеризации молока

Наименование	Обозначение	Размерность	Значение
Расход молока	G_M	кг/с	1,67
Расход ледяной воды	$G_B^{\text{лед}}$	кг/с	9,10
Расход водопроводной воды, подогретой до 50°C	$G_{г.в}$	кг/с	2,61
Расход воды, греющей пастеризатор IX	$G_{гр.в}$	кг/с	1,75
Расход фреона R-21	$G_{фр}$	кг/с	0,80
Электрическая мощность привода компрессора	$N_k^{\text{э}}$	кВт	43,6
Электрическая мощность нагревателя воды, используемой для пастеризации	$N_n^{\text{э}}$	кВт	270,6

Для оценки эффективности предлагаемого мероприятия определена экономия условного топлива ΔB на замещающей котельной.

$$\begin{aligned}\Delta B &= \frac{Q_{\text{полезн}}}{Q_{\text{усл}} \cdot \eta_{\text{зам. кот}}} = \frac{G_{\text{г.в}} \cdot c_{p, \text{в}} \cdot (47 - 10)}{Q_{\text{усл}} \cdot \eta_{\text{зам. кот}}} = \\ &= \frac{2,61 \cdot 4,19 \cdot (47 - 10)}{29330 \cdot 0,88} = 0,016 \frac{\text{кг у.т.}}{\text{с}} = 56,5 \frac{\text{кг у.т.}}{\text{ч}}\end{aligned}\quad (5)$$

Если учесть, что холодильная установка в любом случае имеет место в рассмотренной технологии, т.е. дополнительные капиталовложения минимальны, можно сделать вывод, что перевод холодильной установки в режим работы комбинированной холодильно - теплонасосной установки вполне целесообразен.

Литература

1. Трубаев П.А. Тепловые насосы: Учеб. пособие / П.А. Трубаев, Б.М. Гришко. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2009. – 142 с.
2. <http://atmosystems.com.ua>
3. <http://www.teplodarom.com>

УДК 66.01(076)

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА НОРМАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА

Бойко Е.Г.

Научный руководитель – старший преподаватель Космачёва Э.М.

Теплообменный аппарат является одним из наиболее распространенных и важных элементов энергетических, технологических и коммунально-бытовых установок. Расчет, проектирование, конструирование и эксплуатация теплообменных аппаратов должны производиться с учетом происходящих в них процессов, а также значительного влияния параметров процесса теплообмена на технико-экономические показатели соответствующих установок.

Расчет теплообменного аппарата включает определение необходимой поверхности теплопередачи, выбор типа аппарата и нормализованного варианта конструкции, удовлетворяющего заданным технологическим условиям оптимальным образом.

Необходимую поверхность теплопередачи определяют из основного уравнения теплопередачи:

$$F = \frac{Q}{k \Delta t_{\text{ср}}} \quad (1)$$

Тепловую нагрузку Q в соответствии с заданными технологическими условиями находят из уравнения теплового баланса.

Для определения поверхности теплопередачи и выбора варианта конструкции теплообменного аппарата необходимо определить коэффициент теплопередачи. Его можно рассчитать с помощью уравнения аддитивности термических сопротивлений на пути теплового потока:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{cm}}}{\lambda_{\text{cm}}} + r_{31} + r_{32} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (2)$$

где α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи со стороны теплоносителей, Вт/(м²·К);

λ_{cm} – теплопроводность материала стенки, Вт/(м·К);;

δ_{cm} – толщина стенки, м;

r_{31} и r_{32} – термические сопротивления слоев загрязнений с обеих сторон стенки, (м²·К)/Вт.

Однако на этой стадии расчета точное определение коэффициента теплопередачи невозможно, так как α_1 и α_2 зависят от параметров конструкции рассчитываемого теплообменного аппарата. Поэтому сначала на основании ориентировочной оценки коэффициента теплопередачи приходится приблизительно определить поверхность и выбрать конкретный вариант конструкции, а затем провести уточненный расчет коэффициента теплопередачи и требуемой поверхности.

Сопоставление ее с поверхностью выбранного нормализованного теплообменника дает ответ на вопрос о пригодности выбранного варианта для данной технологической задачи. При значительном отклонении расчетной поверхности от выбранной следует перейти к другому варианту конструкции и вновь выполнить уточненный расчет. Число повторных расчетов зависит главным образом от степени отклонения ориентировочной оценки коэффициента теплопередачи от его уточненного значения. Многократное повторение однотипных расчетов предполагает использование ЭВМ.

В любом случае, особенно при использовании ЭВМ, легко можно получить несколько конкурентоспособных вариантов решения технологической задачи. Дальнейший выбор должен быть сделан на основе технико-экономического анализа по тому или иному критерию оптимальности. В данной работе за критерий оптимальности был принят минимум

суммы гидравлических сопротивлений трубного пространства теплообменного аппарата, соответствующий минимальным эксплуатационным затратам в виде электрической энергии, расходуемой на привод насоса, обеспечивающего работу теплообменника.

В данной работе рассмотрен пример выбора оптимального варианта нормализованного теплообменного аппарата, предназначенного для подогрева сетевой воды от $t'_e = 40$ °С до $t''_e = 110$ °С насыщенным паром давлением $p = 0,2$ МПа. Расход воды принят $G_B = 100$ т/ч.

Тип рассматриваемого аппарата – конденсатор. В кожухотрубчатых конденсаторах пар конденсируется в межтрубном пространстве, вода движется по трубам. Эти теплообменные аппараты могут быть с неподвижной трубной решеткой или с температурным компенсатором на кожухе, вертикальные или горизонтальные. В соответствии с ГОСТ конденсаторы могут быть двух-, четырех- и шестиходовыми по трубному пространству.

Так как давление пара $p = 0,2$ МПа $< 1,6$ МПа, а температурный напор (формула 6) $\Delta t_{cp} = 34$ °С < 50 °С, рассмотрена серия кожухотрубчатых конденсаторов с неподвижной трубной решеткой.

Тепловая нагрузка теплообменника

$$Q = G_B c_{pB} (t''_B - t'_B) = 8141 \text{ кВт} \quad (3)$$

где c_{pB} – средняя массовая изобарная теплоемкость воды, принята $c_{pB} = 4,19$ кДж/(кг·К).

Расход пара из уравнения теплового баланса

$$Q = D r x \Rightarrow D = \frac{Q}{r x} = 3,7 \text{ кг/с} = 13,3 \text{ т/ч} \quad (4)$$

где $r x$ – удельная теплота конденсации насыщенного водяного пара со степенью сухости x при давлении пара p .

Ориентировочное значение поверхности теплообмена:

$$F_{op} = \frac{Q}{k_{op} \Delta t_{cp}} = 240 \text{ м}^2, \quad (5)$$

где k_{op} – ориентировочный коэффициент теплопередачи.

При теплопередаче от конденсирующегося водяного пара к воде рекомендуется диапазон коэффициента теплопередачи $800 \dots 3500$ Вт/(м²·К) [1]; принято $k_{op} = 1000$ Вт/(м²·К).

Средний температурный напор

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\bar{6}} - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{6}}}{\Delta t_M}} = \frac{(t_s - t'_B) - (t_s - t''_B)}{\ln \frac{(t_s - t'_B)}{(t_s - t''_B)}} = 34 \text{ °С} \quad (6)$$

где t_s – температура насыщения пара по давлению p .

В таблицу 1 сведены геометрические характеристики конденсаторов, имеющих близкую к ориентировочной поверхность теплообмена. В приведенной таблице: D – диаметр кожуха, мм; d_n – наружный диаметр трубы и толщина стенки, мм; n – общее число труб; z – число ходов; n/z – число труб в одном ходу; l – длина труб, м; $f_{хода}$ – площадь сечения одного хода по трубам, м²; $F_{норм}$ – поверхность теплообмена, м²; $d_{шт}$ – диаметр условного прохода штуцеров для трубного пространства, мм [1].

Результаты расчета конденсаторов, выполненные по традиционной методике теплообмена, приведены в таблице 2

Таблица 1. Геометрические характеристики конденсаторов

Вариант	Геометрические параметры конструкции								
	D , мм	d_n , мм	n	z	n/z	l , м	$f_{\text{хода}}$, м ²	$F_{\text{норм}}$, м ²	$d_{\text{шт}}$, мм
I	800	20x2	690	2	345	6	0,069	260	200
II	800	20x2	638	4	160	6	0,032	241	200
III	1000	25x2	718	2	359	4	0,124	226	200
IV	1000	20x2	1044	6	174	4	0,035	262	200
V	1000	20x2	1072	4	268	4	0,054	269	200

Таблица 2. Результаты теплового расчета конденсаторов

Величина	Обозначение	Размерность	Варианты				
			I	II	III	IV	V
Скорость воды в трубах	$w_{\text{в}}$	м/с	0,41	0,89	0,23	0,81	0,53
Число Рейнольдса	$Re_{\text{в}}$		15790	34153	11561	31307	20326
Число Нуссельта	$Nu_{\text{в}}$		86	142	60	133	94
Коэффициент теплоотдачи к воде	$\alpha_{\text{в}}$	Вт/(м ² ·К)	3558	5886	1885	5491	3886
Коэффициент теплоотдачи от пара	$\alpha_{\text{п}}$	Вт/(м ² ·К)	5779	5632	6303	6626	6684
Расчетный коэффициент теплопередачи	$k_{\text{расч}}$	Вт/(м ² ·К)	940	1010	768	1025	953
Расчетная поверхность теплообмена	$F_{\text{расч}}$	м ²	255	237	312	234	251
Запас по поверхности теплообмена	Δ	%	2	1	-38	11	7

Если величина расчетной поверхности теплообмена $F_{\text{расч}}$ равна или менее (на 10...15 %) выбранной (нормализованной) $F_{\text{норм}}$, то данный аппарат может считаться подходящим для заданной теплотехнической задачи. Если же $F_{\text{расч}} > F_{\text{норм}}$, то лучше перейти к рассмотрению другого варианта теплообменного аппарата.

Как видно из результатов расчета пяти теплообменных аппаратов (таблица 2) условию $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{норм}}$ отвечают четыре из пяти рассмотренных конденсаторов (I, II, IV и V).

Для окончательного выбора оптимального теплообменного аппарата осуществлен гидравлический расчет трубного пространства четырех претендентов, результаты которого представлены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты гидравлического расчета конденсаторов

Величина	Обозначение	Размерность	Варианты			
			I	II	IV	V
Коэффициент трения	λ		0,0447	0,0429	0,0430	0,0440
Скорость воды в трубах	$w_{\text{тр}}$	м/с	0,41	0,89	0,81	0,53
Скорость воды в штуцерах	$w_{\text{тр,шт}}$	м/с	0,90	0,90	0,90	0,90

Динамический напор в трубном пространстве	$\rho_{\text{тр}} w_{\text{тр}}^2 / 2$	Па	82	384	322	136
Динамический напор в штуцерах	$\rho_{\text{тр}} w_{\text{тр.шт}}^2 / 2$	Па	400	400	400	400
Гидравлическое сопротивление трубного пространства	$\Delta P_{\text{тр}}$	Па	4481	31814	29899	9280

Анализируя результаты гидравлического расчета трубного пространства конденсаторов (таблица 3), можно сделать вывод, что наиболее оптимальным из рассмотренных вариантов является конденсатор с площадью поверхности теплообмена $F_{\text{норм}} = 260 \text{ м}^2$, то есть I вариант. Гидравлическое сопротивление этого аппарата составляет $\Delta P_{\text{тр}} = 4481 \text{ Па}$, что намного меньше аналогичной величины остальных рассмотренных теплообменников, не смотря на то, что поверхность теплообмена всех вариантов была примерно одинакова.

Литература

1. Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию / Г.С. Борисов, В.П. Брыков, Ю.И. Дытнерский и др. Под ред. Ю.И. Дытнерского. – М.: Химия, 1991. – 496 с.
2. Теплотехническое оборудование и теплоснабжение промышленных предприятий: Учебник для техникумов / Б.Н. Голубков, О.Л. Данилов, Л.В. Зосимовский и др. Под ред. Б.Н. Голубкова. – М.: Энергия, 1979. – 544 с.
3. Ривкин, С.Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара: справочник / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.

УДК 658.26

ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ПАРА УТИЛИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Серов Н.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Космачёва Э.М.

Утилизационные установки, использующие ВЭР в виде физической теплоты различных газов, горячей продукции, теплоты охлаждения элементов агрегатов и т.п., как правило, вырабатывают водяной пар различных параметров, горячую воду или горячий воздух для целей сушки, подогрева сырья.

Рациональный выбор параметров пара от утилизационных установок с комплексным учетом общезаводских интересов является весьма сложной задачей.

В котлах, работающих на топливе, температура продуктов сгорания в топке составляет обычно около 2000 °С. Температура уходящих газов перед котлом-утилизатором (КУ) в большинстве случаев не превышает 400...700 °С. Вследствие этого отношение $G_{у.г.}/D_p$, где $G_{у.г.}$ - расход греющих газов в КУ; D_p – расход вырабатываемого пара, во много раз больше, чем в котлах на топливе. А это, в свою очередь, приводит к тому, что в экономайзере КУ температура уходящих газов может быть снижена, как правило, только незначительно.

В связи со сравнительно низкой температурой газов на входе в КУ большое влияние на его паропроизводительность имеет давление вырабатываемого пара, определяющее температуру испарения воды, а, следовательно, и возможное охлаждение греющих газов в

испарительной части котла, в которой отдается основное количество теплоты. Экономически оправданная минимальная разность температур между газами и испаряемой водой на холодном конце испарительной части КУ $\Delta t_{хол} = 40...50$ °С (рисунок 1).

Теплота, отдаваемая потребителям 1 кг пара, сравнительно мало зависит от его давления, так как определяется в основном теплотой конденсации, поэтому, чем ниже давление пара в КУ, тем больше теплоты получит потребитель при том же расходе греющих газов и одинаковой их начальной температуре. Поэтому если пар от КУ имеет круглогодичных производственных потребителей, то нецелесообразно повышать давление пара выше требуемого потребителями, так как это

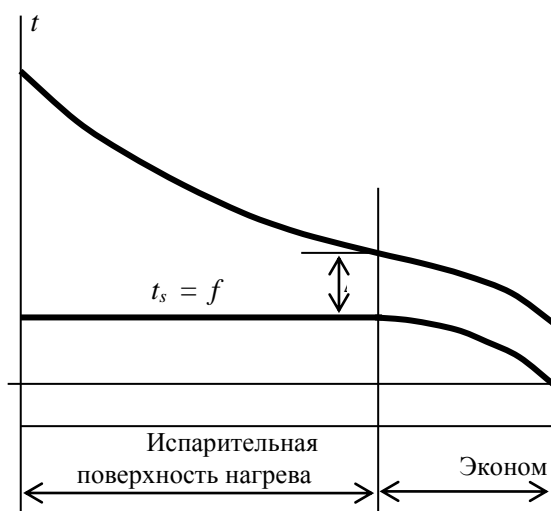


Рисунок 1. Температурный график котла – утилизатора

приводит, в конечном счете, к значительному уменьшению экономии, как топлива, так и приведенных затрат.

При заданном расходе греющих газов $G_{КУ}$ и их температуре на входе в КУ выработка пара составит

$$D_{КУ} = \frac{c_p G_{КУ} (t'_Г - t''_Г)}{i'' - i'} = \frac{c_p G_{КУ} (t'_Г - t''_Г)}{r}, \quad (1)$$

где c_p – средняя массовая изобарная теплоемкость газов в КУ можно принять $c_p = 1,05$ кДж/(кг·К); $t'_Г$ и $t''_Г$ – температура газов на входе и на выходе из испарительной части КУ.

$$t''_{\Gamma} = t_s + \Delta t_{\text{хол}}, \quad (2)$$

здесь t_s – температура кипения воды в КУ определяется по давлению из таблиц состояния насыщения [2]; $\Delta t_{\text{хол}}$ – экономически оправданная минимальная разность температур между газами и испаряемой водой на холодном конце испарительной части КУ, в работе принята $\Delta t_{\text{хол}} = 40$ °С; i'' , i' и r – энтальпия насыщенного пара, кипящей воды и теплота парообразования определяются по давлению из таблиц состояния насыщения [2].

Для исследования зависимости паропроизводительности КУ от давления вырабатываемого насыщенного пара приняты следующие характеристики работы котла:

- расход дымовых газов от высокотемпературной установки на котел $G_{\text{КУ}} = 1 \cdot 10^4$ кг/ч;
- температура дымовых газов на входе в КУ $t'_{\Gamma} = 600$ °С.

Результаты расчета представлены в таблице 1 и на рисунке 2.

Таблица 1. Результаты исследования зависимости паропроизводительности котла-утилизатора от давления генерируемого пара

№ пп	p , МПа	t_s , °С	r , кДж/кг	t''_{Γ} , °С	$D_{\text{КУ}}$, кг/ч
1	0,5	151,84	2109	191,84	2032
2	0,6	158,84	2086	198,84	2019
3	0,7	164,96	2067	204,96	2007
4	0,8	170,42	2048	210,42	1997
5	0,9	175,53	2031	215,53	1988
6	1,0	179,88	2015	219,88	1981
7	1,1	184,05	2000	224,05	1974
8	1,2	187,95	1987	227,95	1966
9	1,3	191,60	1972	231,60	1962
10	1,4	195,04	1960	235,04	1955

Как показали расчеты с повышением давления генерируемого котлом-утилизатором насыщенного водяного пара снижается его паропроизводительность. На основании исследований можно сделать вывод, что сохраняя экономически оправданную минимальную разность температур между газами и испаряемой водой на холодном конце испарительной части КУ $\Delta t_{\text{хол}} = 40 \dots 50$ °С, обеспечить максимальную производительность можно не завышая давление вырабатываемого пара по отношению к требуемому потребителю.

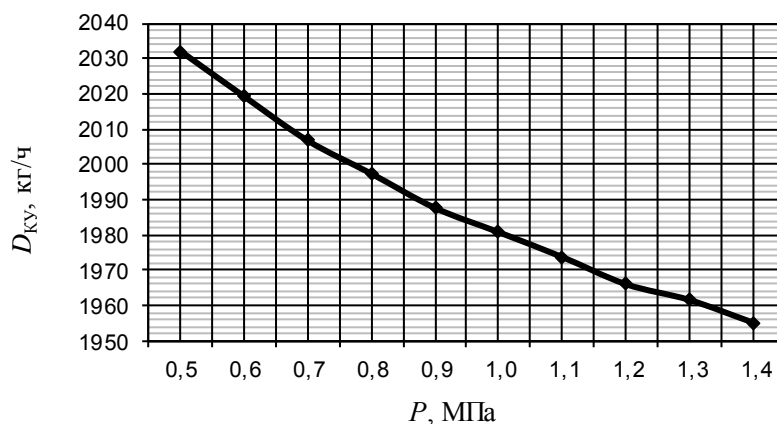


Рисунок 2. Зависимость паропроизводительности котла-утилизатора от давления вырабатываемого насыщенного пара

Литература

1. Сазанов, Б.В. Теплоэнергетические системы промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов / Б.В. Сазанов, В.И. Ситас. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 304 с.
2. Ривкин, С.Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара: справочник / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. - М.: Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.

УДК 662.747

ИЗУЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПИРОЛИЗНЫХ КОТЛОВ ДЛИТЕЛЬНОГО ГОРЕНИЯ

Ролейно Т.Г., Самойленко Е.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Космачёва Э.М.

Пиролизный котёл — разновидность твердотопливного, как правило, водогрейного котла, в котором топливо (например, дрова) и выходящие из него летучие вещества сгорают отдельно. Фактически, пиролиз (разложение и частичная газификация под действием нагревания) происходит при любом способе сжигания твёрдого органического топлива.

Дрова (или другое твёрдое топливо) загружаются на колосниковую решетку (рисунок 1). Их поджигают, дверца закрывается и запускается дымосос. При недостатке

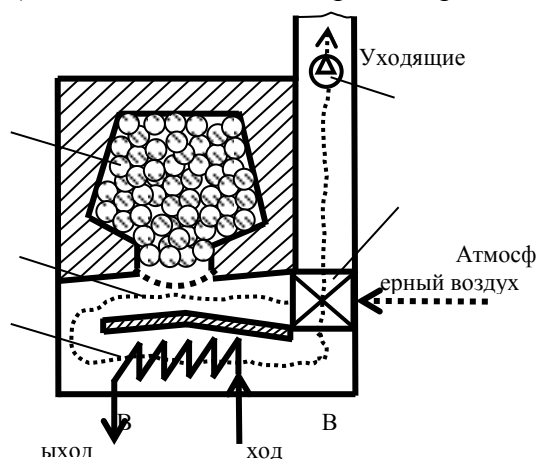


Рисунок 1. Принципиальная схема пиролизного котла
1 – камера пиролиза топлива; 2 – камера горения продуктов пиролиза; 3 – газоход догорания продуктов пиролиза с теплообменным устройством; 4 – регенеративный воздухоподогреватель; 5 - дымосос

воздуха и под действием высокой температуры (200...500 °С) происходит выделение древесного газа, то есть происходит пиролиз. Выделившиеся продукты (в основном углеводороды, окись углерода и водород, плюс водяные пары, образовавшиеся из влаги топлива, а также азот из первичного воздуха) поступают под колосник. Там к продуктам пиролиза подмешивается вторичный воздух, в котором горючие компоненты продуктов пиролиза сгорают. Часть теплоты при этом возвращается к нижнему слою дров и поддерживает пиролиз. Полученное тепло может быть использовано для нагрева любых теплоносителей (воды, воздуха).

На рисунке 2 приведены данные по составу летучих в зависимости от температуры термического разложения абсолютно сухой древесины (а.с.д.) [2]. Как видно из рисунка более активный выход и качество продуктов пиролиза обеспечивается при температуре 600...700 °С.

Обычный диапазон загрузки котлов может составлять 50...100 %. При этом КПД котла сохраняется на уровне 85...92 %.

Регулируемый (подачей первичного воздуха) процесс горения позволяет котлу работать с одной закладки достаточно длительное время, до 12 часов. Для сравнения у обычных дровяных котлов порядка 3...4 часов.

Двухступенчатое сжигание позволяет снизить избыток воздуха в

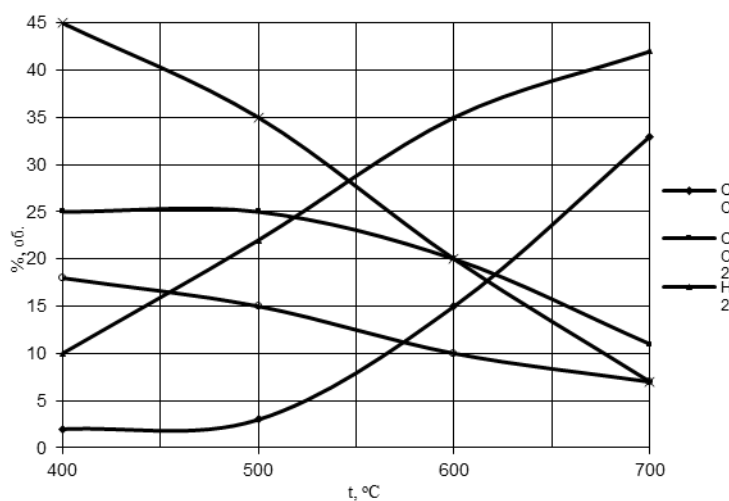


Рисунок 2. Состав летучих в зависимости от температуры термического разложения абсолютно сухой древесины

уходящих газах, т.е. снизить потерю теплоты с ними, а значит повысить КПД котла.

Для номинальной тепловой мощности котла $Q_{\text{НОМ}}$ и установленного температурного графика сетевой воды расход ее найдется по выражению

$$G_{\text{с.в}} = \frac{Q_{\text{НОМ}}}{c_{\text{р воды}}(t''_{\text{в}} - t'_{\text{в}})}, \quad (1)$$

где $t'_{\text{в}}$ и $t''_{\text{в}}$ - температура прямой и обратной сетевой воды приняты, соответственно, 65 и 90 °С; $c_{\text{р воды}} = 4,19$ кДж/(кг * К) - массовая теплоемкость воды.

Зная удельный расход воды на 1 кг древесины $g_{\text{в}}$, кг/кг, можно найти ее расход для заданной номинальной мощности $Q_{\text{НОМ}}$ котла

$$G_{\text{др}} = \frac{G_{\text{с.в}}}{g_{\text{в}}} \quad (2)$$

Время функционирования котла под одну закладку дров $G_{\text{закл}}$ составит

$$\tau = \frac{G_{\text{закл}}}{G_{\text{др}}} \quad (3)$$

Результаты расчета расхода древесины с различной влажностью W^p и времени работы котла представлены в таблице 1 и на рисунках 3 и 4. За основу были приняты номинальная мощность котла $Q_{\text{НОМ}} = 30$ кВт и масса одной закладки дров $G_{\text{закл}} = 100$ кг.

Таблица 1. Результаты расчета расхода древесины и времени фун-ия котла на одной закладке

Наименование величины	Обозначение	Влажность древесины W^p					
		0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40
Номинальная тепловая мощность котла, кВт (принята)	$Q_{\text{НОМ}}$	30	30	30	30	30	30
Расход сетевой воды в системе теплоснабжения, кг/с	$G_{\text{с.в}}$	0,286	0,286	0,286	0,286	0,286	0,286
Удельный (на 1 кг влажной древесины) расход воды через котел, кг/кг	$g_{\text{в}}$	89,7	81,6	73,7	66,0	58,4	51,0
Расход древесины в котле принятой теплопроизводительности, кг/ч	$G_{\text{др}}$	11,5	12,6	14,0	15,6	17,7	20,2
Масса древесины в одной закладке, кг (принята)	$G_{\text{закл}}$	100	100	100	100	100	100
Время функционирования котла на одной закладке, ч	τ	8,7	7,9	7,2	6,4	5,7	4,9

Как видно из результатов исследования со снижением влажности древесины до состояния воздушно сухой ($W^p = 15...20\%$) расход её на котёл принятой теплопроизводительности примерно в два раза меньше, чем для свежесрубленной ($W^p > 40\%$) (рисунок 3), а время функционирования котла на одной закладке возрастает в два раза (рисунок 4).

Процесс горения пиролизных газов легко поддается регулированию, что позволяет автоматизировать работу такого котла приблизительно в той же степени, что и работу газовых или жидкотопливных котлов.

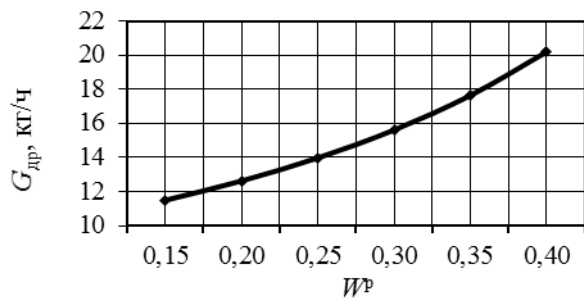


Рисунок 3. Зависимость расхода древесины котел теплопроизводительностью 30 кВт от ее влажности

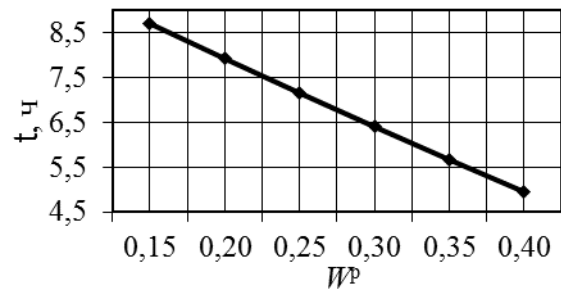


Рисунок 4. Зависимость времени функционирования котла на закладке 100 кг древесины от ее влажности

К недостаткам пиролизных котлов можно отнести более высокую (в 1,5...2 раза) стоимость по отношению к обычным дровяным котлам, требовательность к влажности топлива (желательна воздушно сухая древесина), необходимость дымохода, а значит дополнительных энергозатрат.

Литература

3. Бекаев, Л.С. Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию / Л.С. Бекаев, О.В. Марченко, С.П. Пинегин и др. – Новосибирск: Наука, 2000. – 300 с.
4. Леонтьев А.К. К расчету температурного режима и состава генераторных газов при автотермическом способе газификации древесины // Технологии и оборудование: Информационный бюллетень. – 2003. - №4.
5. <http://sdelatotoplenie.ru/piroliznye-kotly-promyshlennogo-naznacheniya.html>
6. http://teplowood.ru/piroliznye-kotly-dlitelnogo-goreniya.html#h2_1

УДК 621.565

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ХОЛОДИЛЬНОГО ПОРШНЕВОГО КОМПРЕССОРА

Мостыка Ю.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Космачёва Э.М.

Целью работы является исследование эффективности поршневого двухступенчатого аммиачного компрессора при различных режимах его работы. При уменьшении давления кипения хладагента p_o и увеличении давления его конденсации p_k компрессор будет работать с большой степенью сжатия, что значительно снижает экономичность компрессора и увеличивает дроссельные потери в регулирующем вентиле, а значит уменьшает холодопроизводительность установки. Одноступенчатые поршневые компрессионные установки применяются обычно при степени повышения давления $p_k/p_o \leq 7...12$. При больших степенях повышения давления применяются многоступенчатые установки. Принципиальная схема холодильной установки с двухступенчатым сжатием, двойным регулированием и неполным промежуточным охлаждением и цикл ее в T,s - диаграмме хладагента изображены на рисунке 1.

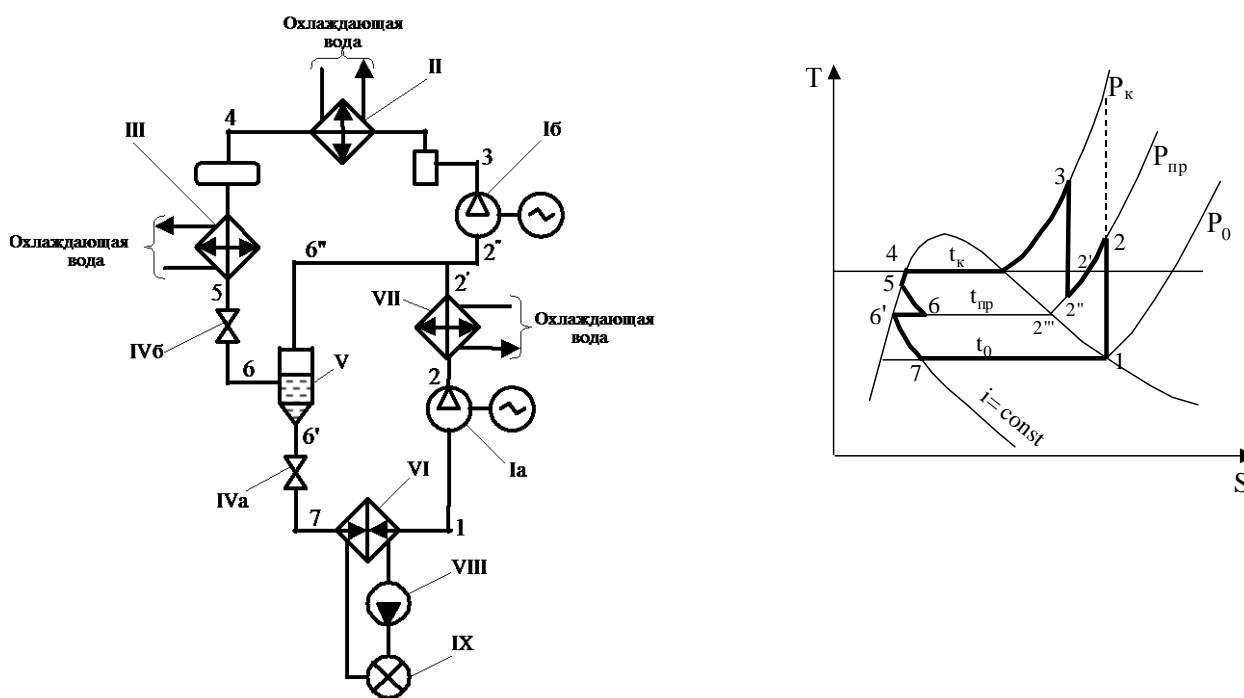


Рисунок 1. Схема и цикл парожидкостной компрессионной холодильной установки с двухступенчатым сжатием, двойным регулированием и неполным промежуточным охлаждением. Ia - компрессор нижней ступени; Ib - компрессор верхней ступени; II - конденсатор; III - переохладитель; IVб - дроссельный вентиль верхней ступени; IVа - то же нижней ступени; V - промежуточный сосуд; VI - испаритель; VII - промежуточный холодильник

Холодильный коэффициент такой установки определяется по формуле:

$$\varepsilon = \frac{q_o}{\ell}, \tag{1}$$

где

$$q_o = (1 - x_6)(i_1 - i_7) \tag{2}$$

и
$$\ell = (1 - x_6)(i_2 - i_1) + 1 \cdot (i_3 - i_{2''}). \tag{3}$$

Тогда
$$\varepsilon = \frac{i_1 - i_7}{i_2 - i_1 + \frac{1}{1 - x_6}(i_3 - i_{2''})} \tag{4}$$

Степень сухости хладагента после дросселя верхней ступени находится из уравнения теплового баланса промежуточного сосуда:

$$1 \cdot i_6 = x_6 \cdot i_{6''} + (1 - x_6) i_{6'},$$

откуда
$$x_6 = \frac{i_6 - i_{6'}}{i_{6''} - i_{6'}}.$$

Так как $i_6 = i_5$, то
$$x_6 = \frac{i_5 - i_{6'}}{i_{6''} - i_{6'}}. \tag{5}$$

$i_7 = i_{6'}$ - определяется по $p_{пр}$.

Для определения энтальпии $i_{2''}$ составляется уравнение теплового баланса точки смешения потоков пара из промежуточного сосуда и после промежуточного холодильника:

$$x_6 \cdot i_{6''} + (1 - x_6) i_{2'} = 1 \cdot i_{2''},$$

откуда
$$i_{2''} = i_{2'} - x_6 (i_{2'} - i_{6''}), \tag{6}$$

где $i_{2'}$ - энтальпия паров хладагента после промежуточного холодильника определяется по T,s - диаграмме при $p_{пр}$ и $t_{2'} = t_k$ (предполагая, что конденсатор и промежуточный холодильник используют охлаждающую воду из одного источника).

Промежуточное давление $p_{пр}$ (между ступенями сжатия) находится, исходя из равенства перепада давлений в каждой ступени

$$p_{пр} = \sqrt{p_o p_k}, \tag{7}$$

Влияние параметров работы холодильной машины, в частности промежуточного давления $p_{пр}$ на величину холодильного коэффициента определялось расчетным путем с использованием ЭВМ. При этом изменение давления от теоретического (формула 7) осуществлялось в сторону увеличения и уменьшения (таблица 1). Результаты аналитического эксперимента приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1. Результаты аналитического эксперимента

Наименование величины	Обозначение	Размерность	Режимы				
			1	2	3	4	5
Температура хладагента в испарителе	t_o	°С	-30	-30	-30	-30	-30
Давление на всасе в компрессор	p_o	МПа	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Температура хладагента в конденсаторе	t_k	°С	20	20	20	20	20
Давление нагнетания	p_k	МПа	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Теоретическое промежуточное давление	$p_{пр}^T$	МПа	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34

Наименование величины	Обозначение	Размерность	Режимы				
			1	2	3	4	5
Варьируемое промежуточное давление	$p_{пр}$	МПа	0,32	0,36	0,38	0,40	0,42
Величина переохлаждения жидкого аммиака	$\Delta t_{по}$	°С	0	0	0	0	0
Температура аммиака после переохладителя	t_5	°С	20	20	20	20	20
Энтальпия хладагента в точке 1	i_1	кДж/кг	1643	1643	1643	1643	1643
Энтальпия хладагента в точке 4	i_4	кДж/кг	514	514	514	514	514
Энтальпия хладагента в точке 5	i_5	кДж/кг	514	514	514	514	514
Энтальпия хладагента в точке 6'	$i_{6'}$	кДж/кг	372	392	392	392	392
Энтальпия хладагента в точке 6''	$i_{6''}$	кДж/кг	1669	1673	1673	1673	1673
Энтальпия хладагента в точке 2	i_2	кДж/кг	1768	1785	1792	1800	1809
Энтальпия хладагента в точке 2'	$i_{2'}$	кДж/кг	1744	1742	1740	1738	1736
Степень сухости хладагента в точке 6	x_6		0,11	0,10	0,10	0,10	0,10
Энтальпия хладагента в точке 2''	$i_{2''}$	кДж/кг	1736	1735	1734	1732	1730
Энтальпия хладагента в точке 3	i_3	кДж/кг	1910	1887	1878	1872	1863
Холодильный коэффициент	ε	кВт/кВт	3,96	4,04	4,05	4,01	4,00

Как показали результаты эксперимента для принятой степени повышения давления в компрессоре двухступенчатого действия $p_k/p_o = 0,96/0,12 = 8$, теоретическая величина промежуточного давления составляет $p_{пр} = 0,34$ МПа. Этому режиму работы установки соответствует холодильный коэффициент $\varepsilon = 4,0$. Выполненные с помощью T,s - диаграммы хладагента (аммиака) по методике, описанной выше, расчеты показали, что для заданных параметров холодильной установки $p_o = 0,12$ МПа и $p_k = 0,96$ МПа оптимальным промежуточным давлением, обеспечивающим максимальное значение холодильного коэффициента $\varepsilon = 4,05$, является $p_{пр} = 0,38$ МПа, что на 10 % превышает теоретическое значение. При этом наблюдается повышение холодильного коэффициента на 1,25 %.

Эффект очевидно будет более ощутимым, если принять степень повышения давления в компрессоре p_k/p_o выше.

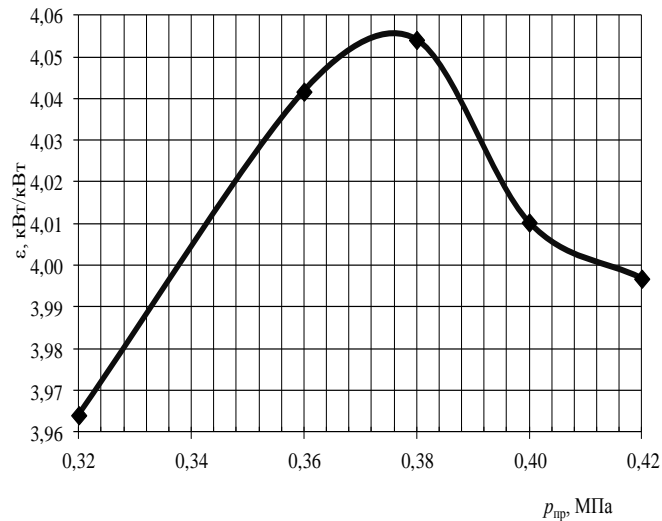


Рисунок 1. Зависимость холодильного коэффициента от промежуточного давления

Литература

1. Соколов, Е.А. Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения: учеб. пособие для вузов / Е.А. Соколов, В.М. Бродянский. – М.: Энергоиздат, 1981. – 320 с.
2. Бамбушек, Е.М. Тепловые и конструктивные расчеты холодильных машин: учеб. пособие для вузов / Е.М. Бамбушек, И.А. Сақун. – М.: Машиностроение, 1987. – 423 с.
3. Мартынов, А.В. Установки для трансформации тепла и охлаждения: учеб. пособие для вузов / А.В. Мартынов - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 200 с.
4. <http://vse-lekcii.ru/zheleznodorozhnyj-transport/hladotransport/holodilnye-mashiny-s-dvuhstupenchatym-szhatiem>

УДК 658.264

АККУМУЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПАРА – КАК МЕТОД СВЕДЕНИЯ БАЛАНСА ПАРА ПО ЗАВОДУ

Рябыкин К.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Космачёва Э.М.

Практически на всех предприятиях различных отраслей промышленности есть потребители производственного пара, для которых перерывы в подаче пара или резкое уменьшение его подачи, а также снижение давления недопустимы.

Для сведения балансов производственного пара по заводу в любой отрезок времени необходимо иметь резервные, мобильные пиковые парогенерирующие мощности или применять другие средства компенсации дебаланса. Необходимо также предусматривать возможность использования периодических избытков пара, во избежание вынужденного их сброса.

На первый взгляд представляется наиболее простым и целесообразным компенсировать дебалансы производственного пара отборным паром турбин ТЭЦ. Однако это оказывается далеко не всегда экономически оправданным, так как работа турбины с отбором пара дает экономию топлива (а тем более приведенных затрат) только при достаточной загрузке ее отборов в течение года. При недостаточной годовой загрузке отбора теплофикационная турбина работает с перерасходом топлива и особенно приведенных затрат по сравнению с раздельным вариантом энергоснабжения (КЭС плюс котельная).

Таким образом, покрытие периодических, особенно кратковременных, дебалансов производственного пара по заводу путем установки большего (против соответствующего оптимальному коэффициенту теплофикации) числа или более мощных теплофикационных турбин на ТЭЦ, как правило, экономически менее выгодно, чем установка пиковых паровых котлов или других пиковых источников пара.

Одним из путей сведения балансов производственного пара является его аккумулирование в периоды избыточного поступления с отдачей пара во время, когда его не хватает. Для выравнивания графика поступления пара к потребителям и устранения перебоев в их снабжении в схеме целесообразно устанавливать паровые аккумуляторы переменного давления (рисунок 1). Аккумулятор присоединяется к паропроводу. Если давление в паропроводе возрастает, пар по ответвлению **б** проходит через обратный клапан в подводный коллектор и далее через сопла в водяное пространство аккумулятора. Поступления пара по ответвлению, **а** в сухопарник аккумулятора не произойдет, так как этому воспрепятствует обратный клапан. Пар, поступивший в водяное пространство аккумулятора, конденсируется, и, так как его давление несколько выше, чем в аккумуляторе, он нагревает воду. Последняя

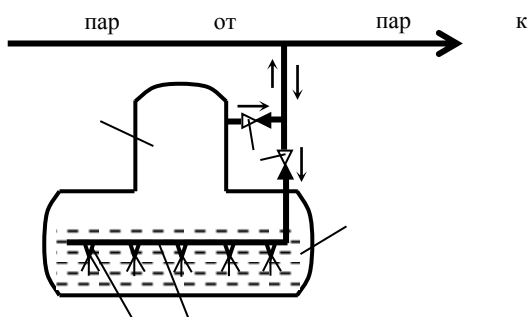


Рисунок 1. Схема включения парового аккумулятора переменного давления. 1 – аккумулятор пара; 2 – коллектор; 3 – сопло; 4 – сухопарник; 5 – обратный клапан

испаряется с поверхности водяного объема, в результате чего давление пара в паровом пространстве повышается. Так протекает зарядка аккумулятора.

Когда расход пара потребителями повышается и превышает его поступление от источника, давление в линии становится ниже давления в аккумуляторе; пар из последнего начинает поступать по ответвлению, **а** через обратный клапан в паровую магистраль. Давление в аккумуляторе понижается, и перегретая вода испаряется – происходит разрядка аккумулятора. Пар, поступивший из аккумулятора в магистраль, компенсирует разницу между расходом и приходом пара. Паровые аккумуляторы

выполняются в виде горизонтальных цилиндрических сосудов, заполненных на 90...95 % объема водой.

Тепловые потери изолированных аккумуляторов даже при установке их на открытом месте незначительны и не превышают 115...175 Вт/м².

Необходимая емкость парового аккумулятора находится из уравнения теплового баланса

$$I_1 = I_2 + I_{\text{п}}, \tag{1}$$

где I_1 – полная энтальпия воды, содержащейся в аккумуляторе до разрядки, кДж;

I_2 – то же после разрядки, кДж;

$I_{\text{п}}$ – полная энтальпия пара, полученного при разрядке, кДж.

Внеся следующие обозначения: G_1 – масса воды в аккумуляторе до разрядки, кг; G_2 – то же после разрядки, кг; $D = G_1 - G_2$ – масса полученного в аккумуляторе пара, кг; t_{s1} и t_{s2} – температура воды в аккумуляторе до и после разрядки, °С; c_p – массовая теплоемкость воды, кДж/(кг·К); i_2 – энтальпия пара в конце разрядки аккумулятора, кДж/кг; баланс (1) можно представить следующим уравнением:

$$G_1 c_p t_{s1} = (G_1 - D) c_p t_{s2} + D i_2, \tag{2}$$

откуда

$$G_1 = D \frac{i_2 - c_p t_{s2}}{c_p (t_{s1} - t_{s2})} \tag{3}$$

Полный объем аккумулятора, м³,

$$V_{\text{ак}} = \frac{G_1}{\alpha \rho_1} = \frac{D (i_2 - c_p t_{s2})}{\alpha \rho_1 c_p (t_{s1} - t_{s2})}, \tag{4}$$

где ρ_1 – плотность воды в начале разрядки, кг/м³; α – коэффициент, учитывающий долю заполнения аккумулятора водой ($\alpha = 0,9 \dots 0,95$).

Удельный объем аккумулятора (м³/кг), отнесенный к 1 кг аккумулируемого пара,

$$v_{\text{ак}} = \frac{V_{\text{ак}}}{D} = \frac{i_2 - c_p t_{s2}}{\alpha \rho_1 c_p (t_{s1} - t_{s2})} \tag{5}$$

Размеры аккумулятора зависят от заданных значений начального и конечного давления и общей аккумулирующей способности, которая определяется по графику нагрузки аккумулятора.

Использование аккумулирующей установки тем эффективнее, чем чаще и равномернее чередуются пики и провалы в графике нагрузки аккумулятора.

В работе осуществлен анализ зависимости удельного объема парового аккумулятора от отношения допустимых пределов колебания давления пара, пренебрегая потерей теплоты в окружающую среду:

– максимальное (при зарядке) p_1 , МПа;

– минимальное (при разрядке) p_2 , МПа.

Результаты расчетов представлены таблице 1 и на рисунке 2.

Таблица 1 – Результаты расчетов удельного объема аккумулятора

№ пп	p_1 , МПа	p_2 , МПа	p_1/p_2	t_{s1} , °С	t_{s2} , °С	i_2 , кДж/кг	ρ_1 , кг/м ³	$v_{\text{ак}}$, м ³ /кг
1	1,8	0,5	3,6	207,1	151,8	2749	856	11,2
2	1,7	0,5	3,4	204,3	151,8	2749	860	11,8
3	1,6	0,5	3,2	201,4	151,8	2749	863	12,4

№ пп	p_1 , МПа	p_2 , МПа	p_1/p_2	t_{s1} , °С	t_{s2} , °С	i_2 , кДж/кг	ρ_1 , кг/м ³	$v_{ак}$, м ³ /кг
4	1,5	0,5	3,0	198,3	151,8	2749	867	13,2
5	1,4	0,5	2,8	195,0	151,8	2749	870	14,1
6	1,3	0,5	2,6	191,6	151,8	2749	874	15,3
7	1,2	0,5	2,4	188,0	151,8	2749	878	16,7
8	1,1	0,5	2,2	184,1	151,8	2749	883	18,7
9	1,0	0,5	2,0	179,9	151,8	2749	887	21,3
10	0,9	0,5	1,8	175,5	151,8	2749	892	25,1

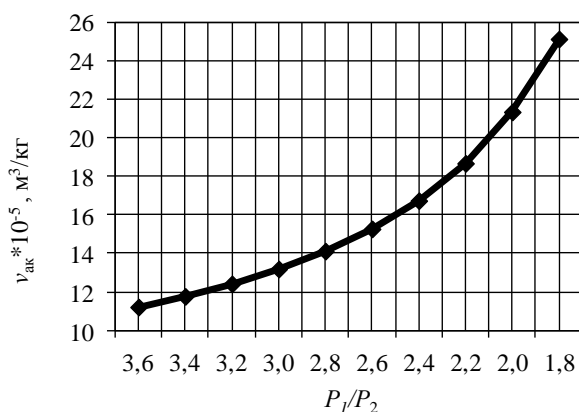


Рисунок 2. Зависимость удельного объема аккумулятора от отношения давлений в конце зарядки и

Как показали результаты исследования с повышением отношения давления в конце зарядки парового аккумулятора и в конце его разрядки (требуемого потребителю пара) для одного и того же количества генерируемого пара удельный, а значит и полный, объем аккумулятора снижается, что естественно понизит капитальные затраты на аккумулятор. Однако повышение давления зарядки аккумулятора потребует наличия элемента регулирования (дросселирования) пара, подаваемого к потребителю, то есть часть внутренней энергии пара потеряется. Для окончательного вывода об оптимальности отношения давления p_1/p_2 необходимо провести технико-экономическое обоснование.

Литература

1. Ривкин, С.Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара: справочник / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. - М.: Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.
2. Сазанов, Б.В. Теплоэнергетические системы промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов / Б.В. Сазанов, В.И. Ситас. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 304 с.
3. Теплотехническое оборудование и теплоснабжение промышленных предприятий: Учебник для техникумов / Б.Н. Голубков, О.Л. Данилов, Л.В. Зосимовский и др. Под ред. Б.Н. Голубкова. – М.: Энергия, 1979. – 544 с.
4. <http://www.ngpedia.ru/id632354p1.html>
5. <http://www.teplotpunkt.ru/forum/index.php?t=2063>

УДК 620.9:662.92

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОСИЛОВЫХ УСТАНОВОК С РАЗЛИЧНЫМИ РАБОЧИМИ ТЕЛАМИ.

Кузьмич К.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Прокопеня И.Н.

Переход на использование местных видов топлива предприятий энергетики — один из значимых для республики вопросов импортозамещения. Рост цен на ископаемые виды топлив, неоднозначный подход к ценообразованию стран-поставщиков и стран-покупателей делают развитие использования местных видов топлива одним из ключевых вопросов в области экономической безопасности страны. На данном этапе развития энергетической системы в Республике Беларусь есть все возможности для более глубокого внедрения электрических станций, котельных и ТЭЦ на местных видах топлива (древесная щепа, бытовые отходы), а именно две основных составляющих: технология и, непосредственно, само топливо.

Существует два варианта схем построения мини-ТЭЦ на местных видах топлива: применение паросиловой установки и использование ОРЦ-модуля. При этом на малых мощностях классическая паросиловая установка, несмотря на низкую стоимость оборудования, проигрывает органическому циклу Ренкина в плане выработки электрической энергии. Как следствие, срок окупаемости установки с ОРЦ-модулем меньше, чем стоимость установки с классической ПСУ.

Основным отличием схемы с ОРЦ-модулем является наличие твердотопливного термомаляного котла, соединённого с контуром органического цикла Ренкина через термомаляный контур.

Часть тепловой схемы мини-ТЭЦ, обеспечивающей потребителя ГВС и отопления, а так же выработку электрической энергии представлена на рисунке 1.

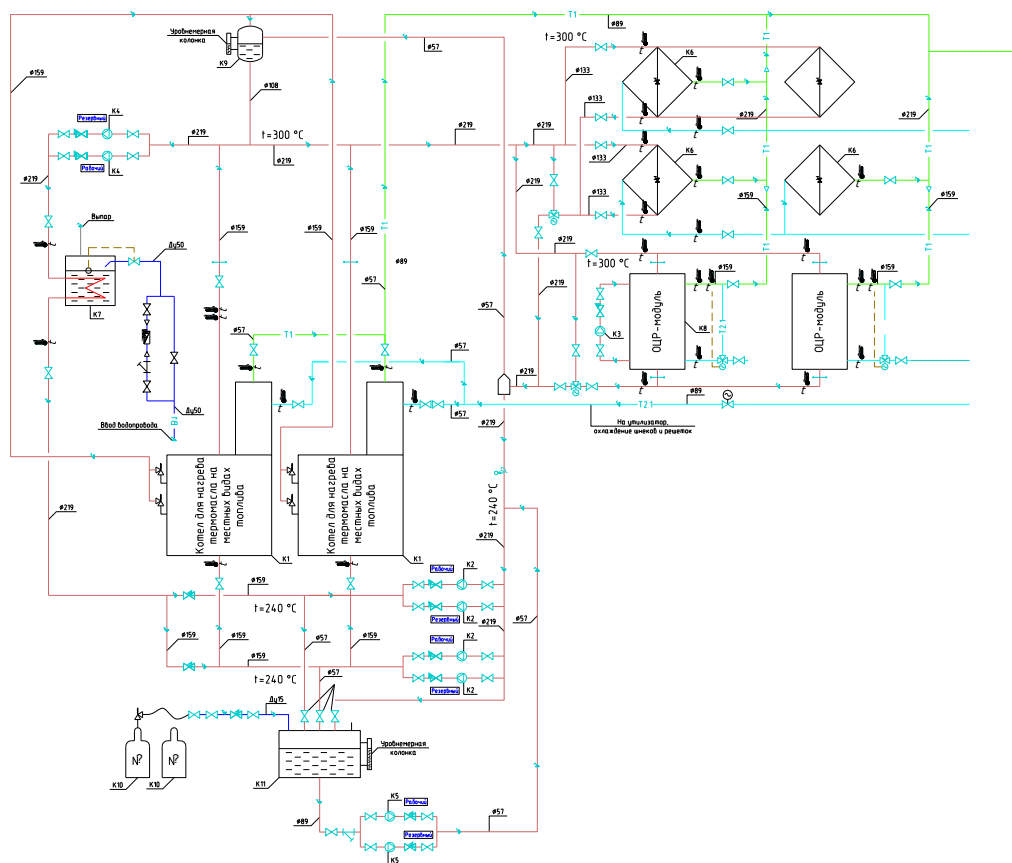


Рисунок 1 – Тепловая схема части мини-ТЭЦ, включающая термомаляные котлы и ОРЦ-модули, соединённые через термомаляный контур

Основным различием органического теплоносителя от воды заключается в температурах и, соответственно, давлениях парообразования. Это позволяет работать турбине работать в области насыщенного либо перегретого пара при низких давлениях, а, следовательно, и повышать выработку электрической энергии. Как пример, приведем ph -диаграмму для органического теплоносителя Terminol VP-1 на рисунке 2.

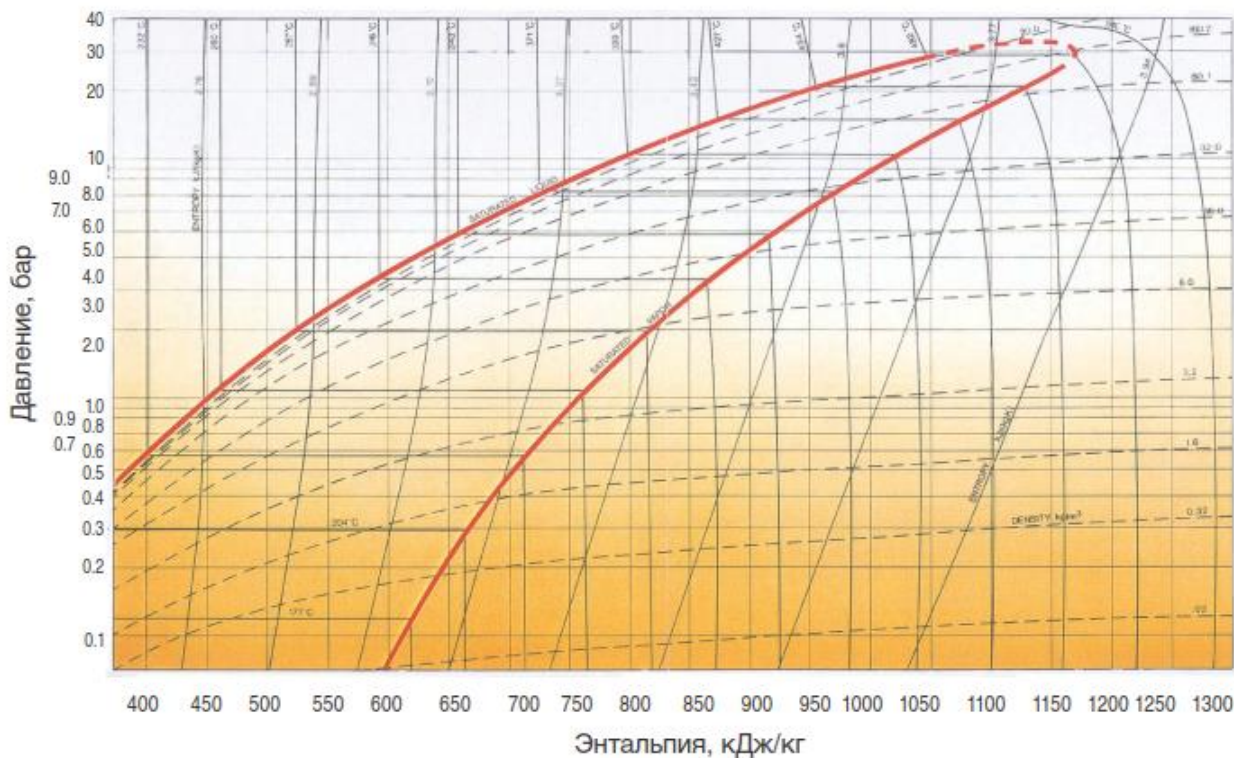


Рисунок 2. ph -диаграмма для органического теплоносителя Terminol VP-1

Очевидно, что работа турбины в области перегретого пара более осуществима при использовании органического теплоносителя. Для наглядного сравнения, приведем результаты теплового расчёта двух схем: ПСУ с твердотопливными паровыми котлами и ОРЦ с твердотопливными котлами. Следует отметить, что при сравнении котлы подбирались одинаковой тепловой мощности, а также выбиралась одинаковая нагрузка отопления, вентиляции и ГВС. Задачей сравнения являлось определение электрической мощности агрегаторов. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты сравнения ПСУ и ОРЦ-циклов

Параметр	Схема с ОРЦ-установкой	Схема с ПСУ
Тип теплоносителя и его параметры на выходе из котла	Термомасло, $t = 320 \text{ }^\circ\text{C}$	Насыщенный пар, $p = 14 \text{ ата}$, $t = 194 \text{ }^\circ\text{C}$
Тип теплоносителя и его параметры перед турбиной	Органический теплоноситель в паровой фазе с $t = 310 \text{ }^\circ\text{C}$, $h = 843,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	Насыщенный пар с $t = 194 \text{ }^\circ\text{C}$, $h = 2788 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$
Относительный внутренний КПД турбины	0,8	0,65

Параметры теплоносителя за турбиной	Органический теплоноситель в паровой фазе с $t = 185 \text{ }^\circ\text{C}, h = 715 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	Влажный пар с $t = 140 \text{ }^\circ\text{C}$, $h = 2630 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$
Параметры теплоносителя за конденсатором	Насыщенная жидкость с $t = 80 \text{ }^\circ\text{C}, h = 110,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	Влажный пар с $t = 140 \text{ }^\circ\text{C}$, $h = 940 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$
Мощность установки, кВт	2200	1143

Тем не менее, такой вид диаграммы, в частности пограничной кривой, сказывается на электрическом КПД (порядка 20%). Именно поэтому на больших мощностях и более высоких параметрах пара классическая схема ПСУ оказывается более выгодной, нежели ОРЦ-цикл.

УДК 573.6.086.83:636

БИОГАЗ

Буцько К.С., Ленковец Е.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т.А.

Биогаз является одним из видов биотоплива, которое получают из биомассы. Поскольку биогаз производится из биомассы, он относится к одному из видов возобновляемых источников энергии.

Биогаз получают из биологического материала живых организмов (органического вещества), и он формируется в процессе биологического распада этого органического вещества при отсутствии кислорода. Биогаз можно получать из городских органических отходов, лесосечных отходов, растительного материала, навоза и других источников. Биогаз состоит в основном из метана и диоксида углерода и может содержать небольшое количество сероводорода.

Существуют три основных источника биогаза: продукты очистки сточных вод, органические отходы и отходы животноводческих ферм, наибольшая доля биогаза поступает именно от них. Поэтому мы уделим в нашем докладе им большее внимание, чем остальным.

В XVII веке Ян Баптист Ван Гельмонт обнаружил, что разлагающаяся биомасса выделяет воспламеняющиеся газы. Алессандро Вольта в 1776 году пришёл к выводу о существовании зависимости между количеством разлагающейся биомассы и количеством выделяемого газа. В 1808 году сэр Хэмфри Дэви обнаружил метан в биогазе.

Мы выяснили, что первая задокументированная биогазовая установка была построена в Бомбее, Индия в 1859 году. А в 1895 году биогаз применялся в Великобритании для уличного освещения. В 1930 году, с развитием микробиологии, были обнаружены бактерии, участвующие в процессе производства биогаза.

В СССР исследования проводились в 40-х годах прошлого века. В 1948—1954 гг. была разработана и построена первая лабораторная установка. В 1981 году при Госкомитете по науке и технике была создана специализированная секция по программе развития биогазовой отрасли. Запорожский конструкторско-технологический институт сельскохозяйственного машиностроения построил 10 комплектов оборудования.

Анаэробное сбраживание является биохимическим процессом сбраживания биомассы в бескислородной среде под влиянием определенных видов бактерий. Несколько различных видов бактерий действуют одновременно, чтобы расщепить сложные органические отходы поэтапно, что в конечном итоге завершается получением биогаза.

Для контролируемого анаэробного сбраживания необходима герметичная камера, называемая реактором. Для обеспечения жизнедеятельности бактерий, в реакторе должна поддерживаться температура не менее 20°C. При повышении температуры, вплоть до 65°C, сокращается время обработки и на 25 — 40% уменьшается необходимый объем бака. Существует несколько видов анаэробных бактерий, способных «действовать» и при более высокой температуре.

Существует два основных способа анаэробного сбраживания: мокрый способ АС и сухой способ АС. Основное различие между двумя способами связано с формой перерабатываемых отходов. Сухое АС связано со сбраживанием органических отходов, в неизменном виде, лишь с простой механической сортировкой после которой отходы остаются в той же твердой форме. Мокрое АС требует, чтобы отходы превратились в однородную жидкую массу, которая может перекачиваться в процессе обработки. Сухое АС, как правило, дешевле в эксплуатации, так как меньше воды нагревается и больше газа производится на единицу сырья. Тем не менее, предварительные расходы на мокрое АС ниже.

Биогаз, полученный в реакторе (также известный как «газ реактора»), на самом деле является смесью метана и диоксида углерода, составляющих более 90 процентов общего

объема. Биогаз обычно содержит небольшое количество сероводорода, азота, водорода, метилмеркаптана и кислорода. Метан является горючим газом. Теплотворная способность газа реактора зависит от количества метана, который в нем содержится. Содержание метана колеблется от 55 до 80%. Типичный газ реактора с концентрацией метана 65%, содержит около 22 МДж энергии на кубический метр.

В фермерских хозяйствах небольшие реакторы простой конструкции могут производить биогаз, для производства электроэнергии местного потребления и выработки тепла. Например, биогазовая установка может переработать 30 кубических метров навоза в день, количество, производимое стадом из 500 дойных коров. Газ реактора можно использовать как топливо двигателя-генератора электроэнергии. При этом реактор такого типа позволяет вырабатывать больше электричества и получать горячей воды, чем необходимо для этого стада.

Мы можем наблюдать значительный рост производства биогаза. В 2010 году в Европе в эксплуатации находилось 5900 установок (2300 МВт), причем к концу 2018 года планируется построить около 12400 установок (5800 МВт). В Европе потенциальные поставки первичной энергии с биогазом составляют около 1 ТВтч (3600 ТДж) в расчете на 1 млн. человек.

Наиболее значительным возобновляемым источником энергии в Беларуси является **древесина**. Ежегодно заготавливается около 13 млн. м³ древесины, и 6,5 млн. м³ используется в качестве биомассы. В Беларуси большое количество водогрейных котлов мощностью от 60 до 5000 кВт работают на древесном топливе. В 2007 году из биомассы и отходов было произведено, 20 млн. кВтч электроэнергии.

В мае 2009 года Всемирный банк утвердил \$ 125-миллионный кредит для Беларуси с целью повышения энергоэффективности при выработке тепла и производстве электроэнергии в отдельных городах. Основная цель проекта заключается в преобразовании существующих котельных в ТЭЦ (производящих и тепло, и электроэнергию) в нескольких городах Беларуси. Данное преобразование должно обеспечить около 90 МВт дополнительной электрической мощности (Национальный правовой портал, 2009).

Беларусь **очень хорошо подходит для развития энергии биомассы** благодаря большой площади, пригодной для лесной отрасли промышленности; равнинной местности, хорошо развитого распределения мощности и инфраструктуры централизованного теплоснабжения, а также технически образованного общества.

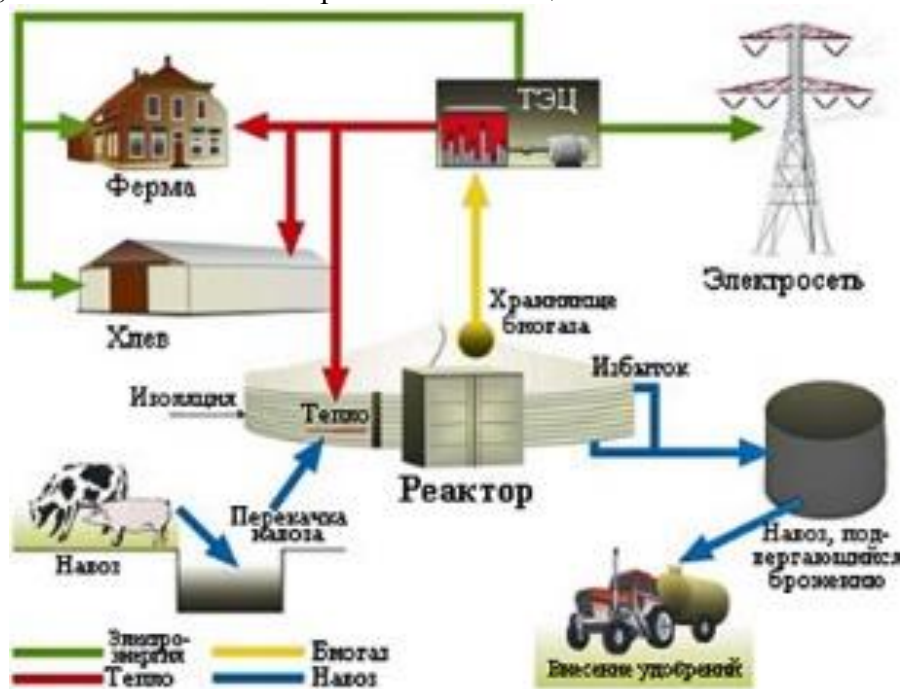


Рисунок 1. Схема производства и использования биогаза

Биогаз используют в качестве топлива для производства: электроэнергии, тепла или пара, или в качестве автомобильного топлива.

Биогазовые установки могут устанавливаться как очистные сооружения на фермах, птицефабриках, спиртовых заводах, сахарных заводах, мясокомбинатах. Биогазовая установка может заменить ветеринарно-санитарный завод, т. е. падаль может утилизироваться в биогаз вместо производства мясокостной муки.

Среди промышленно развитых стран ведущее место в производстве и использовании биогаза по относительным показателям принадлежит Дании — биогаз занимает до 18 % в её общем энергобалансе. По абсолютным показателям по количеству средних и крупных установок ведущее место занимает Германия — 8000 установок. В Западной Европе не менее половины всех птицеферм отапливаются биогазом.

Сельскохозяйственные биогазовые установки в процессе работы используют четыре различные стадии:

1. Транспорт, доставка, хранение и предварительная обработка сырья
2. Производство биогаза (АС)
3. Хранение результатов брожения, возможно приведение в соответствии с установленными нормами и использование
4. Хранение биогаза, приведение в соответствии с установленными нормами и использование

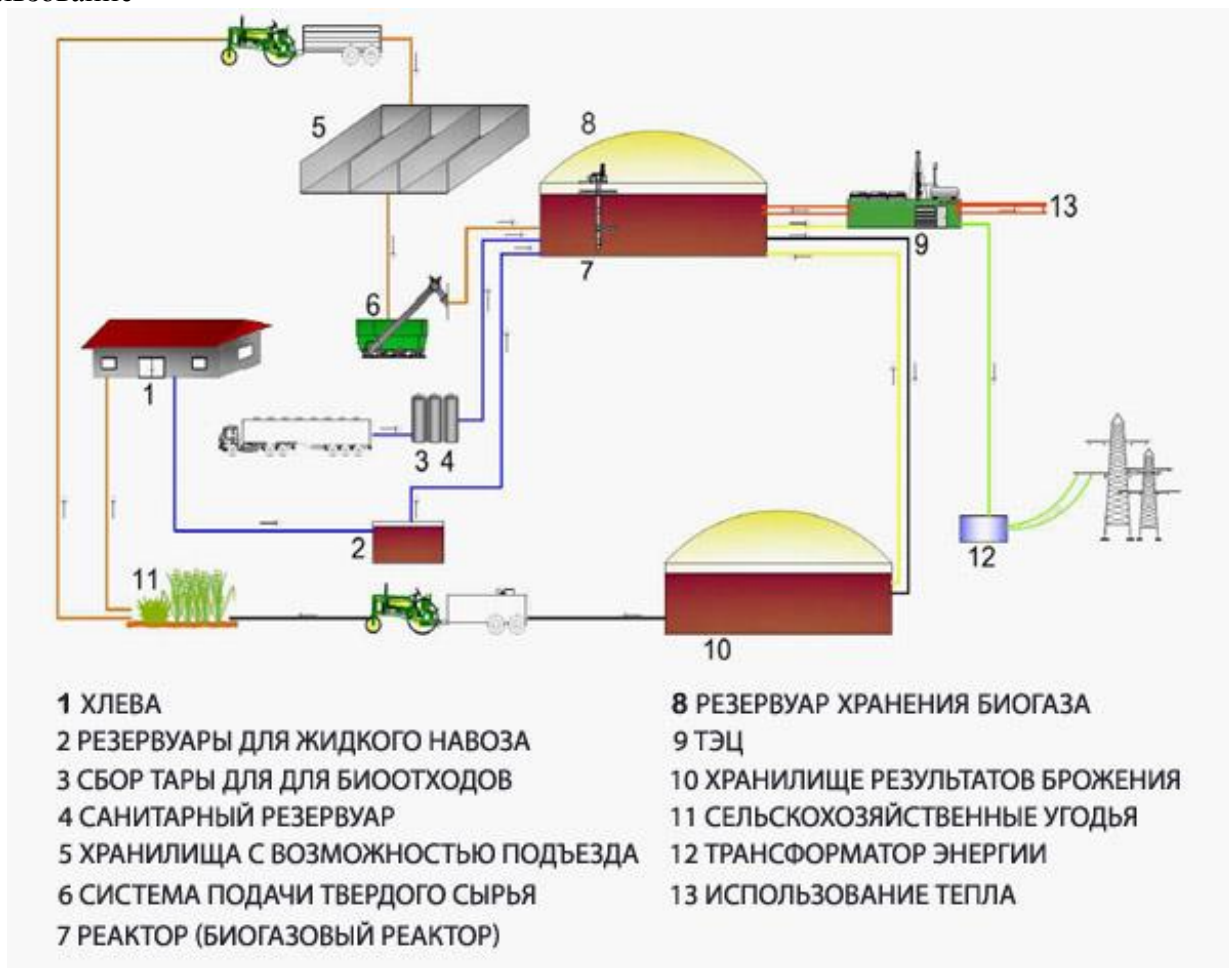


Рисунок 2. Стадии транспортировки биогаза

Стадии процесса, изображенные на рисунке 2, показывают упрощенную картину типичной установки перебродивания.

1. Первая стадия (хранение, приведение в соответствии с установленными нормами, транспортировка и подача сырья) включает в себя резервуар для жидкого навоза

(2), емкость для отходов (3), санитарный резервуар (4), хранилища для биомассы с возможностью подъезда (5) и систему подачи твердого сырья (6).

2. Вторая стадия включает в себя производство биогаза в биогазовом реакторе (7), который также называется реактором.

3. Третья стадия представлена хранилищем результатов брожения (10) и использованием результатов брожения в качестве удобрений на полях (11).

4. Четвертая стадия (хранилище биогаза, приведение в соответствии с установленными нормами и использование) состоит из резервуара хранения газа (8) и ТЭЦ (9).

ТЭЦ является распространенным потребителем биогаза во многих странах с развитым сектором биогаза, так как это считается очень эффективным способом производства энергии. ТЭЦ, созданные на основе двигателя внутреннего сгорания, имеют КПД до 90% и производят 35% электроэнергии и 65% тепла. Наиболее распространенными видами ТЭЦ являются теплоэлектростанции блочного типа с двигателями внутреннего сгорания, которые соединены с генератором. Генератор, как правило, имеет постоянную скорость вращения 1500 оборотов в минуту для того, чтобы быть совместимым с частотой электрической сети. Электроэнергия, полученная из биогаза, может использоваться для привода электрического оборудования, такого как насосы, системы управления и мешалки. Прежде, чем биогаз поступит на ТЭЦ, его обезвоживают и сушат. Большинство газовых двигателей имеют очень жесткие допуски по содержанию сероводорода, галогенированного углеводорода и силоксанов, находящихся в биогазе.

Важным вопросом для энергетической и экономической эффективности биогазовой установки является использование полученного тепла. Как правило, часть тепла используется для обогрева реакторов (технологическое тепло), оставшаяся часть, примерно 2/3 от всей произведенной энергии, — для внешних потребностей. Тепло может использоваться для промышленных процессов, сельскохозяйственного производства или отопления помещений. Наиболее подходящий потребитель — промышленность, как постоянный потребитель тепловой энергии в течение всего года. Качество тепловой энергии (температура) является важным критерием для промышленных предприятий. Использование тепла, полученного из биогаза, для отопления зданий и домашних хозяйств (мини-тепловые сети или центральное отопление) является еще одним вариантом, хотя он отличается неравномерным спросом на тепловую энергию: низкий спрос в летний период и высокий — в зимний период. Тепло также может использоваться для сушки сельскохозяйственных культур и древесной щепы или для разделения и дальнейшей обработки продуктов брожения.

Однако, мы можем выделить и отрицательные стороны биогаза, а именно:

1. Высвобождение парниковых газов, связанное с использованием азотных удобрений;
2. Загрязнение фосфатными удобрениями земель и грунтовых вод;
3. Орошение;
4. Вытеснение производства продовольственных культур;
5. Рост цен на продукты питания.

Литература

1. В. Баадер, Е. Доне, М. Бренндерфер Биогаз. Теория и практика.
2. Возобновляемые источники энергии: [Электронный ресурс] // Биогаз. М., 2012-2017. URL: <http://www.re.energybel.by/biogas/>. (Дата обращения: 10.04.2017).
3. Barbara Eder. Heinz Schulz. 1996. Перевод на рус. Биогазовые установки. Практическое пособие.
4. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. ГОСТ 5542-87.

УДК 662.6

КОНТРОЛИРУЕМЫЙ ХИМИЧЕСКИЙ НЕДОЖОГ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА

Бойко Е.Г.

Научный руководитель – старший преподаватель Айдарова З.Б.

В современном мире большое внимание уделяется состоянию окружающей среды и её защите. Одним из важных факторов, влияющих на окружающую среду, является качество атмосферного воздуха. ТЭС выбрасывают в атмосферу целый ряд вредных веществ. С учётом разной токсичности и количества этих выбросов наибольший вред окружающей среде при сжигании на ТЭС природного газа наносят оксиды азота.

В настоящее время на ТЭС применяются многочисленные методы снижения оксидов азота. Однако практика внедрения технологических (внутритопочных) мероприятий по снижению оксидов азота на действующих котлах выявила ряд негативных моментов, связанных с тем, что старые конструкции топочных устройств не обеспечивали оптимального сочетания условий для подавления образования оксидов азота и полного выгорания топлива.

В результате внедрение технологических мероприятий на таких котлах, как правило, сопровождалось снижением КПД (за счет увеличения недожога и температуры уходящих газов), уменьшением надежности работы (из-за увеличения температуры газов на выходе из топки, увеличения интенсивности шлакования) и меньшей эффективностью снижения выбросов NO_x по сравнению с новыми котлами. Кроме того, внедрение таких внутритопочных мероприятий, как стадийное, ступенчатое сжигание, рециркуляция продуктов сгорания, на действующих котлах требовало значительного объема реконструкций и, как следствие, высоких материальных затрат.

Поэтому поставлена задача разработки и внедрения малозатратных быстрореализуемых экологически безопасных способов сжигания топлив, которые при внедрении на действующем оборудовании не вызывают снижения эффективности и надёжности работы котлов. Вновь разработанные способы снижения оксидов азота должны иметь низкие капитальные и эксплуатационные затраты, быть просты в обслуживании и иметь возможность внедрения силами собственного персонала станции.

Особую актуальность представляют способы сжигания топлив, позволяющие не только значительно снизить эмиссию оксидов азота, но и повысить КПД котла.

Основная идея способа сжигания топлива с умеренным недожогом состоит в уменьшении локальных избытков воздуха в ЗАГ за счёт уменьшения количества организованного подаваемого воздуха в топку. Снижение свободного кислорода в зоне горения подавляет образование термических и топливных оксидов азота, при этом несколько увеличивается эмиссия продуктов неполного горения топлива, контролируемых по содержанию монооксида углерода СО в продуктах сгорания.

При традиционном сжигании окончательное выгорание топлива должно происходить исключительно в топочной камере. Полного сгорания топлива в топке добивались повышенным количеством организованно подаваемого воздуха в топку, поддержанием высоких температур в зоне горения. Вызывалось это отсутствием необходимых приборов контроля состава продуктов сгорания. Повышенный избыток воздуха в топке приводил к завышенному образованию оксидов азота и чрезмерным потерям с уходящими газами из котла. Современный уровень технологического развития даёт возможность устанавливать в газовых трактах котлов приборы контроля состава продуктов сгорания, которые позволяют улучшить как эффективность работы котла, так и его экологические характеристики.

Режимы с контролируемым умеренным недожогом являются наиболее оправданными как с точки зрения экологической чистоты, так и с точки зрения эффективного сжигания топлива, так же они являются малозатратными и быстро внедряемыми, поскольку могут быть легко реализованы на котле в результате наладочных испытаний.

Для эффективной работы котла с контролируемым умеренным недожогом необходима полная информация о завершённости процессов выгорания топлива, что возможно только на основании одновременных измерений содержания СО в дымовых газах в режимном сечении и в сечении за дымососом.

Литература

1. Росляков П.В., Плешанов К.А. Результаты сжигания топлива на котлах с умеренным химическим недожогом учреждение высшего профессионального образования. Москва, Россия. [Электронный ресурс]. – 2012. – Режим доступа: <http://www.sworld.com.ua/konfer28/351.pdf>. – Дата доступа: 02.12.2012.

2. Науные основы современных сталеплавильных процессов /А. В. Явойский, П.С. Харлашин, Т.М. Чаудри Мариуполь, 2003 – 276 с.

УДК 620.92

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ

Бойко Е.Г.

Научный руководитель – к.т.н., старший преподаватель Муслина Д. Б.

На производстве частым случаем является отношение максимальной и минимальной нагрузок крайне велико, а в дополнение имеется рваный график работы с перерывами в потреблении продолжительностью до 20 минут. Например, на текстильных предприятиях Беларуси отмечались такие режимы, при которых в течение 10 минут потребляется пар расходом 50 т/час с падением нагрузки до 0,5 т/ч в последующие 20 минут, при среднем часовом потреблении на уровне 18–24 т, при этом потребляется только паровой теплоноситель. Естественно, что подобная ситуация требует превентивных мер по исправлению ситуации. Следует отметить, что в подобных случаях ситуация смягчается при энергоснабжении от крупного внешнего теплоисточника, у которого имеется ряд потребителей, и такие скачки в подаче частично сглаживаются. Однако, при попытках перевода подобных технологических предприятий на энергообеспечение от собственного источника, подобный режим спроса на тепловую энергию делает его крайне затруднительным, а порой и невозможным без использования дополнительных мер.

К таким мерам можно отнести применение тепловых аккумуляторов фазового перехода «пар-жидкость», или иначе их еще называют пароводяные аккумуляторы.

Наиболее просты в части конструкции и эксплуатации паровые аккумуляторы Рутса и Рато, или аккумуляторы со скользящим давлением и разрядкой насыщенным паром.

В случае внедрения паровых аккумуляторов в часы провалов потребления аккумулирующая система будет забирать избыток теплоты, поступающей от работающего на базисную нагрузку теплогенерирующего оборудования с паровым теплоносителем, хранить ее в виде внутренней энергии перегретой жидкости и затем отдавать снова с потоком пара, когда потребность в нем превысит мощность базисной нагрузки.

Как правило, аккумулятор Рутса подключается параллельно парогенерирующему источнику. Во время зарядки в паровом пространстве аккумулятора устанавливается небольшой избыток давления, благодаря чему между паром, поступающим для зарядки, и водой в аккумуляторе образуется

разница в температуре, способствующая охлаждению пара и его конденсации. При отборе пара из аккумулятора в паровом пространстве давление снижается, происходит парообразование. Охлажденная вследствие парообразования вода способствует образованию конвекционных потоков и вовлечению в процесс испарения глубинных слоев. Поскольку основная масса пара образуется у поверхности воды, то интенсивного вскипания в объеме не происходит и бросков воды в разборный паропровод при напряжении зеркала испарения до $400 \text{ м}^3/\text{м}^2$ не наблюдается. Для предохранения аккумулятора от чрезмерного повышения напряжения зеркала испарения в разрядном трубопроводе устанавливается ограничительное сопло Лаваля 7. Сечение сопла рассчитано так, чтобы при максимальном расходе пара, соответствующем критической скорости в суженном сечении сопла, напряжение зеркала испарения не превышало максимально допустимой величины.

Отличительной особенностью аккумуляторов Рато, является их установка после аппаратов, работающих с переменной нагрузкой. Основное назначение паровых аккумуляторов Рато – сглаживания колебаний уже отработавшего пара, и дальнейшая подача его в аппараты с постоянной нагрузкой.

Применяемые в настоящее время аккумуляторы Рато имеют диаметр цилиндрического корпуса порядка 2,5–3 м, длину 7,5–9 м, рабочий объем воды до $4,0 \text{ м}^3$, и пропускную способность до 20 т пара в час.

Как ранее указывалось, аккумуляторы Рато служат промежуточным звеном между машинами периодического действия и установками с постоянной нагрузкой, что необходимо учитывать при расчете аккумулятора.

Следует отметить, что в обоих случаях, применение паровых аккумуляторов дает следующие преимущества: экономиться топливо прямого сжигания, используемое для покрытия колебаний нагрузки, а также пиковой нагрузки Мощности систем зарядки и разрядки аккумулятора и его емкость определяются в соответствии с реальным графиком теплоснабжения.

Основные преимущества схемы энергоснабжения с аккумулярующими установками: повышается надежность и стабильность системы теплоснабжения предприятия при частых колебаниях нагрузки. Также, в период пика потребления тепловой аккумулятор дает экономию капитальных затрат, позволяя использовать базисные установки меньшей мощности и затрат на топливо для покрытия пиковых нагрузок за счет прямого сжигания; а в периоды провала нагрузок – обеспечивать более стабильную работу

генерирующего оборудования без частых разгрузок, что обеспечит надежность энергоснабжения и продлит срок службы основного оборудования.

Прочие преимущества схемы энергоснабжения с аккумулирующими установками известны: в отношении максимальных нагрузок снижаются расход топлива на пиковые источники и инвестиции, поскольку используются базисные установки меньшей мощности, а в периоды минимальных нагрузок – подавляется рассеяние энергии.

Литература

1. Сазанов, Б.В. Теплоэнергетические системы промышленных предприятий / Б.В. Сазанов, В.И. Ситас. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 304 с.

1. Beckmann, G. Thermal Energy Storage: Basics, Design, Applications to Power Generation and Heat Supply (Topics in Energy) / G. Beckmann, P. V. Gilli. – 1st. ed. – Springer Verlag, 2002. – 248 p.

2. Kalaiselvam, S. Thermal Energy Storage Technologies for Sustainability: Systems Design, Assessment and Applications / S. Kalaiselvam, R. Parameshwaran. – Elsevier, 2014. – 444 p.

3. Dincer, I. Thermal Energy Storage: Systems and Application / I. Dincer, M. A. Rosen. – 2nd. ed. – Wiley, 2010. – 620 p.

4. Gochwenoit, C. Regulation of Heat and Electricity Produced in Combined Heat and Power Plants. Liberalization and Extent of CHP Usage // THE WORLD BANK № 27201 [Electronic resource]. – 2009. – Mode of access : <http://data.worldbank.org/>. – Date of access : 05.10.2013.

5. Алексеев, Б.А. Новое в энергетике : производство и потребление электроэнергии, энергетика разных стран // Энергетика за рубежом. – 2005. – № 5. – С. 3–13.

6. Moreno, M.A. Improvement of power quality using distributed generation // Electrical Power & Energy Systems. – 2010. – Vol. 32, № 10. – P. 1069–1076.

УДК 62-68

ПРИМЕНЕНИЕ АБСОРБЦИОННЫХ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛА

Григорьев В.Г., Янчук В.И.

Научный руководитель – к.т.н., старший преподаватель Муслина Д.Б.

Предложена схема с одноступенчатым абсорбционным тепловым насосом для утилизации тепла, выделяемого во время аэробного гниения органических отходов (Рисунок.1). Кучи в процессе гниения органического материала, расстояние между которыми составляет 10 метров, движутся на конвейере, начальная температура куч около 65 °С. Примерно через 40 дней процесс гниения заканчивается. Компост, достигший 30 °С, продезинфицированный и хорошо разложенный, покидает завод; следовательно, он может быть применен в сельском хозяйстве. В процессе гниения кучи компоста снабжают кислородом. Теплоту, выделяющуюся во время гниения, передают холодной воде, которая далее поступает в установку абсорбционного теплового насоса.

На схеме изображено, как объединены абсорбционный тепловой насос, работающий на сжигании газа, с системой энергоснабжения завода. Из-за прерывистого процесса вентиляции и движения компостных груд температура воздуха на них непостоянна, вследствие чего непостоянна тепловая нагрузка на контур холодной воды. Поэтому введён аккумулятор воды, поддерживающий температуру постоянной и служащий как вводное устройство в испаритель АБТН. Тепловой насос обеспечивает постоянную температуру на выходе контура отопительной воды 82 °С после прохождения абсорбера и конденсатора теплового насоса. Для достижения повышения температуры на 50 °С тепловой насос оснащен генератором, имеющим газовую горелку, мощность которой модулируется от 325 до 600 кВт в зависимости от условий эксплуатации теплового насоса. Тепловой насос был разработан для цикла, имеющего COP около 1,6 при 50% частичной нагрузке, увеличивающегося до 1,65 при полной нагрузке. Принимая во внимание эффективность горелки около 88% при частичной нагрузке и около 85% при полной нагрузке, основной энергетический коэффициент достигает 1,45.

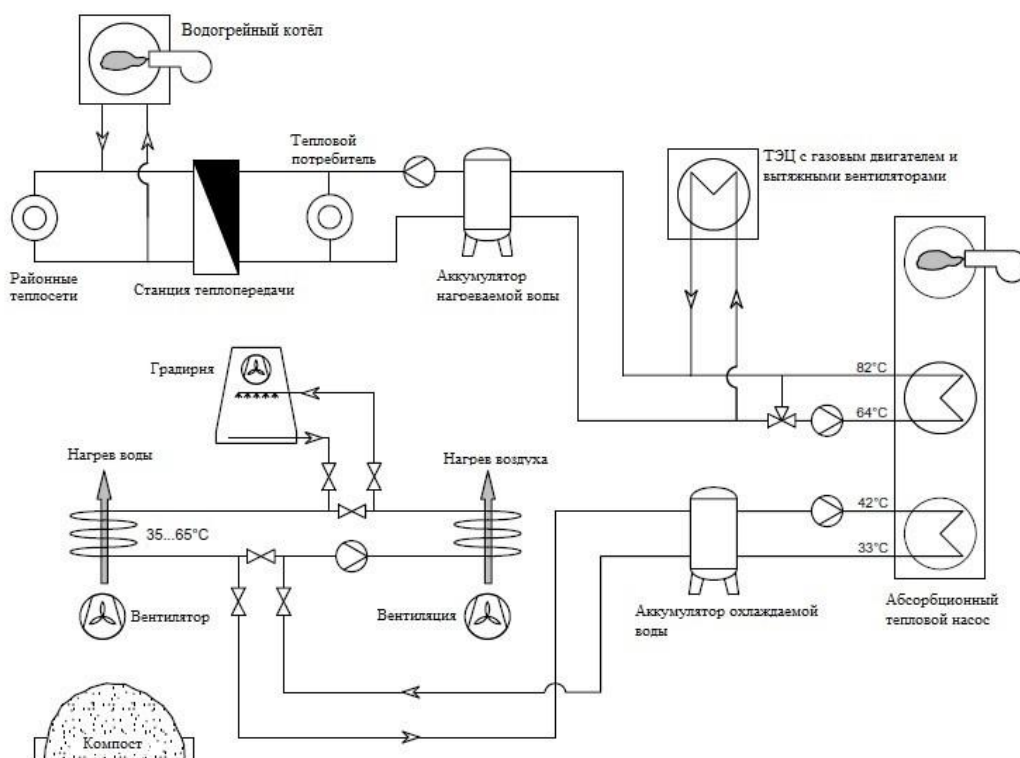


Рисунок 1. Схема подключения АБТН

Также инновационную схему энергоснабжения с использованием АБТН можно использовать для отопления помещений и теплоснабжения бассейнов с температурами между 24 °С и 34 °С со средней тепловой мощностью 600 - 800 кВт и пиковой нагрузкой всех потребителей тепла приблизительно 2 МВт.

При наличии низкопотенциального теплового источника возможно применение абсорбционного теплового насоса двойного эффекта, который использует тепло от когенерационного двигателя, служащего для тригенерации(ССНР).

Дымовые газы двигателя с температурой 450 °С поступают в высокотемпературный генератор абтн, где охлаждаются до температуры 200 °С, затем поступают в АБХМ и при температуре 120 °С выбрасываются в атмосферу. Вода рубашки охлаждения, имеющая температуру 90 °С поступает в АБХМ, нагревается до 96 °С, и направляется низкотемпературный генератор АБТН, а далее потребителю №1. Тепловая нагрузка потребителя №2 покрывается отводом теплоты от раствора бромистого лития в конденсаторе абтн. Таким образом, имея цикл АБТН с COP = 2,2 и цикл АБХМ с COP = 1,7, можно получить тригенерационный цикл с общим COP = 1,95.

УДК 629.113.6.066

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЯДКИ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

Иванова Д.С., Твердунова А.Д.

Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т.А.

Мы все слышали об электрических автомобилях, но как насчет электрической дороги? Вождение электрических автомобилей имеет много преимуществ. Это стопроцентное отсутствие вредных выбросов, что сохраняет наш воздух чистым. Также использование электрического автомобиля обходится в меньшую цену, чем заправка обычного. Но одним из основных недостатков электромобилей является необходимость их частой подзарядки. Сегодня на рынке большинство электрических машин могут без подзарядки преодолеть расстояние от 75 до 100 миль - это прекрасный результат для наиболее распространенных расстояний, но совершенно не подходящий для дальних поездок, так как батареи таких электрических транспортных средств являются тяжёлыми, дорогими и не могут производить достаточно энергии для преодоления больших расстояний.

Вместо того, чтобы просто попытаться решить проблему с тяжёлыми и большими батареями или путём добавления большего количества зарядных станций, израильский стартап под названием «ElectRoad» выбрали другой подход: создание уникальной дороги, которая будет заряжать ваш электрический автомобиль во время движения.

Компания была основана в 2013 году с целью распространения электромобилей. Стартап выиграл первый приз в начале декабря на конкурсе «Запуск чистой энергии».

И, уже, в не очень далеком будущем владельцы электрических автомобилей смогут избавиться от необходимости подключения своих транспортных средств к порту зарядной станции и от простоя в течение времени, необходимого для зарядки аккумуляторных батарей. Подзарядка батарей будет производиться беспроводным способом прямо во время движения по специальной электрифицированной дороге. И первая такая дорога появится в ближайшее время в Тель-Авиве благодаря работе специалистов израильской компании «Electroad». На первом этапе будет электрифицироваться участок дороги, по которому курсируют автобусы одного из маршрутов. А после опытной эксплуатации такой дороги технология беспроводной зарядки электрического транспорта доберется и до других дорог общего назначения.

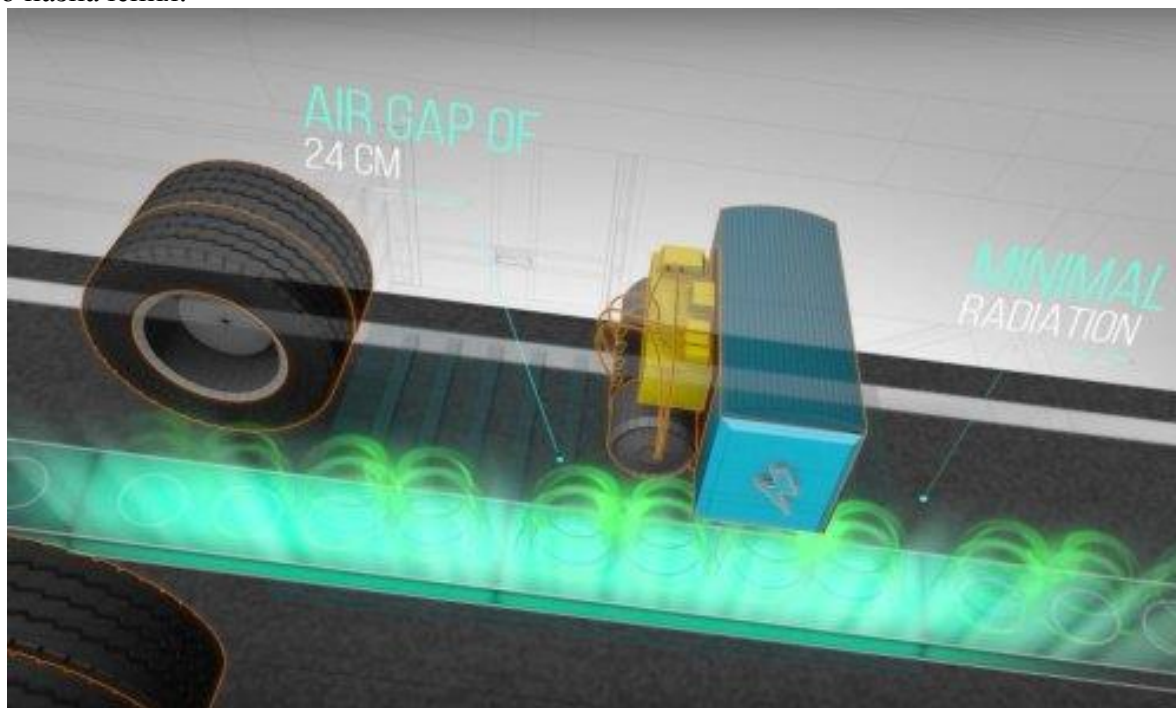


Рисунок 1. Прокладка электрифицированной дороги

"Наша технология проста, гибка и масштабируема" - рассказывает Орен Эзер, руководитель компании «Electroad», - "Для прокладки зарядных элементов требуется только медь и резина, а сама прокладка может проводиться быстро на уже существующих дорогах".

Прокладка осуществляется при помощи специального прокладчика, который делает траншею, глубиной всего 8 сантиметров. Следующий за прокладчиком второй механизм укладывает соединенные между собой индукционные катушки и заполняет траншею асфальтом снова. За один день работы прокладчик может электрифицировать около одного километра дороги.

Катушки, уложенные под поверхностью дороги, обеспечивают эффективную работу системы беспроводной передачи энергии при толщине воздушного промежутка до 24 сантиметров. Режим работы этих катушек оптимизирован таким образом, что их излучение не достает до водителя и пассажиров, что делает такую систему безопасной для людей. А питает электрифицированную дорогу сеть "умных" преобразователей-инверторов, которые обмениваются информацией друг с другом в режиме реального времени.

Компания «Electroad» сначала планирует охватить своей системой область общественного транспорта. И только потом эта платформа станет открыта для ее использования частным транспортом. В настоящее время технология беспроводной зарядки уже прошла испытания в лаборатории компании Electroad и на 20-метровом опытном участке дороги неподалеку от лаборатории. И, как упоминалось выше, очень скоро в Тель-Авиве начнут курсировать автобусы, снабженные лишь буферными аккумуляторными батареями малой емкости, но способные без дополнительной подзарядки постоянно двигаться по пятикилометровому маршруту.

Следует заметить, что такая технология имеет массу положительных сторон. К примеру, полногабаритная аккумуляторная батарея для электрического автобуса весит пять тонн и стоит порядка 300 тысяч долларов. Если отказаться от такой батареи, то автобус станет намного легче и будет расходовать на свое передвижение меньшее количество энергии в целом. Экономия энергии в данном случае приведет к снижению затрат в два раза по сравнению с автобусами с дизельным двигателем. То есть, в случае общественного транспорта затраты на переоборудование автобусов и прокладку электрифицированных дорог окупятся достаточно быстро. Нет необходимости для подзарядки и благодаря минимальному весу аккумуляторной батареи требуется минимум затрат энергии. Также к достоинствам данной технологии можно отнести и её низкую стоимость в обслуживании. Уменьшится процент загрязнения, а, следовательно, и распространённость респираторных заболеваний, в том числе рака лёгких.



Рисунок 2. Прокладка дороги в настоящее время в Тель-Авиве

А в более дальней перспективе Орен Эзер пока еще только мечтает перевести весь электрический транспорт в Израиле на технологию индуктивной зарядки в движении. Более того, компания «Electroad» получила грант на исследования от Европейского Союза, так что подобные электрифицированные дороги могут появиться в ближайшее время не только в Израиле, но и в некоторых европейских странах. А в очереди на разработку у компании «Electroad» стоит разработка технологий, позволяющих интегрировать их технологии беспроводной зарядки с технологиями получения энергии из альтернативных источников.

Ко всему этому стоит добавить, что компания может управлять автомобилями в настоящее время, позволяя им иметь меньшие по объёму и массе батареи, делая электромобили легче и дешевле. Данную технологию, по истине, можно считать прорывом. Наша планета столкнулась с глобальными экологическими катастрофами и лишь мы вправе помочь ей справиться с ними.

Литература

1. ElectRoad [Электронный ресурс] // ElectRoad: Drive the future with wireless energy. 2016. URL: <https://www.electroad.me/> (дата обращения: 1 апреля 2017);
2. Израильский стартап. Тестирование первой электрической дороги в Тель-Авиве [Электронный ресурс] // Jewish Business News. 2013. URL: <http://jewishbusinessnews.com/2016/05/26/Israeli-Startup-is-testing-Out-The-countrys-First-Electric-Road-in-Tel-Aviv> (дата обращения: 1 апреля 2017);
3. В Израиле начато строительство первой в мире дороги, которая будет заряжать батареи электрического транспорта во время движения [Электронный ресурс] // DailyTechInfo. 2009. URL: <http://www.dailytechinfo.org/auto/8822-v-izraile-nachato-stroitelstvo-pervoy-v-mire-dorogi-kotoraya-budet-zaryazhat-batarei-elektricheskogo-transporta-vo-vremya-dvizheniya.html> (дата обращения: 1 апреля 2017).

УДК 620.91:662.997

ПОДЗЕМНОЕ АККУМУЛИРОВАНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ

Ермоленко В. И., Грицук А. А., Шалабодова К. Ю.

Научный руководитель – к.т.н., старший преподаватель Муслина Д. Б.

В рамках национальной программы по освоению энергетических ресурсов разработан проект теплоснабжения группы коттеджей с помощью солнечной энергии и теплонасосных установок, использующих тепло нагретых грунтовых вод. Система спроектирована для условий района г. Ландскруна (Южная Швеция). Первоначально она намечалась для краткосрочного аккумулирования тепла, в последующем - для сезонного. Для этого планируется проведение экспериментов с целью определения возможности создания сезонного подземного теплоаккумулятора (ПТА). В скальных породах на глубине 30 м (Швеция) сооружен сезонный подземный теплоаккумулятор солнечной энергии емкостью 100 тыс. м³. Его годовая энергоемкость 5500 МВт·ч, что эквивалентно 550 т мазута. Подземный теплоаккумулятор имеет кольцевую форму, его высота 30 м, наружный и внутренний диаметры, соответственно, 75 и 35 м. С помощью солнечной энергии отапливается 550 жилищ. Общая поверхность коллекторов 4,2 тыс. м².

Летом и осенью в ПТА поступает нагретая вода до 90 °С, а забирается из него с температурой 65-70 °С. Среднегодовой КПД 30%, потери тепла неизолированного подземного теплоаккумулятора в конце первого года эксплуатации составят 70 %, а через 4 года – 32 %, через 10 лет - не превысят 28 % (остывание за 25 ч составляет 10 °С). Стоимость тепла от подземного теплоаккумулятора эквивалентна стоимости тепла от теплосети.

В Швеции разрабатывается проект сезонного ПТА, включающий водоем и подземные горные выработки объемом 700 тыс. м³. Нагретая летом вода будет закачиваться в подземный теплоаккумулятор. Теплоаккумулирующая энергоемкость составит 11-170 ГВт·ч. В отопительный период вода из ПТА поступает в теплотель; при падении температуры воды ниже 6 °С, она будет использована в качестве источника тепла для теплонасосных установок.

Одним из практических параметров является КПД подземного аккумулирования тепловой энергии, который представляет собой отношение между количеством возвращаемого и запасаемого тепла. Его значение зависит от уровня падения температуры. Предположительно считается, что лучше хранить тепло при более высокой температуре, что допускает более высокое падение температуры. Однако падение на 40—50 °С за несколько месяцев делает непригодным возвратное тепло для получения электроэнергии. Эксперименты и расчеты дают основание на достижение КПД на уровне 75-80 %.

В последние годы в Нидерландах широкое распространение получили установки подземного аккумулирования тепла и холода в водоносных пластах. Подземное аккумулирование тепловой энергии позволяет реализовать летнее охлаждение с помощью зимнего холода, а зимний подогрев - с помощью летнего тепла. Такие установки позволяют сэкономить порядка 50-75 % эксплуатационных затрат на тепло- и холодоснабжение по сравнению с традиционными установками (отопительными котлами и холодильными машинами).

Система подземного аккумулирования энергии состоит из двух скважин, через которые откачивается или закачивается вода из водоносного слоя, являющегося аккумулирующей средой. Одна скважина используется для аккумулирования тепла, другая - холода. Скважины находятся на расстоянии нескольких десятков метров друг от друга, исключая взаимное влияние теплого и холодного "колоколов" и наземно соединены между собой трубопроводом с включенным туда теплообменником.

Годовой цикл схематически можно представить состоящим из 2 ситуаций:

- Лето. Холод (ранее запасенный) из холодной скважины используется для холодоснабжения потребителя. Вода из водоносного слоя с температурой 7-10°С откачивается из холодной скважины и в теплообменнике отдает холод потребителю (например, в систему кондиционирования воздуха). После этого уже с более высокой

температурой она закачивается обратно в водоносный пласт через теплую скважину. Таким образом, по мере подачи холода потребителю сокращается запас холода вокруг холодной скважины, но одновременно создается запас тепла в теплой скважине.

• Зима. Как только у потребителя возникает потребность в тепле, направление процесса меняется: теплая вода откачивается из теплой скважины и после отдачи тепла в теплообменнике закачивается в водоносный пласт через холодную скважину. Теперь вокруг холодной скважины растет запас саккумулированного холода. Таким образом, осуществляется годовой цикл зарядки-разрядки тепла и холода.

В большинстве систем температура закачиваемой воды зимой составляет 6-9°C, а летом 15-25°C, то есть можно говорить об аккумуляции низкопотенциального тепла и холода.

В первых проектах упор делался только на аккумуляцию холода с целью охлаждения. Принципиальная схема приведена на Рисунок 1. Летом здание охлаждается холодом, саккумулированным в водоносном пласте, то есть система подземного аккумуляирования заменяет холодильную машину. В течение зимы производится зарядка холодной скважины с помощью градирни или воздушного теплообменника. Для зимнего отопления используется традиционный котел. Такая схема применяется также и для охлаждения производственных процессов, где круглогодично необходим холод с температурой 10-18°C.

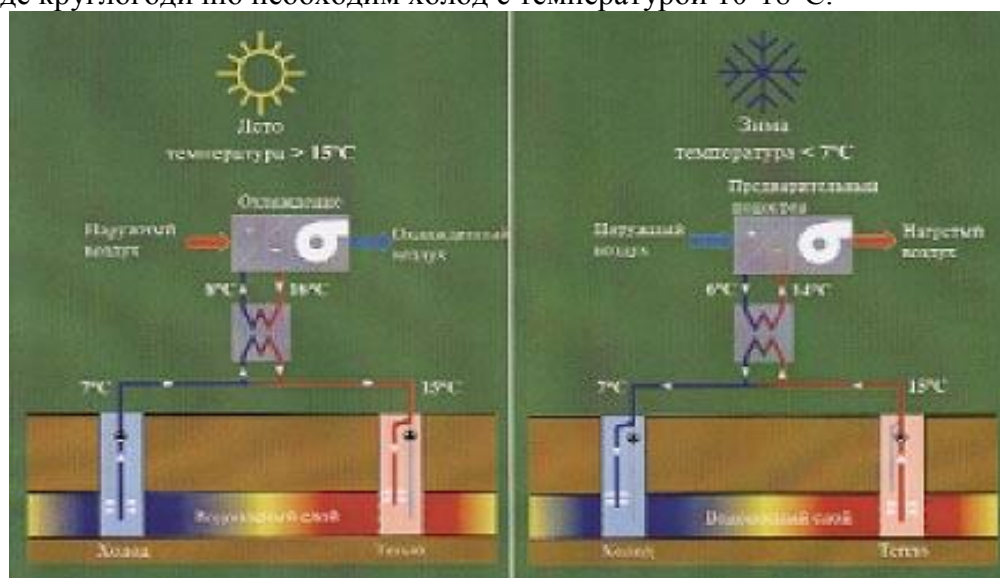


Рисунок 1. Аккумуляция холода с целью охлаждения

На Рисунок 2 представлен вариант более комплексной схемы, где система подземного аккумуляирования объединена с системой центрального кондиционирования здания. Такая схема применима в зданиях, где охлаждение полностью (или почти полностью) осуществляется с помощью вентиляционного воздуха. В этом случае система подземного аккумуляирования поставляет не только холод летом, но и часть тепла зимой, то есть количество сэкономленной энергии возрастает вдвое по сравнению со схемой на Рисунок 1.

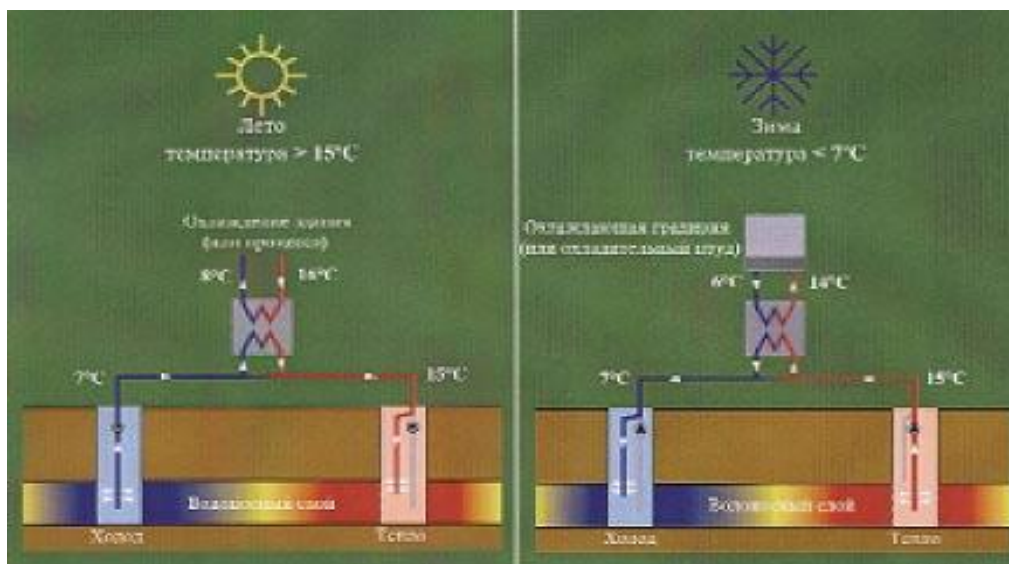


Рисунок 2. Система подземного аккумулирования с системой центрального кондиционирования здания

В течение зимнего сезона в тот же центральный кондиционер подается вода из теплой скважины для (предварительного) подогрева вентиляционного воздуха и одновременной "зарядки" холодной скважины. Летом этот холод используется для кондиционирования, а вода из холодной скважины после подогрева в центральном кондиционере закачивается в теплую скважину.

На Рисунок 3 представлена наиболее комплексная схема, в которой зимнее отопление осуществляется с помощью теплового насоса. Тепловой насос использует низкотемпературное тепло из теплой скважины и повышает его потенциал до температурного уровня, пригодного для целей отопления (низкотемпературного). Одновременно заряжается холодная скважина. Как правило, тепловой насос дополняется пиковым отопительным котлом. На сегодняшний день оптимальной признана схема, где тепловой насос имеет мощность около 20-30 % от максимальной отопительной нагрузки, поставляя при этом около 80 % необходимого тепла.

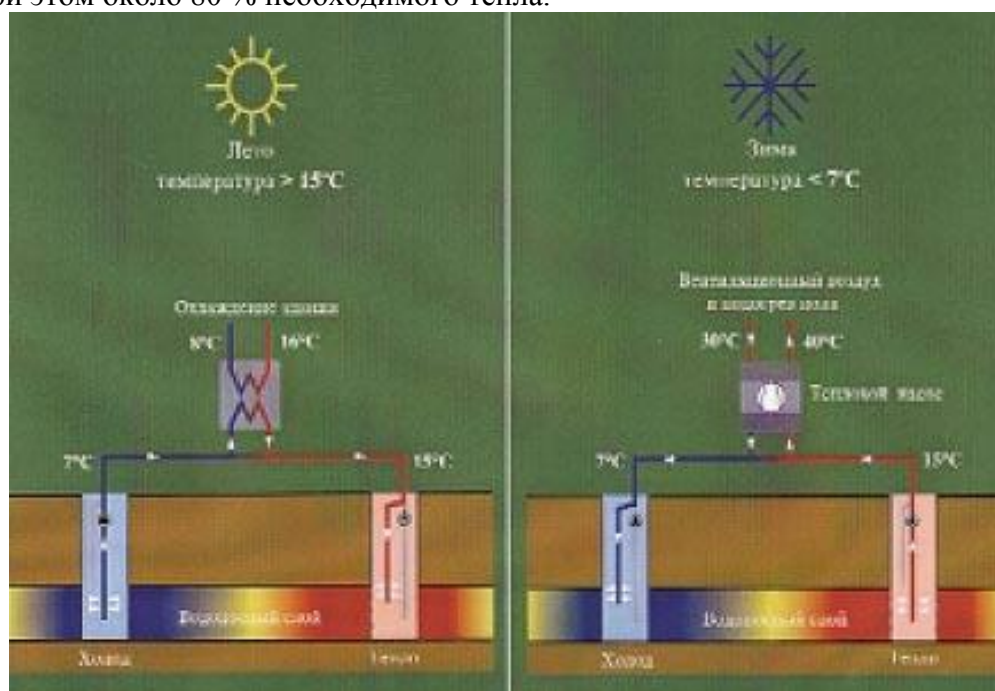


Рисунок 3. Комплексная схема системы отопления, осуществляемого с помощью теплового насоса

Охлаждающая мощность в реализованных проектах составляет в среднем 500-1000 кВт, при такой мощности система наиболее рентабельна по сравнению с традиционной холодильной машиной. Почти в 60 % установок одновременно используется и аккумулированное в подземном слое низкопотенциальное тепло.

Основным функциональным (и затратным) элементом системы является скважина. Пластиковая труба, помещенная в скважину, на глубине используемого водоносного слоя снабжена отверстиями для откачки и закачки грунтовой воды и фильтрами. В верхней части скважины располагаются погружные насосы, подсоединения закачивающих и откачивающих труб скважины к транспортирующим трубопроводам, средства контроля и управления. Транспортирующие трубопроводы прокладываются, как правило, неглубоко под землей. Теплообмен с системой тепло- и холодоснабжения объекта происходит в пластинчатом теплообменнике с температурным напором в 1-2°C. Таким образом, подземный контур отделен от наземного контура тепло-, холодоснабжения самого здания, что исключает вероятность загрязнения или ухудшения качества грунтовых вод. Система контроля и управления связана с системой регулирования тепловой нагрузки объекта. В большинстве систем дебит скважины регулируется в пределах от 20 до 100 % в зависимости от требуемой тепловой или холодильной нагрузки здания.

Литература

1. Snijders A. L. Aquifer thermal energy storage in the Netherlands. Newsletter CADDET Energy Efficiency, Special Issue on the Netherlands, September, 2000.
2. Proceedings TERRASTOCK 2000. 8th International Conference on Thermal Energy Storage. Stuttgart, Germany.

УДК 620.92

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЁТА ВЫСОКОСКОРОСТНОГО ТЕЧЕНИЯ

Алексеева И.В., Бойко Е.Г., Бурмич А.Д., Окулевич В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Сапун Н.Н.

При движении жидкости или газа с высокой скоростью в потоке около поверхности из-за сил внутреннего трения наблюдается выделение теплоты. Это вносит некоторые особенности в протекание процесса теплообмена. Внутренний разогрев потока представляет собой необратимый процесс рассеивания части механической энергии движения вследствие вязкого трения и перехода этой энергии в теплоту. Процесс этот называют диссипацией энергии движения.

Для характеристики режима течения в газодинамике вводится понятие числа Маха, равного отношению местной скорости потока w и скорости звука c в той же точке потока.

$$M = w / c.$$

При $M < 1$ течение называется дозвуковым, при $M > 1$ сверхзвуковым.

В сверхзвуковых потоках перепады температур в пограничном слое становятся настолько значительными, что плотность газа и другие его теплофизические свойства (вязкость, теплопроводность) оказываются переменными по толщине слоя. Их уже неправомерно рассматривать как постоянные. Вследствие этого при расчете теплоотдачи в сверхзвуковых потоках должна вводиться поправка на переменность теплофизических свойств:

$$\alpha_w = \alpha \cdot \psi,$$

здесь α_w – коэффициент теплоотдачи с учетом переменности свойств;

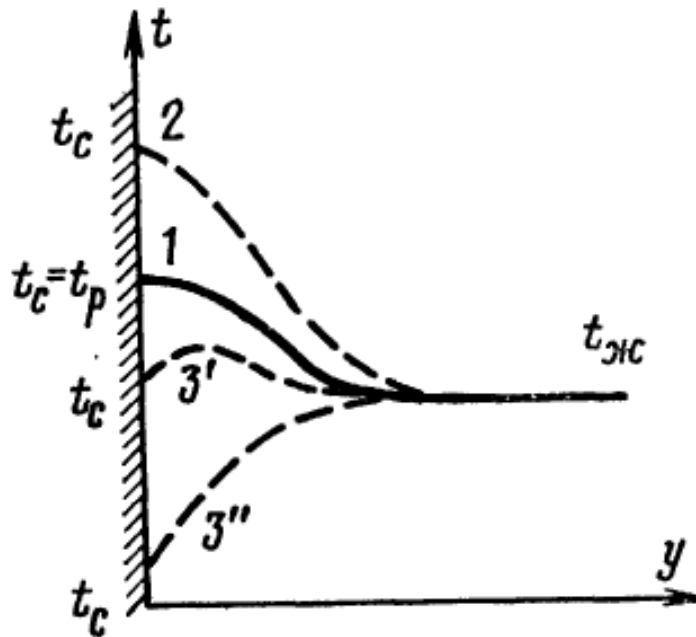
α – коэффициент теплоотдачи, определенный по формуле Ньютона-Рихмана;

ψ – поправка на переменность теплофизических свойств газа.

Поправка ψ зависит в первую очередь от отношения абсолютных температур $T_p / T_{ж}$ и $T_c / T_{ж}$.

Основное количество теплоты выделяется в пристенном слое, где силы вязкого трения имеют наибольшее значение. В результате в этом слое температура среды повышается. Если поверхность тела теплоизолировать, то

она также принимает более высокую температуру. Такая температура называется адиабатной температурой поверхности t_p ; она соответствует условиям, когда перенос теплоты через поверхность отсутствует.



На рисунке 1 показано распределение температур в пограничном слое при высоких скоростях движения потока. Теплота, выделяющаяся в пристенном слое, отводится в глубь потока конвекцией и теплопроводностью.

Рисунок 1. распределение температур в пограничном слое при высоких скоростях движения потока.

УДК 621.383.4

ЗАВИСИМОСТЬ ХАРАКТЕРИСТИКИ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ

Богдан А. А., Павлович И. В.

Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т. А.

Все больше различных природоохранных организаций призывают общественность обратить внимание на экономное расходование природных ресурсов.

Особое внимание привлечено к солнечной энергии, которая является, по сути, абсолютно бесплатной. Солнечное же излучение доступно практически в любой точке Земли.

Совсем недавно сама мысль о бесплатной электроэнергии казалась фантастической. Однако технологии не стоят на месте, и альтернативная энергетика завоевывает все больше поклонников. Все больше людей пользуются новейшими разработками, позволяющими обрести автономность без потери комфорта. Солнечные батареи являются действительно эффективным источником электроэнергии при соответствующих условиях.

Солнечная батарея представляет собой многочисленные фотоэлектрические преобразователи, соединенных между собой в единую систему. Они превращают солнечную энергию в электрический ток.

Однако эффективность работы солнечных батарей зависит от ряда факторов, таких как интенсивность облучения, угла падения лучей и температуры.

Температурная чувствительность напряжения.

При увеличении температуры эффективность солнечных батарей снижается. С ростом температуры поток электронов нарастает, что вызывает увеличение силы тока и падение напряжения. Падение напряжения при этом больше, чем увеличение силы тока. Поэтому общая мощность уменьшается, что приводит к тому, что панель работает с меньшей эффективностью.

Солнечные батареи подразделяются на три больших семейства:

- Тонкопленочные – состоят из натянутых плёнок, которые легко можно установить любое удобное место. Не боятся пыли и могут работать даже в неблагоприятных условиях. Недорогие, но требуют большой площади для установки.
- Монокристаллические – изготавливаются из большого количества индивидуальных ячеек. Эффективно применяются в судоходстве. Имеют небольшую массу, компактны в размерах, надёжны и долговечны. Однако даже лёгкая облачность может привести к прекращению выработки энергии.
- Поликристаллические – в ячейках находятся кристаллы, направленные в разные стороны. Это позволяет улавливать рассеянный свет и меньше зависеть от прямого

освещения. Дешевле, чем монокристаллические модели. Их успешно используют для освещения домов и даже улиц.

Рассмотрим поликристаллические солнечные батареи. В условиях переменного климата, полезно знать и использовать знания об эффективности батарей в зависимости от их температуры, так как с её изменением изменяется и напряжение, производимое батареями.

Значения напряжений, производимых батареями, при определённой температуре представлены на таблице 1.

Таблица 1 – Вырабатываемое батареями напряжение

Время	Температура	Напряжение
t, мин	T, °C	U, В
0	20,4	22,1
1	23,5	21,6
2	28,7	21,1
5	40,8	20,2
10	56,3	19,0
15	60,0	18,3
20	70,4	18,0

Для данных из таблицы 1 можно построить рисунок 1 – кривую нагрева

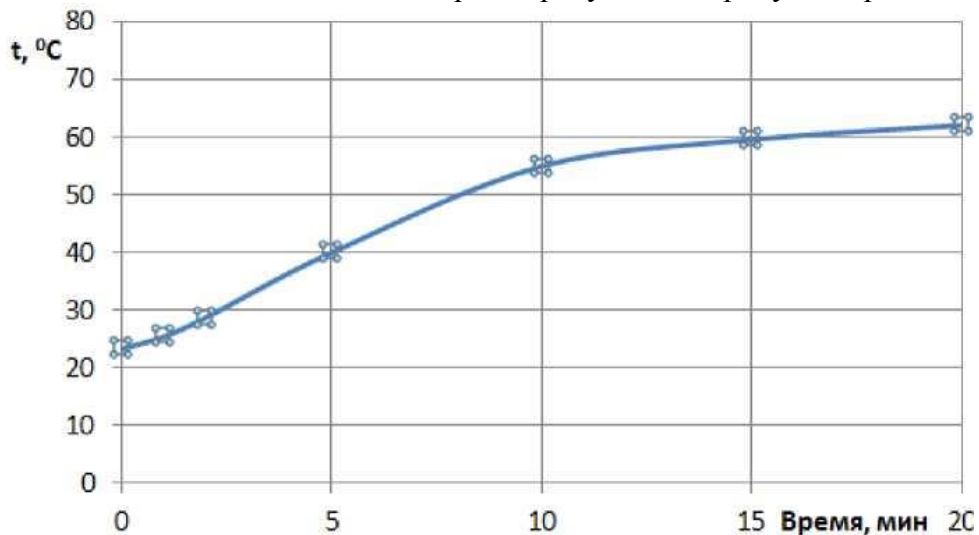


Рисунок 1. Зависимость температуры от времени

А также рисунок 2 – зависимость напряжения от времени

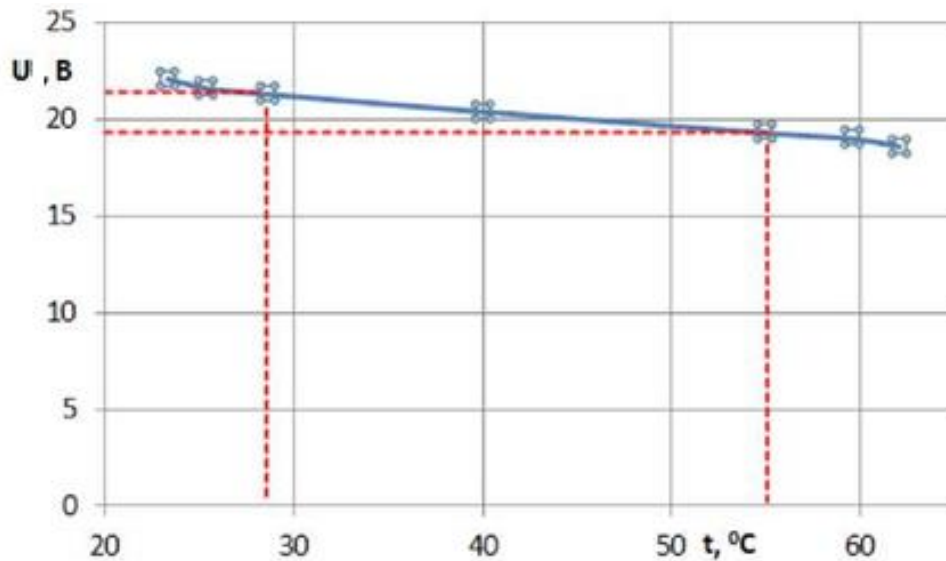


Рисунок 2. Зависимость напряжения от времени

Вывод:

Солнце – практически неисчерпаемый источник энергии, а с помощью солнечных батарей можно использовать эту энергию для таких человеческих потребностей, как нагрев воды, обогрев помещений и т. д.

Однако их эффективность зависит от многих показателей: например, с увеличением температуры батареи, вырабатываемое ею напряжение падает, а значит и количество получаемой электроэнергии уменьшается. Наглядно это показано на графиках.

Литература

1. <http://postroy-sam.com/solnechnye-batarei-dlya-chastnogo-doma.html>
2. [<http://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-effektivnosti-raboty-solnechnoy-batarei-v-polevyh-usloviyah>]

УДК 620.9.002.56

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГОАУДИТА ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ НА ПРИМЕРЕ ОАО «ОСИПОВИЧСКИЙ ЗАВОД АВТОМОБИЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ»

Филев А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Мигуцкий И.Е.

В связи с необходимостью роста энергетической безопасности, в том числе повышения энергетической независимости Республики Беларусь государственное регулирование в сфере энергосбережения должно в первую очередь основываться на принципе эффективного и рационального использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

Одним из важнейших путей госрегулирования в данной сфере является проведение энергетических обследований (энергоаудитов) промышленных предприятий, включающее в себя оценку эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и определение реального потенциала энергосбережения, выработку обоснованных предложений по переходу на прогрессивные нормы расхода топливно-энергетических ресурсов, а также разработку энергосберегающих мероприятий. Согласно Ст.11 Закона РБ «Об энергосбережении» энергоаудиту в обязательном порядке подлежат юридические лица с годовым потреблением топливно-энергетических ресурсов 1,5 тысячи тонн условного топлива и более. Обязательный энергоаудит юридического лица проводится не реже одного раза в 5 лет согласно графикам, ежегодно утверждаемым республиканскими органами государственного управления.

В качестве примера для исследования был выбран энергоаудит ОАО «Осиповичский завод автомобильных агрегатов». На начальном этапе были определены показатели энергообеспечения. Установлено, что предприятие потребляет котельно-печное топливо в виде природного газа и дров, электроэнергию и тепловую энергию в виде горячей воды. Также было подвержено анализу состояние использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) на предприятии, выявлен выход тепловых ВЭР с отходящими газами плавильных печей и печей термообработки, сушильных камер линий покраски, с охлаждающим компрессорное оборудованием воздухом, с вентиляционными выбросами, производственные и хозяйственно-бытовые стоки. Определен суммарный годовой выход тепловых ВЭР, который за исследуемый год составил 19500 Гкал, установлено, что существующая утилизация данного типа вторичных энергетических ресурсов за рассматриваемый период составила около 1890 Гкал.

В ходе оценки эффективности использования топливно-энергетических ресурсов на объектах предприятия были определены основные направления в области энергосбережения, а также разработана программа организационно-технических мероприятий по экономии ТЭР.

Анализ деятельности предприятия с точки зрения потребления ТЭР и современных достижений в науке, технике и технологиях позволил выявить следующие направления в области энергосбережения: совершенствование технологических процессов, внедрение современного оборудования, внедрение энергогенерирующих мощностей, повышение эффективности систем тепло-, воздухо-, водоснабжения, утепление ограждающих конструкций зданий и сооружений, повышение эффективности систем вентиляции, утилизация тепловых ВЭР, повышение эффективности систем освещения, внедрение энергоэффективных источников света. Разработан ряд мероприятий, позволяющих повысить энергоэффективность технологических процессов предприятия. Примером такого мероприятия может служить внедрение графитсодержащих тиглей, взамен используемых из чугуна в печах САТ-0,25, что позволит снизить расход электроэнергии на их нагрев за счет меньшей теплоемкости предлагаемых, а также в 2-3 раза большего ресурса работы по сравнению с чугунными, что способствует снижению эксплуатационных затрат. В

условиях предприятия экономия ТЭР от осуществления данного мероприятия составила 119 т у.т. В общей сложности выявлено резервов экономии ТЭР, обеспечивающих экономию около 4100 т у.т., в том числе в энергосистеме – около 1400 т у.т.

В ходе проведенного энергетического обследования предприятия предложено к внедрению 20 мероприятий по энергосбережению.

УДК 518.5:532.54

УТИЛИЗАЦИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОТОКОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА БАЗЕ АБСОРБЦИОННЫХ БРОМИСТО-ЛИТИЕВЫХ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

Бойко Е.Г., Мосевич С.В.

Научный руководитель – Бубырь Т.В.

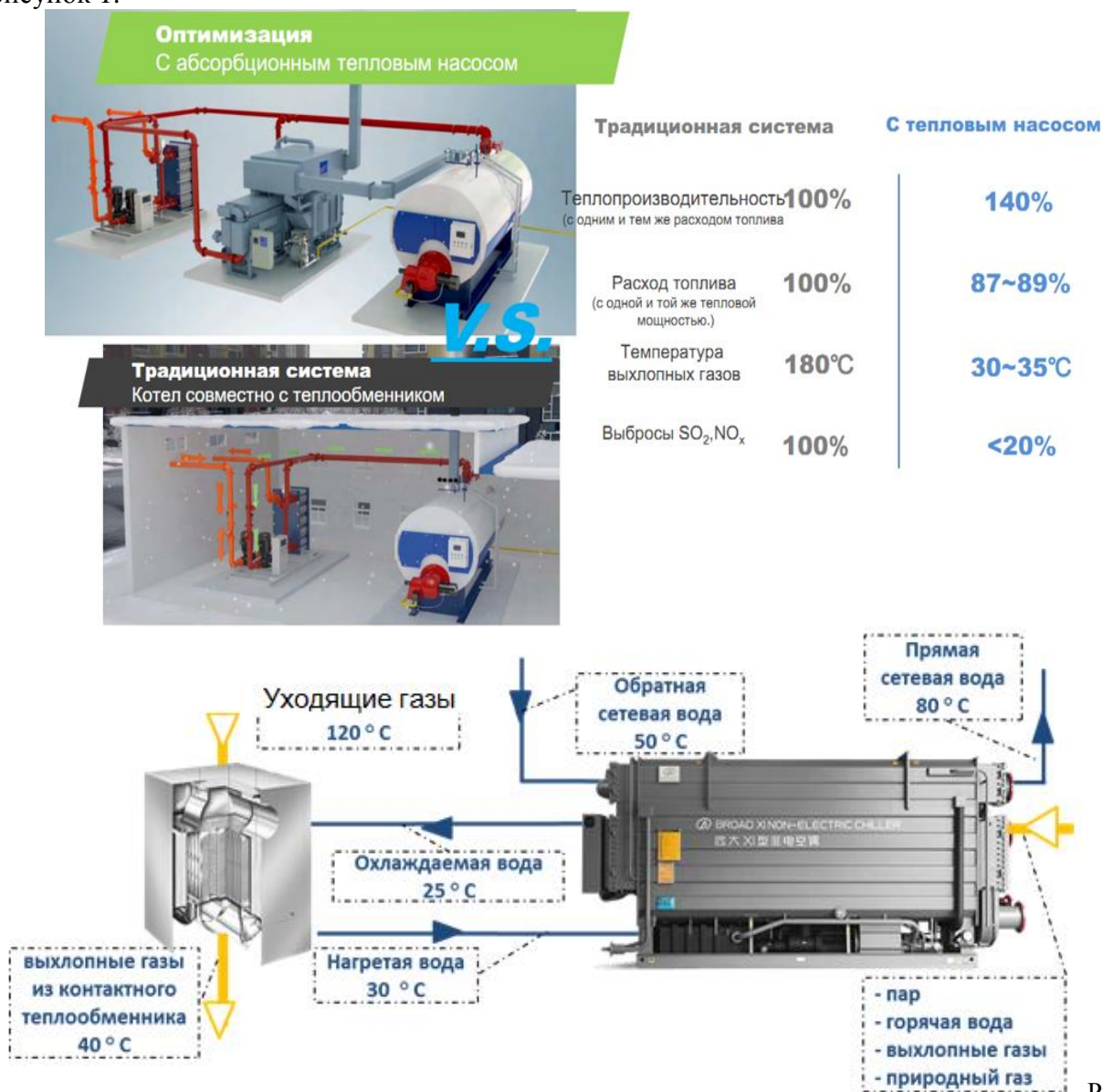
Введение. Ключевой энергетической проблемой современности является энергосбережение вообще и, прежде всего, на промышленных предприятиях, для которых актуально решение задачи обеспечения устойчивости продукции рынках, в том числе, через снижение энергетической составляющей себестоимости товаров. При этом, речь должна идти о снижении затрат на энергообеспечение на десятки процентов.

Решение обозначенной задачи, в том числе, может быть достигнуто за счет вовлечение в оборот низкотемпературных тепловых побочных производственных потоков путем интеграции в состав теплоэнергетических систем промышленных предприятий абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов (АБТН), снижающих на 40–55 % топливную составляющую производства тепловой энергии, отпускаемой от АБТН, например, с сетевой водой. О перспективности соответствующих систем теплоснабжения в Беларуси на предприятиях энергетики и промышленности говорится уже на протяжении нескольких лет ранее внедрение новой техники вызывало опасения, порой базирующиеся на негативных примерах современности, то сегодня острота рисков снизилась, поскольку успешная работа новой техники подтверждается мировым опытом ее использования, и, кроме того, имеется положительный пример использования АБТН в Беларуси. В обозначенной работе описано успешная реализация проекта утилизации тепловых низкотемпературных ВЭР, и эксплуатация на ОАО «Светлогорскхимволокно» АБТН, обеспечивающего упомянутую утилизацию и нагрев сетевой воды до 82 °С за счет использования теплоты оборотной воды системы охлаждения компрессорной и пара от Светлогорской ТЭЦ. При этом поток «бестопливный» теплоты составляет величину 40–45 % от величины, эквивалентной соответствующему нагреву сетевой воды с помощью традиционных теплогенерирующих источников. Остается лишь констатировать, что это сигнал всем предприятиям о возможности перенимать опыт утилизации побочных тепловых низкотемпературных потоков большой мощности для обеспечения потребителей тепловой энергии требуемого температурного уровня – до 85 °С.

Абсорбционные технологии утилизации низкотемпературных тепловых побочных потоков производства (ВЭР). Абсорбционные технологии известны десятилетия и нашли широкое применение в различных отраслях промышленности самых различных стран мира. Признание в нашей стране они получили в роли абсорбционных холодильных машин (АБХМ), предназначенных для получения охлажденной воды с температурой 5–7 °С для различных систем промышленного кондиционирования и обеспечения охлаждения в различных технологических процессах. Но более востребованы они в Беларуси по климатическим условиям страны и специфике промышленных предприятий, большей частью теплотехнологических, могут стать в роли абсорбционных тепловых насосов, предназначенные для получения горячей воды температурой до 90 °С для нужд отопления и ГВС. АБХМ и в нашей стране, зарекомендовали себя с лучшей стороны, в результате получили и известность, и хорошую репутацию.

Сегодняшние технологии на базе АБТН позволяют использовать низкотемпературные побочные тепловые потоки, более известные как ВЭР, и при существующих ценах на АБТН и природный газ переход теплогенерирующего источника на нагрев сетевой воды со снижением затрат природного газа не менее, чем на 40 %, обеспечивает окупаемость не более чем за два года при ограничении простого срока окупаемости энергосберегающих проектов до четырех лет.

Большинство городов Беларуси являются промышленными узлами, предприятия которых имеют значительные разнообразные технологические тепловые выбросы, в т. ч. жидкие. Не менее 30 % тепловых выбросов промышленного узла имеют температуру до 50 °С и, по этой причине, не используются. Рассматриваемые тепловые низкотемпературные потоки в большинстве случаев имеют энергетический потенциал, превышающий возможность их прямого использования в собственной системе теплоснабжения. В рамках промышленных узлов рационально объединение систем теплоснабжения предприятий с использованием таких ВЭР, что еще более поднимает привлекательность рассматриваемой технологии, поскольку, в этом случае, практически все предприятия могут снизить затраты на теплоснабжение на 40 %, а также обеспечить подобные результаты в системах централизованного теплоснабжения жилых районов, находящихся в сопряженной зоне. В тех редких случаях, когда указанные побочные технологические потоки отсутствуют, утилизировать можно коммунально-бытовые стоки. Сопутствующая проблема использования последних в настоящее время успешно решена и апробирована в технически развитых странах. Кроме утилизации коммунально-бытовых стоков, что многими еще не воспринимается, целесообразно также рассмотреть более полное использование теплоты уходящих дымовых газов котельных и прочих огнетехнических установок с помощью АБТН, рисунок 1.



Рисун
ок 1. Примеры установки АБТН в комплекте с контактным теплообменником для охлаждения дымовых газов до 30 °С и нагреве сетевой воды до 85 °С

Успешно решается задача утилизации теплоты с водяным теплоносителем и в тех случаях, когда в штатных схемах предусмотрено использование парового теплоносителя, например, в красильных аппаратах отделочного производства трикотажных и текстильных предприятий. При этом, использование подобных установок на обеспечение теплотехнологических процессов, характеризующихся непрерывностью работы в течение всего года, приводит к наилучшим показателям. В качестве примера подобных предприятий можно привести завод «Полимир» ОАО «Нафтан», на котором постоянно в течение года для обеспечения технологического процесса через градирни рассеивается в окружающей среде не менее 40 Гкал/ч тепловой энергии, ОАО «Мозырсьоль», где по тем же технологическим причинам градирни рассеивают в окружающую среду непрерывно 35 Гкал/ч тепловой энергии. Подобная ситуация на ОАО «Белорусский металлургический завод», ОАО «Бобруйский завод биотехнологий», ОАО «Минский автомобильный завод», ОАО «Минский тракторный завод», ОАО «Борисовский завод медпрепаратов» и многие другие белорусские предприятия, избытки тепловых выбросов каждого из которых составляют десятки гигакалорий. Указанные источники тепловых низкотемпературных ВЭР предприятий можно объединить с ТЭЦ и котельными энергосистемы, имеющимися во всех городах и промышленных узлах и с помощью АБТН обеспечить нагрев сетевой воды с затратами топлива на 40 % меньшими. Кроме того, при этом разгружаются градирни, уменьшается снижение нагрузки на экологию за счет снижения тепловых выбросов и, наконец, уменьшается потребление воды, связанное с восполнением ее в системе оборотного водоснабжения при работе с испарительными градирнями.

Для завода «Полимир» ОАО «Нафтан», например, можно предложить только для внутреннего теплоиспользование проект по снижению затрат на теплоснабжение на 1,6 млн USD ежегодно за счет использования теплоты охлаждения оборотной воды с помощью АБТН с простым сроком возврата инвестиций не более 2-х лет, рисунок 2.

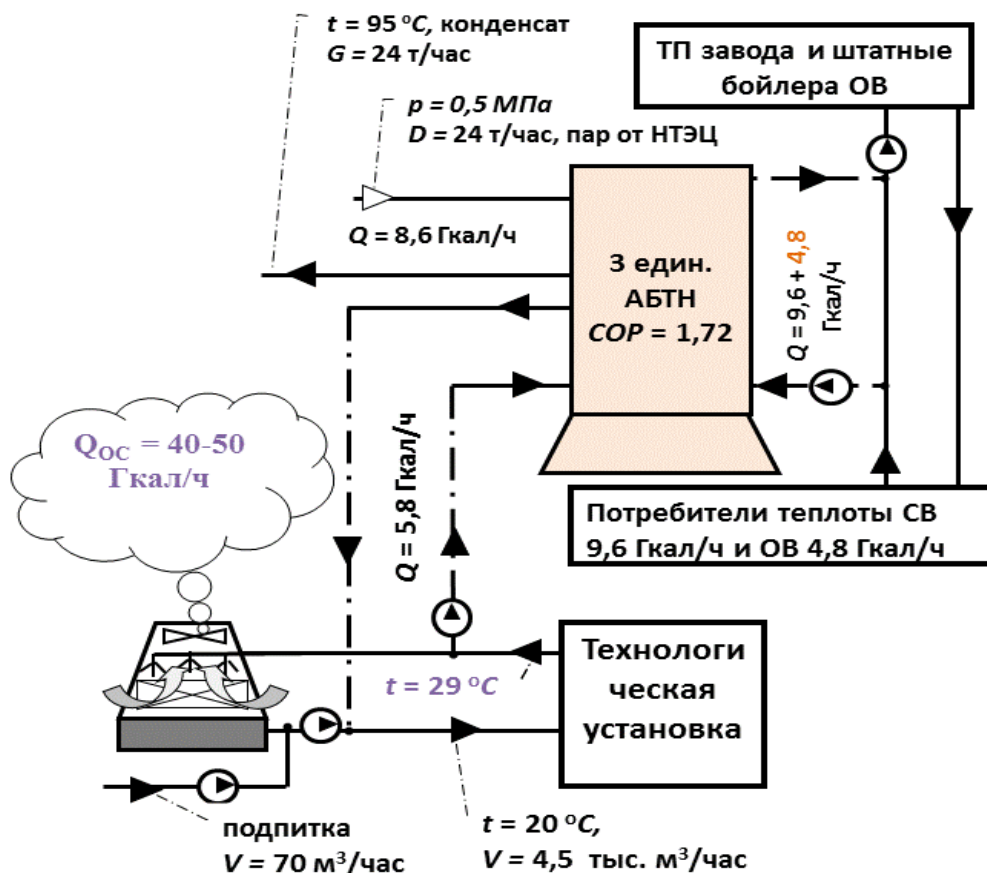


Рисунок 2. Вариант принципиальной схемы установки АБТН в системе теплоснабжения завода «Полимир» ОАО «Нафтан»

Предложения подобные упомянутым выше для завода «Полимир» ОАО «Нафтан» и др., возможны и для других предприятий, например, для ОАО «Бобруйский завод биотехнологий», ОАО «Борисовский завод медпрепаратов», ОАО «БШК» и пр. И во всех случаях они будут удовлетворять всем экономическим требованиям, предъявляемым к проектам. Так на ОАО «Минский автомобильный завод» по вышеприведенной схеме (рисунок 4) без проблем можно снизить затраты на теплоснабжение на 1,4 млн USD ежегодно за счет использования теплоты охлаждения оборотной воды с помощью АБТН с простым сроком возврата инвестиций не более 2-х лет.

Выводы

1. Интеграция абсорбционных бромисто-литиевых холодильных машин и тепловых насосов в состав хозяйственного комплекса Беларуси жизненно необходима, энергетически и экономически выгодна, прошла необходимую апробацию на предприятиях страны.

2. Интеграцию абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов в состав хозяйственного комплекса Беларуси, на наш взгляд, следует ускорить, поскольку при этом существенно снижается потребность в импорте природного газа, которое можно оценить не менее 10 % объема потребности страны, уменьшается энергетическая составляющая себестоимости, что способствует повышению устойчивости продукции на внешних рынках.

УДК 658.264(075.32)

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС РАСЧЕТА СВОЙСТВ ВЛАГОСОДЕРЖАЩИХ ИДЕАЛЬНО-ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ

Бурмич А.Д., Лазарь А.С., Бойко Е.Г.

Научный руководитель – профессор, д.т.н. Романюк В.Н.

Введение. Влагосодержащие идеально-газовые смеси широко распространены в инженерной практике. Наиболее характерными примерами таких смесей могут быть дымовые газы и влажный воздух. Расчетные соотношения для нахождения свойств дымовых газов и влажного воздуха отличаются лишь коэффициентами, вычисляемыми на основе молярных масс, газовых постоянных, изобарных теплоемкостей водяных паров и компонентов данных идеально-газовых смесей. Естественно, различие указанных характеристик для влажного воздуха и множества вариаций состава дымовых газов. Расчетные соотношения идентичны для тех и других упомянутых смесей, что позволяет в основу расчетов положить соотношения для смесей идеальных газов и также использовать соотношения для влажного воздуха. Свойства влажного воздуха и математические модели расчета его свойств общедоступны, признаны и распространены [1–3], как, впрочем, и алгоритмы расчета свойств [4, 5]. Сегодня не приходится говорить о проведении неавтоматизированных расчетов, без использования ПК. Общедоступные программные комплексы для расчета свойств веществ, вообще, и влажного воздуха, в частности, либо предполагают использование сред программирования неприемлемых по тем или иным причинам, либо требуется соответствующее финансовое обеспечение. В то же время, для проведения расчетов в учебном процессе очень удобно использовать общеизвестную для пользователей ПК расчетную среду *Excel*. Однако, в связи с отсутствием прикладных программ специфических для нужд пользователя в каждом конкретном случае, теряется привлекательность выполнения расчетов в этой среде. Этот пробел необходимо ликвидировать, для чего, прежде всего, требуется обеспечить расчеты теплофизических свойств гаммы веществ, используемых в расчетах. Одним из таких веществ, широко используемым в инженерной практике, является влажный воздух, для расчета свойств которого в данной работе и рассматривается разработка пакета прикладных программ. Другим вопросом, лежащим в начале работы, является выбор языка программирования. Пакет *Excel*, как известно, разработан на базе языке программирования *VBA (Visual Basic for Applications)*, что объясняет использование его для написания прикладных программ, поскольку обеспечивается беспрепятственная интеграция их в среду *Excel*.

Математическая модель и диапазон изменения параметров для расчета свойств. Как известно, влагосодержащие идеально-газовые смеси в контексте данной задачи рассматриваются как бинарные смеси, образованные парами воды в состоянии перегретый пар или в состоянии насыщенный пар и сухой компонентой, объединяющей в своем составе все прочие компоненты упомянутых смесей более сложных составов. Для сухой компоненты использованы уравнение состояния идеального газа Клапейрона–Менделеева, смеси идеальных газов и процессов с идеальными газами [7]. Характеристики сухого воздуха определены и неизменны во всех случаях, представляющих интерес для данной задачи [1–5]. Характеристики дымовых газов рассчитывались по общеизвестным соотношениям в соответствии с составом газообразных, твердых и жидких топлив с учетом коэффициента избытка воздуха, подаваемого на горение [6].

Расчет свойств водяного пара для температур больших температуры основной тройной точки воды не вызывает вопросов и в общем случае рассчитывается по международным уравнениям, предлагаемым ассоциацией по свойствам воды (МАСВП), приведенных на сайте организации, либо в русскоязычном варианте [8–11].



Рисунок 1– Фазовая диаграмма воды в области тройной точки

Необходимо более подробно остановиться на расчете свойств воды в области параметров, при температурах ниже температуры основной тройной точки, рисунок 1.

Расчетной областью состояний влажного воздуха при температурах ниже температуры тройной точки является зона, лежащая правее кривой фазового равновесия «Пар-лед I» и непосредственно на этой кривой, соответственно состояния «Влажный ненасыщенный воздух» и «Влажный насыщенный воздух». Температура воздуха, в этом случае, должна превышать или быть равной температуре фазового равновесия воды на кривой «Пар-лед I» при давлении равном парциальному давлению паров воды во влажном воздухе. Эту температуру можно рассчитать по уравнению Уэшбурну [12]

$$Lg(p) = A/T + B \cdot Lg(T) + C \cdot T + D \cdot T^2 + E, \tag{1}$$

где p – давление насыщенного пара в мм. рт. ст. в состоянии равновесия с льдом I при t в °C; $T = t + 273,1$ – температура влажного воздуха, K; $A = -2445,5646$; $B = 8,2312$; $C = -1677,006 \cdot 10^{-5}$; $D = 120514 \cdot 10^{-10}$; $E = -6,757169$.

Состояние на кривой равновесия пара с переохлажденной жидкостью может быть рассчитано по соотношению Осборна–Майерса, рекомендуемое к применению при температурах выше (-5) °C [12]. Вопрос выбора кривой равновесия для проведения расчетов влажного воздуха лежит за пределами данной работы, вместе с тем, следует отметить, что поскольку давление насыщенного пара на кривых равновесия «Пар-жидкость» и «Пар-лед» (p_n) отличается от давления пара в насыщенном влажном воздухе ($p_{пн}$), выбор между соотношениями Уэшбурну и Осборна–Майерса оказывается на втором плане. Соотношение давлений p_n и $p_{пн}$

$$p_{пн} = p_n \cdot \chi \tag{2}$$

таково, что поправкой χ в диапазоне температур от (-40) до 50 °C при давлении влажного воздуха порядка 100 кПа можно пренебречь. При этом, погрешность определения не превысит 0,55 % [4]. Наконец, для расчета давления p_n в Па в диапазоне температур 0–(-100) °C предлагается использовать соотношение [4]

$$Ln(p_n) = C_1/T + C_2 + C_3 \cdot T + C_4 \cdot T^2 + C_5 \cdot T^3 + C_6 \cdot T^4 + C_7 \cdot Ln(T), \tag{3}$$

где T – абсолютная температура, K; $C_1 = -5,6745359 \cdot 10^3$; $C_2 = 6,3925247$; $C_3 = -5,6745359 \cdot 10^{-3}$; $C_4 = 6,2215701 \cdot 10^{-7}$; $C_5 = 2,0747825 \cdot 10^{-9}$; $C_6 = -9,484024 \cdot 10^{-13}$, а для температур 0–(-60) °C можно использовать более простое соотношение [4]

$$Ln(p_n) = (C_1 \cdot t + C_2) / (C_3 \cdot t + C_4), \tag{4}$$

где t – температура водяных паров, °C; $C_1 = 18,74$; $C_2 = -115,72$; $C_3 = 0,881$; $C_4 = 233,77$.

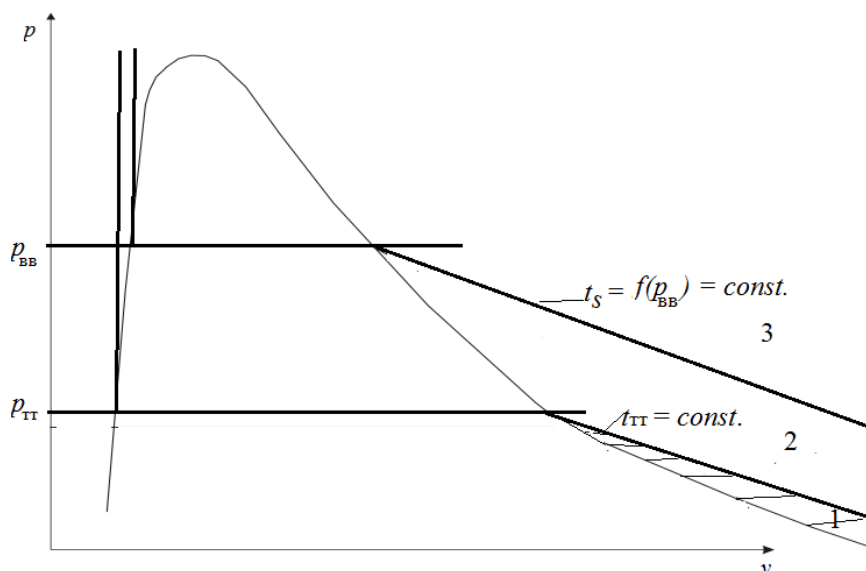


Рисунок 2 - Расчетные области состояний водяных паров во влажном воздухе: 1 - область отрицательных температур; 2 - область положительных температур ниже температуры насыщения водяных паров при давлении равном давлению влажного воздуха; 3 - область температур, превышающих температуру насыщения при давлении равном давлению влажного воздуха.

Интересующая нас область оказывается достаточно небольшой, на рисунке 2 она обозначена штриховкой. Во всех точках рассматриваемой области 1 свойства пара воды можно рассчитывать по соотношениям идеального газа. Удельная теплота фазового перехода «пар – лед I» (сублимация или возгонка) практически постоянна и с погрешностью менее 0,1 % может быть принята равной 2835 кДж/кг [3]. Теплоемкость пара, сухого воздуха и составляющих сухой компоненты дымовых газов во всем диапазоне

рассматриваемых состояний удобно рассчитывать по соотношениям, предложенным в нормативном методе для расчета котлов [6], представленной полиномом пятой степени от температуры с использованием прикладных программ. Свойства водяных паров при температурах выше температуры тройной точки, при наличии соответствующих прикладных программ, можно рассчитывать по соотношениям МАСВП [8–11]. В этом случае, диапазон давлений «сверху» не ограничивается справедливостью тех или иных аппроксимирующих соотношений, его определяют взвешенные, разумные пределы давлений применимости соотношений идеальных газов и их смесей для расчета свойств сухой компоненты. Диапазон давлений «снизу» можно ограничить давлением атмосферного воздуха на высоте 20 тыс. метров. Для определения атмосферного давления (B , кПа) и температуры (t , °C) на высотах до 20 тыс. метров можно использовать соотношения [4]

$$B = C_1 \cdot (1 + C_2 \cdot H)^{C_3}, \tag{5}$$

$$t = C_4 + C_5 \cdot H, \tag{6}$$

где $C_1 = 101,325$; $C_2 = -2,25577$; $C_3 = 5,2559 \cdot 10^{-5}$; $C_4 = 15$; $C_5 = -0,0065$.

За нулевую точку отчета энтальпии влажного воздуха принята энтальпия сухой компоненты ($d = 0$) при температуре равной 0 °C [4]. Для расчета энтальпии влажного воздуха используется соотношение

$$h_{\text{вв}} = \bar{c}_p \Big|_0^{t_{\text{вв}}} \cdot t_{\text{вв}} + h_{\text{п}} \cdot d, \tag{7}$$

где $\bar{c}_p \Big|_0^{t_{\text{вв}}}$ – теплоемкость сухой компоненты, изобарная, удельная массовая, средняя в интервале температур 0– $t_{\text{вв}}$; $t_{\text{вв}}$ – температура влажного воздуха, °C; d – влагосодержание, кг/кг; $h_{\text{п}}$ – энтальпия пара, кДж/кг. Рассчитывается по соотношениям МАСВП для положительных температур.

В случае температур ниже температуры тройной точки для расчета энтальпии влажного воздуха можно использовать соотношение

$$h_{\text{вв}} = c_{p,\text{л}} \cdot t_{\text{вв}} + (q_{\text{сбл}} - \lambda + q_{\text{пп}}), \tag{8}$$

где $c_{p,\text{л}}$ – теплоемкость льда, изобарная, удельная массовая, в данном случае постоянная, равная 1,96 кДж/(кг·°С); $t_{\text{вв}}$ – температура влажного воздуха, °С; $q_{\text{сбл}}$ – удельная массовая теплота сублимации воды, в данном случае постоянная, равная 2835 кДж/кг; λ – удельная массовая теплота плавления льда, в данном случае постоянная, равная 334,11 кДж/кг; $q_{\text{пп}}$ – удельная массовая теплота перегрева пара, определяемая соотношением

$$q_{\text{пп}} = c_{p,\text{п}} \cdot (t_{\text{вв}} - t_{\text{сбл}}), \tag{9}$$

где $c_{p,\text{п}}$ – теплоемкость пара воды, изобарная, удельная массовая, которую в данном случае можно принимать постоянной и равной 1,86 кДж/(кг·°С); $t_{\text{вв}}$ – температура влажного воздуха, °С; $t_{\text{сбл}}$ – температура сублимации воды при давлении водяных паров во влажном воздухе, °С.

Температуру мокрого термометра $t_{\text{м}}$ при известных значениях d , $h_{\text{вв}}$, $t_{\text{вв}}$ можно рассчитать из решения системы уравнений

$$(c_{p,\text{ск}} + c_{p,\text{п}} \cdot d) \cdot (t_{\text{вв}} - t_{\text{м}}) = r_{\text{м}} \cdot (d_{\text{н}} - d), \tag{10}$$

$$h_{\text{н}} = h_{\text{вв}} + (d_{\text{н}} - d) \cdot c_{p,\text{ж}} \cdot t_{\text{м}}, \tag{11}$$

где $c_{p,\text{ск}}$, $c_{p,\text{п}}$, $c_{p,\text{ж}}$ – соответственно изобарные теплоемкости, удельные массовые сухой компоненты, водяного пара и жидкости, кДж/(кг·°С) при температуре влажного воздуха; $t_{\text{вв}}$, $t_{\text{м}}$ – соответственно температуры влажного воздуха и мокрого термометра в нем, °С; d , $d_{\text{н}}$ – соответственно влагосодержания воздуха в данном состоянии и в состоянии насыщенного влажного воздуха при температуре равной температуре влажного воздуха; $r_{\text{м}}$ – теплота парообразования или сублимации при температуре, равной температуре мокрого термометра; $h_{\text{вв}}$, $h_{\text{н}}$ – соответственно удельные массовые на кг сухой компоненты энтальпии влажного воздуха при заданной температуре и температуре, равной температуре мокрого термометра, кДж/кг.

Уравнение (10) представляет баланс теплоты процесса адиабатного увлажнения воздуха. Соотношение (11) соответствует определению температуры мокрого термометра [4]: «Температура мокрого термометра $t_{\text{м}}$ – температура, которую принимает влажный воздух с начальными параметрами $h_{\text{вв}}$ и d в результате адиабатного тепло- массообмена с водой в жидком или твердом состоянии, имеющей постоянную температуру, равную $t_{\text{м}}$, после достижения им насыщенного состояния».

Возможные 17 сочетаний задания начальных двух параметров влажного воздуха, в дополнение к заданному давлению $p_{\text{вв}}$, для которых требуется проводить расчет других пяти, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Варианты задания исходных данных для расчета состояний влажного воздуха

Но мер варианта	Параметры влажного воздуха (подлежащие расчету отмечены –, заданные – +,)						
	t_1 , °С	φ_1 , %	d_1 , кг/кг	$h_{\text{вв},1}$, кДж/кг	$p_{\text{п},1}$, кПа	$t_{\text{п},1}$, °С	$t_{\text{м},1}$, °С
1.	+	+	–	–	–	–	–
2.	+	–	–	–	–	+	–
3.	+	–	+	–	–	–	–
4.	+	–	–	–	+	–	–
5.	+	–	–	+	–	–	–
6.	+	–	–	–	–	–	+
7.	–	+	–	–	+	–	–

8.	–	+	–	+	–	–	–
9.	–	–	+	+	–	–	–
10.	–	–	–	–	–	+	+
11.	–	+	+	–	–	–	–
12.	–	–	–	–	+	–	+
13.	–	+	–	–	–	+	–
14.	–	+	–	–	–	–	+
15.	–	–	+	–	–	–	+
16.	–	–	–	+	+	–	–
17.	–	–	–	+	–	+	–

Литература

1. Богословский, В.Н. Кондиционирование воздуха и холодоснабжение / В.Н. Богословский, О.Я. Кокорин, Л.В. Петров. – М.: Стройиздат, 1985. – 369 с.
2. Бурцев, С.И. Влажный воздух. Состав и свойства: Учебное пособие / С.И. Бурцев, Ю.Н. Цветков. – СПб.; СПбГФХПТ, 1998. – 146 с.
3. Белоусов, В.С. Термодинамические свойства и процессы влажного воздуха / В.С. Белоусов, С.А. Нейская, Н.П. Ширяева, Г.П. Ясников. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. – 22 с.
4. Тарабанов, М.Г. Влажный воздух. Справочное пособие – 1-2004 / М.Г. Тарабанов, В.Д. Коркин, В.Ф. Сергеев. – М.: НП «АВОК», 2004. – 72 с.
5. Гаврилкин, В.П. Аналитическое определение параметров влажного воздуха / В.П. Гаврилкин, Е.А. Куранов // Вестник АГТУ. – 2007. – № 2. – с. 148–151
6. Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / Н.В. Кузнецов, В.В. Митор, И.Е. Дубовский и др. Под ред. Н.В. Кузнецова. – М.: Энергия, 1973. – 296 с.
7. Хрусталеv, Б.М. Техническая термодинамика: учеб.: в 2 ч. / Б.М. Хрусталеv, А.П. Несенчук, В.Н. Романюк. – Минск: УП «Технопринт», 2004. – Ч. 1. – 487 с.
8. Александров, А.А. Международное уравнение состояния воды и водяного пара / А.А. Александров // Теплоэнергетика. – № 10. – 1997. – С. 68–72.
9. Александров, А.А. Система уравнений *IAPWS-IF97* для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара в промышленных расчетах. Ч. 1. Основные уравнения / А.А. Александров // Теплоэнергетика. – № 9. – 1998. – С. 69–77.
10. Александров, А.А. Система уравнений *IAPWS-IF97* для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара в промышленных расчетах. Ч. 2. Дополнительные уравнения / А.А. Александров // Теплоэнергетика. – № 10. – 1998. – С. 64–72.
11. Александров, А.А. Система уравнений *IAPWS-IF97* для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара в промышленных расчетах. Ч. 3. Оценка точности величин. Сравнение с *IFC-67* / А.А. Александров // Теплоэнергетика. – № 1. – 1999. – С. 67–70.
12. Эйзенберг, Д. Структура и свойства воды / Д. Эйзенберг, В. Кауцман. Перевод с англ. А.К. Шемелина. Под ред. В.В. Богородского. – Л.: Гидрометеоздат, 1975. – 280 с.

УДК 620.97

СИСТЕМА ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ АБСОРБЦИОННОГО ТЕПЛООБМЕННОГО ЦИКЛА

Чайковский М.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Муслина Д.Б.

Система централизованного теплоснабжения с использованием избыточного тепла с комбинированной генерацией электроэнергии и тепла на основе абсорбционного теплообменного цикла (ДНАС) разработана с целью увеличения тепловой мощности комбинированного производства тепла и электроэнергии (ТЭЦ) путем утилизации тепла, а также повышения пропускной способности тепла существующих первичных со стороны центрального отопления сети путем уменьшения температуры обратной воды с помощью нового теплового поглощения типа теплообменника.

Система ДНАС состоит из четырех подсистем: тепловая станции, первичный контур централизованного теплоснабжения, тепловая подстанция, и вторичный контур централизованного теплоснабжения.

Схематическая схема ДНАС показана на Рисунке 1.

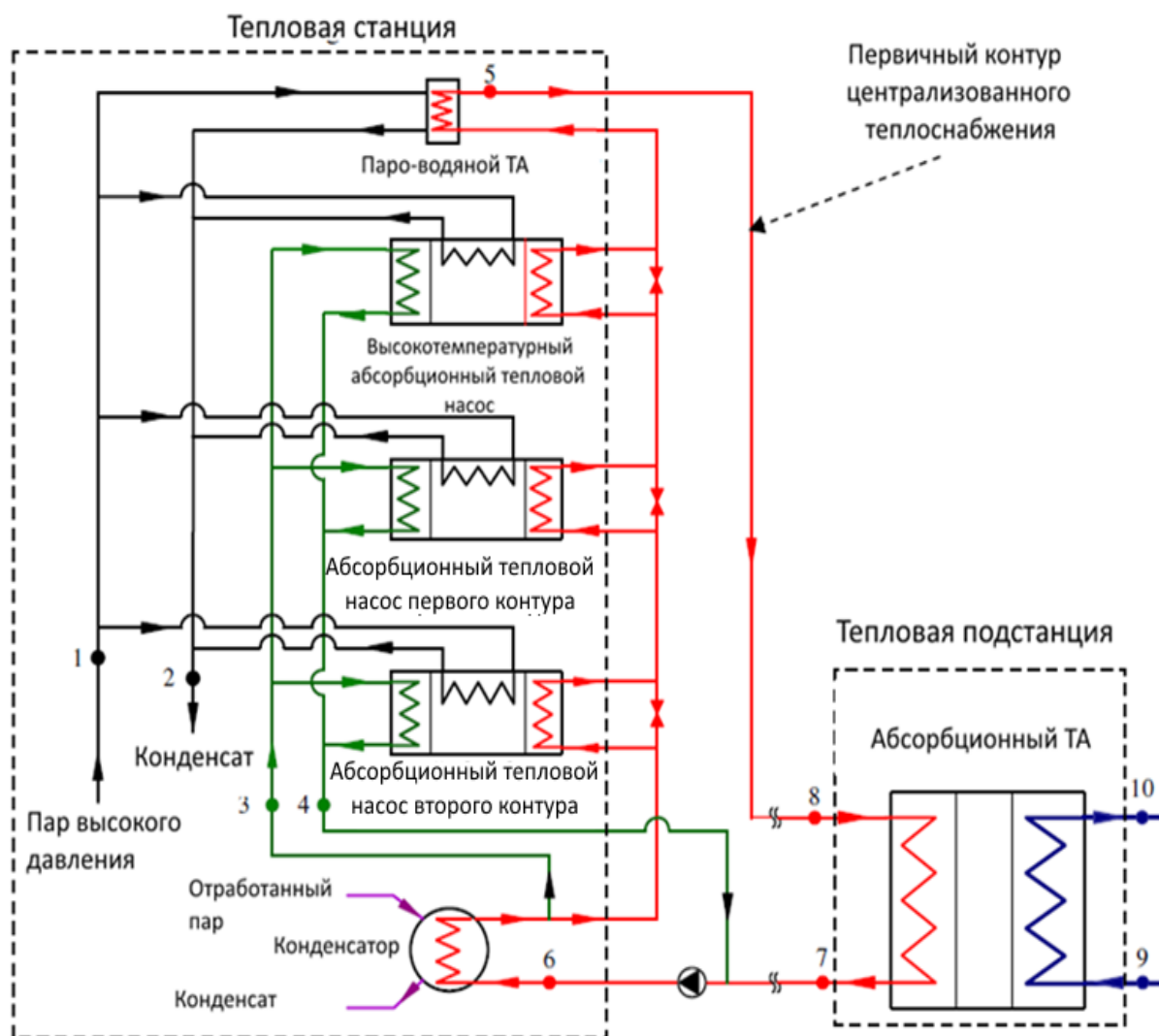


Рисунок 1. Схема работы ДНАС

Тепловая станция состоит из абсорбционного теплового насоса второго контура, абсорбционного теплового насоса первого контура, высокотемпературного абсорбционного

теплового насоса, пароводяного теплообменника и конденсатора в электростанции. COP абсорбционного теплового насоса первого контура ниже, чем абсорбционного теплового насоса второго контура. COP высокотемпературного абсорбционного теплового насоса ниже, чем COP абсорбционного теплового насоса первого контура. Абсорбционный тепловой насос первого контура может произвести более высокую температуру горячей воды по сравнению с абсорбционным тепловым насосом второго контура. И высокотемпературного абсорбционного теплового насоса может произвести выше температуру горячей воды по сравнению абсорбционным тепловым насосом первого контура.

Первичный контур централизованного теплоснабжения состоит из сети канала и обработанной воды насос. Это управляет теплом трансмиссия, используя горячую воду. Горячая вода в первичном контуре централизованного теплоснабжения циркулирует в замкнутом, и отдельно от горячей воды во вторичном контуре централизованного теплоснабжения.

Тепловая я подстанция состоит из нового абсорбционного теплообменника (АНЕ) типа, который управляет теплом передавая воду от первичный контур централизованного теплоснабжения к воде в вторичному контур централизованного теплоснабжения. АНЕ состоит из теплового абсорбционного насоса и водо-водяного теплообменника, которые соединены трубами. Рабочий пар тепла абсорбционного насоса – бромид лития (H₂O-LiBr). У АНЕ есть та же функция как у водо-водяного теплообменника. Однако температура воды возврата в первичный контур централизованного теплоснабжения намного ниже, чем это во вторичном контуре централизованного теплоснабжения на АНЕ. Это вызвано тем, что абсорбционный тепловой насос берет больше тепла от охлажденной воды первичного контура централизованного теплоснабжения в испаритель, и передача этого к воде во вторичный контур централизованного теплоснабжения в абсорбер и конденсатор абсорбционного теплового насоса.

В тепловой станции, обратная воде в первичном контуре централизованного теплоснабжения нагрета конденсатором, абсорбционным тепловым насосом второго контура, абсорбционным тепловым насосом первого контура, высокотемпературного абсорбционным тепловым насосом, пароводяным теплообменником. Процесс регенерации сбросного тепла и водные стадии нагрева в первичном контуре централизованного теплоснабжения показана на Рисунке 2.

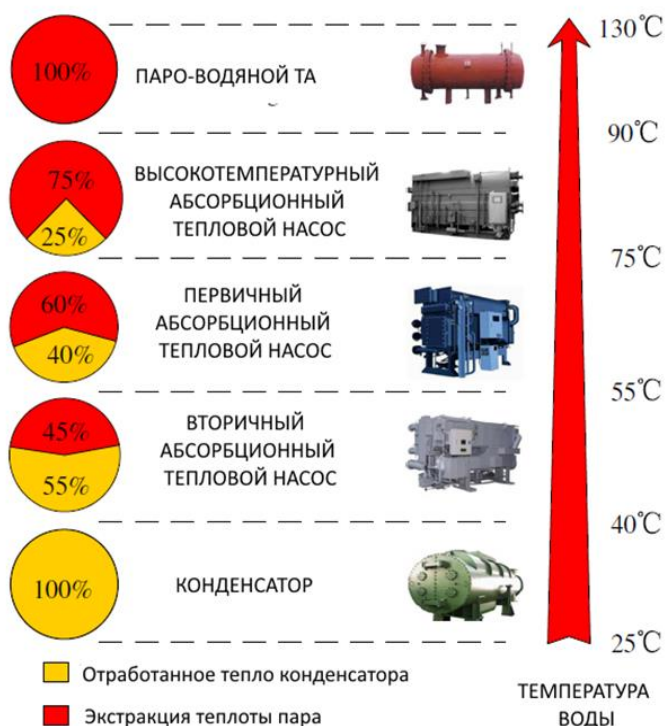


Рисунок 2. Процесс регенерации сбросного тепла и водные стадии нагрева в первичном контуре.

Тепловые абсорбционные насосы управляются паром экстракции от паровой турбины и восстановленного сбросного тепла в охлажденной воде от конденсатора. Тепловые источники системы ДНАС состоят из пара экстракции от паровой турбины и сбросного тепла от конденсатора. Та же обогревающая нагрузка, ДНАС может уменьшить потребление пара экстракции от паровой турбины, используя сбросное тепло.

В тепловой подстанции, тепло циркулирующей воды в первичном контуре централизованного теплоснабжения передана циркулирующей воде во вторичном контуре централизованного теплоснабжения АНЕ.

В АНЕ прямая вода первичного контура централизованного теплоснабжения сначала служит ресурсом тепла, чтобы управлять абсорбционным тепловым насосом АНЕ. Тогда горячая вода в первичном контуре централизованного теплоснабжения от генератора абсорбционного теплового насоса используется, чтобы нагреть одну часть обратной воды вторичного контура централизованного теплоснабжения в водо-водяной теплообменнике АНЕ. Наконец, охлажденная вода в первичном контуре централизованного теплоснабжения от водо-водяного теплообменника используется в качестве низкотемпературного источника тепла и охлажден в испарителе абсорбционного теплового насоса АНЕ.

Принципиальная схема АНЕ показанный на Рисунке 3.

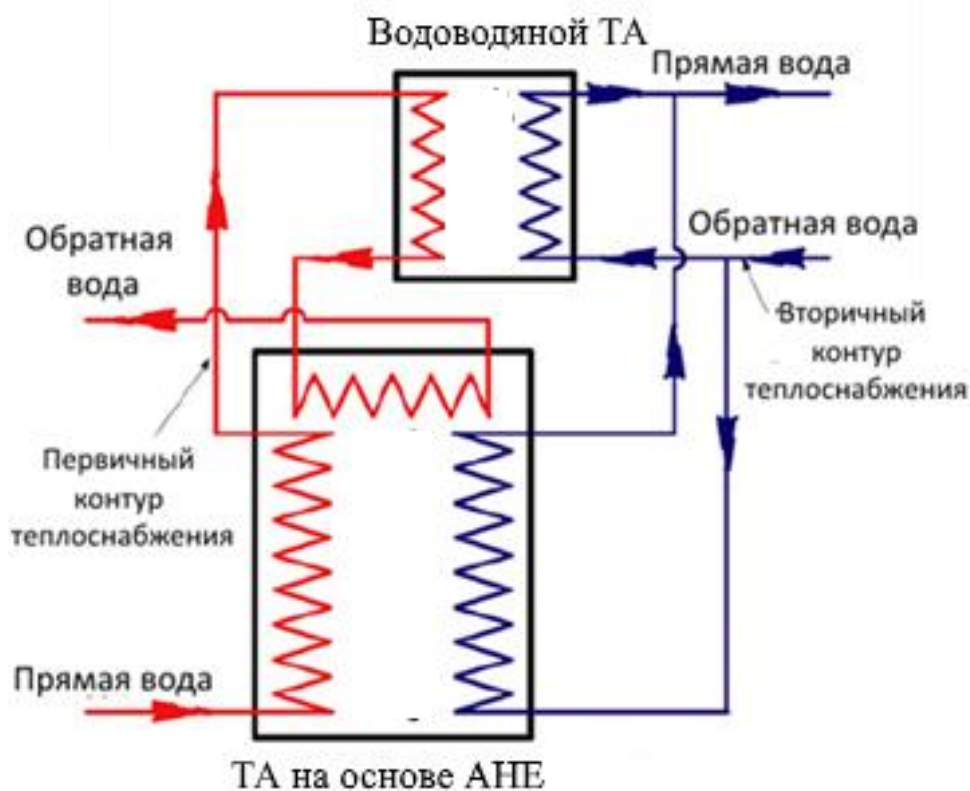


Рисунок 3. Принципиальная схема абсорбционного теплового насоса.

Обратная вода во вторичном контуре централизованного теплоснабжения разделена на две части. Одна часть нагрета в водо-водяном теплообменнике, и другая часть нагрета в абсорбционном тепловом насосе.

Таким образом, нагревая обратную воду в первичном контуре централизованного теплоснабжения использует метод стремянки. Обратная вода в вторичном контуре централизованного теплоснабжения нагрета к predetermined температуре АНЕ. Важно заметить, что температура обратной воды в первичном контуре централизованного теплоснабжения намного ниже, чем это во вторичном контуре централизованного теплоснабжения на АНЕ. Для этого невозможно произойти в водо-водяной теплообменник системах традиционных систем централизованного теплоснабжения (CDH).

Перепад температур между прямой воды и обратной воды первичном контуре централизованного теплоснабжения увеличивается из-за более низкой температуры обратной воды. Теплопроводность существующего первичного контура централизованного теплоснабжения, таким образом, повышается в значительной степени.

Система СДН состоит из четырех подсистем: тепловая станции, первичный контур централизованного теплоснабжения, тепловая подстанция и вторичный контур централизованного теплоснабжения. Компоненты первичного контура централизованного теплоснабжения и вторичного контура централизованного теплоснабжения и для СДН и для систем ДНАС подобны.

Принципиальная схема системы централизованного теплоснабжения показана на Рисунке 4.

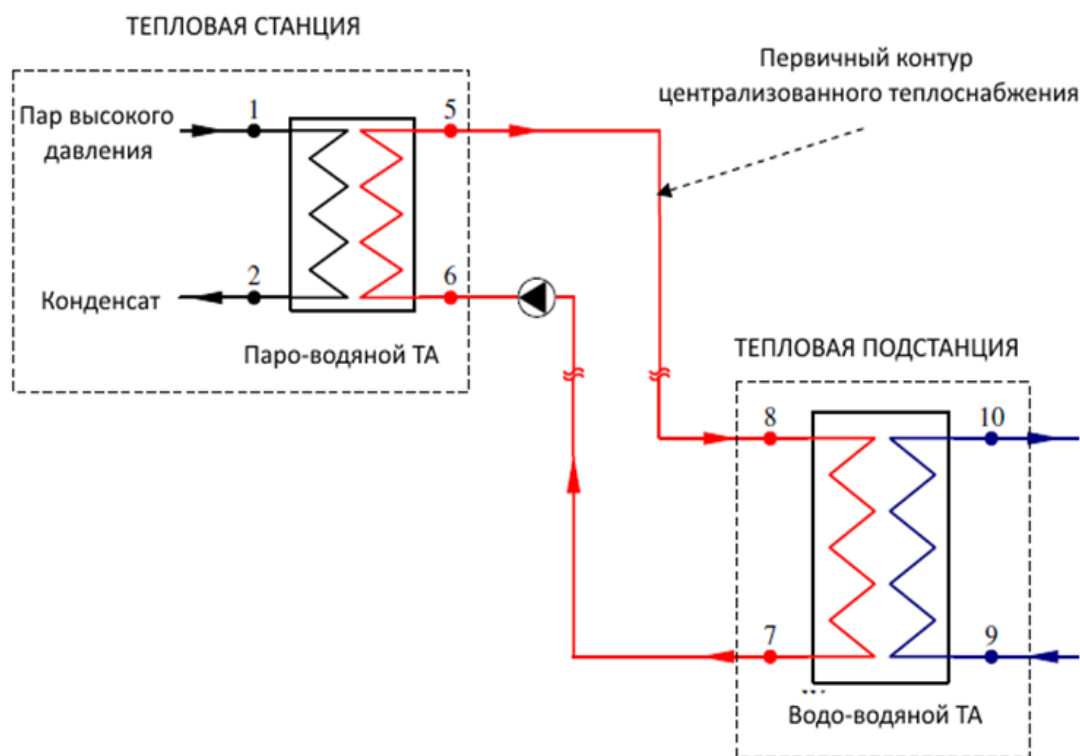


Рисунок 4. Принципиальная схема системы централизованного теплоснабжения.

Тепловая станция состоит из пароводяного теплообменника. И Тепловая подстанция состоит из водо-водяного ТА.

Для систем СДН, циркулирующей воды в первичном контуре централизованного теплоснабжения нагрета экстракцией пара от паротурбины в пароводяном теплообменнике. Циркулирующая вода в вторичном контуре централизованного теплоснабжения нагрета циркулирующей водой в первичном контуре централизованного теплоснабжения в водо-водяном теплообменник. Ясно, что система СДН не может восстановить любое сбросное тепло. Температура обратной воды в первичном контуре централизованного теплоснабжения выше, чем это во вторичном контуре централизованного теплоснабжения.

Литература

New waste heat district heating system with combined heat and power based on absorption heat exchange cycle in China [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.sciencedirect.com – Дата доступа: 2.02.2017.

СЕКЦИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭЛЕКТРОНИКА

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

АВИАЦИОННЫЕ ЗАГРАДИТЕЛЬНЫЕ ШАРЫ-МАРКЕРЫ

АБРАМЕНКО М.В., МАГИСТРАНТ
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ БЛАДЫКО Ю.В.

ТРАНСФОРМАТОРЫ

ВЕРАКСА Р.В., КАМЫШ В.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ НОВАШ И.В.

МЕТОДИКА СОСТАВЛЕНИЯ УРАВНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ

КОХНЮК С.А., РЫСИК А.Н., НИКОЛАЕВА Т.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Ф.М.Н., ДОЦЕНТ ГОРОШКО В.И.

ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ ПЕЛЬТЬЕ

МУЗЫКАНТОВА К.С., ФИРСОВА В.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПЕКАРЧИК О.А.

ОСОБЕННОСТИ УСТРОЙСТВА И ПОЛЬЗОВАНИЯ ТОНОМЕТРАМИ

ДРУТЕЙКА Я.М., ЛЕВЧУК М.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДА ЭКВИВАЛЕНТНОГО ГЕНЕРАТОРА ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОДУ ДЛЯ СЛОЖНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ ПЕРВОГО ПОРЯДКА

ФЕДЬКИН В.А., МЫТНИК Д.О.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Ф.М.Н., ДОЦЕНТ ГОРОШКО В.И.

РЕГУЛИРУЕМЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД В НАСОСНЫХ СТАНЦИЯХ

РЕКИШ А.А., ПУТРАШ Д.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ЗЕЛЕНКО В.В.

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ КОТЛЫ

МАЛАЩУК А.М., ЕГОЩЕНКОВ И.Н.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПЕКАРЧИК О.А.

НЕКОТОРЫЕ ПРИНЦИПЫ РАБОТЫ КВАНТОВОГО КОМПЬЮТЕРА

КУЛЕШОВА В.С., МАКСИМОВА И.Е.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ И ДВИГАТЕЛИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ АВТОМОБИЛЯХ

КОТОВИЧ А.С., ПОБЫВАНЕЦ М.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ЗЕЛЕНКО В.В.

ТРОТУАРНАЯ ПЛИТКА, ГЕНЕРИРУЮЩАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСТВО ПРИ ПОМОЩИ ПЕШЕХОДОВ

АВРАМЧИК Ю.И., АВИЖА А.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПЕКАРЧИК О.А.

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ С ПОМОЩЬЮ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ

МАКЕЕВ А.А. НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

СЕНСОРНЫЕ ЭКРАНЫ

ГЛОТОВА И.Ю.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ GERMANOVICH E.I.

SOLAROAD

КАРАСЁВА А.В., КАЦУБО В.В.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕКАРЧИК О.А.

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОРЕЗИСТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЯХ

ДЕРЕВЯГО Т.М., ТЕРЕШКО Д.А.

Научный руководитель – старший преподаватель МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

УСТРОЙСТВО ЛАЗЕРНОГО ПРИНТЕРА

ХВИТЬКО К.В.

Научный руководитель – старший преподаватель ГЕРМАНОВИЧ Е.И.

КОСМИЧЕСКАЯ СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

ПАНКЕВИЧ В.И., СКИЦУНОВА И.А.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕКАРЧИК О.А.

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И ПРИМЕНЕНИЯ ВАРИСТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЯХ

ДЕРЕВЯГО Т.М., ТЕРЕШКО Д.А.

Научный руководитель – старший преподаватель МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

ИСТОЧНИКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

ЛАПШИНА Т.С.

Научный руководитель – старший преподаватель НОВИКОВА Л.И.

НЕОБЫЧНЫЕ СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ИВАНОВА О.А., БОЛБАС И.А.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕКАРЧИК О.А.

СПОСОБЫ ПОДАВЛЕНИЯ ПОМЕХ В ЛИНЕЙНЫХ УСТРОЙСТВАХ

ЛАБАНОВСКАЯ С.П., КУРНЕВИЧ В.И.

Научный руководитель – старший преподаватель МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

ИНТЕРЕСНОЕ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСТВЕ

КОБЫЛЯК В.А.

Научный руководитель – старший преподаватель НОВИКОВА Л.И.

ПРОБЛЕМА ХРАНЕНИЯ ЭНЕРГИИ И СПОСОБЫ ЕЁ РЕШЕНИЯ

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕКАРЧИК О.А.

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ТУННЕЛЬНЫХ ДИОДОВ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ

ЦВИРКО Ю.В., ИОНКИНА А.С.

Научный руководитель – старший преподаватель МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

БЫКОВИЧ Е.А.

Научный руководитель – старший преподаватель НОВИКОВА Л.И.

СИСТЕМНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

БОЙКО Е.Г., ЛАЗАРЬ А.С.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕКАРЧИК О.А.

ПРИМЕНЕНИЕ ОПТРОНОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ

ПОТАПЧУК А.Ю., САФОНОВА А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

ТЕПЛОВИЗОРЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКЕ

КУЛАКОВ В.М., МОСЕВИЧ С.В.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕКАРЧИК О.А.

**ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ С ПОМОЩЬЮ
ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК**

КАЗЛЕНКО Г.Ю.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

НАВЕДЁННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

БУШКОВ П.Е.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПЕКАРЧИК О.А.

СПОСОБЫ ПОДАВЛЕНИЯ ПОМЕХ В ИМПУЛЬСНЫХ БЛОКАХ ПИТАНИЯ

ЛАБАНОВСКАЯ С.П., КУРНЕВИЧ В.И.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ МИХАЛЬЦЕВИЧ Г.А.

УДК 621.316.35

АВИАЦИОННЫЕ ЗАГРАДИТЕЛЬНЫЕ ШАРЫ-МАРКЕРЫ

Абраменко М.В., магистрант

Научный руководитель – к.т.н., доцент Бладыко Ю.В.

Авиационные заградительные шары-маркеры служат для маркировки высоковольтных проводов с целью визуального предупреждения пилотов гражданской и военной авиации о наличии линий электропередач, в особенности, проходящих через водные препятствия и ущелья. Авиационные заградительные шары для ВЛ отчетливо видны на фоне любой местности.

Это «визуальные средства» для маркировки линий электропередач, шары размещают контрастной окраски и с подсветкой в ночное время. Их вешают для того, чтобы пилоты низколетящих авиасудов видели и ориентировались относительно проводов.

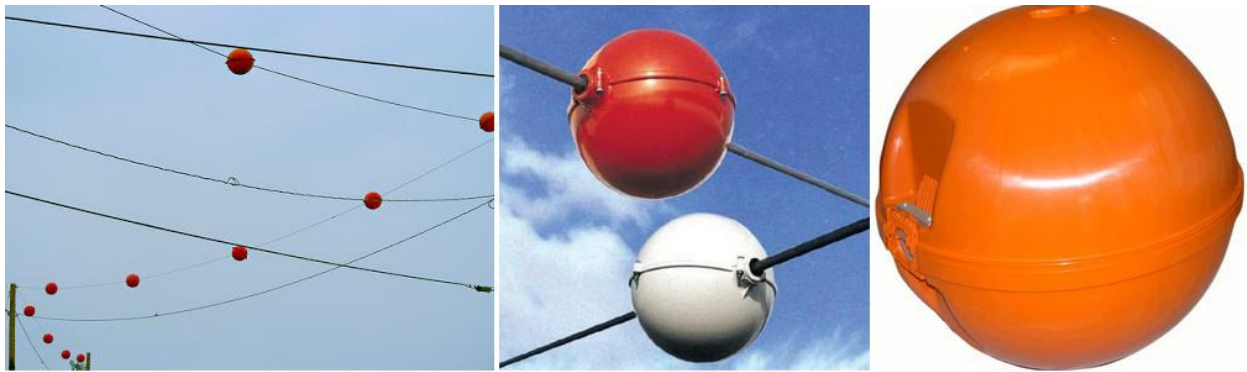


Рисунок 1. Маркеры проводов SP 43

Устанавливаются на пересечениях водных путей, автомобильных дорог, местах миграции птиц и вблизи аэропортов. Предотвращают схлестывание проводов.

Легко устанавливаются на линии при помощи любой стандартной оперативной штанги, например, СТ 48. Используются на проводах А, АС, ААС, АААС, АСРС и стальных проводах. Маркеры проводов изготовлены из пластмассы, стойкой к атмосферным осадкам и ультрафиолетовому излучению.

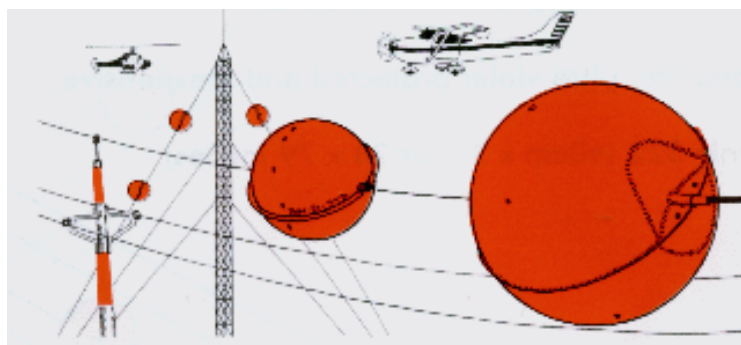


Рисунок 2. Заградительные авиационные шары SP 48

Заградительные авиационные шары привлекают внимание к воздушным линиям электропередач, на которых они подвешены. Диаметр шаров 600 мм. Шары выполнены в комбинации из трех цветов. Монтаж легко производить с подъемного транспортного средства. Шар состоит из двух полушарий и монтажной планки, которые прикрепляются к проводам с помощью ответвительного зажима.

Шары-маркеры «ШМ-600» предназначены для обеспечения безопасности полетов воздушных судов вблизи ЛЭП в дневное время. Устанавливаются на проводах и тросах ЛЭП до 500 кВ включительно для их обозначения на пересечениях водных путей, автомобильных

дорог, местах миграции птиц и в окрестности аэропортов. Цвет маркировочных шаров, подобран так, чтобы маркер был хорошо различим пилотами судов малой авиации на фоне окружающего ландшафта в светлое время суток.

Характеристики:

- артикул: «ШМ-600» ТУ 3449-003-69016606-2016;
- типоразмер: диаметр 600 мм;
- полусферы выполняются в трех цветах: красном, оранжевом и белом, возможна комбинация двух полусфер разного цвета;
- шары устойчивы к ультрафиолету, климатическому старению, тепловым нагрузкам;
- имеют эластомерный зажим, не повреждают провод, испытаны на проскальзывание провода в зажиме;
- обеспечена стабильность цветовых характеристик в течение всего срока службы, что подтверждено протоколами испытания.

Шар-маркер изготавливается из стеклонаполненного полиамида. Состоит из двух полусфер, которые монтируются к грозозащитному тросу или ОКГТ диаметром 9 – 20 мм. Крепление полусфер к тросу осуществляется с двух сторон через резиновые втулки с затяжкой болтов М10.

Согласно ПУЭ, ЛЭП любого напряжения с высотой опор 50 м и более, а также ЛЭП от 220 кВ, независимо от высоты опор в местах пересечения с линейными ориентирами, нужно маркировать через каждые 100 м шарами белого, красного или желто-горячего цвета, с двух сторон от места пересечения ЛЭП на расстояние не менее чем 500 м.

В окрестностях аэропортов, как правило, шары устанавливаются на расстоянии 32 м друг от друга и на расстоянии 52,5 м вне аэропортов.

Для надежной защиты ЛЭП при установке авиационных шаров рекомендовано проводить анализ мест установки шаров совместно с многочастотными гасителями вибрации.



Рисунок 3. Модификация маркировочного шара с интегрированным в его корпус заградительным огнём низкой интенсивности типа «А»

Передовые технологии, реализованные при проектировании и производстве систем предупреждения пилотов, позволяют достичь максимальной эффективности как с точки зрения визуальной информативности, так и с позиции технологичности при монтаже и эксплуатации.

Уникальная разработка авиационных маркеров российского производителя является практической реализацией внедрения программ импортозамещения.



Рисунок 4. Маркеры для воздушных линий электропередачи

Шар-маркер изготовлен из армированного стекловолокном пластика и покрыт специальным составом, защищающим от ультрафиолета и выцветания.

Авиационные маркеры для ЛЭП выпускаются в белом, красном и оранжевом исполнении. Заградительные шары располагаются на самом высоком проводе (тросе) воздушной линии и устанавливаются по чередующейся цветовой схеме из белых и красных либо белых и оранжевых шаров, что обеспечивает их наилучшую видимость.

Преимущества:

- пластик, армированный стекловолокном, — высокопрочный материал, стойкий к различным атмосферным явлениям и перепадам температур. Климатическое исполнение соответствует УХЛ1;
 - зажимы креплений изготовлены из коррозионностойкого материала;
 - размеры проводных зажимов подходят для проводов ЛЭП и тросов всех существующих диаметров;
 - отверстия для слива воды предотвращают накопление конденсата внутри шаров.
 - конструктивные особенности комплектующих снижают стоимость транспортировки шаров в разобранном виде;
 - специально разработанный спиральный протектор, на который устанавливается шар, обеспечивает защиту и сохранность провода (троса);
 - для крепления на ОКГТ применяются неопределенные вставки;
 - шары-маркеры не требуют обслуживания на протяжении всего срока эксплуатации.

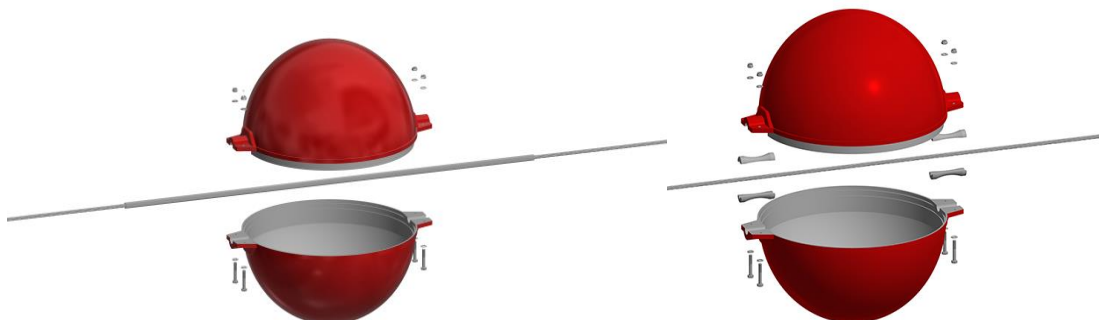


Рисунок 5. Виды крепления шаров-маркеров

Применение:

- Вантовые тросы, поддерживающие мачты с оттяжками.
- Магистральные ВЛ.
- Распределительные сети.

Таблица 1-Технические характеристики

Эксплуатационные характеристики	
Видимое расстояние	1200 метров
Напряжение линии	35 кВ – 1150 кВ
Диаметр проводника	8-27 мм
Ветровой район	I-VII
Механическая конструкция	
Исполнение	УХЛ1
Цвет	оранжевый, красный, белый
Материал шара	пластик, армированный стекловолокном
Диаметр	600 мм
Вес	4,5 кг
Толщина	2,5 мм
Отверстия для слива воды	Имеются
Опционально:	<ul style="list-style-type: none"> • Спиральная арматура • Комбинированный цвет шара
Срок службы	40 лет
Гарантия	5 лет

Таблица 2-Артикульные коды

Марка заградительного шара	Диаметр провода (троса), мм
Ш8-N	8,0 ÷ 12,0
Ш12-N	12,1 ÷ 16,0
Ш16-N	16,1 ÷ 20,0
Ш20-N	20,1 ÷ 23,0
Ш23-N	23,1 ÷ 27,0

где N – цвет шара: белый (Б), оранжевый (О) или красный (К).

Например, Ш8-Б значит: заградительный шар, диапазон диаметров провода (троса) 8-12 мм, цвет белый.

Согласно рекомендациям ИКАО «Безопасность полетов на малых высотах по правилам визуальных полетов в значительной мере зависит от того, способен ли пилот вовремя увидеть какой-нибудь объект, который может стать препятствием на пути воздушного судна, чтобы располагать достаточным временем для выполнения маневра уклонения без поспешности и в управляемом режиме». Шары применяются для обозначения ВЛ в дневное время, в виде размещения шаров с определенным интервалом вдоль линии электропередач. Шары-маркеры, изготавливаются и устанавливаются на воздушных линиях согласно рекомендациям ИКАО «Руководство по проектированию аэродромов. Часть 4. Визуальные средства», ПУЭ «Сближение ВЛ с аэродромами и вертодромами».

Согласно ПУЭ, ЛЭП любого напряжения с высотой опор 50 м и более, а также ЛЭП от 220 кВ, независимо от высоты опор в местах пересечения с линейными ориентирами, нужно маркировать через каждые 100 м шарами белого, красного или желто-горячего цвета, с двух сторон от места пересечения ЛЭП на расстояние не менее чем 500 м. В окрестностях аэропортов, как правило, шары устанавливаются на расстоянии 32 м друг от друга и на расстоянии 52,5 м вне аэропортов.

В целях повышения надежности при установке шаров заказчик должен предоставить сведения о нормативном документе (ГОСТ, ТУ и т.п.) и материале изготовления проводов (тросов).

Стандарты:

- СТО ПАО "Россети" 34.01-22-012-2016, 34.01-22-013-2016 «Маркеры для воздушных линий электропередачи»
- СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.55.192-2014 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ»
- ИКАО, «Приложение 14. Аэродромы. Том 1. Проектирование и эксплуатация аэродромов», 4-е издание, июль 2014г.
- ГОСТ Р 51177-98 «Арматура линейная. Общие технические условия»

Расчет механических напряжений и стрел провеса проводов с шарами возможен при представлении проводов гибкой упругой нитью, что позволяет решить задачу учета упругих и температурных удлинений провода в различных режимах климатических воздействий. Поэтому в основу разработанного в БНТУ векторно-параметрического метода механического расчета проводов распределительных устройств и проводов воздушных линий положена расчетная модель проводов в виде гибкой упругой нити [1]. Учесть сосредоточенные нагрузки от шаров позволяет разработанная по этому алгоритму программа расчета статики проводов.

Литература

1. Анализ действия гололедно-ветровых и электродинамических нагрузок в пролетах с произвольным расположением проводов / И.И. Сергей, Ю.В. Бладыко, Е.Г. Пономаренко, Б.Д. Цемехман, В.Е. Тарасов // Энергетика – Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2012. – № 1. – С. 38–44.

УДК 621.311

ТРАНСФОРМАТОРЫ

Веракса Р.В., Камыш В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новаш И.В.

Трансформаторы получили широкое практическое применение при передаче электрической энергии на большие расстояния, для распределения энергии между ее приемниками и в различных выпрямительных, сигнальных, усилительных и других устройствах.

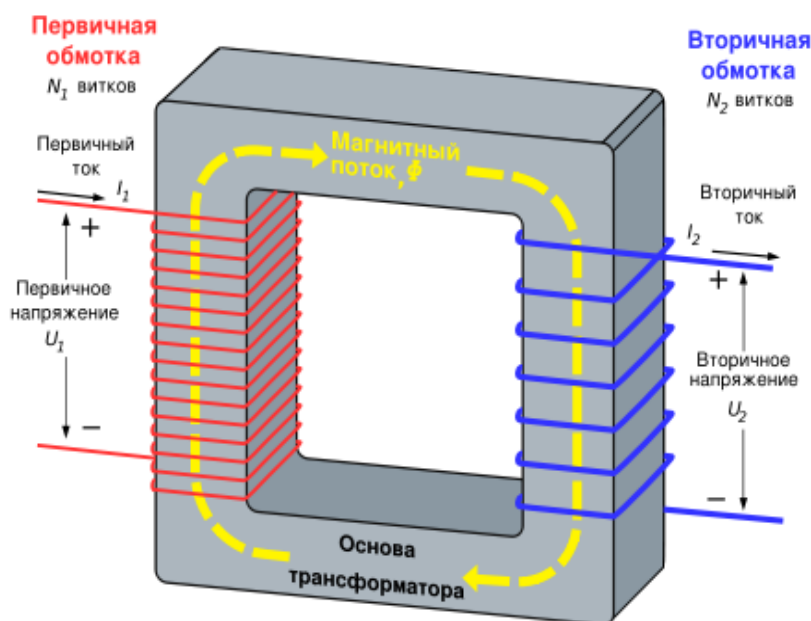


Рисунок 1. Принцип действия трансформатора

Трансформатор - статический электромагнитный аппарат с двумя (или больше) обмотками, предназначенный для преобразования переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения.

Принцип действия трансформатора.

Действие трансформатора основано на явлении электромагнитной индукции. Если первичную обмотку трансформатора включить в сеть источника переменного тока, то по ней будет проходить переменный ток, который возбудит в сердечнике трансформатора переменный магнитный поток. Магнитный поток, пронизывая витки вторичной обмотки трансформатора, индуцирует в этой обмотке ЭДС. Под действием этой ЭДС по вторичной обмотке и через приемник энергии будет протекать ток. Так электрическая энергия, трансформируясь, передается из первичной цепи во вторичную, но при другом напряжении. На которое рассчитан приемник энергии, включенный во вторичную цепь. Для улучшения магнитной связи между первичной и вторичной обмотками их помещают на стальном магнитопроводе. Для уменьшения потерь от вихревых токов магнитопроводы трансформаторов собирают из тонких пластин [4].

Виды трансформаторов:

1. Автотрансформаторы
2. Однофазные трансформаторы
3. Трёхфазные трансформаторы
4. Измерительные трансформаторы
5. Трансформатор Тесла

Автотрансформаторы

Одной из разновидностей низкочастотного трансформатора является автотрансформатор, у которого вторичная обмотка является частью первичной или первичная является частью вторичной. То есть в автотрансформаторе обмотки связаны не только магнитно, но и электрически. Несколько выводов делаются от единственной обмотки, и позволяют всего с одной обмотки получить различное напряжение. Главное преимущество автотрансформатора — меньшая стоимость, поскольку расходуется меньше провода для обмоток, меньше стали для сердечника, в итоге и вес получается меньше, чем у обычного трансформатора. Недосток — отсутствие гальванической развязки обмоток.

Автотрансформаторы находят применение в устройствах автоматического управления, а также широко используются в высоковольтных электросетях. Трехфазные автотрансформаторы с соединением обмоток в треугольник либо в звезду в электрических сетях весьма востребованы сегодня [1].

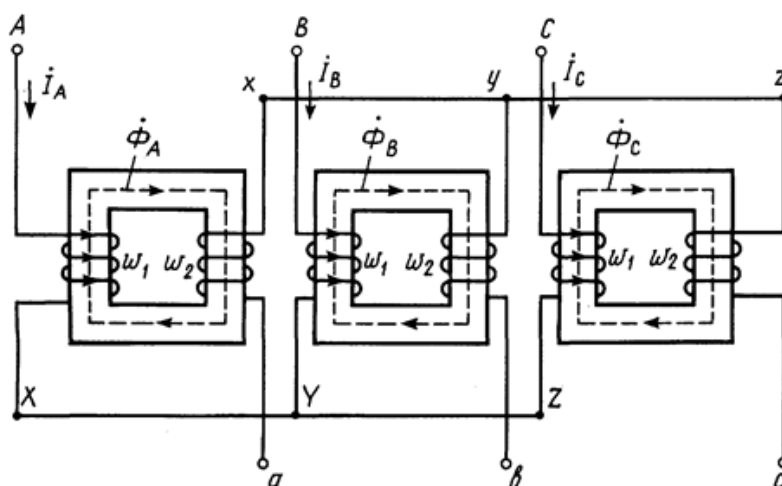


Рисунок 2. Схема трехфазного трансформатора

Трехфазные трансформаторы

Трансформирование в трехфазной цепи может быть осуществлено либо группой, состоящей из трех однофазных трансформаторов, либо одним трехфазным трансформатором. В обоих случаях обмотки фаз высшего и низшего напряжений могут соединяться звездой или треугольником.

Измерительные трансформаторы напряжения и тока используются для подключения измерительных приборов в цепи высокого напряжения и больших токов, а также используются как обычные двухобмоточные трансформаторы [3].

Трансформатор Тесла.

Возможно это единственное из изобретений Тесла, носящих его имя сегодня. Это - устройство, производящее высокое напряжение при высокой частоте. Оно использовалось Теслой в нескольких размерах и вариациях для его экспериментов. Трансформатор Тесла, также известный как катушка Тесла, используется сегодня в различных применениях в радио и телевидении.

Принцип работы Трансформатора Тесла.

Трансформатор Тесла состоит из двух обмоток – первичной (L_p) и вторичной (L_s) (их чаще называют “первичка” и “вторичка”). К первичной обмотке подводится переменное напряжение, и она создает магнитное поле. При помощи этого поля энергия из первичной обмотки передается во вторичную. В этом трансформатор тесла очень похож на самый обычный “железный” трансформатор.

Вторичная обмотка вместе с собственной паразитной (C_s) емкостью образуют колебательный контур, который накапливает переданную ему энергию. Часть времени вся

энергия в колебательном контуре храниться в виде напряжения. Таким образом, чем больше энергии мы вкачаем в контур, тем больше напряжения получим.

Область применения трансформатора Тесла.

Трансформатор использовался Теслой для генерации и распространения электрических колебаний, направленных на управление устройствами на расстоянии без проводов (радиоуправление), беспроводной передачи данных (радио) и беспроводной передачи энергии. В начале XX века трансформатор Тесла также нашёл популярное использование в медицине. Пациентов обрабатывали слабыми высокочастотными токами, которые протекая по тонкому слою поверхности кожи не причиняли вреда внутренним органам (см.: скин-эффект, Дарсонвализация), оказывая при этом «тонизирующее» и «оздоравливающее» влияние.

В наши дни трансформатор Тесла не имеет широкого практического применения. Он изготавливается многими любителями высоковольтной техники и сопровождающих её работу эффектов. Также он иногда используется для поджига газоразрядных ламп и для поиска течей в вакуумных системах.

Конструкция трансформаторов.

Конструктивное исполнение трансформатора зависит от его назначения и области применения. Однако почти все трансформаторы имеют одни и те же главные конструктивные элементы — магнитную систему и обмотки. Наиболее широко применяются силовые трансформаторы, которые служат для передачи электрической энергии и распределения ее между потребителями.

Элементы обмотки.

Основным элементом обмотки является виток, который выполняется одним или группой параллельных проводов. Ряд витков на цилиндрической поверхности называется слоем. Витки могут группироваться в катушки. По направлению намотки обмотки делятся на правые и левые подобно резьбе винта. Большинство обмоток трансформаторов выполняются с левой намоткой для удобства изготовления.

Разновидности обмоток.

Определяющими для конструкции обмотки являются число витков, сечение витка и класс напряжения. По способу размещения обмоток на стержне различают обмотки концентрические и дисковые или чередующиеся. По конструктивно-технологическим признакам обмотки делятся на следующие основные типы: цилиндрические, винтовые и непрерывные. Обмотки каждого из этих типов могут подразделяться на одно- или многослойные цилиндрические, одно- или многоходовые винтовые, дисковые, переплетенные. В мощных трансформаторах, предназначенных для питания электропечей, применяют обмотки из листовой меди или алюминия, а также кованные катушки, выполненные из шинной меди или алюминия.

Трансформаторы применяются в электросетях и источниках электропитания.

Катушки Роговского.

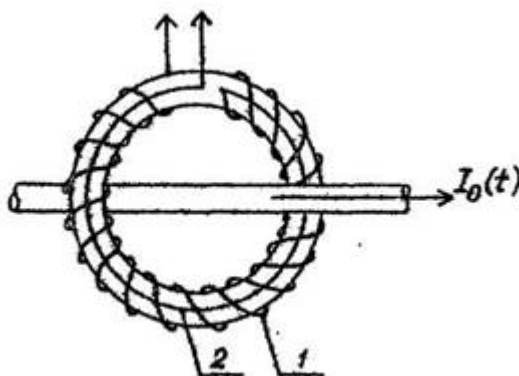


Рисунок 3. Катушка Роговского

Катушка Роговского создается в виде длинного соленоида с равномерной намоткой и произвольными замкнутыми формами. Один из выводов катушки приводится к другому по оси соленоида. Прибор назван в честь ученого Вальтера Роговского. Для наружного пояса Роговского характерна пропорциональность электродвижущей силы изменению тока.

Катушка Роговского применяется в измерительной технике в качестве трансформатора электрического тока, например, в счетчиках для измерения количества электроэнергии. Так же катушка находит свое постоянное применение в измерении повышенных значений токов, а также весьма полезна при создании гальванической развязки между измеряющим устройством и измеряемой цепью. Выходное напряжение соответствует напряжению в измеряемой цепи с точностью до константы.

К недостаткам устройства можно отнести его большое волновое сопротивление, малую чувствительность и большую продолжительность нарастания сигналов на выходе. Эти нюансы затрудняют процесс измерения коротких импульсов с наносекундным фронтом.

Сварочные трансформаторы.

Сварочные трансформаторы незаменимы для ручной дуговой и некоторых видов промышленной сварки.

Это устройства, предназначенные для преобразования напряжения из общегородской сети в оптимальное для сварочного аппарата.

Трансформатор для сварки понижает напряжение до напряжения холостого хода и обеспечивает бесперебойную работу такого аппарата.

Принцип работы сварочного трансформатора заключается в постепенном понижении напряжения до 60-80В, повышении силы тока до 40-500А (или больших значений в профессиональных моделях) и подержании переменного тока.

В основе этого процесса лежит простейший принцип электромагнитной индукции: разница между количеством витков в первичной и вторичной обмотке определяет коэффициент преобразования, а возможность управления рассеиванием магнитного поля путем перемещения подвижных частей прибора позволяет регулировать выходное напряжение.

Проходящий по магнитопроводу ток создает переменное напряжение в каждом витке катушки, которое на выходе суммируется в оптимальное напряжение.

Электropечные трансформаторы.

Трансформаторы этого типа применяются в сталеплавильной и металлургической промышленности. Среди основных характеристик данного типа трансформаторов – большой ток вторичных обмоток (ток электрода до 90 кА для стали и до 160 кА для ферросплава), а также широкий диапазон напряжения вторичной обмотки. Напряжение вторичной обмотки, как правило, регулируется при помощи переключателя числа витков под нагрузкой (РПН), включенного в цепь высоковольтной обмотки или в промежуточной цепи конструкции из двух сердечников, расположенных в баке трансформатора [2].

Литература

1. Автотрансформаторы – устройство, принцип действия, достоинства и недостатки [Электронный ресурс] URL: <http://electricalschool.info/main/osnovy/538-avtotransformatory.html> (дата обращения: 09.04.2017).
2. Особенности конструкции и работы электropечных трансформаторов [Электронный ресурс] URL: <http://leg.co.ua/transformatory/praktika/osobennosti-konstrukcii-i-raboty-elektroprechnyh-transformatorov.html> (дата обращения: 09.04.2017).
3. Сапожников А. В. Конструирование трансформаторов. М.: Госэнергоиздат. 1959. Электрические машины: Трансформаторы: Учебное пособие для электромеханических специальностей вузов/Б. Н.
4. Трансформаторы: назначение, классификация, номинальные данные трансформаторов [Электронный ресурс] URL: <http://electricalschool.info/spravochnik/maschiny/429-transformatory-naznachenie.html> (дата обращения: 09.04.2017).

УДК 621.3

МЕТОДИКА СОСТАВЛЕНИЯ УРАВНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ

Кохнюк С.А., Рысик А.Н., Николаева Т.А.

Научный руководитель – к.ф-м.н., доцент Горошко В.И.

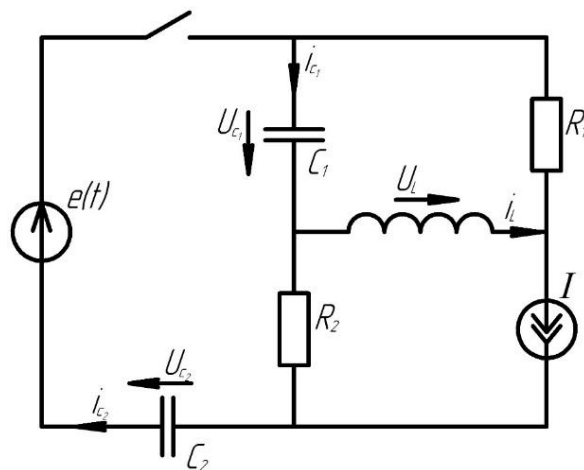


Рисунок 1. Исходная схема

Рассчитать переменные: u_{C1} , u_{C2} , i_L .

Стандартный метод составления системы дифференциальных уравнений громоздок. Он требует по законам Кирхгофа составить систему из пяти уравнений и затем исключить лишние неизвестные.

Мы предлагаем другой подход для получения системы уравнений. Для этого вводим переменные u_{C1} , u_{C2} , i_L . Их называют переменными состояния

Уравнения состояния находим в виде одного матричного уравнения.

- 1) Введем вектор переменных состояния \mathbf{X} , и вектор источников \mathbf{V}

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} u_{C1} \\ u_{C2} \\ i_L \end{bmatrix} \quad \mathbf{V} = \begin{bmatrix} e \\ I \end{bmatrix}$$

- 2) Уравнение состояния

$$\dot{\mathbf{X}} = \mathbf{A}\mathbf{X} + \mathbf{B}\mathbf{V}$$

- 3) Вначале составим вспомогательное матричное уравнение для смежных переменных \mathbf{Z}

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} i_{C1} \\ i_{C2} \\ u_L \end{bmatrix}$$

- 4) Составляем матричное уравнение

$$\mathbf{Z} = \mathbf{M}\mathbf{X} + \mathbf{N}\mathbf{V}$$

- 5) Вспомогательные матрицы \mathbf{M} и \mathbf{N}

$$M = \begin{bmatrix} M_{11} & M_{12} & M_{13} \\ M_{21} & M_{22} & M_{23} \\ M_{31} & M_{32} & M_{33} \end{bmatrix} \quad N = \begin{bmatrix} N_{11} & N_{12} \\ N_{21} & N_{22} \\ N_{31} & N_{32} \end{bmatrix}$$

Таблица 1 – Коэффициенты матриц **M** и **N**

	u_{c_1}	u_{c_2}	i_L	e	I
i_{c_1}	M_{11}	M_{12}	M_{13}	N_{11}	N_{12}
i_{c_2}	M_{21}	M_{22}	M_{23}	N_{21}	N_{22}
u_L	M_{31}	M_{32}	M_{33}	N_{31}	N_{32}

Для нахождения коэффициентов матриц **M** и **N** применяем метод наложения.

Метод наложения

Рассмотрим 5 схем. Замещаем напряжения u_{c_1} , u_{c_2} на ЭДС, а i_L – на источник тока. Итого 5 источников. Поочередно активируем один источник, а остальные обнуляем.

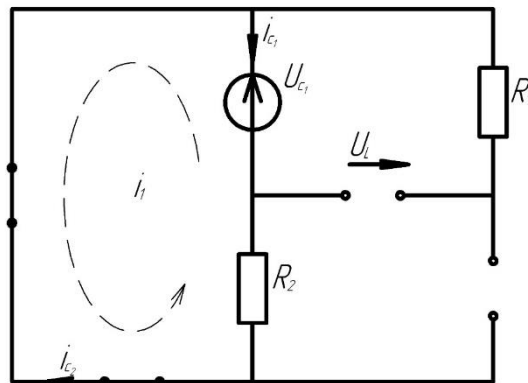


Рисунок 2. Схема 1

$$i_1 = \frac{u_{c_1}}{R_2}$$

$$i_{c_1} = -i_1 = -\frac{1}{R_2} u_{c_1} = M_{11} u_{c_1}$$

$$i_{c_2} = -i_1 = -\frac{1}{R_2} u_{c_1} = M_{21} u_{c_1}$$

$$u_L + 0 = -u_{c_1}$$

$$u_L = -u_{c_1} = M_{31} u_{c_1}$$

Заносим M_{11} , M_{21} , M_{31} в таблицу 1.

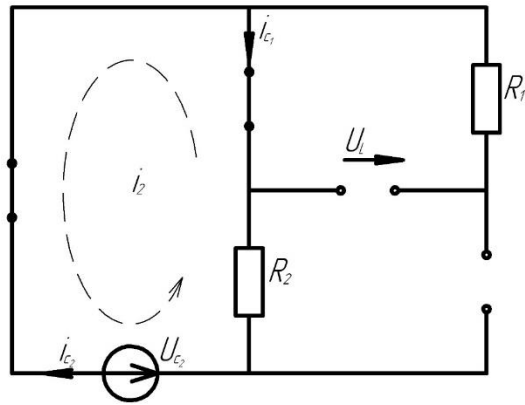


Рисунок 3. Схема 2

$$i_2 = \frac{u_{c_2}}{R_2}$$

$$i_{c_1} = -i_2 = -\frac{1}{R_2} u_{c_2} = M_{12} u_{c_2}$$

$$i_{c_2} = -i_2 = -\frac{1}{R_2} u_{c_2} = M_{22} u_{c_2}$$

$$u_L = 0$$

Заносим M_{12}, M_{22}, M_{32} в таблицу 1.

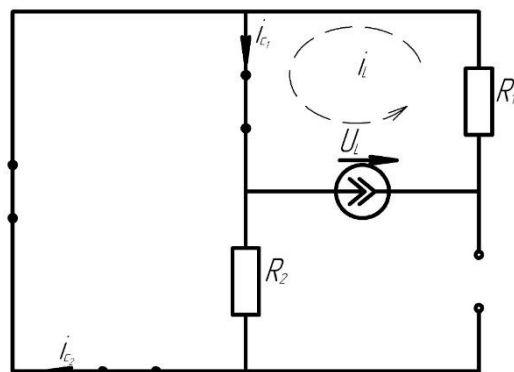


Рисунок 4. Схема 3

$$i_{c_1} = 1 \cdot i_L = M_{13} i_L$$

$$i_{c_2} = 0 \cdot i_L = M_{23} i_L$$

$$u_L = -R_1 i_L = M_{33} i_L$$

Заносим M_{13}, M_{23}, M_{33} в таблицу 1.

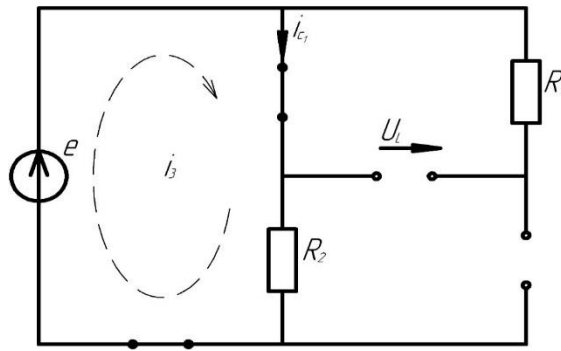


Рисунок 5. Схема 4

$$i_{c_1} = \frac{1}{R_2} e = N_{11} e$$

$$i_{c_2} = \frac{1}{R_2} e = N_{21} e$$

$$u_L = 0 \cdot e = N_{31} e$$

Заносим N_{11}, N_{21}, N_{31} в таблицу 1.

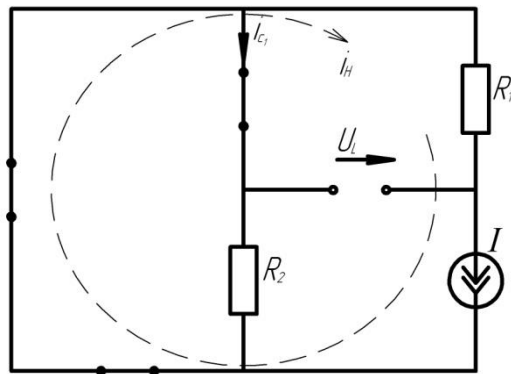


Рисунок 6. Схема 5

$$i_{c_1} = 0 \cdot I = N_{11} I$$

$$i_{c_2} = 1 \cdot I = N_{22} I$$

$$u_L - R_1 i_L = 0$$

$$u_L = R_1 I = N_{32} I$$

Заносим N_{12}, N_{22}, N_{32} в таблицу 1.

Таблица 2 – Полученные коэффициенты матриц M и N

	u	u			
i	$\bar{\bar{I}}$	$\bar{\bar{I}}$		$\bar{\bar{I}}$	
i	$\bar{\bar{I}}$	$\bar{\bar{I}}$		$\bar{\bar{I}}$	
i	$-$		I		I

Получили коэффициенты матриц \mathbf{M} и \mathbf{N}

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{R_2} & -\frac{1}{R_2} & 1 \\ -\frac{1}{R_2} & -\frac{1}{R_2} & 0 \\ -1 & 0 & R_1 \end{bmatrix} \quad \mathbf{N} = \begin{bmatrix} \frac{1}{R_2} & 0 \\ \frac{1}{R_2} & 1 \\ 0 & R_1 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} i_{C_1} \\ i_{C_2} \\ u_L \end{bmatrix} = \mathbf{M} \begin{bmatrix} u_{C_1} \\ u_{C_2} \\ i_L \end{bmatrix} + \mathbf{N} \begin{bmatrix} e \\ I \end{bmatrix}$$

Поскольку $i_C = C u'_C$ $u_L = L i'_L$,

то получим

$$\begin{bmatrix} C_1 u'_{C_1} \\ C_2 u'_{C_2} \\ L i'_L \end{bmatrix} = \mathbf{M} \begin{bmatrix} u_{C_1} \\ u_{C_2} \\ i_L \end{bmatrix} + \mathbf{N} \begin{bmatrix} e \\ I \end{bmatrix}$$

Делим первое уравнение на C_1 , второе на C_2 , третье на L .

Элементы матриц \mathbf{A} и \mathbf{B} примут окончательный вид:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{R_2 C_1} & -\frac{1}{R_2 C_1} & \frac{1}{C_1} \\ -\frac{1}{R_2 C_2} & -\frac{1}{R_2 C_2} & 0 \\ \frac{-1}{L} & 0 & \frac{R_1}{L} \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{1}{R_2 C_1} & 0 \\ \frac{1}{R_2 C_2} & \frac{1}{C_2} \\ 0 & \frac{R_1}{L} \end{bmatrix}$$

В развернутом виде система ОДУ первого порядка принимает форму:

$$u'_{C_1} = A_{11} u_{C_1} + A_{12} u_{C_2} + A_{13} i_L + B_{11} e + B_{12} I$$

$$u'_{C_2} = A_{21} u_{C_1} + A_{22} u_{C_2} + A_{23} i_L + B_{21} e + B_{22} I$$

$$i'_L = A_{31} u_{C_1} + A_{32} u_{C_2} + A_{33} i_L + B_{31} e + B_{32} I$$

Выводы.

Предлагаемая методика позволяет исключить этап записи уравнений по законам Кирхгофа и сводится к анализу простых активно-резистивных схем.

УДК 621.3

ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ ПЕЛЬТЬЕ

Музыкантова К.С., Фирсова В.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Пекарчик О.А.

Энергия из тепла человека

Принцип термоэлектрических генераторов, работающих на разнице температур, известен давно. Но лишь несколько лет назад технологии стали позволять использовать в качестве источника электроэнергии тепло человеческого тела. Группа исследователей из Корейского ведущего научно-технического института (KAIST) разработала генератор, встроенный в гибкую стеклянную пластинку. Такой гаджет позволит фитнес-браслетам подзаряжаться от тепла человеческой руки — например, в процессе бега, когда тело сильно нагревается и контрастирует с температурой окружающей среды. Корейский генератор размером 10 на 10 сантиметров может производить около 40 мВт энергии при температуре кожи в 31°C. Похожую технологию взяла за основу молодая Энн Макосински, придумавшая фонарик, заряжающийся от разницы температур воздуха и человеческого тела: девочка использовала открытый еще в девятнадцатом веке эффект Зеебека. Удивительно, но выделяемых кожей ладони 57 мВт тепла хватило на то, чтобы быть источником для термоэлектрического генератора (на элементах Пельтье) при температуре окружающей среды, отличающейся от температуры руки на 5°C, а получившийся фонарик способен выдавать свет интенсивностью 5 FC (около 55 люкс). Рассмотрим же, что представляет собой термоэлектрический модуль Пельтье.

Немного из истории

Явление возникновения термо-ЭДС было открыто немецким физиком Томасом Иоганном Зеебеком в далеком в 1821 году. А заключается это явление в том, что в замкнутой электрической цепи, состоящей из соединенных последовательно разнородных проводников, при условии, что их контакты находятся в условиях различных температур, возникает ЭДС. Данный эффект называют теперь просто термоэлектрическим эффектом. Если цепь состоит всего из пары разнородных проводников, то такая цепь называется термопарой. В 1834 году французский физик Жан Шарль Пельтье открыл обратный эффект. Он обнаружил, что при протекании электрического тока в цепи, состоящей из разнородных проводников, в местах контактов проводников поглощается или выделяется, в зависимости от направления тока, теплота. При этом количество поглощаемого тепла пропорционально току, проходящему через контакт проводников. Это явление известно теперь как эффект Пельтье. В сути эффекта Пельтье в 1838 году разобрался русский физик Эмилий Христианович Ленц. Он экспериментально проверил эффект Пельтье, поместив каплю воды на место спая образцов сурьмы и висмута. Когда Ленц пропускал через цепь электрический ток, вода превращалась в лед, но когда ученый изменил направление тока на противоположное, лед быстро растаял. Ученый установил таким образом, что при протекании тока не только выделялось джоулево тепло, но происходило также поглощение или выделение дополнительного тепла. Это дополнительное тепло получило название «тепло Пельтье».

Принцип работы термоэлектрических модулей

Наиболее сильно эффект Пельтье проявляется на контактах полупроводников с различным типом проводимости (р- или n-) или, другими словами, в р-n переходе. На языке классической физики объяснение эффекта Пельтье заключается во взаимодействии электронов проводимости, замедлившихся или ускорившихся в контактном потенциале р-n перехода, с тепловыми колебаниями атомов в массиве полупроводника. В результате, в зависимости от направления движения электронов (и, соответственно, тока) происходит нагрев или охлаждение участка полупроводника, непосредственно примыкающего к р-n переходу. Эффект Пельтье лежит в основе работы термоэлектрического модуля (ТЭМ). Единичным элементом ТЭМ является термопара, состоящая из одного проводника р-типа и

одного проводника n-типа. При последовательном электрическом соединении нескольких таких термопар теплота, поглощаемая на контакте типа n-p, выделяется на контакте типа p-n. В качестве материала элементов традиционно используются полупроводники на основе висмута, теллура, сурьмы и селена. Термоэлектрический модуль представляет собой совокупность таких термопар, обычно соединяемых между собой последовательно по току и параллельно по потоку теплоты. Термопары помещаются между двух плоских керамических пластин. Количество термопар может быть самым разнообразным – от 1 до 100, за счёт чего можно сделать элемент Пельтье практически с любыми показателями холодильных мощностей. При прохождении через ТЭМ постоянного электрического тока образуется перепад температур между его сторонами: одна пластина (холодная) охлаждается, а другая (горячая) нагревается. При использовании ТЭМ необходимо обеспечить эффективный отвод тепла с его горячей стороны, например, с помощью воздушного радиатора или водяного теплообменника. Если поддерживать температуру горячей стороны модуля на уровне температуры окружающей среды, то на холодной стороне можно получить температуру, которая будет на десятки градусов ниже. Степень охлаждения будет пропорциональна величине тока, проходящего через ТЭМ.

Применение.

В наше время элементы Пельтье активно применяются для: холодильников, кондиционеров, автомобильных охладителей, кулеров для воды, видеокарт ПК. Элементы Пельтье применяются в ситуациях, когда необходимо охлаждение с небольшой разницей температур, или энергетическая эффективность охладителя не важна. Элемент Пельтье получил широкое применение в различных холодильных системах, в том числе и среди холодильников и кондиционеров. Возможность достигать очень низких температур делает его превосходным решением для охлаждения электрических приборов или технического оборудования, подвергающегося нагреву. Сегодня разработчики применяют элементы Пельтье в акустических и звуковых системах, где они выполняют роль обычного куллера. Отсутствие интенсивных звуков делает процесс охлаждения практически бесшумным, что является прекрасным преимуществом элемента. В наше время подобная технология пользуется большой популярностью за счёт очень мощной теплоотдачи. К тому же, современные элементы Пельтье отличаются очень компактными габаритами, а их радиаторы способны хранить нужную температуру на протяжении длительного времени. Ещё одним преимуществом элементов Пельтье является их долговечность, т.к. они состоят из цельных неподвижных элементов, что уменьшает вероятность поломок. Сегодня можно легко приобрести модули Пельтье по относительно доступной цене. Наиболее популярны модули Пельтье типа TEC1-12706, содержащие 127 термопар, и рассчитанные на питание 12 В. Есть и более мощные модули Пельтье, например, TEC1-12715, рассчитанный на 133 Вт.

Литература

1. Принцип работы термоэлектрических модулей [Электронный ресурс]: URL: <http://www.symmetron.ru/suppliers/kryotherm/append3.shtml>
2. Термоэлектрический модуль Пельтье - устройство, принцип действия, характеристики [Электронный ресурс]: URL: <http://electrik.info/main/fakty/1111-termoelektricheskiy-modul-pelte-ustroystvo-princip-deystviya.html>
3. Элементы пельтье своими руками [Электронный ресурс]: URL: <https://elektro.guru/elektrooborudovanie/avtonomnoe-elektrichestvo/elementy-pelte-svoimi-rukami.html>

УДК 62-791.2

ОСОБЕННОСТИ УСТРОЙСТВА И ПОЛЬЗОВАНИЯ ТОНОМЕТРАМИ

Друтейка Я.М., Левчук М.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Михальцевич Г.А.

Тонومتر – это устройство для измерения параметров сердечно-сосудистой системы – артериального давления крови и пульса человека и животных.

Первым хирургом, измерившим давление у человека, стал в 1856 г. Фавр. Ему удалось получить точные цифры при операции путем соединения ртутного манометра напрямую к артерии. Артерия в бедре показывала давление в 120 мм рт. ст., а в артериях и бронхах – в 115-120 мм рт. ст.

Прообразом современного тонومتра стал сфигмоманометр австрийского доктора Самуэля З.К.Р. фон Баша, который он изобрел в 1881 г. Для измерения давления данным прибором на область пульсации крови клали резиновый мешочек, наполненный водой. Этот мешок должен был передавить артерию и полностью остановить пульсацию. Ртутный манометр измерял силу давления мешка на артерию, показатель которого и считался систолическим давлением человека.

Итальянцем С. Рива-Роччи в 1896 г. был изобретен способ измерения артериального давления, который используют по сей день. Разработанный им аппарат имеет схожий внешний вид со знакомым нам тонометром. Он состоял из манжеты, сделанной из специального нерастяжимого материала, с полым резиновым мешком внутри. Эта манжета опоясывала область плеча. Резиновая груша накачивала мешок внутри манжеты, которая другим концом была соединена с манометром. Мешок накачивался до тех пор, пока не пропадала пульсация. После, грушу понемногу отпускали и фиксировали тот показатель, при котором вновь начиналась пульсация. Это и считалось значением кровяного давления. Достаточно узкая манжета в 5 см давала некоторые неточности из-за появления областей повышенного давления. Однако в 1901 г. эта проблема была устранена Генрихом фон Реклингхаузенем путем увеличения манжеты до 12 см.

В 1905 г. известнейший русский хирург Коротков Н.С. предложил абсолютно новый метод измерения артериального давления, который стал настоящим прорывом в медицине и по сей день является основой для работы современного тонومتра. В своей столь краткой речи из 280 слов в Императорской военно-медицинской академии Санкт-Петербурга он изложил свой метод определения диастолического и систолического давления с помощью звука. Его суть заключалась в прослушивании стетоскопом тонов, слышимых в области, расположенной чуть ниже от манжеты. Систолическим давлением предложено было считать давление в момент появления первых звуков, а диастолическим – в момент их исчезновения.

На протяжении целых 50-и лет тонومتر Короткова оставался единственным прибором для измерения артериального давления для медиков всего мира. Только в 1965 г. американским терапевтом Сеймуром Лондоном был создан автоматический тонومتر. Он был оснащен микрофоном вместо стетоскопа и компрессором вместо груши. Этот прибор самостоятельно качал рукав и слушал тоны, таким образом, исчисляя давление. Для подтверждения точности своего прибора Сеймур со своей супругой провели сравнительный эксперимент прямо на съезде Американской медицинской ассоциации. Целых 400 измерений показали, что данные механического и автоматического тонометров практически идентичны. Свое изобретение Сеймур запатентовал в 1996 г. в Америке, Франции, Италии и Германии.

Современные тонометры разделяются на:

- Механические.
- Полуавтоматические.
- Автоматические.

Самые распространенные – **механические тонометры** (рис. 1). У них нагнетание и стравливание воздуха производится механическим способом, т.е. с помощью резиновой груши.



Рисунок 1. Механический тонометр

Они и самые дешевые, и достаточно точные. Но людям с нарушениями слуха пользоваться ими не рекомендуется: им будет сложно уловить тоны, определяющие верхнее и нижнее давление. Между тем это единственный вид приборов, который позволяет измерять давление при наличии симптомов аритмии.

В комплект механических измерителей входят плечевая манжета, пневматический нагнетатель, фонендоскоп и манометр (ртутный или мембранный).

Принцип действия механических тонометров отличается от принципа работы электронных приборов и требует непосредственного участия человека на всех этапах процесса измерения.

Человеческий фактор вносит некоторую дополнительную погрешность в результаты измерения давления, величина которой напрямую зависит от профессионализма, измеряющего. При самостоятельном измерении для удобства рекомендуется тонометр со встроенной головкой фонендоскопа (безусловно, для специалистов – отдельно). Это облегчает процедуру самостоятельного измерения давления. К достоинствам механических тонометров можно отнести высокую надежность и низкую стоимость приборов.

Электронные полуавтоматические тонометры (рис. 2) сравнительно недороги, обладают высоким классом точности и блоком памяти.



Рисунок 2. Полуавтоматический тонометр

Тонометр содержит компрессионную манжету, датчик давления, датчик пульсовой волны, источник давления, блоки регистрации и индикации, дополнительный акустический датчик, полосовой фильтр, линейный выпрямитель, преобразователь напряжение – частота, счетчики, цифроаналоговые преобразователи, таймеры измерения, источники давления пульса.

Для измерения давления следует надеть на руку манжету и самостоятельно накачать грушей давление в манжету.

Прибор работает на батарейках, а показания высвечиваются на электронном дисплее. Полуавтоматические электронные тонометры предназначены как для индивидуального, так и для семейного использования, и позволяют быстро, просто и с высокой точностью измерить артериальное давление, а также определить частоту пульса.

Полностью автоматические тонометры (рис. 3) снабжены компрессором, при помощи которого достигается нужное давление в манжете.



Рисунок 3. Автоматический тонометр

Несмотря на свое многообразие, тонометры с автоматическим циклом измерения различных фирм-изготовителей очень близки по техническим параметрам – массе, габаритам, потребляемой мощности, погрешности измерения давления.

Автоматический (электронный) тонометр – это прибор с осциллометрической электронной измерительной системой, предназначенной для самостоятельного контроля уровня артериального давления и пульса. Измерения производятся путем подачи воздуха в манжету и автоматического измерения значений давления и пульса. Автоматический тонометр нужно только правильно расположить на теле и нажать на кнопку присоединенного устройства в виде небольшой коробочки с электронным дисплеем. Все остальное он сделает сам – встроенным компрессором накачает воздух, измерит давление и (в зависимости от марки и модели) может еще посчитать пульс и напомнить для сравнения предыдущие измерения, хранящиеся у него в памяти.

Кроме того, автоматические тонометры различаются по месту наложения манжеты на тонометры с манжетой на плечо и тонометры с манжетой на запястье.

Автоматические тонометры на запястье – это приборы для измерения уровня артериального давления, а также контроля частоты пульса (рис. 4).



Рисунок 4. Автоматический тонометр на запястье

Автоматические тонометры на запястье отличаются небольшим размером, компактностью, а потому подходят для измерения давления у людей с большим объемом руки или людям, ведущим активный образ жизни.

Принцип действия, простота и точность измерения аналогичны соответствующим характеристикам тонометров на плечо.

Высокая точность и надежность в сочетании с простотой управления делают процесс измерения давления с помощью автоматического тонометра легкодоступным и комфортным для человека.

Автоматические тонометры показывают высокую стабильность результатов измерения давления, погрешности не выходят за допустимые пределы. В руках опытного специалиста

механический тонометр – точнейший прибор, но у пользователя, не вполне владеющего техникой измерения (особенно если имеются проблемы со слухом или зрением), ценность полученных показателей может приближаться к нулю.

Для домашнего измерения лучше всего подойдут механические или полностью автоматические тонометры, т.к. они дают наиболее точный и стабильный результат независимо от того, кто ими пользуется. Если у пользователя имеются хорошие навыки измерения давления, если он не сомневается в том, что сможет точно соблюсти все правила измерения, а, кроме того, у него нет проблем со зрением или слухом, то лучший выбор – механический тонометр. Если все-таки имеются сомнения по поводу возможности измерять давление самостоятельно, то выбирать нужно – электронный тонометр.

Пожилым людям для самостоятельного измерения давления больше подходят автоматы, поскольку ручная накачка манжеты полуавтомата требует некоторых усилий. На это не обращают внимание сравнительно молодые и здоровые люди. Лицам, страдающим аритмией, также следует отдавать предпочтение автоматическим приборам с манжетой на плечо. Ограничения же могут быть связаны с размером манжеты (должен соответствовать охвату руки в области бицепса) или с некоторыми индивидуальными особенностями пациента. Обязательно нужно учитывать наличие заболеваний: после инфаркта, инсульта или при наличии аритмии прибор должен быть с функцией интеллектуальной чувствительности – системой *Intellsense*.

Поэтому, выбор тонометра на данном этапе больше зависит от опыта измерения давления и наличия заболеваний (аритмия, стенокардия) или их отсутствие

Стабильность результата и соответствие его позиционируемой точности

Точность измерений – это самый главный критерий в работе тонометра. Все приборы могут давать погрешность в пределах допустимого, что составляет ± 3 мм рт. ст. по уровню давления и ± 5 по пульсу. Также необходимо помнить, что разброс показаний может возникать из-за различных помех, создаваемых движениями руки или тела, окружающей обстановкой (например, стуком по столу), разговором во время измерения. Разброс в показаниях неизбежен, если измерения производить подряд. Необходимо делать перерыв между измерениями примерно 5-10 минут. При этом рекомендуется снимать манжету с руки. Это позволяет кровеносным сосудам восстановить эластичность. Необходимо правильно, плотно, но не туго накладывать манжету. Разные положения манжеты приводят к разбросу показаний. Не плотно одетая манжета также причина заниженных показаний.

Порядок работы с автоматическими тонометрами:

1. Включить прибор.
2. Закрепить на плече манжетку.
3. Нажать кнопку «пуск».

Основные правила при работе с автоматическими тонометрами: человек должен сидеть или лежать, манжетка должна быть закреплена на руке плотно, не допускается, чтобы она болталась или же была закреплена чрезмерно туго. Также в момент измерения нужно полностью расслабиться, совершенно недопустимо напрягать или шевелить руку, иначе результаты измерения окажутся недостоверными.

Литература

1. <http://medpribors.ru/tonometry/informatsiya-tonometr/printsip-raboty-tonometra>
2. <http://www.alpha-medica.ru/?pId=63&sid=506>
3. <http://www.microlife.by/products/hypertension/>
<https://ru.wikipedia.org/wiki/>

УДК 621.3

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДА ЭКВИВАЛЕНТНОГО ГЕНЕРАТОРА ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОДУ ДЛЯ СЛОЖНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ ПЕРВОГО ПОРЯДКА

Федькин В.А., Мытник Д.О.

Научный руководитель – к.ф.м.н., доцент Горошко В.И.

Для построения ОДУ разработано несколько способов: операторный, классический, метод эквивалентного генератора (МЭГ). Продемонстрируем эффективность МЭГ в сравнении с классическим.

Классический метод подразумевает построение системы уравнений для данной цепи по следующим этапам:

1. Найти независимые начальные условия, то есть, напряжения на ёмкостях и токи на индуктивностях в момент начала переходного процесса.

2. Далее необходимо составить систему уравнений на основе законов Кирхгофа, Ома, описывающих состояние цепи после коммутации, и исключением переменных получить одно дифференциальное уравнение, в общем случае неоднородное относительно искомого тока или напряжения. Для простых цепей получается дифференциальное уравнение первого или второго порядка, в котором в качестве искомой величины выбраны либо ток в индуктивном элементе, либо напряжение на емкостном элементе.

Сущность метода эквивалентного генератора заключается в следующем. Вся цепь относительно зажимов интересующего нас элемента представляется как активный двухполюсник, который заменяется эквивалентным генератором, к зажимам которого подключается интересующий нас элемент. В итоге получается простая неразветвленная цепь, ток в которой определяется по закону Ома.

ЭДС $E_{\text{Э}}$ эквивалентного генератора и его внутреннее сопротивление $R_{\text{Э}}$ находятся из режима холостого хода (рис. 1).

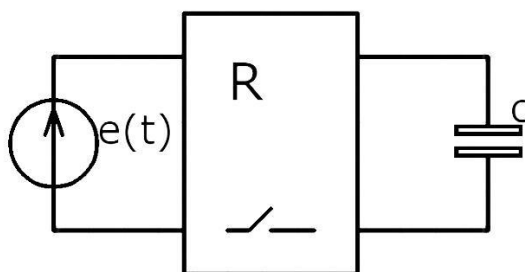


Рисунок 1. – Схема до применения МЭГ

У нас имеется электрическая цепь, состоящая из источника ЭДС $e(t)$, резистивного разветвленного участка и конденсатора C .

После применения МЭГ схема принимает следующий вид (рис. 2):

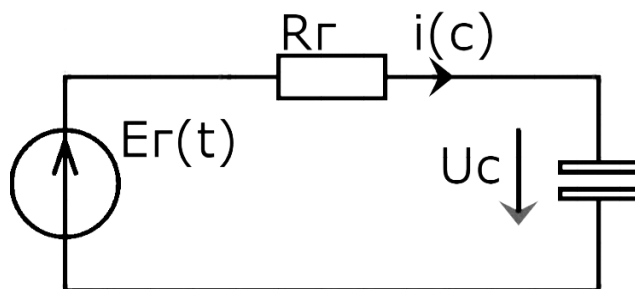


Рисунок 2. – Схема после применения МЭГ

По данной схеме составляем следующие уравнения:

$$R_r i_c + u_c = E_r(t) \quad (1)$$

где R_r – сопротивление генератора;

i_c – ток цепи;

U_c – напряжение на конденсаторе.

$$i_c = C u_c' \quad (2)$$

Из уравнений 1 и 2 можно составить дифференциальное уравнение:

$$R_r C u_c' + u_c = e_r(t), \quad (3)$$

где u_c' – производная величины u_c .

Уравнение (3) в операторном виде:

$$R_r C p u_c + u_c = e_r(t), \quad (4)$$

где величина $u_c(t)$ состоит из вынужденной и свободной составляющих:

$$u_c(t) = u_{c,вн} + u_{c,св}. \quad (5)$$

1. Для постоянного источника полагаем $p = 0$:

$$e(t) = E = \text{const} \rightarrow e_r(t) = E_r = \text{const} \rightarrow u_{c,вн} = \text{const} \text{ и } u_c' = 0.$$

Из формулы (3) в результате получаем:

$$u_{c,вн} = E_r$$

2. Для синусоидального источника полагаем $p = j\omega$:

$$e(t) = E_m \sin(\omega t + \psi_e) \hat{=} E_m e^{j\psi_e} \rightarrow \underline{E} = E_{gm} e^{j\psi_e},$$

откуда следует:

$$u_{c,вн}(t) = u_{cm} \sin(\omega t + \psi_c) \hat{=} U_{cm} e^{j\psi_c} = \underline{U}_{cm}.$$

Тогда формула (3) примет вид:

$$j\omega R_r C \underline{U}_{cm} + \underline{U}_{cm} = \underline{E}_{gm};$$

$$\underline{U}_{cm} = \underline{E}_{gm} / (1 + j\omega C R_r) \hat{=} U_{cm} \sin(\omega t + \psi_c).$$

3. Для экспоненциального источника полагаем $p = -\alpha$:

$$e(t) = E e^{-\alpha t} \rightarrow e_r = E_r e^{-\alpha t},$$

откуда следует:

$$u_{c,вн} = U_c e^{-\alpha t}.$$

Формула (3) примет вид:

$$R_r C(-\alpha)U_{c,вн} + u_{c,вн} = e_r(t)$$

$$u_{c,вн}(t) = e_r(t)/(1 - \alpha R_r C).$$

Продемонстрируем эффективность МЭГ на конкретном примере. Для этого рассмотрим произвольную электрическую цепь (рис. 3).

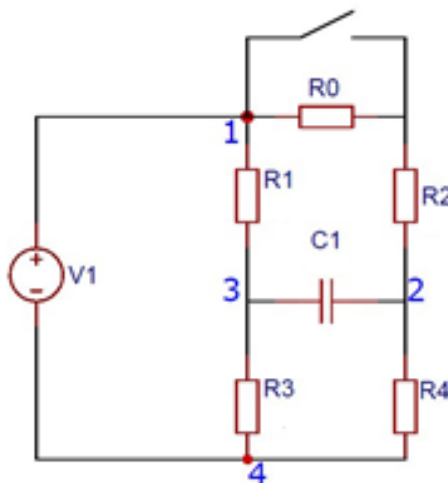


Рисунок 3. Разветвленная электрическая цепь

Для этой цепи, имеющей четыре узла, по классическому методу необходимо составить систему уравнений, содержащую шесть уравнений (три по ПЗК и три по ВЗК). Таким образом, классический метод в данном случае не эффективен.

Применим МЭГ:

Первым шагом следует определить напряжение холостого хода (U_{xx}) и сопротивление эквивалентного генератора (R_r).

1. Определение u_{xx} :

$$u_{xx} = E_r = -R_1 i_2 + R_2 i_3;$$

где $i_2 = e/(R_1 + R_3)$ и $i_3 = e/(R_2 + R_4)$

2. Определение R_r .

Для определения сопротивления эквивалентного генератора преобразуем схему и получаем окончательно:

$$R_r = \frac{(R_1 + R_2)(R_3 + R_4)}{(R_1 + R_2) + (R_3 + R_4)}.$$

В итоге получаем схему на рисунке 2.

Выводы.

На приведенном примере показана эффективность МЭГ при составлении ОДУ первого порядка для достаточно сложных электрических цепей.

Показана эффективность применения ОДУ для прямого расчета вынужденных составляющих для трех типов источников: постоянного, синусоидального и экспоненциального.

УДК 621.3.07

РЕГУЛИРУЕМЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД В НАСОСНЫХ СТАНЦИЯХ

Рекиш А.А., Путраш Д.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Зеленко В.В.

Насос представляет собой гидравлическую машину, преобразующую механическую энергию приводного двигателя в энергию жидкости, создающую поток жидкой среды. Гидравлическая - значит, работающая с жидкостями. По принципу действия насосы классифицируются: на объёмные и динамические.

1. Объёмные насосы, в которых преобладают силы давления. В насосах объёмного типа жидкая среда перемещается путём периодического изменения объёма занимаемой ею камеры, попеременно сообщаемой со входом и выходом насоса.

2. Динамические насосы, в которых преобладают силы инерции.

Динамический насос, это насос, в котором жидкая среда перемещается под силовым воздействием на неё рабочего органа (колеса) в камере, постоянно сообщаемой со входом и выходом насоса. К динамическим насосам относятся: 1) лопастные: а) центробежные; б) осевые; 2) электромагнитные; 3) насосы трения: а) вихревые; б) шнековые; в) дисковые; г) струйные и др.

В системах водоснабжения и водоотведения наибольшее распространение нашли центробежные насосы. Работа этих насосов основана на принципе силового взаимодействия лопастей рабочего колеса насоса с обтекающим их потоком перекачиваемой жидкости. Основным рабочим органом центробежного насоса является рабочее колесо, которое свободно вращается в корпусе. При вращении колеса в потоке жидкости возникает разность давлений по обе стороны лопасти. Силы давления лопастей на поток создают вращательное движение жидкости, а под действием центробежных сил создается поступательное движение жидкости и увеличиваются ее давление и скорость. Рабочее колесо закреплено на валу, который служит проводником механической энергии двигателя.

Основные параметры лопастных насосов: ими являются подача Q - количество жидкости проходящая через насос за единицу времени, и напор H - давление перекачиваемой жидкости. Напор, создаваемый насосом, и расход жидкости (подача) зависят друг от друга. Эта зависимость может быть отражена графически в виде характеристики насоса $Q = f(H)$. Форма характеристики показывает зависимость напора и подачи жидкости - форм гидравлической энергии преобразованной из энергии электропривода с учетом КПД.

Характеристика насоса имеет форму падающей кривой. Работая при закрытом выходном клапане, насос создает максимальное давление (при нулевой подаче), жидкость имеет потенциальную энергию. Если изменяется скорость, то при постоянной геометрии рабочего колеса, одновременно меняется подача, давление и потребляемая мощность, согласно законам пропорции. Подача Q , обеспечиваемая насосом, изменяется пропорционально изменению скорости - $Q_1 = Q \cdot (n_1/n)$. Напор насоса H зависит от квадрата скорости $H_1 = H \cdot (n_1/n)^2$.

Основными потребителями электроэнергии в нашей стране являются производственные предприятия и объекты ЖКХ. Большая часть электроэнергии потребляется электроприводами насосов и вентиляторов. Стоимость электроэнергии в общей сумме эксплуатационных расходов на водопроводно-канализационных предприятиях в случае использования поверхностных вод составляет до 50%. При использовании подземных вод этот показатель увеличивается до 80%. Как показывает статистика, в процессе перекачки чистых и сточных вод нерационально расходуется от 15 до 50% энергии.

Для этих объектов подача и давление жидкости изменяются непрерывно в течение суток, максимальный расход наблюдается в утренние и вечерние часы, минимальный - в ночные часы. Использование насоса при постоянной частоте не экономично. А частый запуск-остановка, может быстро вывести из строя его. Для решения этих задач целесообразно оптимизировать режим работы насосной станции. Режимы работы

центробежных насосов энергетически наиболее эффективно регулировать путем изменения частоты вращения их рабочих колес. Частота вращения рабочих колес может быть изменена, если в качестве приводного двигателя используются регулируемый электропривод.

В насосных установках используются преимущественно двигатели переменного тока. Частота вращения электродвигателя переменного тока зависит от частоты питающего тока f , числа пар полюсов p и скольжения s . Изменив один или несколько из этих параметров можно изменить частоту вращения электродвигателя и сочлененного с ним насоса.

Основным элементом частотного электропривода является частотный преобразователь. В преобразователе постоянная частота питающей сети f_1 преобразуется в переменную f_2 . Пропорционально частоте f_2 изменяется частота вращения электродвигателя, подключенного к выходу преобразователя. С помощью частотного преобразователя практически неизменные сетевые параметры напряжение U_1 и частота f_1 преобразуются в изменяемые параметры U_2 и f_2 , требуемые для системы управления. Для обеспечения устойчивой работы электродвигателя, ограничения его перегрузки по току и магнитному потоку, поддержания высоких энергетических показателей в частотном преобразователе должно поддерживаться определенное соотношение между его входными и выходными параметрами, зависящее от вида механической характеристики насоса.

Частотные преобразователи с широтно-импульсной модуляцией (ШИМ) имеют высокие энергетические характеристики за счет того, что на выходе преобразователя обеспечивается форма кривых тока и напряжения, приближающаяся к синусоидальной. В последнее время наибольшее распространение получили частотные преобразователи на *IGBT*-модулях (биполярных транзисторах с изолированным затвором). *IGBT*-модуль является высокоэффективным ключевым элементом. Он обладает малым падением напряжения, высокой скоростью и малой мощностью переключения. Преобразователь частоты на *IGBT*-модулях с ШИМ и векторным алгоритмом управления асинхронным электродвигателем имеет преимущества по сравнению с другими типами преобразователей. Он характеризуется высоким значением коэффициента мощности во всем диапазоне изменения выходной частоты.

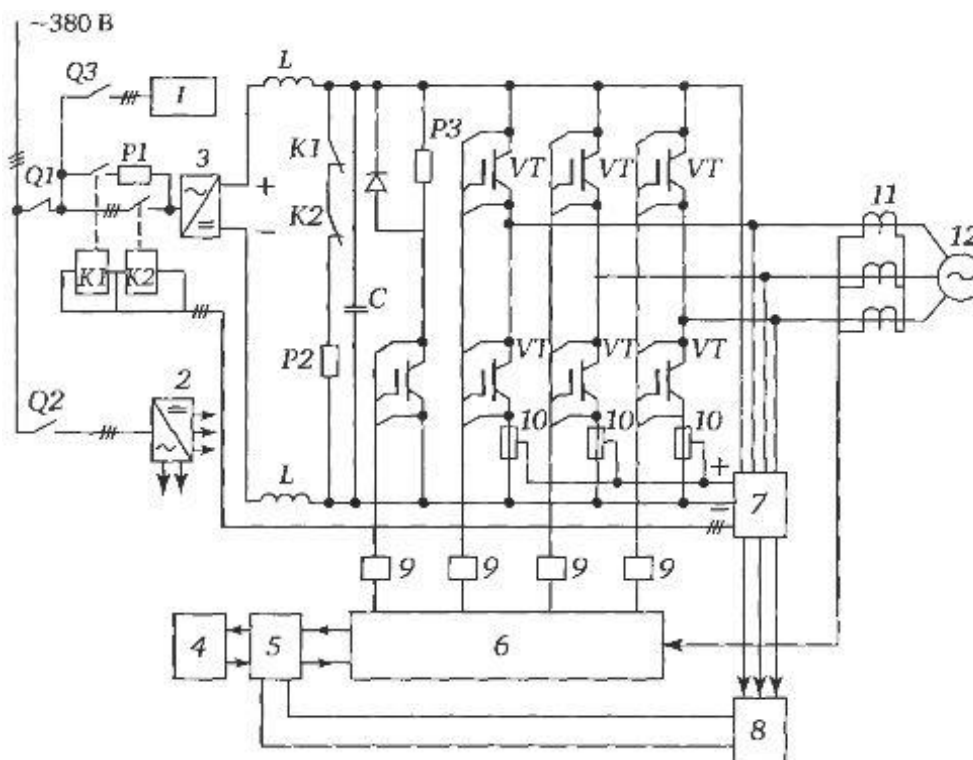


Рисунок 1. Схема частотного преобразователя на *IGBT*-модулях

Где 1 - блок вентиляторов; 2 - источник питания; 3 - выпрямитель неуправляемый; 4 - панель управления; 5 - плата пульта управления; 6 - ШИМ; 7 - блок преобразования напряжения; 8 - плата системы регулирования; 9 - драйверы; 10 - предохранители блока инвертора; 11 - датчики тока; 12 - асинхронный короткозамкнутый двигатель; Q_1, Q_2, Q_3 - выключатели силовой цепи, цепи управления и блока вентиляторов; K_1, K_2 - контакторы заряда конденсаторов и силовой цепи; C - блок конденсаторов; R_1, R_2, R_3 - резисторы ограничения тока заряда конденсаторов, разряда конденсаторов и узла слива; VT - силовые ключи инвертора (*IGBT*-модули).

На выходе частотного преобразователя формируется кривая напряжения (тока), несколько отличающаяся от синусоиды, содержащая высшие гармонические составляющие. Их наличие влечет за собой увеличение потерь в электродвигателе. По этой причине при работе электропривода на частотах вращения, близких к номинальной, происходит перегрузка электродвигателя. При работе на пониженных частотах вращения ухудшаются условия охлаждения самовентилируемых электродвигателей, применяемых в приводе насосов. Во избежание перегрузки электродвигателя необходимо или ограничить верхнее значение его частоты вращения, или оснастить привод более мощным электродвигателем. Последняя мера обязательна тогда, когда предусматривается работа насосного агрегата с частотой $f_2 > 50$ Гц. Ограничение верхнего значения частоты вращения двигателя осуществляется ограничением частоты f_2 до 48 Гц. Увеличение номинальной мощности приводного электродвигателя осуществляется с округлением до ближайшего стандартного значения.

Многие насосные установки состоят из нескольких агрегатов. Как правило, регулируемым электроприводом оборудуются не все агрегаты. Из двух-трех установленных агрегатов регулируемым электроприводом достаточно оснастить один. Если один преобразователь постоянно подключен к одному из агрегатов, имеет место неравномерное расходование их моторесурса, поскольку агрегат, оснащенный регулируемым приводом, используется в работе значительно большее время.

Для равномерного распределения нагрузки между всеми агрегатами, установленными на станции, разработаны станции группового управления, с помощью которых агрегаты могут поочередно подключаться к преобразователю. Станции управления изготавливаются обычно для низковольтных (380 В) агрегатов. Обычно низковольтные станции управления предназначены для управления двумя-тремя агрегатами. В состав низковольтных станций управления входят автоматические выключатели, обеспечивающие защиту от межфазных коротких замыканий и замыканий на землю, тепловые реле для защиты агрегатов от перегрузки, а также аппаратура управления (ключи, кнопочные посты и пр.).

Применение частотно-регулируемого привода позволяет существенно экономить электроэнергию, т. к. дает возможность использовать крупные насосные агрегаты в режиме малых подач. Благодаря этому можно, увеличив единичную мощность агрегатов, уменьшить их общее число, и как следствие, уменьшить габаритные размеры здания, упростить гидравлическую схему станции, уменьшить число трубопроводной арматуры.

Таким образом, применение регулируемого электропривода в насосных установках позволяет наряду с экономией электроэнергии и воды уменьшить число насосных агрегатов, упростить гидравлическую схему станции, уменьшить строительные объемы здания насосной станции. В связи с этим возникают вторичные экономические эффекты: уменьшаются расходы на отопление, освещение и ремонт здания, приведенные затраты в зависимости от назначения станций и других конкретных условий могут быть сокращены на 20 - 50%.

В технической документации на преобразователи частоты указывается, что применение регулируемого электропривода в насосных установках позволяет экономить до 50% энергии, расходуемой на перекачку чистых и сточных вод, а сроки окупаемости составляют три - девять месяцев.

Вместе с тем расчеты и анализ эффективности регулируемого электропривода в действующих насосных установках показывает, что в небольших насосных установках с агрегатами мощностью до 75 кВт, особенно тогда, когда они работают с большой статической составляющей напора, оказывается нецелесообразным применение регулируемых электроприводов. В этих случаях можно использовать более простые системы регулирования с применением дросселирования, изменения числа работающих насосных агрегатов.

Применение регулируемого электропривода в системах автоматизации насосных установок, с одной стороны, уменьшает потребление энергии, с другой - требует дополнительных капитальных затрат, поэтому целесообразность применения регулируемого электропривода в насосных установках определяется сравнением приведенных затрат двух вариантов: базового и нового. За новый вариант принимается насосная установка, оснащенная регулируемым электроприводом, а за базовый - установка, агрегаты которой работают с постоянной частотой вращения.

Литература

1. Чебаевский В.Ф., Вишневский К.П., Накладов Н.Н., Кондратьев В.В., уч. Насосы и насосные станции - М.: Агропромиздат, 1989. - 416 с.
2. Фашиленко В.Н., уч. Регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок – М.: Горная книга, 2011. - 260 с.
3. Сайт electricalschool.info (школа для электрика) - <http://electricalschool.info/elprivod/1529-chastotno-reguliruemyjj-jelektroprivod.html>.

УДК 621.3

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ КОТЛЫ

Малашук А.М., Егощенков И.Н.

Научный руководитель – старший преподаватель Пекарчик О.А.

Электрический промышленный котел представляет собой устройство, предназначенное для нагревания теплоносителей при помощи электричества. Он является одним из представителей отопительных котлов и используется для отопления и горячего водоснабжения помещений производственного назначения и высотных домов.

Котлы, работающие на электричестве, выгодно отличаются от своих конкурентов:

- эргономичностью и компактными размерами;
- простотой монтажа и эксплуатации;
- невысокой стоимостью котельного оборудования;
- бесшумной работой;
- отсутствием открытого огня;
- отсутствием дымохода.

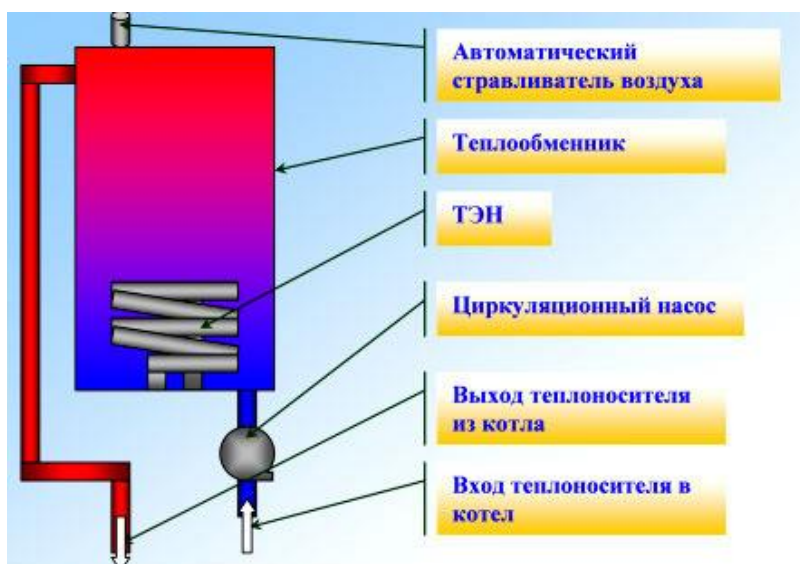


Рисунок 1. Схема работы простейшего электродного котла

Недостатки электродных котлов:

- абсолютная зависимость от электроснабжения;
- необходима отдельная надежная электропроводка;
- высокая себестоимость электрического отопления.

Классификация электрических котлов:

1) По типу проводки делят на:

- однофазные (220 В);
- трехфазные (380 В).

Для котлов большой мощности используют трехфазную электропроводку.

2) По конструкции

1. Индукционные.
2. ТЭНовые.
3. Электродные.

В первых двух случаях, используется принцип косвенного нагрева теплоносителя.

В индукционных котлах реализован принцип электромагнитной индукции. Здесь электроток нагревает тщательно изолированный трубопровод, по которому движется теплоноситель. В ТЭНовых электродкотлах теплоноситель нагревается трубчатыми электронагревателями. В прочной металлической оболочке находится нихромовая спираль. Между спиралью и оболочкой находится диэлектрический наполнитель. В теплообменнике может находиться как один, так и несколько ТЭН-ов.

В электродных (ионных) электродкотлах жидкость нагревается за счет пропускаемого через нее электрического тока. Помещенные в теплоноситель электроды ионизируют его, но электролиза нет, потому что происходит постоянная (с частотой 50 Гц) смена катода с анодом. Количество выделяющегося при этом тепла пропорционально силе тока и сопротивлению котловой воды.

3) Классификация, связанная с продуктом, получаемым в результате работы котла:

- Электрический паровой котел. В зависимости от конструкции и внутреннего устройства, потребитель получает влажный или сухой пар.
- Водогрейный котел. Работает как обычное котельное оборудования, подогревая воду до температуры не выше точки кипения. Котел устанавливают там, где нет необходимости в получении пара, для подключения к традиционным системам водяного отопления и ГВС.

Электрические паровые котлы значительно проще в эксплуатации и обслуживании, нежели их аналоги, требующие периодической чистки от золы или шлаков и нуждающиеся в специальных помещениях для хранения сырья.



Рисунок 2. Электрический паровой котел

На выходе параметры пара составляют от 0,01 МПа до 0,55 МПа. Их эксплуатация оправдана в случае необходимости получения сухого и влажного пара, для предприятий средней мощности.

Одним из направлений использования паровых котлов является их применение в централизованных системах теплоснабжения.

Вода в котле нагревается до состояния насыщения, после образуется насыщенный или перегретый пар, который посредством паропроводов поступает к отопительным приборам или к местам технологического использования.

Применение водогрейных электродкотлов для отопления производственных помещений, целесообразно для тех предприятий, где отсутствует потребность в паре. Нагрев теплоносителя, осуществляется до 95-98°C. Вода, нагреваясь, создает небольшое давление в

системе отопления. По этой причине, водогрейное котельное оборудование, называют котлами низкого давления.



Рисунок 3. Промышленный водогрейный котел

Расчет и подбор котла – важный шаг перед его приобретением и установкой. Выбор котла для электроотопления, основывают на нескольких важных принципах:

- Принцип нагрева. Индукционные приборы стоят дороже, приблизительно на 10-15%, чем ТЭНовые аналоги. Но, недостаток последних, быстрый выход из строя трубчатого нагревателя. В условиях постоянной эксплуатации, даже при установке системы фильтрации и водоподготовки, срок службы ТЭНа не превышает 5-7 лет. Индукционный нагреватель, проработает в 3-4 раза дольше.
- Количество контуров. Двухконтурные нагреватели используют для нагрева бытовой горячей воды. Одноконтурные модели подключаются к ГВС через бойлер косвенного нагрева. Для промышленного применения устанавливают накопительные емкости с вместимостью в несколько тысяч литров.
- Экономичность. Расход электроэнергии у индукционных и ТЭНовых котлов одинаковый при отоплении промышленных зданий. ТЭНовые модели, требуют больше вложений во время эксплуатации.

Котлы с двумя контурами, в промышленных целях применяются крайне редко. Для горячего водоснабжения, устанавливают отдельный бойлер или проточный водонагреватель. При необходимости, используют накопительную емкость косвенного нагрева, подключая ее непосредственно к системе отопления.

Сила тока, напряжение и сечение кабеля.

В случае наличия однофазной электросети (220 В) рекомендуется использовать котлы мощностью не более 12 кВт, а более мощные устройства подключать лишь при наличии 3-х фазной сети (380 В).

Сила тока и сечение кабеля также должны соответствовать заявленной мощности электродотла.

– увеличение мощности на 2 кВт (от 4 до 6 и т.д.) предусматривает увеличение силы тока на 3 А (начальная сила тока должна быть не менее 7 А);

– увеличение мощности устройства предусматривает и увеличение сечения кабеля, зависимость приведена в таблице 1:

Таблица 1 – Зависимость сечения кабеля от мощности котла

Мощность котла, кВт	Сечение кабеля, мм ²
от 4 до 8	5(4)х2,5
от 10 до 14	5(4)х4
от 14 до 22	5(4)х6
от 24 до 30	5(4)х10
от 36 до 45	5(4)х16
60	5(4)х25

Автоматические системы управления регулируют температуру котла и теплоотдачу системы отопления в соответствии с теплопотерями здания, которые зависят от температуры окружающей среды. В недорогих системах предполагается ручная регулировка. Простая автоматика включает и выключает котел по команде запрограммированного комнатного термостата, находящегося в контрольном помещении. Современная автоматика позволяет экономить топливо и обеспечивать оптимальный тепловой режим, программируя периоды снижения температуры в помещениях ниже нормальной (при отсутствии жильцов), своевременно включая—выключая установку, подавая воду строго определенной температуры и т. п.

Безопасность пользователя и сохранность оборудования гарантированы разнообразными системами защиты, которые могут проводить, например, термическую обработку электродвигателя. Если смесительный вентиль или насосы отопительной системы не функционировали в течение длительного времени, для них предусматривается программа мягкого старта.

Литература

1. Промышленные электродвигатели [Электронный ресурс]: URL: <http://semidelov.ru/mar/elektricheskij-parovoj-kotel-osobennosti-i-bezopasnost-ispolzovan/>
2. Промышленные электродвигатели [Электронный ресурс]: URL: http://avtonomnoeteplo.ru/otopitelnye_kotly/330-promyshlennye-elektricheskie-kotly-otopleniya.html
3. Промышленные электродвигатели [Электронный ресурс]: URL: <http://energomir.biz/otoplenie/kotly/princip-raboty-elektricheskogo-kotla.html>
4. Промышленные электродвигатели [Электронный ресурс]: URL: <http://www.mukhin.ru/besthome/heating/40.html>

УДК 517.55

НЕКОТОРЫЕ ПРИНЦИПЫ РАБОТЫ КВАНТОВОГО КОМПЬЮТЕРА

Кулешова В.С., Максимова И.Е.

Научный руководитель – старший преподаватель Михальцевич Г.А.

Идея создания квантового компьютера возникла в связи с необходимостью производить точные вычисления процессов квантовой природы, так называемых квантовых алгоритмов.

Квантовый компьютер – вычислительное устройство, которое использует явления квантовой суперпозиции и квантовой запутанности для передачи и обработки данных. Полноценный и универсальный квантовый компьютер сегодня существует только как гипотетическое устройство. На практике ученым удалось реализовать лишь единичные экспериментальные системы, исполняющие фиксированный алгоритм небольшой сложности.

Квантовые компьютеры подразделяются на два типа. К первому типу относят компьютеры, в основе которых лежит квантование магнитного потока на нарушениях сверхпроводимости – Джозефсоновские переходы. Ко второму типу – квантовые когерентные компьютеры, требующие поддержания когерентности волновых функций, используемых кубитов в течение всего времени вычислений – от начала и до конца (кубитом может служить любая квантомеханическая система с двумя выделенными энергетическими уровнями).

Работа классического компьютера основана на использовании двоичного кодирования в виде нулей и единиц – битов. Информация классического компьютера может принимать определённое значение, 1 или 0. В квантовом компьютере используются квантовые биты (кубиты) и работает принцип суперпозиции – объект может находиться сразу в нескольких состояниях и принимать сразу два значения. В качестве кубита могут выступать атомы, фотоны, ионы или электроны. Изменение состояния определенного бита в обычном компьютере не ведет к изменению других, а вот в квантовом компьютере изменение одной частицы ведет к изменению состояния других частиц.

Квантовый компьютер работает по следующей схеме. Сначала берётся система кубитов и записываются их начальные параметры. Затем выполняются унитарные преобразования с использованием логических операций, в результате чего изменяется состояние системы или подсистем. В конце записывается полученное значение, являющееся результатом работы компьютера. В роли проводов выступают кубиты, а в роли логических блоков – унитарные преобразования.

Для построения любого вычисления достаточно двух базовых операций. Система работы квантового компьютера дает небольшие погрешности, которые можно немного уменьшить за счёт увеличения количества задействованных в алгоритме операций.

Существует несколько методов для осуществления идеи создания квантового компьютера:

1) Компьютер на ядерно-магнитном резонансе (ЯМР). В качестве кубитов используются атомы с ядерными спинами, которые принадлежат молекулам органических жидкостей, косвенно взаимодействующими между ними. Для управления кубитами используется метод ядерного магнитного резонанса.

Преимущество такого устройства заключается в том, что действие большого количества независимых молекул жидкости обеспечивает возможность управления ими с помощью операций ядерного магнитного резонанса над макроскопическим объемом жидкости. Роль квантовых логических вентилях выполняют радиочастотные импульсы и осуществляют унитарные преобразования состояний соответствующих ядерных спинов для всех молекул. Обращение к самостоятельным кубитам заменяется одновременным обращением к нескольким кубитам во всех молекулах.

В области компьютера, основанного на ядерно-магнитном резонансе, достигнуты большие успехи, так как техника ЯМР-спектроскопии, обеспечивающая выполнение различных операций над суперпозициями хорошо развита, а также возможно использование этих устройств при комнатных температурах.

Основными недостатками для этого подхода являются:

- смешанный характер исходного состояния кубитов влечёт за собой применение определенных неунитарных операций для подготовки начального состояния;
- измеряемый на выходе сигнал экспоненциально убывает с ростом числа кубитов;
- число ядерных кубитов в отдельной молекуле не сможет превышать десяти;
- однокубитовые и двукубитовые квантовые операции являются относительно медленными.

ЯМР квантовые компьютеры рассматриваются как прототипы будущих квантовых компьютеров, с помощью которых можно будет отработать принципы квантовых вычислений и проверять квантовые алгоритмы.

2) Компьютер на ионных ловушках. В качестве кубитов используются уровни энергии ионов, захваченных ионными ловушками, создаваемыми в вакууме определенной конфигурацией электрического поля в условиях лазерного охлаждения их до микрокельвиновых температур.

Посредством возбуждения коллективного движения ионов происходит взаимодействие между заряженными ионами в одномерной цепочке этих ловушек, а посредством лазеров инфракрасного диапазона осуществляется индивидуальное управление этими ионами.

Преимущество этого подхода состоит в сравнительно простом индивидуальном управлении отдельными кубитами. Основными недостатками этого типа квантовых компьютеров являются необходимость создания очень низких температур, а также обеспечение устойчивости состояний ионов и ограничение возможного числа кубитов.

Для реализации квантового компьютера необходимо обеспечить выполнение требований:

- физическая система должна содержать большое число кубитов, чтобы осуществить квантовые операции;
- создание возможности процесса инициализации;
- квантовый процессор необходимо изолировать от воздействия окружающей среды;
- обеспечение измерения с высокой точностью.

Ошибки в квантовых компьютерах можно разделить на два типа: ошибки, которые совершают любые компьютеры в связи с ошибками двоичной системы из-за внешнего воздействия – например, радиации; ошибки, связанные с эффектами декогеренции квантовых состояний, которые взаимодействуя с окружающей средой, могут привести к разрушению суперпозиций квантовых состояний.

Учёные предполагают, что квантовый компьютер будет широко использоваться во всех сферах деятельности человека. Квантовый компьютер сможет выполнять задачи, которые обычные компьютеры реализовать не могут. Он сможет быстро оптимизировать информацию, а также работать с большим объёмом данных.

Литература

1. Квантовый компьютер [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D1%82%D0%BE%D0%B2%D1%8B%D0%B9_%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%BF%D1%8C%D1%8E%D1%82%D0%B5%D1%80
2. Пахомов, С. Квантовый компьютер / С. Пахомов [Электронный ресурс]. – 2007. – Режим доступа: <http://compress.ru/article.aspx?id=17653>.
3. Кайе, Ф. Введение в квантовые вычисления / Ф. Кайе, Р. Лафлам, М. Моска. – М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика» Институт компьютерных исследований, 2009. – 360 с.

4. Ожигов, Ю.И. Конструктивная физика / Ю.И. Ожигов. – М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 424 с.

УДК 621.43

ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ И ДВИГАТЕЛИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ АВТОМОБИЛЯХ

Котович А.С., Побыванец М.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Зеленко В.В.

Развитие автомобилестроения началось 1768 году с появления первого самоходного транспортного средства на паровой тяге. Уже в 1806 году появились первые транспортные средства с ДВС. С тех пор конструкция ДВС не раз менялась для достижения наиболее эффективной работы. Но как бы учёные умы не старались, ДВС остаётся не самым эффективным механизмом с точки зрения затрат топлива и получаемой на выходе механической работы. Это в своё очередь подталкивает развитие альтернативных двигателей для автомобилестроения из которых на данный момент самым перспективным является электродвигатель.

Электродвигатель - это устройство для эффективного преобразования электрической энергии в механическую.

В основе этого преобразования лежит магнетизм. В электродвигателях используются постоянные магниты и электромагниты, кроме того, используются магнитные свойства различных материалов, чтобы создавать эти устройства.

Современный электродвигатель является прямым потомком двигателя, разработанного еще Николой Тесла. Бесщеточный, 4 - х полюсный, 3 - х фазный двигатель переменного тока с жидкостным охлаждением.

Он имеет небольшие размеры по сравнению с двигателями внутреннего сгорания.

Состоит из двух частей: ротор и статор. Применяемые материалы алюминий, сталь, медь. Единственная точка контакта в двигателе - подшипники.

История создания

Принцип преобразования электрической энергии в механическую энергию электромагнитным полем был продемонстрирован британским учёным Майклом Фарадеем в 1821 и состоял из свободно висящего провода, окунающегося в ртуть. Постоянный магнит был установлен в середине ванны с ртутью. Когда через провод пропускался ток, провод вращался вокруг магнита, показывая, что ток вызывал циклическое магнитное поле вокруг провода.

Изобретатели стремились создать электродвигатель для производственных нужд. Они пытались заставить железный сердечник двигаться в поле электромагнита возвратно-поступательно, то есть так, как движется поршень в цилиндре паровой машины. Русский ученый Б. С. Якоби пошёл иным путём. В 1834 г. он создал первый в мире практически пригодный электродвигатель с вращающимся якорем и опубликовал теоретическую работу «О применении электромагнетизма для приведения в движение машины».

В 1839 г. Якоби построил лодку с электромагнитным двигателем, который от 69 элементов Грове развивал 1 лошадиную силу и двигал лодку с 14 пассажирами по Неве против течения.

Типы

Существует несколько типов электродвигателей. Отметим два главных класса: *AC* и *DC*.

Электродвигатели класса *AC* (*Alternating Current*) требуют для работы источник переменного тока или напряжения.

Электродвигатели класса *DC* (*Direct Current*) требуют для работы источник постоянного тока или напряжения.

Двигателем внутреннего сгорания (сокращенное наименование - ДВС) называется тепловая машина, преобразующая химическую энергию топлива в механическую работу.

Отрасль автомобилестроения была заложена в Германии, где в 1885 году Карл Бенц (1848 -1929) сконструировал свою трехколесную "повозку с бензиновым двигателем". Тогда же Готтлиб Даймлер (1834 - 1900) построил велосипед с мотором, а год спустя - "повозку" на моторной тяге.

В 1807 г. французско-швейцарский изобретатель Франсуа Исаак де Ривас построил первый поршневой двигатель, называемый часто двигателем де Риваса. Двигатель работал на газообразном водороде, имея элементы конструкции, с тех пор вошедшие в последующие прототипы ДВС: поршневую группу и искровое зажигание. Кривошипно-шатунного механизма в конструкции двигателя ещё не было.

Первый практически пригодный двухтактный газовый ДВС был сконструирован французским механиком Этьеном Ленуаром (1822 - 1900) в 1860 году. Мощность составляла 8,8 кВт (11,97 л.с.). Двигатель представлял собой одноцилиндровую горизонтальную машину двойного действия, работавшую на смеси воздуха и светильного газа с электрическим искровым зажиганием от постороннего источника. В конструкции двигателя появился кривошипно-шатунный механизм. КПД двигателя не превышал 4,65 %. Несмотря на недостатки, двигатель Ленуара получил некоторое распространение. Использовался как лодочный двигатель.

В настоящее время двигатель внутреннего сгорания является основным видом автомобильного двигателя.

ДВС классифицируют:

- по назначению - на транспортные, стационарные и специальные.
- по роду применяемого топлива - лёгкие жидкие (бензин, газ), тяжёлые жидкие (дизельное топливо, судовые мазуты).
- по способу образования горючей смеси - внешнее (карбюратор) и внутреннее (в цилиндре ДВС).
- по объёму рабочих полостей и весогабаритным характеристикам - лёгкие, средние, тяжёлые, специальные.
- по количеству и расположению цилиндров.

Типы ДВС:

- Поршневые двигатели - камерой сгорания служит цилиндр, возвратно - поступательное движение поршня с помощью кривошипно-шатунного механизма преобразуется во вращение вала.
- Газовая турбина - преобразование энергии осуществляется ротором с клиновидными лопатками.
- Роторно-поршневые двигатели - в них преобразование энергии осуществляется за счёт вращения рабочими газами ротора специального профиля (двигатель Ванкеля).

Из представленных типов двигателей самым распространенным является поршневой ДВС, поэтому устройство и принцип работы рассмотрены на его примере.

Достоинствами поршневого двигателя внутреннего сгорания, обеспечившими его широкое применение, являются: автономность, универсальность (сочетание с различными потребителями), невысокая стоимость, компактность, малая масса, возможность быстрого запуска, многотопливность.

Вместе с тем, двигатели внутреннего сгорания имеют ряд существенных **недостатков**, к которым относятся: высокий уровень шума, большая частота вращения коленчатого вала, токсичность отработавших газов, невысокий ресурс, низкий коэффициент полезного действия.

В зависимости от вида применяемого топлива различают бензиновые и дизельные двигатели. Альтернативными видами топлива, используемыми в двигателях внутреннего сгорания, являются природный газ, спиртовые топлива - метанол и этанол, водород.

Водородный двигатель с точки зрения экологии является перспективным, т.к. не создает вредных выбросов. Наряду с ДВС водород используется для создания электрической энергии в топливных элементах автомобилей.

Устройство двигателя внутреннего сгорания

Поршневой двигатель внутреннего сгорания включает корпус, два механизма (кривошипно-шатунный и газораспределительный) и ряд систем (впускную, топливную, зажигания, смазки, охлаждения, выпускную и систему управления).

Корпус двигателя объединяет блок цилиндров и головку блока цилиндров. Кривошипно-шатунный механизм преобразует возвратно - поступательное движение поршня во вращательное движение коленчатого вала. Газораспределительный механизм обеспечивает своевременную подачу в цилиндры воздуха или топливно-воздушной смеси и выпуск отработавших газов.

Впускная система предназначена для подачи в двигатель воздуха. Топливная система питает двигатель топливом. Совместная работа данных систем обеспечивает образование топливно-воздушной смеси. Основу топливной системы составляет система впрыска.

Система зажигания осуществляет принудительное воспламенение топливно-воздушной смеси в бензиновых двигателях. В дизельных двигателях происходит самовоспламенение смеси.

Система смазки выполняет функцию снижения трения между сопряженными деталями двигателя. Охлаждение деталей двигателя, нагреваемых в результате работы, обеспечивает система охлаждения. Важные функции отвода отработавших газов от цилиндров двигателя, снижения их шума и токсичности предписаны выпускной системе.

Система управления двигателем обеспечивает электронное управление работой систем двигателя внутреннего сгорания.

Работа двигателя внутреннего сгорания

Принцип работы ДВС основан на эффекте теплового расширения газов, возникающего при сгорании топливно-воздушной смеси и обеспечивающего перемещение поршня в цилиндре.

Работа поршневого ДВС осуществляется циклически. Каждый рабочий цикл происходит за два оборота коленчатого вала и включает четыре такта (четырёхтактный двигатель): впуск, сжатие, рабочий ход и выпуск.

Во время тактов впуск и рабочий ход происходит движение поршня вниз, а тактов сжатие и выпуск - вверх. Рабочие циклы в каждом из цилиндров двигателя не совпадают по фазе, чем достигается равномерность работы ДВС. В некоторых конструкциях двигателей внутреннего сгорания рабочий цикл реализуется за два такта - сжатие и рабочий ход (двухтактный двигатель).

На такте впуск впускная и топливная системы обеспечивают образование топливно-воздушной смеси. При открытии впускных клапанов газораспределительного механизма воздух или топливно-воздушная смесь за счет разрежения, возникающего при движении поршня вниз, подается в камеру сгорания.

На такте сжатия впускные клапаны закрываются, и топливно-воздушная смесь сжимается в цилиндрах двигателя.

Такт рабочий ход сопровождается воспламенением топливно-воздушной смеси (принудительное или самовоспламенение). В результате возгорания образуется большое количество газов, которые давят на поршень и заставляют его двигаться вниз. Движение поршня через кривошипно-шатунный механизм преобразуется во вращательное движение коленчатого вала, которое затем используется для движения автомобиля.

При такте выпуск открываются выпускные клапаны газораспределительного механизма, и отработавшие газы удаляются из цилиндров в выпускную систему, где производится их очистка, охлаждение и снижение шума. Далее газы поступают в атмосферу.

Рассмотренный принцип работы двигателя внутреннего сгорания позволяет понять, почему ДВС имеет небольшой коэффициент полезного действия - порядка 40%. В конкретный момент времени как правило только в одном цилиндре совершается полезная работа, в остальных - обеспечивающие такты: впуск, сжатие, выпуск.

Электромобиль

В отличие от привычных нам автомобилей, у электромобилей нет большого и тяжелого двигателя, ведь взрывать топливно-воздушную смесь и преобразовывать энергию во вращение колес нет необходимости. Вместо этого есть индукционный электродвигатель который может располагаться как между задними колесами, так и отдельно у каждого колеса. Создатели утверждают, что эффективность преобразования энергии в движение такой силовой установкой в 3 раза выше, чем у стандартного двигателя внутреннего сгорания.

Снизу автомобиля поместились батареи. В зависимости от комплектации емкость может варьироваться от 60 кВт·ч до 85 кВт·ч. Такая емкость обеспечит средний запас хода от 330 до 425 км.

Расположение аккумуляторов в нижней части автомобиля в сочетании с относительно легким кузовом из алюминия позволяет расположить центр тяжести на уровне в 45 см, что очень низко, а также распределить его равномерно и как можно ближе к центру авто, как по длине, так и по ширине шасси. А, как известно, чем ниже и ближе центр тяжести, к геометрическому центру тяжести автомобиля, тем лучше управляемость, поведение на поворотах и меньше риск опрокидывания при дорожно-транспортных происшествиях.

Двигатель, работает по простому индукционному принципу, который используется в массе бытовых приборов. На катушки в статоре подается переменный ток, а благодаря электромагнитной индукции в движение приводится ротор. На данный момент самый массовый и инновационный электромобиль *Tesla Model S*, в котором используется трехфазный четырехполюсной двигатель. Охлаждается он за счет циркуляции жидкости. С его помощью достигается мощность в 416 л.с. и вращающий момент в 600 Н·м. Такие показатели позволяют разогнаться с места до сотни за 4,4 секунды.

Помимо того, что электрический двигатель не производит выхлопных газов, что позитивно сказывается на экологии, ему еще не нужно время на подачу топлива и преобразования его во вращение колес, что означает, что задержка между нажатием на педаль газа и подачей мощности почти нулевая. А система рекуперации позволяет не только почти не пользоваться педалью тормоза в городских условиях, но и заряжать батареи автомобиля в процессе рекуперативного торможения.

Самое болезненное место любого электрического автомобиля - время и место зарядки. Компания *Tesla* предлагает систему “суперзарядки”, которая за полчаса способна зарядить аккумуляторы на 50% от общего объёма. Однако такие заправки есть далеко не везде, и не всегда вы будете проезжать мимо них. С помощью адаптера можно заряжать электромобиль и от стандартной розетки, но занимать это может очень долгое время - более 15 часов при токе в 20 А. Поскольку время зарядки электромобилья является самым большим недостатком данного вида техники, работы по усовершенствованию этого процесса ведутся постоянно, и уже начиная с 2013 года существует возможность заменить аккумуляторы на полностью заряженные всего за 90 секунд, правда на данный момент это производится только на специальной станции технического обслуживания, но в свою очередь это означает что уже не за горами тот момент когда мы сможем самостоятельно проводить эту процедуру и в походных условиях, что существенно увеличит дальность передвижения, если конечно же раньше не усовершенствуется технология производства и ёмкость аккумуляторов.

Итоги

Преимущества ДВС:

1. Высокая дальность передвижения на одной заправке;
2. Малый вес и объем источника энергии (топливного бака).

Недостатки ДВС:

1. Низкий средний КПД во время эксплуатации;
2. Высокое загрязнение окружающей среды;
3. Обязательное наличие КПП;
4. Отсутствие режима рекуперации энергии;

5. Работа ДВС подавляющую часть времени с недогрузом.

Преимущества электродвигателя:

1. Малый вес;
2. Нет необходимости в КПП;
3. Высокий КПД;
4. Возможность рекуперации энергии.

Недостатки электродвигателя:

1. Малое расстояние на одной зарядке;
2. Долгая зарядка;
3. Малый срок службы батареи;
4. Большой объем и вес батареи.

КПД тягового электродвигателя составляет 88 - 95 % , в то время как КПД ДВС 22 - 53%.

Литература

1. Войнаровский П. Д., Электродвигатели // Энциклопедический словарь Брокгауза и Ефрона : в 86 т. (82 т. и 4 доп.). - СПб., 1890 - 1907.
2. Интернет ресурс ru.wikipedia.org.
3. Хачиян А.С. и др. Двигатели внутреннего сгорания. М.: Высш. шк., 2007.
4. Архангельский В. М. Автомобильные двигатели. М.: Машиностроение, 2006.
5. Вырубов Д.Н. и др. Двигатели внутреннего сгорания: теория поршневых и комбинированных двигателей. М.: Машиностроение, 2007.
6. Интернет ресурс electrik.info.
7. Двигатели внутреннего сгорания: Устройство и работа поршневых и комбинированных двигателей./ Учебник для студентов вузов/ под ред. А. С. Орлина, М. Г. Круглова. 3 - е изд., перераб. и доп. М.: Машиностроение, 2007.

УДК 621.3.051

ТРОТУАРНАЯ ПЛИТКА, ГЕНЕРИРУЮЩАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСТВО ПРИ ПОМОЩИ ПЕШЕХОДОВ

Аврамчик Ю.И., Авижа А.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Пекарчик О.А.

Новые технологии совместно с новыми подходами к капитальному финансированию вводятся в промышленность электроснабжения на регулярной основе. Многие из этих подходов уже доказали свою жизнеспособность и многократно внедрялись как энергоэффективные.

Фактически, сотни миллионов долларов сбережений от капитальных энергетических проектов уже получают ежегодно государственными предприятиями.

Необходимость сбережения электроэнергии очень важна и, поскольку она подвержена измерению и денежной оценке, имеется возможность одновременно уменьшать потребление и оценивать сокращенные затраты. Энергоменеджеры быстро принимают энергосберегающие мероприятия (ЭСМ). Планы внедрения программ энергоэффективности, которые влияют на инфраструктуру, все чаще появляются в текущей работе энергоменеджеров. Модернизации в электроснабжении отнесены к программам энергоэффективности, которые одновременно сберегают энергию и денежные средства.

Британская компания Pavegen Systems Ltd., директором которой является Лоуренс Кемболл-Кук, автор технологии, успешно производит и продает по всему миру уникальную тротуарную плитку, генерирующую электроэнергию благодаря шагающим по ней пешеходам.

Идея была реализована Лоуренсом Кемболлом-Куком еще в 2009 году, когда он изучал в университете Лафборо кинетические решения для энергетических сетей. Придумал же Кемболл-Кук эту идею для плиток во время работы на одну очень крупную энергетическую компанию.

С момента создания компании Pavegen, Лоуренс начал свое движение в лидеры рынка энергооборочного пешеходного сектора, породив интерес к технологии в глобальном масштабе. Ряд коммерческих объектов на стадии реализации подхватили идею Лоуренса, преобразовав его концепцию и дизайн в реальные изделия.

Изобретатели испытывали плитки в школах и на оживленных улицах городских центров, делали партизанские исследования, подкладывая их на автобусные станции и на Оксфорд-стрит, просто бросали зеленые плиты на пол, чтобы понять, захотят ли люди вообще ходить по ним. К счастью, ответ был получен утвердительный.

С самого начала Кемболл-Кук считал, что участие людей в процессе генерирования энергии имеет ключевое значение для получения правильного продукта. Именно по этой причине плиты, изготовленные из переработанной резины и полимерного бетона, имеют в центре светодиод, который загорается, когда кто-нибудь ступает на них.

Инновационная плитка изготовлена из гибкого водонепроницаемого материала, полученного при переработке бывших в употреблении автомобильных покрышек, что дает плитке прочность и делает ее стойкой к истиранию. Плитка имеет размеры: 45 сантиметров в ширину и 60 в длину. Корпус плитки изготовлен из особой нержавеющей стали. При нажатии верхняя грань прогибается на 5 миллиметров, и заставляет интегрированный преобразователь генерировать электричество.

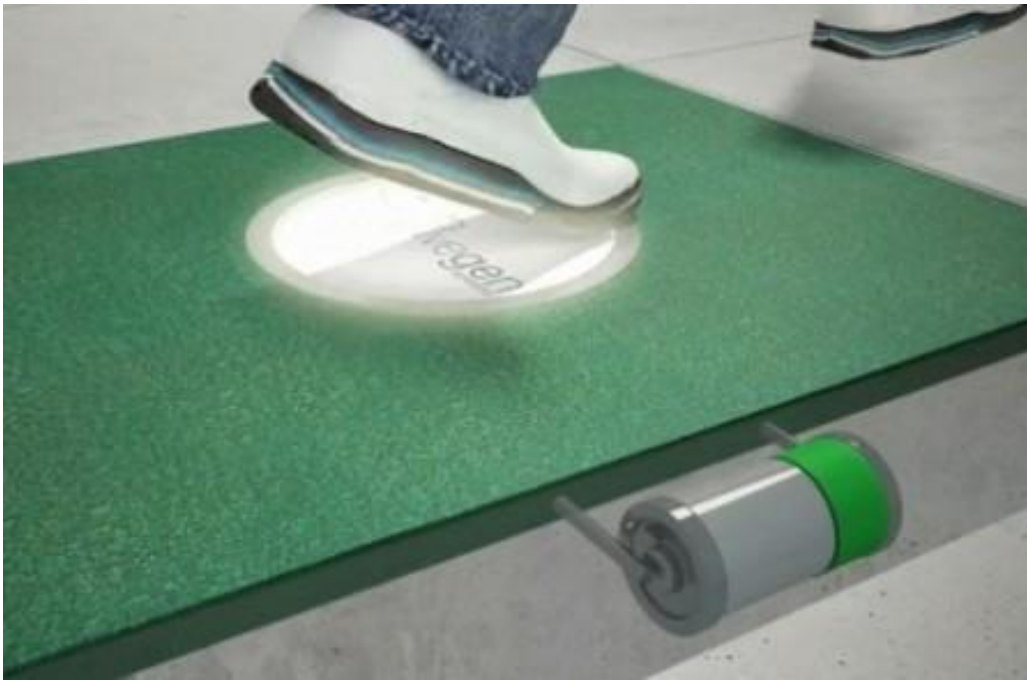


Рисунок 1. Пример накопления электроэнергии на тротуарной плитке при нажатии

Что касательно непосредственно действия плитки, то один шаг поможет системе генерировать около 7 Вт электроэнергии в зависимости от веса человека. Электроэнергия может накапливаться в литиевом аккумуляторе, либо отправляться напрямую для питания освещения рекламных вывесок, витрин, автобусных остановок и т. д. Изначальная идея состояла в том, чтобы запитать фонари и знаки на улицах городов от энергии шагов людей. И всего за три года компания вышла на уровень, когда ее продукцию уже можно было встретить в городах по всему миру. Как только кинетическая энергия преобразуется в электричество, 5 процентов ее будет использовано, чтобы включить подсветку плитки, а 95 процентов сохраняется для последующего применения или сразу же используется по назначению. Так, например, такую плитку можно использовать в отелях и гостиницах, которая будет генерировать энергию, к примеру, для освещения коридоров здания, прачечных помещений и т.д. Так же можно и расширить горизонты, и использовать данный материал и в жилых домах, для освещения, а также возможно использовать её для энергоснабжения различных обогревательных приборов. Ведь в настоящее время проблема уменьшения потребления электрической энергии в быту приобрела значительную актуальность – ведь постоянный рост тарифов на электроэнергию и дефицит вырабатываемых мощностей способствуют изменению психологии потребителей энергоресурсов. Кроме того, с учетом величины штрафов и различной ответственности за неуплату, либо хищение электроэнергии, становится эффективным проведение мероприятий по оптимизации потребления электрической энергии в домах и квартирах. Весьма выгодно будет использование данной плитки в зданиях офисного типа, в которых практически круглосуточно ведутся различные работы и постоянно расходуется электроэнергия, данный материал не сможет полностью заменить источник электроэнергии, но всё же сыграет значительную роль на затратах фирмы или организации в области электричества.

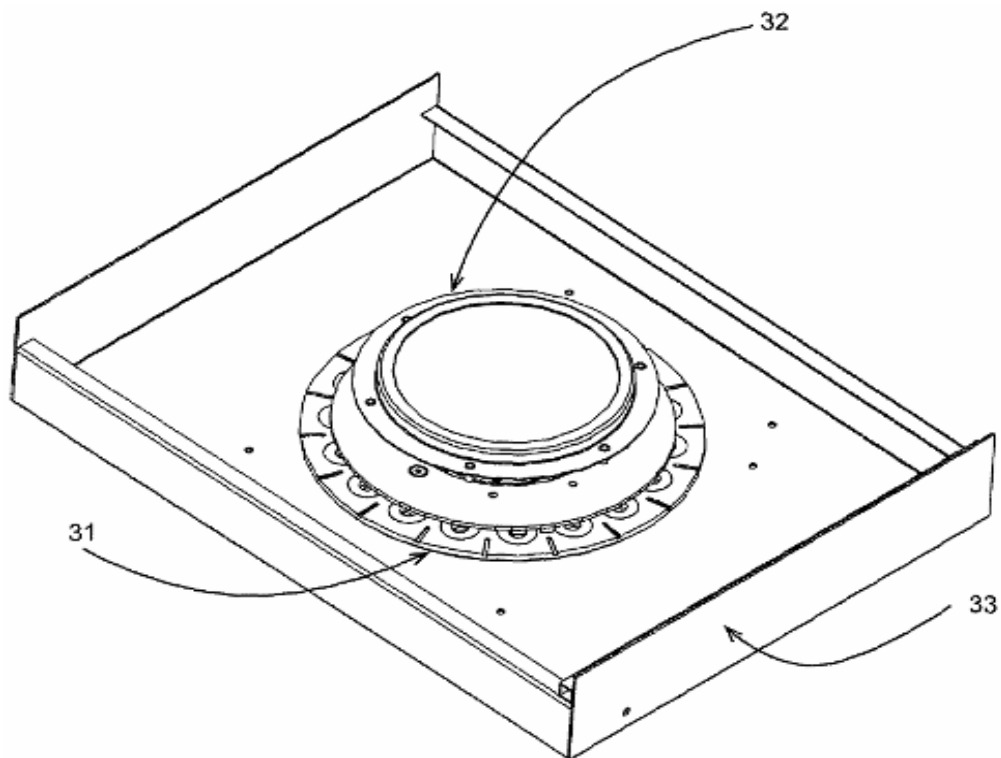


Рисунок 2. Схема тротуарной плитки, генерирующей электроэнергию

В итоге, технология позволяет преобразовывать кинетическую энергию в электричество, которое может храниться для последующего использования в различных целях. Каждый раз, когда кто-нибудь наступает на плитку, возобновляемая энергия собирается у него из-под ног.



Рисунок 3. Процесс установки тротуарной плитки, генерирующей электроэнергию

Лучше всего данная технология подходит для многолюдных пешеходных улиц современных мегаполисов. Это первый значительный шаг для людей на пути выработки чистой энергии везде, где есть тротуарная плитка. Верхняя поверхность плиточного блока

изготовлена на 100% из переработанного каучука. Основание плитки — на 80% из переработанных материалов. Система позволяет модернизировать существующие тротуарные покрытия, и может применяться при строительстве новых пешеходных дорожек.

Плитка имеет ряд преимуществ:

- высокая прочность и износостойкость;
- низкий уровень истираемости;
- абсолютная влагостойчивость (жидкость не проникает в структуру материала, а каплями собирается на его поверхности);
- масло- и бензостойкость;
- стойкость к низким температурам (до -70°C);
- стойкость к химически агрессивным средам;
- малый вес.

Плитка Pavegen разработана так, чтобы выдерживать суровые нагрузки в открытых местах с высокой проходимостью. Водонепроницаемость плитки позволяет использовать ее как во внешней среде, на улицах, так и внутри помещений. Выпускаемые блоки полностью соответствуют европейским требованиям, предъявляемым к любой продукции, размещаемой на рынке Европейской экономической зоны.

И наконец, можно сделать самый главный на наш взгляд вывод, использование такой тротуарной плитки, генерирующей электроэнергию, очень актуально в современном мире, так как она позволяет значительно сэкономить затраты на электроэнергию.

Литература

1. Добыча энергии ногами [Электронный ресурс] – Электрон. текстовые дан.: [б.и.], 2009. – Режим доступа: <http://neo-energy.ru/publ/istochniki-zelyonoj-energii.html>, свободный.
2. Тротуарная плитка, генерирующая электроэнергию [Электронный ресурс] / Повный А. – Электрон. текстовые дан.: [б.и.], 2008. – Режим доступа: <http://electrik.info/main/news/1138-trotuarnaya-plitka-generiruyuschaya-elektroenergiyu.html>, свободный.

УДК 620.9(075.8): 621.31

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ С ПОМОЩЬЮ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ

Макеев А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Михальцевич Г.А.

Солнечный свет – необходимое условие появления и поддержания органической жизни на Земле. С давних пор люди начали пользоваться солнечной энергией, как и другими силами природы. Достаточно сказать, что ежегодно поверхность Земли получает от Солнца в 32 000 раз больше энергии, чем поступает на сегодняшний день за это же время в мировую энергетическую систему от разных источников энергии, таких как минеральное топливо, гидроэнергия и другие.

Солнечная батарея – система взаимосвязанных элементов, служащих для преобразования попадающего солнечного света в электрический ток.

Эта система состоит из следующих комплектующих:

- Солнечная панель это два плотно совмещённых слоя материалов с разной проводимостью. По технологии изготовления панели бывают поликристаллические или монокристаллические.

- Аккумулятор (сохраняет и накапливает энергию).

- Контроллер заряда.

- Инвертор – преобразователь получаемого от солнечной батареи постоянного электрического тока в переменный ток.

- Стабилизатор напряжения. Используется для получения нужного напряжения.

Фотоны (частицы света), попадающие на поверхность полупроводника, передают свою энергию электронам полупроводника. После это из полупроводника электроны, которые были выбиты, преодолевают переход, пользуясь дополнительной энергией. Таким образом, положительные электроны покидают *n*-проводник, переходя в *p*-проводник, отрицательные – наоборот (рис. 1).

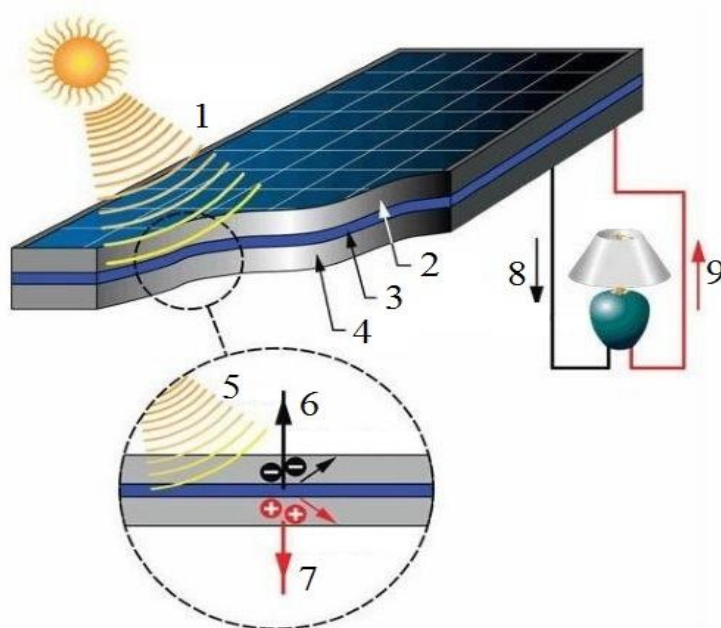


Рисунок 1. Устройство солнечной батареи: 1 – солнечный свет; 2 – *n*-слой; 3 – переход; 4 – *p*-слой; 5 – фотоны; 6 – поток электронов; 7 – поток «дырок»; 8 – электрический ток; 9 – нагрузка;

Для появления в цепи электрического тока I освещенная солнцем батарея замыкается на нагрузку с сопротивлением R_n . Величина тока определяется сопротивлением нагрузки, интенсивностью освещения и качеством фотоэлектрического преобразователя. Мощность P_n , выделяемая на нагрузке, определяется произведением $P_n = I_n U_n$, где U_n напряжение на зажимах батареи.

Некоторые отдельные элементы солнечной батареи соединяются последовательно и параллельно, чтобы увеличить выходные параметры (мощность напряжение и ток). При параллельном соединении элементов увеличивается выходной ток, при последовательном – выходное напряжение. При комбинации этих двух способов соединения возможно увеличить ток и напряжение. Если, при таком соединении, один из солнечных элементов выходит из строя это не приводит к выводу из строя всей системы, то есть повышается надежность работы всей батареи.

При нагревании батареи солнцем электродвижущая сила снижается. Одним из самых важных технических параметров солнечной батареи является ее полезная мощность. Она определяется выходным током и напряжением. Эти два параметра зависят от интенсивности солнечного света, подающего на батарею.

Солнечные элементы батареи содержат диоды. Традиционно на батарее их четыре – по одному, на каждую четвертую часть. Диоды предохраняют части батареи от выхода из строя, на которых по какой-либо причине случилось затемнение. При этом батарея временно генерирует выходную мощность, меньшую на 25%, нежели при обычном освещении всей поверхности батареи. При отсутствии диодов солнечные элементы будут перегреваться и выходить из строя, ведь они на время затемнения сами потребляют ток (разряжают аккумуляторы), а при использовании диодов ток через них не идет.

Полученная электрическая энергия, накапливаемая в аккумуляторах, переходит в нагрузку. Аккумуляторы – это химические источники тока. Их заряд происходит только тогда, когда к ним приложен потенциал, больший напряжения аккумулятора. Количество последовательно и параллельно соединенных солнечных элементов должно равняться такому, чтобы нагрузочный ток батареи снабжал необходимую величину зарядного тока, а рабочее напряжение, подводимое к аккумуляторам с учетом падения напряжения в зарядной цепи, было незначительно выше напряжения аккумуляторов. Сам же зарядный и подзарядный процесс контролируется особым контроллером. При циклическом заряде необходим постоянный ток или постоянное напряжение заряда. Аккумуляторная батарея, при хорошей освещенности, быстро заряжается до 90% собственной номинальной емкости, а затем, значительно медленнее, до полной емкости. Переключение зарядных скоростей производится контроллером зарядного устройства.

Инвертор – устройство, которое преобразовывает полученный от солнечных батарей постоянный ток в переменный под нужным напряжением, это является его основной задачей.

Для питания бытовой техники как раз и используется переменный ток.

От солнечной батареи, не использующей инвертор, можно питать работающие на постоянном напряжении электро-приемники, в том числе энергосберегающие источники света и разную портативную технику, но централизованная электрическая сеть и большинство электроприборов используют переменный ток. Благодаря этому для солнечных батарей инвертор практически незаменим.

В зависимости от выходного сигнала различают следующие виды инверторов:

- Инверторы с чистым синусоидальным выходным сигналом;
- Инверторы, генерирующие модифицированный синусоидальный (квазисинусоидальный) выходной сигнал или меандр;

Инверторы, с синусоидальным выходным сигналом, могут питать множество нагрузок переменного тока. Инверторы, с квазисинусоидальным выходным сигналом, имеющим прямоугольную форму напряжения (меандр), не подходят для многих нагрузок, например, асинхронных двигателей.

Инверторы с квазисинусоидальным выходным напряжением значительно дешевле, чем синусоидальные. Высокая цена синусоидальных инверторов вполне компенсируется качеством получаемой энергии (рис. 2).

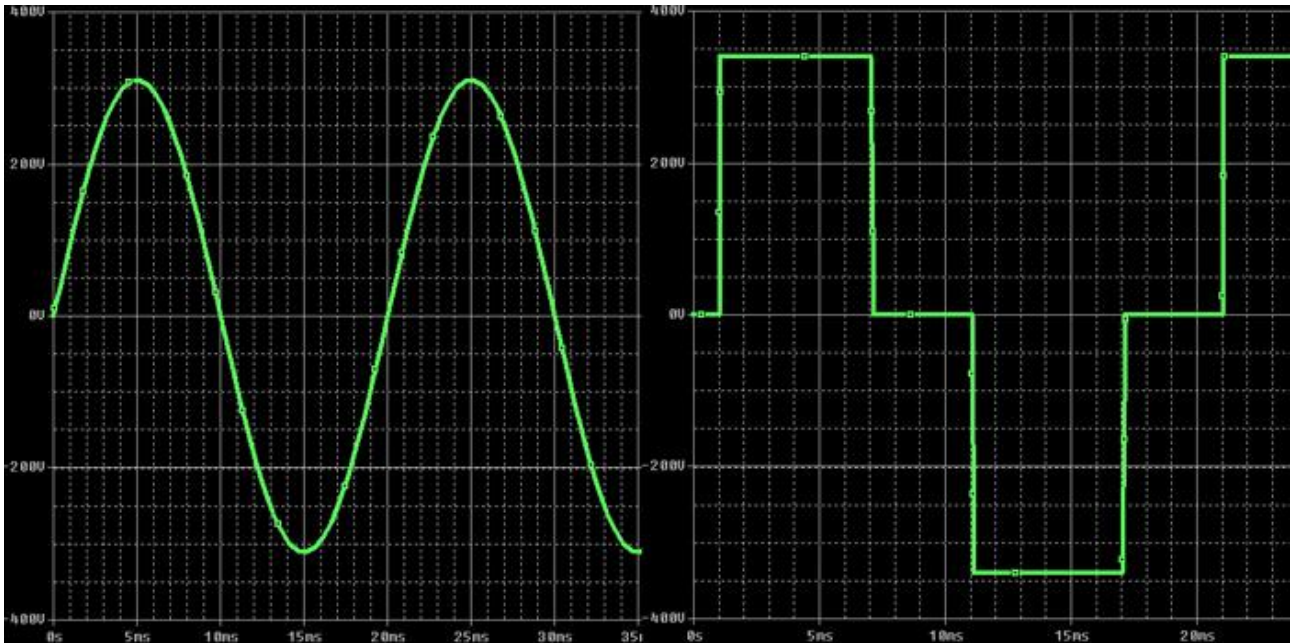


Рисунок 2. Форма сигнала инвертора – синусоидальная (слева), модифицированный синус (справа)

Производительность инвертора в зависимости от загрузки солнечными батареями изображена на рис. 3.

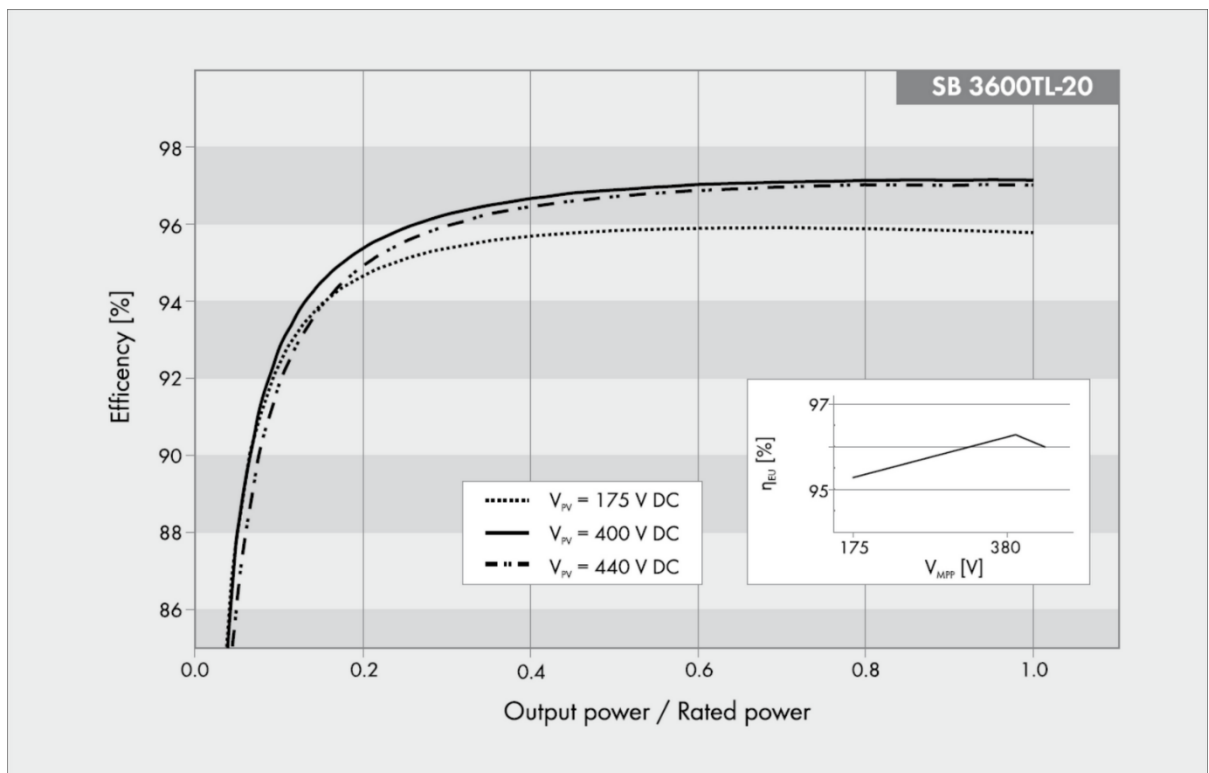


Рисунок 3. Производительность инвертора в зависимости от загрузки солнечными батареями

В зависимости от типа использования можно выделить три основных вида инверторов:

- Автономные (off grid) – инверторы, разработаны для автономных фотоэлектрических систем, не подключаются к внешней электрической сети.

- Сетевые (on grid) – инверторы, действующие синхронно с традиционной электросетью. Кроме своих основных функций эти приборы включают в себя регулировку эксплуатационных параметров сети: амплитуда, частота напряжения и так далее. В случае сбоя питания инвертор автоматически выключится. Этот вид инверторов подходит для солнечных систем, работающих без аккумуляторных батарей.

- Гибридный (hybrid) – так же известен как «аккумуляторно-сетевой» преобразователь, который совмещает свойства автономных и сетевых устройств. Этот вид инвертора имеет множество настроек для оптимальной работы солнечной системы при наличии аккумуляторных батарей и от общей электрической.

Автономный преобразователь имеет мощность от 100 до 8000 Вт. Для определения размеров подходящего инвертора, который нужен в частном случае, нужно рассчитать общую нагрузку приборов в сети электропитания. Делается это таким образом: проверяем максимальную мощность каждого устройства за единицу времени работы и складываем их вместе.

Синхронные инверторы позволяют сохранять полученную энергию в сети. Если установлены инверторы данного вида для солнечных батарей, значит излишки неиспользуемой энергии перенаправляются в основную электросеть. Если используются приборы, суммарная мощность которых превышает возможности солнечной установки, то недостающую электроэнергию устройство возьмёт из основной электросети. Пользуясь синхронными инверторами в доме никогда не будет внезапного отключения электроэнергии, ведь всегда будет заряженный аккумулятор. А в дни, когда эффективность работы солнечных батарей достаточно низкая, приборы будут работать от обычной электросети.

Гибридные инверторы – это более дорогостоящее оборудование, обладающее преимуществами первых двух типов преобразователей. Выбор гибридных инверторов является наилучшим для создания солнечной электросети в доме, но из-за ценовой категории не каждый сможет себе их позволить. Поэтому всегда нужно выбирать то устройство, которое будет предпочтительнее владельцу дома по его возможностям и параметрам электросети дома. Мощность подбираемого преобразователя зависит от максимальной мощности нагрузки по стороне переменного тока и номинальной мощности солнечных батарей. Схема подключения инвертора показана на рис. 4.

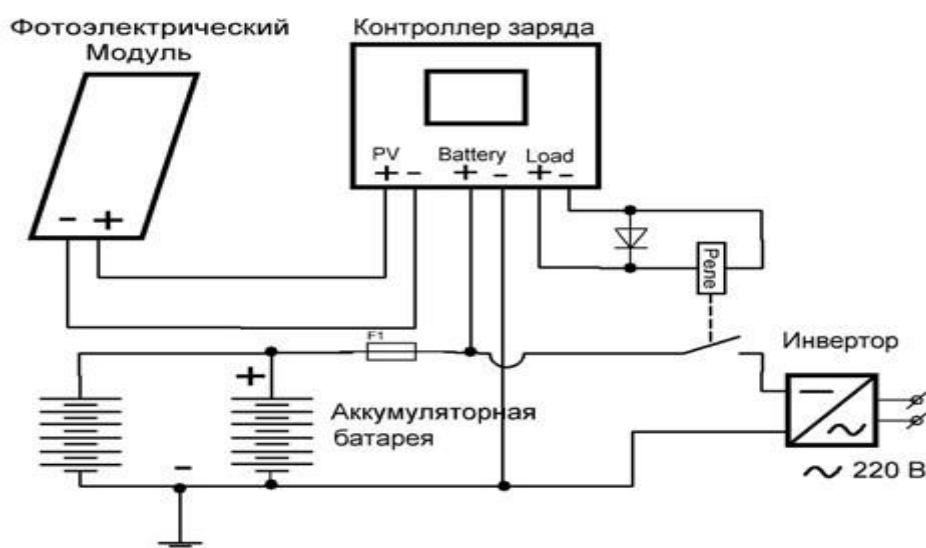


Рисунок 4. Схема подключения инвертора

Когда используется небольшая фотоэлектрическая установка (до 5 кВт) можно обойтись одним инвертором соответствующей мощности. В случае, когда фотоэлектрическая система с мощностью больше чем 5 кВт, нужно обеспечивать систему несколькими инверторами, работающими в каскаде. Это позволит уменьшить риск простоя солнечных панелей, когда выйдет из строя один преобразователь, так же есть возможность сравнения эффективности каждого отдельного прибора, а также анализа работы каждого из них.

Одним из ключевых критериев для оценки инвертора служит его нормативный коэффициент полезного действия или эффективность. У дорогостоящих инверторов значение коэффициента полезного действия достигает 98%. Во время выбора комплектующих для солнечной системы следует избегать инверторов с номинальной эффективностью меньшей 92%.

Можно выделить следующие преимущества использования солнечных батарей, для получения электрического тока:

- экологичность;
- простота в обслуживании;
- автономность работы;
- бесшумность работы (достигается отсутствием движущихся частей);
- значительный срок службы;

Каждый владелец солнечных батарей сталкивался со следующими положительными и отрицательными сторонами приобретения такого энергоснабжения:

На установку оборудования для собственного участка не требуется никаких разрешения, а также отсутствует необходимость ежемесячной платы за электроэнергию. Но необходимо произвести большие вложения для установки оборудования и окупятся оно через большой период времени, а также солнечные батареи полностью зависят от погоды, что является существенной отрицательной чертой при их приобретении.

Сопоставив преимущества и отрицательные стороны, можно сделать вывод:

Солнечные батареи – это экологически чистый, удобный и безопасный метод добывания электроэнергии, который необходим в 21 веке. С каждым годом стоимость оборудования падает, что означает хороший спрос продукции.

Можно надеяться, что в скором времени и в нашей стране одним из основных методов добывания электроэнергии станет солнечное излучение, ведь это наше будущее.

Литература

1. Кашкаров, А.П. Ветрогенераторы, солнечные батареи и другие полезные конструкции / А.П. Кашкаров. – Москва: ДМК, 2011. – 143 с.
2. Повный, А. Как устроены и работают солнечные батареи / А. Повный // Интересные электротехнические новинки [Электронный ресурс]. – 2016 – Режим доступа: <http://elektrik.info/main/news/401-kak-ust-rabotayut-solnechnye-batarei.html>. – Дата доступа: 05.02.2016.
3. Скоров, Д. Инвертор для солнечных батарей / Д. Скоров // Солнечная энергия / Фотовольтаика [Электронный ресурс]. – 2015 – Режим доступа: <http://solarsoul.net/invertor-dlya-solnechnyx-batarej#top>. – Дата доступа: 31.05.2015.

УДК 1421.532

СЕНСОРНЫЕ ЭКРАНЫ

Глотова И.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель Германович Е.И.

Стремительное развитие электронных технологий, а также расширение сферы их применения требуют упрощения взаимодействия человека и машины. В этом могут помочь сенсорные экраны.

Традиционными средствами ввода информации в исполняющее устройство (компьютер) являются клавиатура (кнопки) и «мышь» (трекбол). Применение этих устройств привычно при работе с офисными приложениями, графикой, изображениями, а также для быстрого ввода текста. Однако в ряде случаев применение такого оборудования затруднено, зачастую не целесообразно, а иногда - невозможно. Например, в полевых условиях необходимо защищать клавиатуру и мышь от пыли, брызг и перепадов температуры. В некоторых случаях требуются чуть более десятка клавиш.

Часто компьютер является вспомогательным инструментом, например, в работе врача, звукорежиссера или оператора электростанции. В этом случае рабочее место, как правило, занято, и размещение клавиатуры становится проблемой.

Применение сенсорных экранов позволит решить большую часть этих проблем. Сенсорный экран (TouchScreen) - это, в общем случае, специальное устройство, которое крепится к экрану отображающего устройства и выполняет функции определения координат точки касания. Функционально в любом сенсорном экране можно выделить три части: сенсор (специальная панель или датчики), контроллер, который управляет датчиками и вычисляет или подготавливает данные для вычисления координат точки касания, и драйвер - программа, которая выполняет необходимые преобразования данных, поступающих от контроллера (рис. 1).

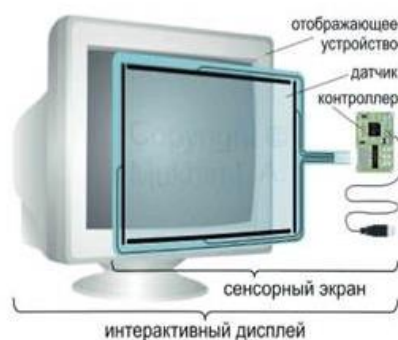


Рисунок 1. Основные элементы сенсорного экрана

Принцип действия отображающего устройства, снабженного сенсорным экраном, в общем случае можно описать следующим образом. На экран отображающего устройства выводится некоторая графическая информация. Например, это может быть стандартный интерфейс операционной системы или графическая оболочка интеллектуального справочного киоска на вокзале. Пользователь видит изображение через плотно прилегающий прозрачный сенсорный экран и, при необходимости, касается изображения в определенных точках. Контроллер сенсорного экрана передает информацию с датчиков в компьютер, где окончательно вычисляются координаты точки прикосновения. Далее производится сопоставление координат, поступивших с контроллера, с координатами программных элементов интерфейса и определяется элемент интерфейса, который хотел указать пользователь. Таким образом, снабженный сенсорным экраном дисплей позволяет без помощи клавиатуры и мыши перемещать курсор, нажимать на кнопки, открывать папки, запускать программы, вводить текст с помощью экранной клавиатуры и рисовать. Благодаря

способности не только выводить изображение, но и вводить данные, такие устройства называют интерактивными или, реже, - интеллектуальными (SmartBoard). Необходимо отметить, что в нашей стране сенсорные экраны появились сравнительно недавно, а потому существует некоторая путаница в названиях устройств. Например, термином «сенсорный экран» называют совокупность сенсорных датчиков (в виде панели) и контроллера, также обозначают отображающее устройство, снабженное накладным или встроенным сенсорным экраном.

Как уже отмечалось выше, многие интерактивные дисплеи позволяют рисовать по их поверхности. Эта особенность делает такие устройства удобными при проведении презентаций, конференций или лекционных занятий (рис. 2).

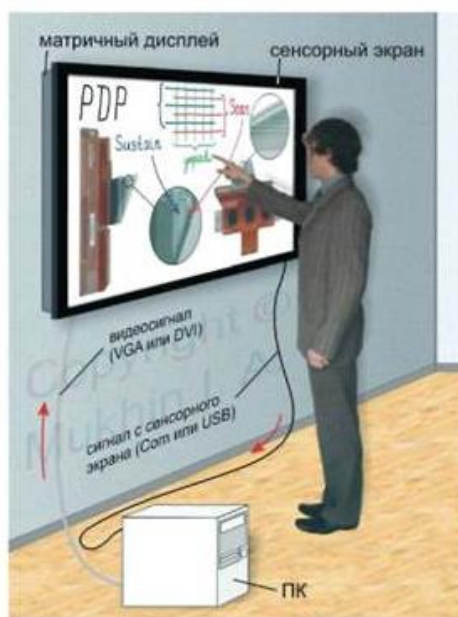


Рисунок 2. Использование интерактивного дисплея для презентаций

Докладчик получает возможность не только демонстрировать рисунки или фотографии, но и делать необходимые пометки и надписи в процессе изложения материала. Причем существует возможность сохранить все сделанные изменения и, при желании, распространить копии среди слушателей.

Первые сенсорные экраны создавались с использованием прозрачной резистивной пленки. Эта технология широко распространена и сейчас. Существуют 4, 5 и 8-проводные резистивные сенсорные экраны. Основу конструкции 4-проводного экрана составляют две прозрачные пленки из полиэстера (polyester), майлара (mylar), пластизола (plastisol, PL) или полиэтилентерефталата (polyethyleneterephthalate, PET), находящиеся друг напротив друга и разделенные микроскопическими шариками-изоляторами. Внутренние, обращенные друг к другу поверхности пленок покрыты прозрачным токопроводящим (резистивным) составом на основе двуокиси индия и олова (indiumtinoxide - ИТО). Для определенности назовем один из резистивных слоев задним, а другой, расположенный ближе к наблюдателю, передним (рис. 3).

Контакт с этими слоями обеспечивается посредством двух пар металлизированных полосок-электродов. Первая пара расположена вертикально, по краям заднего слоя, а вторая пара - горизонтально, по краям переднего слоя. Все четыре электрода подключены к микроконтроллеру, который последовательно определяет координаты точки касания по горизонтали и вертикали. Работу контроллера в первом случае можно приблизительно описать следующим образом. На вертикальные электроды заднего резистивного слоя подается постоянное напряжение, например, 5 В, и от одного электрода к другому протекает

некоторый ток I . При этом на каждом горизонтальном участке заднего резистивного слоя ток создает падение напряжения, пропорциональное длине участка (рис. 4).



Рисунок 3. Конструкция 4-проводного резистивного экрана

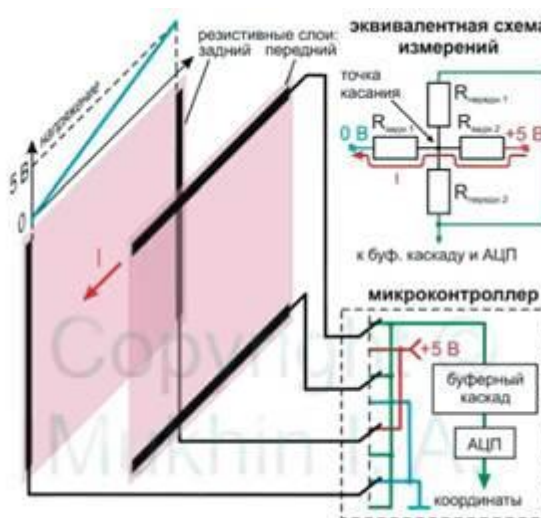


Рисунок 4. Определение координат точки касания

При касании экрана передний резистивный слой деформируется и касается заднего слоя. В этом случае передний слой выполняет роль щупа, определяющего напряжение на заднем слое в точке касания. Горизонтальные электроды переднего слоя замыкаются микроконтроллером накоротко и суммарный сигнал поступает через буферный каскад, (имеющий большое входное сопротивление), на аналого-цифровой преобразователь (АЦП). Напряжение на входе АЦП определяет положение точки касания по горизонтали. Для определения координаты по вертикали передний и задний резистивные слои «меняются местами»: на горизонтальные электроды переднего слоя микроконтроллер подает постоянное напряжение, а электроды заднего слоя замыкает, (этот слой используется как щуп). Определение координат точки касания производится микроконтроллером с высокой скоростью – более ста раз в секунду.

Определение координат точки касания в емкостных экранах осуществляется, в первую очередь, благодаря особенностям физического строения тела человека - способности проводить электрический ток и вытекающего отсюда наличия определенной электрической емкости. Рассмотрим устройство емкостного экрана. На прочное стекло, служащее основой конструкции, нанесен резистивный слой, соединенный с четырьмя электродами, расположенными по углам экрана (рис. 5).

Для защиты от повреждений слой покрыт снаружи тонкой пленкой специального проводящего состава. Все четыре электрода подключены к микроконтроллеру, который определяет координаты точки касания. Когда проводящего экрана касается человек, ситуация изменяется. Дело в том, что тело человека проводит ток, а потому обычно имеет потенциал земли – нулевой. При касании пальцем или проводящим предметом сенсорного экрана на проводящем слое появляется точка, потенциал которой меньше, чем потенциалы четырех электродов, поэтому возникает электрический ток. Он течет от источника питания, через токовые датчики, участки резистивного покрытия и тело человека. Чем ближе точка касания к электроду, тем меньше участок резистивного покрытия и, следовательно, меньше сопротивление этого участка, а значит - больше амплитуда тока. Для преобразования тока в напряжение служат прецизионные резисторы, сигналы с которых подаются на четыре отдельных АЦП. Сравнение сигналов на выходах этих АЦП позволяет определить координаты точки касания.

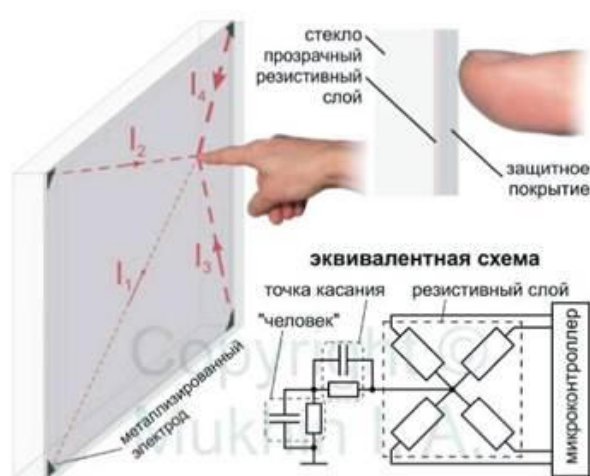


Рисунок 5. Устройство емкостного экрана

Есть так же проекционно-емкостные или поверхностно-емкостные (фирменные названия соответственно - «projectedcapacitivetechology», PCT и «surfacecapacitive»). В конструкции используется две системы из вертикальных и горизонтальных хорошо проводящих ток электродов, изолированных друг от друга слоем стекла и образующих решетку (рис. 6).

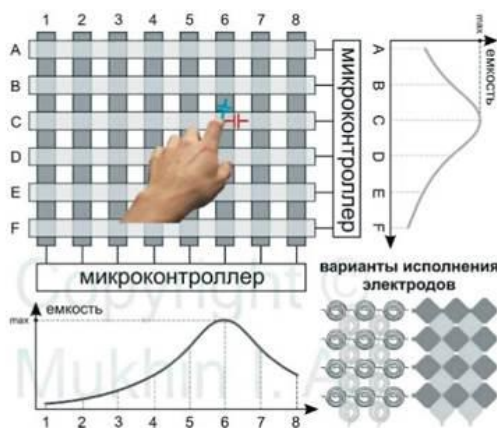


Рисунок 6. Устройство PCT- экранов

Каждый электрод, будучи проводником, имеет некоторую электрическую емкость. Можно сказать, что в данном случае мы имеем дело со своеобразным конденсатором, одной обкладкой которого является сам электрод, а другой - любой проводящий ток предмет,

например, человек. При поднесении к экрану проводящего предмета, например, пальца, емкость электродов меняется (рис. 7).

Чем ближе электрод находится к проводящему предмету, тем больше его емкость, потому что, как известно из физики, емкость обратно пропорциональна расстоянию между обкладками. А чем больше емкость электрода, тем больше импульс «заряжающего» тока. Микроконтроллер сравнивает эти импульсы и находит электрод, имеющий максимальную емкость – это и есть координата точки касания.

Конструкция матричных сенсорных экранов, называемых иногда цифровыми, очень схожа с конструкцией резистивных экранов. При касании экрана передняя пленка деформируется, и вертикальная полоса касается горизонтальной. Наличие замыкания фиксирует микропроцессор. Расположение всех электродов на плоскости известно, а потому пересечение замкнутых электродов однозначно определяет точку касания экрана.



Рисунок 7. Изменение емкости электродов

Основной недостаток – очень низкое разрешение, порядка 10 линий на дюйм. Поэтому такие устройства совершенно не подходят для рисования и ввода надписей. Главное достоинство – самая низкая среди всех сенсорных экранов стоимость

В ряде случаев к качеству изображения, воспроизводимого отображающим устройством, предъявляются строгие требования. Это касается дисплеев, предназначенных, в основном, для просмотра телевизионных передач, видеофильмов или отображения иллюстративного материала (слайдов и фотографий), например, в художественном кружке или фотостудии. При необходимости оснащения такого устройства сенсорным экраном лучшим решением будет применение инфракрасной технологии. Для определения точки касания используются две линейки светодиодов, расположенные по вертикали и горизонтали, и две линейки фотодиодов, расположенные на противоположных сторонах экрана (рис. 8).

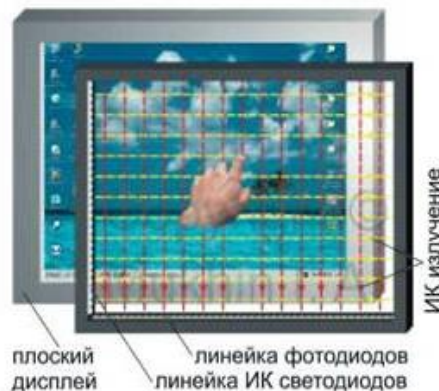


Рисунок 8. Устройство инфракрасного сенсорного экрана

Каждому светодиоду соответствует свой фотодиод. Работает такая оптическая пара следующим образом. При подаче напряжения на светодиод он излучает невидимый для человека инфракрасный свет в пределах очень небольшого телесного угла, чтобы попасть на «свой» фотодиод «не задеть» соседние. Любое препятствие, например, касающийся экрана палец руки, частично или полностью перекрывающее световой луч, приводит к уменьшению или прекращению электрического тока через соответствующий фотодиод. Это изменение фиксируется микроконтроллером. Инфракрасный сенсорный экран выполняется в виде рамки, которая не имеет никаких стекол или прозрачных пленок. Поэтому изменение яркости, контраста и цветопередачи изображения, а также появление дополнительных бликов исключены, что является несомненным достоинством экрана. Инфракрасная технология не лишена ряда недостатков. Попадание прямого солнечного света вызывает сбой в работе. Кроме того, такие экраны имеют самую высокую стоимость. Применяются ИК-экраны обычно в образовательных учреждениях – в качестве интерактивных панелей большого размера, и в игровых автоматах.

Применение сенсорных экранов дает ряд преимуществ их обладателям. Например, интерактивные справочные системы (киоски), используемые в аптеках, торговых центрах, банках и вокзалах, удобны в обращении и позволяют экономить время, чем, несомненно, привлекают клиентов. Использование сенсорных панелей и планшетов вместо меловых досок в сфере образования также сулит определенные выгоды. Обычно значительную часть занятия преподаватель тратит на рисование схем, графиков и таблиц, а иногда – даже на переписывание листингов компьютерных программ. В итоге ценное время на объяснение представленного на доске материала сокращается. Такой режим работы не позволяет учащемуся сосредоточиться на обдумывании материала, так как он занят копированием записей с доски. Применение отображающих устройств позволяет эффективно использовать заранее подготовленный иллюстративный материал, что экономит массу времени. Наличие у дисплея сенсорных свойств, позволяет делать любые пометки, надписи и рисунки в процессе объяснения. Вся изложенная на лекции информация, включая рисунки преподавателя, легко копируется в неизменном виде в любом количестве и может использоваться учащимися. Таким образом, внедрение интеллектуальных панелей позволяет повысить качество преподавания и поднять уровень образования.

К сожалению, в нашей стране применение сенсорных экранов пока очень ограничено. Остается надеяться, что со временем этот недостаток мы победим.

Литература

1. Статья опубликована в журнале " BROADCASTING Телевидение и радиовещание": 1 часть - №3(55) май 2006, с.50-52; 2 часть - №4(56) июнь-июль 2006, с.40-41; 3 часть - №7(59) ноябрь 2006, с.64-66.

УДК 620.92

SOLAROAD

Карасёва А.В., Кацубо В.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Пекарчик О.А.

SolaRoad – первая в мире дорожка из солнечных панелей, запущенная в работу в ноябре 2014 года вблизи Амстердама в городе Кроммени, производит энергии значительно больше, чем было запланировано. Солнечный свет, который попадает на панели, преобразуется в электричество.

За прошедший год проект произвел 70 кВт·ч на квадратный метр. Полученного от солнечных лучей электричества вполне хватает для работы фонарей вдоль дорожек в темное время суток, а также для отправки энергии в городские энергосистемы. А в масштабах города солнечные велодорожки SolaRoad могут стать серьезным источником «зеленой» энергии. Ведь с ними вся страна может превратиться в гигантскую паутину-электростанцию. Такая велодорожка производит 30% электроэнергии от аналогичной солнечной панели на крыше здания. Но для "солнечных дорог" в мире существует гораздо больше площадей, которые компенсируют это.

SolaRoad – является проектом голландских компаний. «Энергетическая дорога» в длину 70 метров состоит из солнечных модулей габаритами 2,5х3,5 метра, которые покрыты защитным слоем из закаленного стекла толщиной 1 см. Вид плиты представлен на рис. 1.



Рисунок 1. Солнечный модуль

Стекло довольно прочное. Оно может выдерживать большие давления, его поверхность имеет рельеф благодаря которому по нему можно ходить, не боясь поскользнуться, и при этом прозрачно, что позволяет пропускать солнечный свет. Нижний слой представляет собой бетонный блок, над которым установлена солнечная батарея. Батарея в свою очередь накрыта защитным стеклом. Конструкция блоков позволяет в короткие сроки сооружать дорожки любой длины. По мнению создателей, SolaRoad – это инновационное решение и яркий пример того, каким успешным может быть государственно-частное сотрудничество. Государство инвестировало \$1,5 млн., частные предприятия – \$2 млн.

Через полгода после введения в эксплуатацию велосипедной дорожки SolaRoad небольшие участки покрытия отслоились, дефекты видны на рис. 2.



Рисунок 2. Дефекты участков покрытия SolaRoad

Специалисты установили, что причиной этому послужили перепады температуры. Были произведены ремонтные работы по восстановлению покрытия, а также начата разработка более стойкого защитного слоя. Разработчики подсчитали, что за полгода работы по велодорожке SolaRoad проехали более 150 тысяч велосипедистов. В 2016 году длину велодорожки увеличили до 100 метров.

Общая стоимость проекта составляет \$3,7 млн. За время работы проекта (два с половиной года) инженеры SolaRoad планируют исправить все существующие недочёты, чтобы затем испытать технологию на небольших городских дорогах. Полученную электроэнергию можно будет использовать для подзарядки проезжающих по этим дорогам электромобилей.

Как и предполагалось по проекту, произведенная с помощью этой «фотовольтаической» дороги энергия используется для освещения улиц или направляется в городскую электросеть. Компания сообщила, что их дорожка произвела намного больше энергии, чем ожидалось — было сгенерировано 3000 кВт·ч за 6 месяцев испытаний. Чтобы было понятнее, этой энергии достаточно для семьи из двух, а возможно и трех человек, на целый год. В общем не очень много, но SolaRoad отмечает, что длина дорожки составляет всего 70 метров.

Но есть у технологии SolaRoad и существенные недостатки. Поверхность солнечных панелей, уложенных на дороге, загрязняется гораздо сильнее, чем, скажем, на крыше здания. Проезжающий транспорт перегораживает свет. Кроме того, производство и укладка таких панелей пока очень дороги.

Существуют способы извлечения энергии из дорожного покрытия отличные от проекта SolaRoad. Так, еще одна голландская компания Ooms Civiel предлагает коммерческое решение для получения тепла из дорог - технологию Road Energy Systems. Ее суть заключается в размещении под асфальтом труб с водой, которая переносит тепловую энергию нагретого солнцем дорожного покрытия потребителям. Тем не менее, преимущества электричества, как переносчика, очевидна — его можно передавать на любые расстояния практически без потерь и использовать по самому разному назначению.

Литература

1. Сайт Freedom. [Электронный ресурс]. <http://i-freedom.ru/news/solnechnye-dorogi.html>
2. Сайт SolaRoad. [Электронный ресурс]. - <http://www.solaroad.nl>
3. Сайт Википедия. [Электронный ресурс]. <https://ru.wikipedia.org/wiki/Solaroad>

УДК 621.316.825

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОРЕЗИСТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЯХ

Деревяго Т.М., Терешко Д.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Михальцевич Г.А.

Принцип действия нелинейных резисторов основан на свойстве ряда полупроводниковых материалов изменять свое электрическое сопротивление под воздействием температуры (*терморезисторы*), электрического напряжения (*варисторы*), и магнитного поля (*магниторезисторы*), освещения (*фоторезисторы*), деформации (*тензорезисторы*).

Терморезисторы (термочувствительные резисторы) представляют собой объемные полупроводниковые нелинейные элементы, отличающиеся ярко выраженной зависимостью сопротивления от температуры, примерно в 10...25 раз более сильной, чем у металлов. Промышленностью выпускаются терморезисторы с номинальным сопротивлением от нескольких ом до десятков мегом.

Чтобы получить полупроводниковые резисторы, полупроводники равномерно легируют специальными примесями. Благодаря применению разных типов примесей и видов конструкций резисторов, получают различные типы зависимости от внешних факторов.

Для терморезистора характерны большой температурный коэффициент сопротивления (ТКС), простота устройства, способность работать в различных климатических условиях при значительных механических нагрузках, стабильность характеристик во времени.

Терморезисторы изготавливают в виде стержней, трубок, дисков, шайб, бусинок и тонких пластинок преимущественно методами порошковой металлургии. Их размеры могут варьироваться в пределах от 1–10 мкм до 1–2 см (рис. 1).



Рисунок 1. Внешний вид терморезисторов

Терморезисторы классифицируются по основным параметрам.

- по температуре эксплуатации:
 - сверх низкотемпературные (температура 4,2 К);
 - низкотемпературные (температура ниже 170 К);
 - среднетемпературные (170–510 К);
 - высокотемпературные (выше 570 К);
 - сверх высокотемпературные (температура 900–1300 К.).
- По знаку ТКС:
 - позисторы (РТС-термисторы) – терморезисторы с положительным температурным коэффициентом сопротивления (ПТКС);
 - термисторы (NTC-термисторы) – терморезисторы с отрицательным температурным коэффициентом сопротивления (ОТКС);

- По способу подогрева:
- с прямым подогревом;
- с косвенным подогревом.

Кроме классификации по основным параметрам, терморезисторы так же различают по назначению, по способы защиты, по конструкции, по типу материала, по технологии изготовления, режиму работы.

Режим работы терморезисторов зависит от того, на каком участке статической вольтамперной характеристики (ВАХ) выбрана рабочая точка. В свою очередь ВАХ зависит как от конструкции, размеров и основных параметров терморезистора, так и от температуры, теплопроводности окружающей среды, тепловой связи между терморезистором и средой. Терморезисторы с рабочей точкой на начальном (линейном) участке ВАХ используются для измерения и контроля температуры и компенсации температурных изменений параметров электрической цепей и электронных приборов. Терморезисторы с рабочей точкой на нисходящем участке ВАХ (с отрицательным сопротивлением) применяются в качестве пусковых реле, реле времени, измерителей мощности электромагнитного излучения на СВЧ, стабилизаторов температуры и напряжения. Режим работы терморезистора, при котором рабочая точка находится также на ниспадающем участке ВАХ (при этом используется зависимость сопротивления терморезистора от температуры и теплопроводности окружающей среды), характерен для терморезисторов, применяемых в системах теплового контроля и пожарной сигнализации, регулирования уровня жидких и сыпучих сред; действие таких терморезисторов основано на возникновении релейного эффекта в цепи с терморезистором при изменении температуры окружающей среды или условий теплообмена терморезистора со средой.

Основными параметрами терморезистора являются: номинальное сопротивление, температурный коэффициент сопротивления, интервал рабочих температур, максимально допустимая мощность рассеяния.

Терморезисторы с отрицательным ТКС изготавливают из смеси поликристаллических оксидов переходных металлов (например, MnO , CoO , NiO , CuO), легированных Ge и Si , полупроводников типа A^{III} , B^V , стеклообразных полупроводников и других материалов.

Терморезисторы, у которых изменение сопротивления термочувствительного элемента происходит вследствие выделяющейся в нем мощности или изменения температуры окружающей среды, называются терморезисторами *прямого подогрева*. Имеются также терморезисторы *косвенного подогрева*, у которых нагревание термочувствительного элемента осуществляется от специальной подогревающей спирали.

Условное изображение терморезисторов. Терморезисторы — это разновидность резисторов, поэтому к изображению обычного резистора добавляют добавочные графические элементы, как изображено на рис. 2.

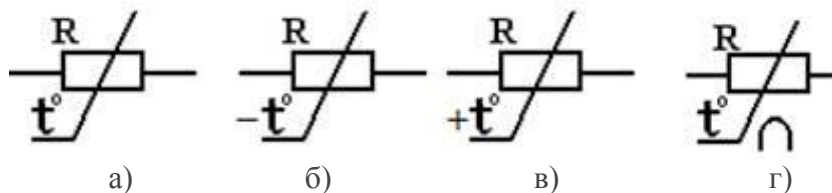


Рисунок 2. Условное изображение терморезисторов: а) общее графическое изображение; б) термистор (терморезистор с отрицательным ТКС); в) позистор (терморезистор с положительным ТКС); г) терморезисторов с косвенным подогревом

Условное обозначение терморезисторов. Согласно действующему стандарту (ГОСТ 13453-64, ГОСТ 13453-68, ГОСТ 17598-72) условное обозначение резисторов состоит из следующих элементов.

Первый элемент - буква или сочетание букв, обозначающих подкласс резисторов:

ТР - терморезистор с отрицательным ТКС (термистор);

ТРП - терморезистор с положительным ТКС (позистор).

Второй элемент - цифра (цифры) обозначает группу резистивного материала элемента:

- 1 - кобальт-марганцевые;
- 2 - медно-марганцевые;
- 3 - медно-кобальт-марганцевые;
- 4 - никель-кобальт-марганцевые;
- 5 - на основе титанита бария, легированного германием;
- 6 - на основе легированных твердых растворов в системе $BaTiO_3 - BaSnO_3$;
- 8 - на основе полутороакиси ванадия и ряда поликристаллических твердых растворов;
- 9 - на основе двуокиси ванадия VO_2 ;
- 10 - на основе системы $(Ba, Sr) TiO_3$;
- 11 - на основе системы $(Ba, Sr) (Ti, Sn) O_3$, легированной церием.

Третий элемент - номинальное сопротивление и буквенное обозначение единицы измерения (Ом, кОм), или цифра (цифры) - обозначающая регистрационный номер конкретного типа резистора для терморезисторов прошлых лет выпуска.

Четвертый элемент - допуск (%).

Например, **ТР-2-33 кОм $\pm 20\%$** - терморезистор с отрицательным ТКС, порядковым номером разработки 2, номинальным сопротивлением 33 кОм, допуском $\pm 20\%$.

Наряду с новыми встречаются терморезисторы прошлых лет выпуска. В основу был положен состав полупроводникового материала, из которого изготовлен их термочувствительный элемент. Например, **ММТ** – медно-марганцевые; **КМТ** - кобальт-марганцевые.

Характеристика терморезисторов. Характеристикой терморезисторов является их статическая вольт-амперная характеристика. Она представляют собой зависимости протекающего через терморезистор тока от приложенного напряжения в условиях теплового равновесия между ним и внешней средой. Вид нелинейной статической ВАХ зависит от сопротивления термочувствительного элемента, его конструкции, габаритных размеров, степени тепловой связи с окружающей средой и внешней температуры (рис. 3).

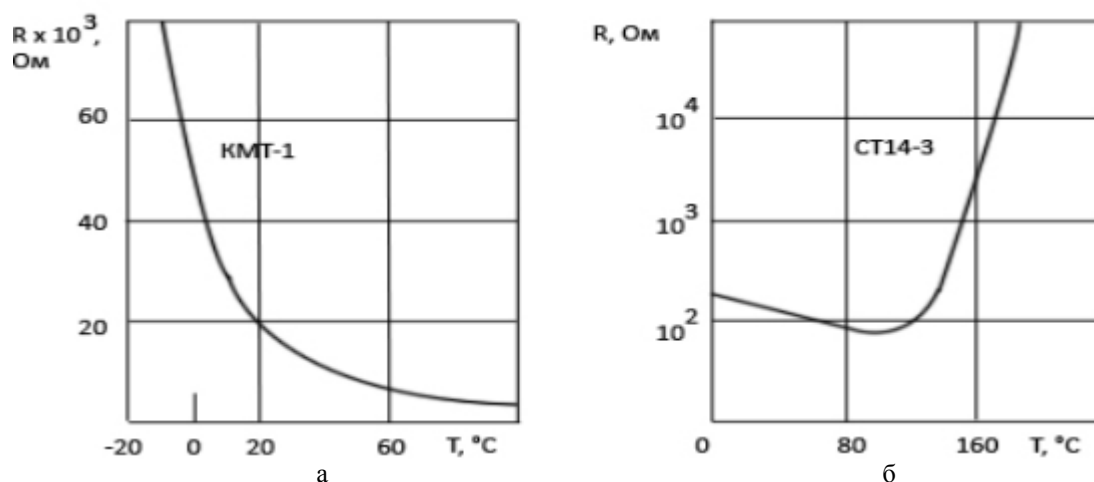


Рисунок 3. Температурные зависимости сопротивления терморезисторов: с отрицательным ТКС (а) и положительным ТКС (б)

Вид ВАХ терморезисторов косвенного подогрева в значительной степени зависит от тока, протекающего по обмотке подогрева I_p . Поэтому для них обычно приводятся характеристики подогрева, устанавливающие связь между сопротивлением терморезистора и мощностью, рассеиваемой на обмотке подогрева (рис. 4).

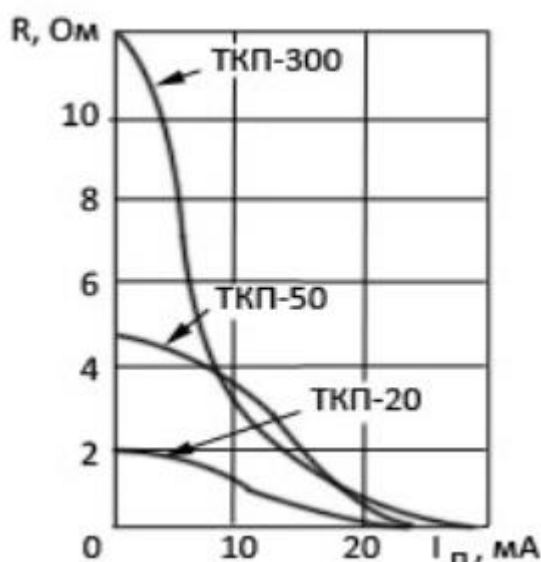


Рисунок 4. Характеристика нагрева терморезисторов косвенного подогрева

Основные параметры терморезисторов:

- R_n – номинальное сопротивление: сопротивление терморезисторов при определенной температуре окружающей среды, обычно – это 25°C или 20°C ;
- T_2, T_1 – интервал рабочих температур.
- α – температурный коэффициент сопротивления – характеризует изменение сопротивления терморезистора в % при изменении температуры на 1 градус, обычно указывается для той же температуры, что и номинальное сопротивление.
- Постоянная B – величина, характеризующая температурную чувствительность терморезисторов в определенном диапазоне температур. Определяется физическими свойствами полупроводникового материала, вычисляются по формуле:

$$B = 2,303 \frac{\lg R_1 - \lg R_2}{\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1}},$$

где R_1 – сопротивление терморезистора, измеренное при температуре T_1 , Ом;
 R_2 – сопротивление терморезистора, измеренное при температуре T_2 , Ом.

- P_{\max} – максимальная мощность рассеяния – это допустимая мощность при температуре 25°C (или другой указанной в ТУ), при которой в течение заданного времени (минимальной наработки) параметры терморезисторов остаются в пределах норм, установленных в ТУ.

Терморезисторы находят применение во многих областях.

Они используются в устройствах:

- 1) для регулировки температуры;
- 2) для температурной компенсации;
- 3) для температурной стабилизации схем;
- 4) для тепловой защиты элементов;
- 5) автоматического регулирования и стабилизации;
- 6) саморегулируемых термостатах на позисторах;
- 7) для запуска;
- 8) как измерители мощности СВЧ;
- 9) размагничивания кинескопов;
- 10) для генерирования ультранизкочастотных колебаний;
- 11) для дистанционного управления;

- 12) для термопреобразования частоты;
- 13) для стабилизации напряжений;
- 14) для измерения скоростей газов и жидкостей.

В противопожарной технике существуют стандартные температурные датчики. Подобный датчик содержит два термистора с отрицательным температурным коэффициентом, которые установлены на печатной плате в белом поликарбонатном корпусе. Один выведен наружу – открытый термистор, он быстро реагирует на изменение температуры воздуха. Другой термистор находится в корпусе и реагирует на изменение температуры медленнее.

Схема для размагничивания кинескопа на позисторе с косвенным подогревом изображена на рис. 5.

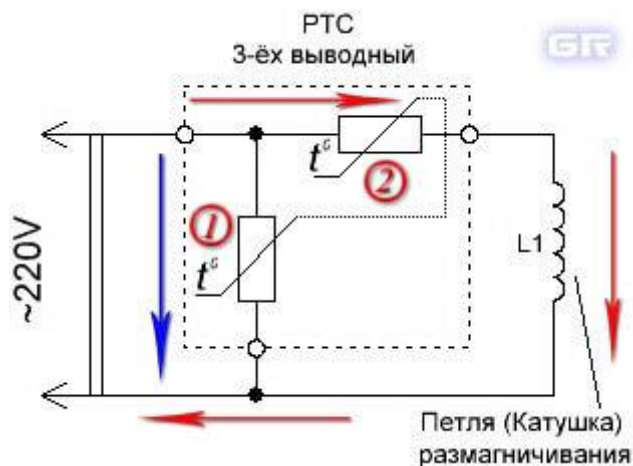


Рисунок 5. Схема для размагничивания кинескопа на позисторе с косвенным подогревом

Внешний вид резистора СТ15-2-220В с косвенным подогревом изображен на рис. 6.



Рисунок 6. Внешний вид резистора СТ15-2-220В с косвенным подогревом

Применение NTC-термисторов

Своё название *NTC*-термисторы получили от сокращения *NTC* – ***Negative Temperature Coefficient***, или "Отрицательный Коэффициент Сопротивления". При нагреве их сопротивление уменьшается. Как обозначается *NTC*-термистор на схеме – изображено на рис. 7.

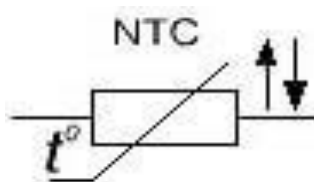


Рисунок 7. Обозначение на схеме *NTC*-термистора

Как видим, стрелки на обозначении разнонаправлены, что указывает на основное свойство *NTC*-термистора: температура увеличивается (стрелка вверх), сопротивление падает (стрелка вниз). И наоборот.

На практике встретить *NTC*-термистор можно в любом импульсном блоке питания.

На этом фото 9 (рис. 8) *NTC*-термистор фирмы *EPCOS*. Применяется для ограничения пускового тока.



Рисунок 8. Внешний вид *NTC*-термистора

Для *NTC*-термисторов, как правило, указывается его сопротивление при 25°C (для данного термистора это 8 Ом) и максимальный рабочий ток. Обычно это несколько ампер.

Данный *NTC*-термистор устанавливается последовательно, на входе сетевого напряжения 220V. Посмотрим на схему входной части блока питания (рис. 9).

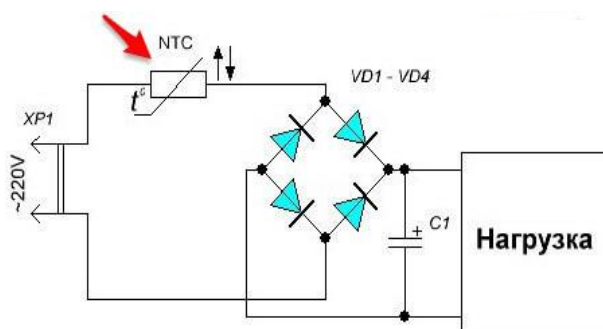


Рисунок 9. Схема входной части блока питания

Так как он включен последовательно с нагрузкой, то весь потребляемый ток протекает через него. *NTC*-термистор ограничивает пусковой ток, который возникает из-за заряда электролитических конденсаторов (на схеме *C1*). Бросок зарядного тока может привести к пробоям диодов в выпрямителе (диодный мост на *VD1-VD4*).

При каждом включении блока питания конденсатор начинает заряжаться, а через *NTC*-термистор начинает протекать ток. Сопротивление *NTC*-термистора при этом велико, так как он ещё не успел нагреться. Протекая через *NTC*-термистор, ток разогревает его. После этого сопротивление термистора уменьшается, и он практически не препятствует протеканию тока, потребляемого прибором. Таким образом, за счёт *NTC*-термистора удаётся обеспечить "плавный запуск" электроприбора и уберечь от пробоя диоды выпрямителя. Пока импульсный блок питания включен, *NTC*-термистор находится в "подогретом" состоянии.

Литература

1. Шашков, А.Г. Терморезисторы и их применение / Шашков А.Г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://specknigi.ru/termistory-что-это-такое/>. – Дата доступа: 20.04.2017.
2. http://studopedia.ru/16_56342_termorezistori.html – Дата доступа: 15.04.2017.
3. http://radiomurlo.narod.ru/HTMLs_2/RADIO_termoresistor.html – Дата доступа: 10.04.2017.
4. <http://go-radio.ru/pozistor.html> – Дата доступа: 10.04.2017.

УДК 681.3

УСТРОЙСТВО ЛАЗЕРНОГО ПРИНТЕРА

Хвитько К.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Германович Е.И.

Создание и развитие лазерных принтеров

Первое изображение с использованием сухих чернил и статического электричества получил Честер Карлсон в далеком 1938 году. И лишь спустя 8 лет он смог найти производителя изобретенных им устройств. Это была компания, которую ныне все знаю под названием Херох. И в тот же 1946 год на рынок попадает первое копировальное устройство. Это была огромная и сложная машина, требующая проведения целого ряда ручных операций. Лишь в середине 1950-х был создан первый, полностью автоматизированный механизм, который являлся прообразом современного лазерного принтера.

С конца 1969 года Херох начинает работу над разработкой лазерных принтеров, добавив лазерный луч к существующим на то время образцам. Но стоял он треть миллиона долларов по тем меркам и имел огромные размеры, что не позволяло пользоваться таким устройством даже на небольших предприятиях, не то, что в быту.



Рисунок 1. Первый персональный лазерный принтер от компании HP

Результатом сотрудничества нынешних гигантов в индустрии печати Canon и HP стал выпуск серии принтеров LaserJet, которые способны напечатать до 8 страниц текста в минуту. Такие устройства стали более доступными после того, как появился первый сменяемый картридж для лазерного принтера.

Принцип работы

Основой формирования изображения является краситель, содержащийся в тонере. Под действием статического электричества он прилипает и буквально впечатывается в бумагу. Но каким образом это происходит?

Любой лазерный принтер состоит из трех основных функциональных блоков: печатная плата, блок переноса изображения (картридж) и печатный блок. Бумагу на печать подает узел подачи бумаги. Они разрабатываются по двум конструкциям – подача бумаги из нижнего лотка и подача из верхнего лотка.

Его строение достаточно простое:

- ролик – нужен для захвата бумаги;
- блок для захвата и подачи одного листа;
- ролик, передающий статический заряд бумаге.

Картридж для лазерного принтера состоит из двух частей – это тонер и барабан или фотоцилиндр.

Тонер

Тонер состоит из микроскопических частичек полимеров, которые покрыты красителем, с включением магнетита и регулятора заряда. Каждая фирма выпускает порошок с уникальными характеристиками для собственных принтеров и многофункциональных устройств. Все порошки отличаются магнитностью, плотностью, дисперсностью, размером зерен и другими физическими показателями. Поэтому не стоит заправлять картриджи случайным тонером. Преимущества тонера перед чернилами заключаются в четкости отпечатанной картинке и влагостойкости, которая обеспечивается впечатыванием порошка в бумагу. Из недостатков стоит назвать малую глубину цветов, насыщенность при цветной печати и отрицательное воздействие на организм человека при взаимодействии с тонером, например, во время зарядки картриджа.

Строение и этапы печати изображений

Фотобарабан выполнен в виде продольного алюминиевого вала, с нанесенным на него тонким слоем материала, чувствительного к световым лучам с определенными параметрами. Цилиндр покрыт защитным слоем. Помимо алюминия, барабаны изготавливаются с неорганических фоточувствительных веществ. Основное свойство фотобарабана – изменение проводимости (заряда) под воздействием лазерного луча. Это значит, что если цилиндру придать заряд – он будет хранить его на протяжении значительного отрезка времени. Но если засветить какую-либо область вала светом – они теряют свой заряд и становятся нейтрально заряженными за счет увеличения проводимости (то есть уменьшением электрического сопротивления) в этих зонах. Заряд стекает с поверхности через внутренний проводящий слой.

При поступлении документа на печать, печатная плата обрабатывает его и посылает соответствующие световые импульсы на блок переноса изображения, где цифровая картинка превращается в изображение на бумаге. Фотобарабан вращается при помощи вала и получает первичный отрицательный или положительный заряд от находящегося рядом роллера. Его величина определяется настройками печати, которые сообщает печатная плата.

После зарядки цилиндра лазерный луч, имеющий горизонтальную развертку, сканирует его с огромной частотой. Засвеченные места фотоцилиндра, как сказано выше, становятся незаряженными. Эти незаряженные зоны формируют требуемую картинку на барабане в зеркальном отображении. Далее, чтобы изображение оказалось на бумаге, незаряженные зоны необходимо заполнить тонером. Блок лазерного сканирования состоит из зеркала, полупроводникового лазера, нескольких формирующих и одной фокусирующей линзы.

Барабан контактирует с роллером, изготовленным, в основном, из магния и подает тонер на фотоцилиндр из емкости картриджа. Роллер, в котором расположен постоянный магнит, выполнен в виде пустотелого цилиндра с токопроводящим слоем. Под воздействием магнитного поля тонер из бункера притягивается к роллеру под действием силы намагниченного сердечника.

Под действием электростатического напряжения тонер из роллера будет переноситься на сформированное лазерным лучом изображение на поверхности фотобарабана, крутящегося вплотную с роллером. Тонеру некуда деться, ведь его отрицательно заряженные частицы притягиваются к положительно заряженным областям фотоцилиндра, на котором сформировано нужное изображение. Отрицательный заряд барабана отталкивает ненужное количество тонера назад, заполняя им отсканированные лазером участки.

Отметим один нюанс. Существует два типа формирования изображений. Самый распространенный – это применение тонера с положительным зарядом. Такой порошок остается на нейтрально заряженных областях фотоцилиндра. То есть, лазером засвечиваются области, где будет наше будущее изображение. Барабан при этом заряжен отрицательно. Второй механизм менее распространенный, в нем используется тонер с отрицательным зарядом. Лазерный луч «разряжает» области положительно заряженного фотоцилиндра, на которых изображения быть не должно. Это стоит помнить при выборе лазерного принтера, ведь в первом случае будет более точная передача деталей, а во втором – более равномерная

и плотная заливка. Первые принтеры отлично подойдут для печати текстовых документов, потому что они и получили широкое распространение.

Перед тем, как соприкоснуться с цилиндром бумага получает статический электрический заряд с помощью ролика переноса заряда. Под воздействием, которого тонер притягивается к бумаге в момент ее плотного контакта с барабаном. Сразу после этого заряд из бумаги удаляется нейтрализатором статического заряда. Этим устраняется притягивания листа к фотоцилиндру. Во время прохода бумаги сквозь блок лазерного сканирования на листе становится заметным сформированное изображение, которое легко разрушается от малейшего прикосновения. Для его долговечности необходимо провести фиксацию с помощью расплавления добавок, входящих в тонер. Этот процесс происходит в блоке фиксации изображения – это третий ключевой блок лазерного принтера. Еще его называют «печкой». Если вкратце, то плавятся входящие в состав тонера вещества. После их вдавливания и застывания эти полимеры словно покрывают собой чернила, защищая их от внешних воздействий. Теперь читатель поймет, почему отпечатанные листы, выходящие из принтера, такие теплые.

По конструкции так называемая «печка» состоит из двух валов, в одном из которых находится нагревательный элемент. Второй, зачастую нижний, необходим для вдавливания расплавленного полимера в бумагу. Нагревательные элементы выполняются в виде термисторов, изготовленных в виде термопленок. При подаче напряжения на них, эти элементы разогреваются до высоких температур (порядка 200 °С) за доли секунды. Прижимный валик прижимает лист к нагревателю, в процессе чего осуществляется вдавливание жидких микроскопических частиц тонера в текстуру бумаги. На выходе из блока фиксации стоят разделители, дабы бумага не прилипла к термопленке.

Литература

1. Интернет источник: <http://kakrig.com/ustrojstvo-i-princip-raboty-lazernogo-printera>
2. Технический журнал «Сервисный центр». -2004.-№1,2,5.

УДК 621.3.051.024

КОСМИЧЕСКАЯ СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

Панкевич В.И., Скицунова И.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Пекарчик О.А.

Уровень моря растет, ледники тают, а непостоянство погоды считается нормальным. Изменение климата отрицательно сказывается на всём и всех, и становится только хуже. Виновником этого ухудшения является содержание CO₂ в атмосфере в результате сжигания ископаемых видов топлива, таких как нефть и уголь. В течение последних нескольких десятилетий ученые находятся в поисках возобновляемых источников энергии, чтобы удовлетворить потребность в энергии всей Земли, не погубив ее.

Некоторые исследователи считают, что люди могут получать чистую энергию, генерируя ее с помощью солнечных коллекторов в космосе, и отправлять вниз на Землю. Такой источник будет надежным, сама энергия будет чистой и бесконечной, то есть пока будет гореть Солнце.

Электричество, полученное СЭС, также может использоваться для зарядки электромобилей. Аналитики считают, что индустрия электрических автомобилей сегодня развивается крайне медленно из-за отсутствия зарядных станций. Космическая энергетика может решить эту проблему.

Замысел, на первый взгляд, кажется фантастическим, 75 лет назад он таким и был, но сегодня всё может стать реальным. Впервые идея упоминалась в научно-фантастическом рассказе Айзека Азимова в 1941 году. Писатель поведал о мире, в котором нашу планету питает луч света, черпающий энергию непосредственно от Солнца.

Он управляется двумя инженерами на космической станции. Рассказ берет начало с того, что они готовят робота к выполнению определенных действий. Инженер объясняет роботу: «Наши лучи кормят мир энергией, извлекаемой из одного из этих гигантских глобусов-ламп, которые рядом с нами. Мы называем этот глобус Солнцем...»

Наземная или космическая солнечная энергия?

В большинстве случаев мы представляем солнечные панели на крыше дома, преобразующие солнечный свет в энергию, которая идет на нужды дома. Звучит неплохо, но солнечные панели на Земле уступают космическим панелям в силу того, что они не вырабатывают энергию ночью или в пасмурную погоду. К тому же наша атмосфера защищает поверхность Земли от солнечных лучей, отражая большую их часть обратно в космос.

Подумайте, что будет, если перенести солнечные панели на околоземную орбиту – на 35 000 километров вверх.

«Если установить солнечные батареи в космосе, они будут работать постоянно, 99,9% времени в году, — рассказал Пол Яффе, космический инженер. Поскольку ось вращения Земли смещена, Яффе говорит, что «даже на ночной стороне Земли, где может быть спутник, всегда будет солнечно».

Яффе предполагает, что каждая космическая солнечная батарея сможет генерировать от 250 МВт до 5 ГВт энергии. Большой город требует около 20 ГВт энергии. По расчетам Яффе, четыре массива солнечных батарей, каждый на 5 гигаватт, смогут обеспечивать энергией целый город круглый год. Основным недостатком такой системы остается ее стоимость. Международную космическую станцию, например, строили в космосе по частям, поскольку не было достаточно большой или мощной ракеты, чтобы запустить полную систему в космос. Стоимость строительства одного солнечного массива неизвестна, но скорей всего обойдется в сотни миллионов долларов. Однако, как только будет построен первый, строительство второго выйдет уже значительно дешевле.

Со временем многие страны заинтересовались строительством СЭС, включая Японию, Китай и несколько европейских стран.

Планы Китая

СЭС будет построена Китаем в 2025 году.

Китайские исследователи планируют реализовать амбициозный план по строительству солнечной электростанции в космосе. Так они думают разрешить две свои насущные проблемы:

- постоянно растущий спрос на энергоресурсы;
- ухудшающаяся экологическая ситуацию.

«Тот, кто овладеет этой технологией, в будущем может стать крупнейшим игроком на энергетическом рынке. Она имеет огромное стратегическое значение», - говорит Ван Сици, научный сотрудник Китайской Академии Наук и представитель проекта.

Китайские учёные уже предложили правительству выделить \$1 трлн. на реализацию этого масштабного проекта.

Согласно докладу Китайской академии космической техники, правительство народной республики начало финансирование этого проекта еще в 2010 году, а дизайн космической электростанции был утвержден. Выяснилось, что на сегодняшний день уже проводятся активные научные работы по разработке спутников, собирающих солнечную энергию и других космических технологий схожего направления.

На реализацию программы может уйти много времени, считают исследователи в области космической энергетики. Так, работу солнечной электростанции можно будет представить примерно к 2025 году, после нескольких лет тестирования. На расчетную мощность электростанции можно будет выйти к 2035 году, а выгоду проект сможет приносить к 2050 году, полагают аналитики.

Экономический эффект от работы СЭС возможен при сохранении 50% энергии, передаваемой наземным приемникам. На сегодняшний день, для передачи таких объемов на расстояния до 35 000 км технологии пребывают на ранних стадиях разработки. К тому же, для вывода больших объектов на околоземную орбиту необходимо создание космических аппаратов с высокой грузоподъемностью, а создание тонких, легких и максимально энергоэффективных солнечных панелей, также не является решенной задачей для современных ученых.

Как действует технология?

Хотя технология нуждается в доработках, принцип действия довольно прост. Солнце посылает фотоны во всех направлениях. Обычная солнечная батарея преобразует эти фотоны в электроны постоянного электрического тока. Потом постоянный ток преобразуется в переменный и передается через электрическую сеть.

С солнечными батареями в космосе ученым нужно найти самый эффективный способ передачи постоянного тока от солнечных отражателей на Землю. Ответ: электромагнитные волны вроде тех, что используются для передачи радиочастот или разогрева еды в микроволновой печи.

«Люди могут не связывать радиоволны с передачей энергии, потому что думают о них в связи с коммуникациями, радио, телевизорами или телефонами. Они не думают о них как о переносчиках энергии», — говорит Яффе. Но мы знаем, что микроволны переносят энергию — их энергия нагревает нашу еду.

Яффе называет разработанную технологию модулем «сэндвич». На рисунке видны похожие на зеркала солнечные отражатели, собирающие фотоны солнца на массиве модулей типа сэндвич. Верхняя часть сэндвича получает солнечную энергию. Антенны на нижней боковой балке посылают радиоволны на Землю.

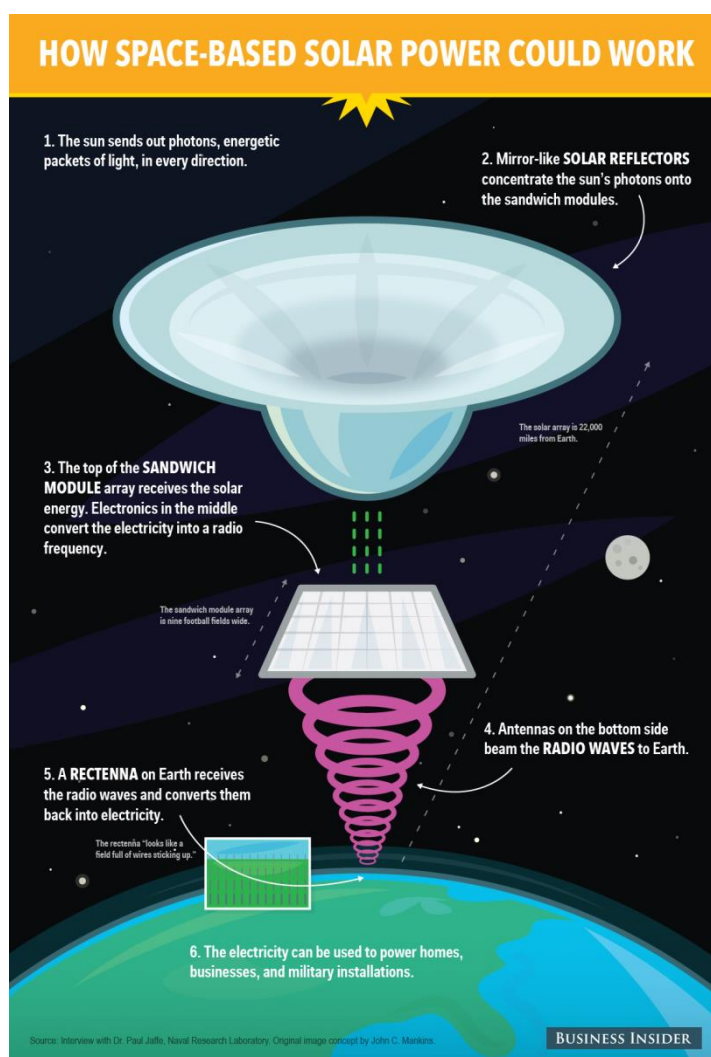


Рисунок 1. Действие космической солнечной электростанции

Модули-сэндвичи должны быть 3 м длиной, но их потребуется около 80 000. Массив таких модулей будет длиной в 9 футбольных полей, примерно с километр. Это в девять раз больше, чем Международная космическая станция.

Вернувшись на Землю, радиочастоты от космических солнечных панелей, которые содержат энергию, будут приниматься специальной антенной — ректенной — которая может быть 3 км в диаметре.

«Она будет похожа на поле, усеянное проводами. Эти элементы ректенны будут принимать входящие радиоволны и преобразовывать их в электричество», — говорит Яффе.

Мощный пучок радиоволн можно отправить в любое место на Земле. Достаточно отправить «пилотный сигнал» из центра принимающей станции. Спутник видит сигнал и перенастраивает передатчик для передачи радиоволн на земную станцию.

Одним из главных преимуществ такой системы, как для военных, так и гражданских лиц является возможность передачи энергии на удаленные базы и места, куда сложно и невероятно дорого доставлять дизельное топливо.

Гигантский луч энергии из космоса

Гигантский пучок радиоволн, идущих вниз от космоса на Землю, может напугать людей. Ведь мы можем подумать, что этот пучок способен взрывать города. Но на самом деле мы даже не увидим радиолуч невооруженным глазом. Радиосигналы проходят вокруг нас всегда и повсюду.

Хотя эти радиосигналы содержат больше энергии, чем сигнал телевизора или радио, плотность сигнала все равно будет довольно низкой, и не будет угрожать людям, самолетам или птицам, пролетающим через него. Технология еще не проверялась вне лаборатории, поэтому 100%-ой гарантии безопасности пока нет.

Литература

1. Сайт ЭкоТехника. [Электронный ресурс]. - <https://ecotechnica.com.ua/energy/solntse/40-kosmicheskaya-solnechnaya-elektrostantsiya-budet-postroena-kitaem-v-2025-godu.html>
2. Сайт Electric Info. [Электронный ресурс]. - <http://elektrik.info/main/voprosy/86-kosmicheskaya-solnechnaya-yenergostanciya.html>
3. Сайт Hi-News. [Электронный ресурс]. - <https://hi-news.ru/science/kak-budut-rabotat-kosmicheskie-solnechnye-elektrostantsii.html>
4. Сайт Hi-News. [Электронный ресурс]. - <https://hi-news.ru/technology/mitsubishi-sozdaet-solnechnuyu-elektrostantsiyu-v-kosmose.html>

УДК 621.316

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И ПРИМЕНЕНИЯ ВАРИСТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЯХ

Деревяго Т.М., Терешко Д.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Михальцевич Г.А.

Принцип действия нелинейных резисторов основан на свойстве ряда полупроводниковых материалов изменять свое электрическое сопротивление под воздействием температуры (*терморезисторы*), электрического напряжения (*варисторы*), и магнитного поля (*магниторезисторы*), освещения (*фоторезисторы*), деформации (*тензорезисторы*).

Варистор это пассивный двух выводной, твердотельный полупроводник, который применяется для обеспечения защиты различных схем. Варисторы обладают свойством резко уменьшать свое сопротивление с 1000 МОм до десятков Ом при увеличении на них напряжения выше пороговой величины.

В этом случае сопротивление становится тем меньше, чем больше действует напряжение. Типичная вольт-амперная характеристика мощного варистора имеет резко выраженную нелинейную симметричную форму (рис. 1), то есть он может работать и на переменном напряжении.

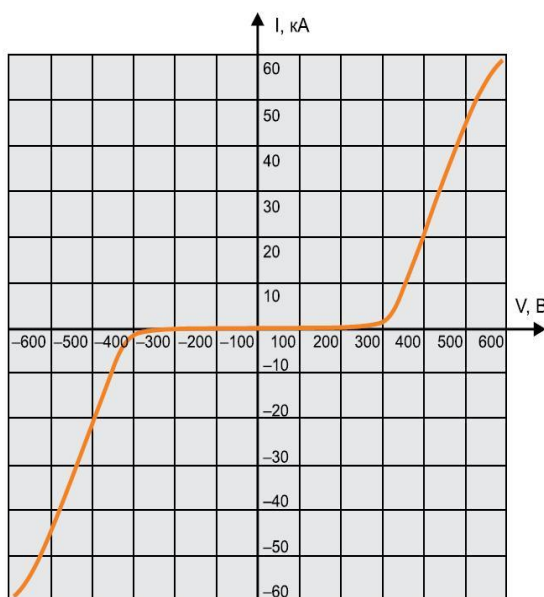


Рисунок 1. Вольт-амперная характеристика варистора

В качестве токопроводящего элемента в варисторах используется порошок карбида кремния SiC со средними размерами зерен 40...50 мкм, скрепленными в монолит с помощью различных связующих материалов. Отечественные варисторы на основе карбида кремния с добавкой глины и графита получили название *тиритовых*, с добавкой ультрафарфоровой связки – *лэтиновых*.

Электропроводность варистора определяется многими параллельными цепочками контактирующих зерен SiC , причем пробивное напряжение материала связки между контактами в различных цепочках имеет значительный разброс. По мере возрастания приложенного напряжения включаются друг за другом остальные цепочки зерен, и вольт-амперная характеристика будет представлять возрастающую нелинейную функцию. В реальном же варисторе таких цепочек бесчисленное множество, поэтому и реальная вольт-

амперная характеристика будет представлять собой плавную кривую. Свойства варистора не зависят от полярности приложенного напряжения, поэтому его вольт-амперная характеристика симметрична относительно начала координат.

Конструктивно варисторы оформляются в виде дисков, шайб или трубок (рис. 2 и рис. 3). После спекания заготовок на контактные поверхности методом вжигания серебряной пасты наносится металлизированный слой, к которому припаивают выводы варистора. Для защиты от механических и атмосферных воздействий варистор помещается в фарфоровый или металлический корпус и покрывается лаком.

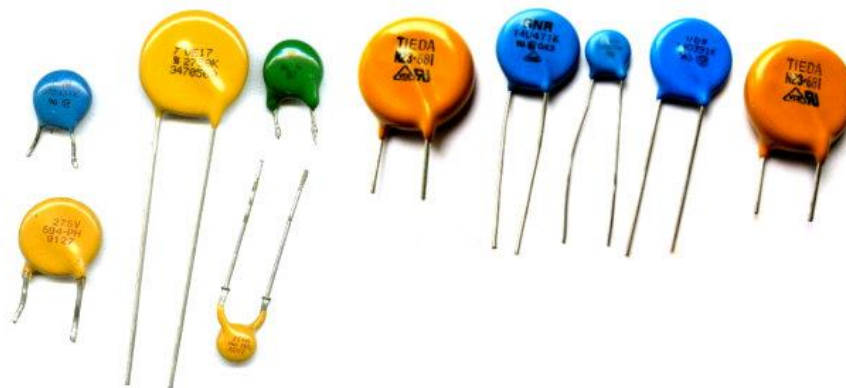


Рисунок 2. Внешний вид малогабаритных варисторов



Рисунок 3. Внешний вид мощных варисторов

Работу варистора в статическом режиме характеризует номинальное сопротивление R_c при определенном значении приложенного напряжения U_x .

Динамический режим работы варистора определяет дифференциальное сопротивление при том же значении приложенного напряжения:

$$R_d = dU/dI$$

Важным параметром варисторов является коэффициент нелинейности, определяемый как отношение статического сопротивления к динамическому сопротивлению для одной и той же точки вольтамперной характеристики:

$$\lambda = R_c/R_d = U/I \cdot dI/dU$$

Коэффициент нелинейности $\lambda_{\text{нр}}$ может быть определен путем измерения значений токов I_1 и I_2 протекающих через варистор при двух известных значениях напряжений U_1 и U_2 :

$$\lambda_{\text{нр}} = \lg \cdot I_2 / I_1 / \lg \cdot U_2 / U_1 = \lg I_2 - \lg I_1 / \lg U_2 - \lg U_1$$

Одним из основных параметров варистора является классификационное напряжение, которое измеряют при заданном классификационном значении тока. Коэффициент нелинейности устанавливается обычно для каждого значения классификационного напряжения.

Коэффициент нелинейности лежит в пределах 2-10 у варисторов на основе SiC и 20-100 у варисторов на основе ZnO .

Температурный коэффициент сопротивления варистора – отрицательная величина.

Варисторы применяются в схемах стабилизации напряжения, регулирования числа оборотов и реверсирования электродвигателей, умножения частоты и в схемах модуляторов. Они применяются также в аналоговых счетно-решающих устройствах для выполнения таких математических операций над электрическими сигналами, как возведение в степень, извлечение корня, умножение, и для многих других целей.

Варисторы широко применяются в промышленном оборудовании и приборах бытового назначения:

- для защиты полупроводниковых приборов: тиристоров, симисторов, транзисторов, диодов, стабилитронов;
- для электростатической защиты входов радиоаппаратуры;
- для защиты от электромагнитных всплесков в мощных индуктивных элементах;
- как элемент искрогашения в электромоторах и переключателях.

Варисторы являются в настоящее время практически единственным быстродействующим средством защиты сложных и дорогостоящих полупроводниковых систем различного назначения, таких как:

1. бытовая электроника (телевизоры, микроволновые печи, бытовая радиоаппаратура и др.);
2. устройства промышленной электроники (электродвигатели, схемы управления, релейные схемы, схемы защиты);
3. аппаратура средств связи;
4. устройства обработки данных;
5. оборудование передачи электроэнергии (газоразрядники);
6. индикаторные средства (автомобильная электроника, железнодорожный транспорт) и др. области применения.

Характеристики варисторов

Основными параметрами, которые используют при описании характеристик варисторов, являются:

- U_n – классификационное напряжение, обычно измеряемое при токе 1 мА, — это условный параметр, который указывается при маркировке элементов;
- U_m – максимально допустимое действующее переменное напряжение (среднеквадратичное);
- $U_{m=}$ – максимально допустимое постоянное напряжение;
- P – номинальная средняя рассеиваемая мощность, это та, которую варистор может рассеивать в течение всего срока службы при сохранении параметров в установленных пределах;

• W – максимальная допустимая поглощаемая энергия в джоулях (Дж), при воздействии одиночного импульса.

• I_{pp} – максимальный импульсный ток, для которого время нарастания/длительность импульса: 8/20 мкс;

• C_o – емкость, измеренная в закрытом состоянии, при работе ее значение зависит от приложенного напряжения, и когда варистор пропускает через себя большой ток, она падает до нуля.

От величины W зависит, как долго может действовать перегрузка (с максимальной мощностью P_m) без опасности повредить варистор, т. е.:

$$T = \frac{W}{P_m}$$

Для применения рабочее напряжение у варисторов выбирается исходя из допустимой энергии рассеяния и максимально допустимой амплитуды напряжения. Напряжение ограничения примерно равно квалификационному напряжению (U_n) варистора.

Для ориентировочных расчетов рекомендуется, чтобы на переменном напряжении оно не превышало $U_{вх} \leq 0,6U_n$, а на постоянном – $U_{вх} < 0,85U_n$.

Для сети с действующим напряжением 220 В (50 Гц) обычно устанавливают варисторы с классификационным напряжением не ниже 380...430 В. Для варистора с классификационным напряжением 430 В при импульсе тока 100 А напряжение будет ограничено на уровне около 600 В.

Параметры некоторых из таких варисторов приведены в таблице 1.

Таблица 1. Основные параметры варисторов отечественного производства

Тип	U_n ,	$U_{m\sim}$,	$U_{m=}$,	W ,
варистора	В	В	В	Дж
ВР-1-1	10	6	8	0,18
ВР-1-1	15	9	12	0,26
ВР-1-1	22	14	18	0,56
ВР-1-1	27	17	22	0,64
ВР-1-1	33	20	26	0,71
СН2-1а СН2-16 СН2-1В	180	115	150	37,8 18,0 4,5
СН2-1а СН2-16 СН2-1В	200	130	170	42,0 20 5,0
СН2-2А, СН2-1а, СН2-16	390	250	320	125 81,9 40
СН2-2А, СН2-1а, СН2-16	430	275	350	138 90,3 43

Примечание: Емкость для отечественных варисторов не указывается.

Из всего разнообразия выпускаемых за рубежом варисторов параметры одного из типов, имеющих дисковую конструкцию, приведены в табл. 2 (другие типы имеют близкие параметры).

Они выпускаются на рабочие напряжения от 4 до 1500 В с небольшим шагом, но в продаже вы вряд ли найдете все номиналы из ряда (в случае необходимости можно заказать их изготовление на любое напряжение для поставки больших партий), но обычно можно использовать ближайшие номиналы из ряда в сторону увеличения напряжения.

Таблица 2. Основные параметры дисковых варисторов серии TVR

Тип варистора	U_n , В	$U_{m\sim}$, В	$U_{m=}$, В	W , Дж	C_0 , пФ
TVR 05 180	18	11	14	0,4	1600
TVR 07 180	18	11	14	0,9	3800
TVR 10 180	18	11	14	2,1	9000
TVR 14 180	18	11	14	4,0	22000
TVR 20 180	18	11	14	11,0	44000
TVR 05 270	27	17	22	0,6	1260
TVR 07 270	27	17	22	1,4	2400
TVR 10 270	27	17	22	3,0	4800
TVR 14 270	27	17	22	6,0	12000
TVR 20 270	27	17	22	18,0	26000
TVR 05 391	390	250	320	12	85
TVR 07 391	390	250	320	25	160
TVR 10 391	390	250	320	60	270
TVR 14 391	390	250	320	100	500
TVR 20 391	390	250	320	180	1000
TVR 05 431	430	275	350	13	80
TVR 07 431	430	275	350	28	150
TVR 10 431	430	275	350	65	250
TVR 14 431	430 '	275	350	115	450
TVR 20 431	430	275	350	190	900

Для повышения рассеиваемой мощности варисторы можно включать последовательно (или параллельно, если подбирать их по идентичным параметрам). Размеры варисторов зависят от мощности, но так как такие элементы работают при импульсной перегрузке, чаще указывают рассеиваемую энергию в джоулях:

$$W = U_{max} \cdot I_{max} \cdot t_{и},$$

которая связана с мощностью соотношением:

$$P = \frac{W}{T}$$

Для выбора варистора с необходимой энергией рассеивания для защиты нагрузок, потребляющих мощность более 1...2 кВт, в практических расчетах можно руководствоваться приведенной в формулой:

$$W = \frac{P \cdot tga}{2\pi \cdot f \cdot \eta}$$

- где: W — максимальная мгновенная энергия в джоулях;
- P — номинальная мощность нагрузки, приходящаяся на одну фазу, Вт;
- a — коэффициент нелинейности варистора;
- f — частота переменного напряжения, Гц;
- η — КПД защищаемой нагрузки.

Максимально допустимое значение рассеиваемой энергии у примененного варистора должно превышать эту величину.

Так как перегрев варистора приводит к его повреждению, выпускаются такие элементы и с уникальными свойствами, например, имеющие температурную защиту – размыкающий механический контакт в защищаемой цепи, что значительно повышает надежность работы узла.

Сравнение основных характеристик варисторов разных типов можно найти в Интернет. Суть его заключается в том, что отечественные производители выпускают компоненты по техническим параметрам не хуже, чем это делают за рубежом (правда, приобрести их радиолюбителю намного сложнее – в продаже чаще можно встретить импортные).

В качестве основного недостатка варистора можно отметить его большую собственную емкость, которая вносится в цепь. В зависимости от конструкции, типа и номинального напряжения эта емкость может составлять от 80 до 30000 пФ.

Впрочем, для некоторых применений большая емкость может быть и достоинством, например, в фильтре, совмещающем в себе функцию ограничения напряжения (для таких применений можно заказать изготовление варисторов с повышенной емкостью).

Вторым недостатком является меньшая максимальная допустимая рассеиваемая мощность по сравнению с разрядниками (для увеличения мощности рассеивания изготовители увеличивают размеры корпуса варистора).

Литература

1. Шелестов, И.П. Радиолюбителям полезные схемы, Книга 5 / И.П. Шелестов М: Прес-Солон, 2003.– 240 с.

УДК 621.3

ИСТОЧНИКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

Лапшина Т.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Новикова Л.И.

Рост потребности в применении систем с непрерывным автоматическим технологическим процессом выдвигает повышенные требования к источникам электропитания. Значительные провалы напряжения и колебания частоты могут привести к непоправимым потерям, вызванным повреждением оборудования, а также к финансовым последствиям. Особенное внимание при разработке источников питания уделяют при построении сложных цифровых устройств, где возникает потребность обеспечения этих устройств непрерывным и качественным питанием. Пропадание напряжения для устройств этого класса может быть фатальным: медицинские системы жизнеобеспечения нуждаются в постоянной работе комплекса устройств, и требования к их питанию очень строги; системы банковской защиты и охранные системы; системы экстренной связи и передачи информации. Непололками в питающей сети считаются: авария сетевого напряжения (напряжение в питающей сети полностью пропало); высоковольтные импульсные помехи (резкое увеличение напряжения до 6 кВ продолжительностью от 10 до 100 мс); долговременные и кратковременные подсадки и всплески напряжения; высокочастотный шум (высокочастотные помехи, передаваемые по электросети); побег частоты (отклонение частоты более чем на 3 Гц).

Источник бесперебойного питания (англ. Uninterruptible Power Supply) – вторичный источник электропитания, предназначенный для электропитания при кратковременном отключении основного источника электропитания, а также для защиты от существующих помех в сети с сохранением допустимых параметров для сети основного источника. Основная функция источников бесперебойного питания состоит в обеспечении непрерывности подачи электропитания переменного тока. Они также могут использоваться для улучшения качества источника электропитания, удерживая его характеристики в заданных пределах. Источник бесперебойного питания состоит из: преобразователей; переключателей; устройства хранения электроэнергии (например, аккумуляторных батарей). В качестве основного источника (первичного) может использоваться электропитание, поступающее от электросети или генератора.

Наиболее распространенное в быту и офисах применение – выключение компьютера без потери данных при отключении электроэнергии. Кроме компьютеров, источники бесперебойного питания обеспечивают питанием и другую электрическую нагрузку, критичную к наличию питания с нормальными параметрами электропитающей сети, например, схемы управления отопительными котлами. Такие устройства способны корректировать параметры (напряжение, частоту) выходной сети. Крайне редкие экземпляры могут совмещаться с различными видами генераторов электроэнергии (например, дизель-генератором). Требование использования источника бесперебойного питания в системах пожарной автоматики установлено в законодательстве.

Важными техническими показателями, обуславливающими выбор схемы построения источника бесперебойного питания, являются время переключения режимов (2-15 мс), время автономной работы (определяется емкостью аккумуляторной батареи и размером нагрузки), форма питающего напряжения (в режиме работы источника бесперебойного питания от аккумуляторных батарей на нагрузку может поступать выходное переменное напряжение близкое к прямоугольной форме, но благодаря сглаживающим свойствам фильтров возможно получение синусоиды в качестве питающего напряжения), диапазон входного питающего напряжения (определяет пределы допустимых значений напряжения в сети, при которых источник бесперебойного питания еще способен поддерживать напряжение на выходе, не переключаясь на питание от аккумуляторов), допустимая нагрузка (характеризует устойчивость источника бесперебойного питания при перегрузках по мощности, измеряется

в процентах по отношению к номинальной мощности), наличие холодного старта (возможность включения источника бесперебойного питания при отсутствии напряжения в питающей сети; такая функция полезна, когда необходимо срочно выполнить какие-либо действия независимо от наличия напряжения в электросети).т.д. Существует три схемы построения источника бесперебойного питания: резервная, интерактивная и режим двойного преобразования.

Резервная схема (англ. Off-Line, Standby) – при неполадках переключается к питанию от схемы с помощью простого инвертора. Достоинства: за счёт КПД около 99 % практически бесшумны и имеют минимальное тепловыделение; невысокая стоимость. Недостатки: относительно долгое время (порядка 4...12 мс) переключения на питание от батарей; невозможность корректировать ни напряжение, ни частоту; несинусоидальная форма выходного напряжения при работе от батареи. Чаще всего источники бесперебойного питания, построенные по такой схеме, используются для питания персональных компьютеров или рабочих станций локальных сетей начального уровня.

Интерактивная схема (англ. Line-Interactive) – устройство аналогично предыдущей схеме, но дополнительно на входе присутствует ступенчатый стабилизатор напряжения на основе автотрансформатора, позволяя получить регулируемое выходное напряжение. Достоинства: инверторы выдают напряжение как прямоугольной или трапецеидальной формы, так и синусоидальной формы; время переключения 2...4 мс. Недостатки: в режиме «от сети» не выполняет функцию фильтрации пиков, и обеспечивает только крайне примитивную стабилизацию напряжения. От такого источника бесперебойного питания можно питать только приборы, нетребовательные к качеству питания.

Режим двойного преобразования (англ. online, double-conversion, онлайн) – используется для питания оборудования, предъявляющего повышенные требования к качеству сетевого электропитания, например, высокопроизводительных рабочих станций локальных вычислительных сетей. Принцип работы состоит в двойном преобразовании рода тока. Сначала входной переменный ток преобразуется в постоянный, затем обратно в переменный ток с помощью обратного преобразователя (инвертора). Достоинства: отсутствие времени переключения на питание от батарей; синусоидальная форма выходного напряжения, то есть возможность питать любую нагрузку, в том числе отопительные системы; возможность корректировать и напряжение, и частоту (более того, такой прибор одновременно является и самым лучшим из возможных стабилизаторов напряжения). Недостатки: повышенная шумность и тепловыделение; высокая стоимость.

В настоящее время для повышения эффективности применяется комбинированная схема, суть функционирования которой заключается в следующем. Выделяется диапазон входного напряжения, как правило, $\pm 6... 10\%$ в котором источник бесперебойного питания работает в так называемом экономичном режиме (переходит на статический байпас), а при выходе входного напряжения из этого диапазона ИБП в течение 2...4 мс переходит в режим online. Все потери электроэнергии в этом режиме сводятся к потерям в проводниках и тиристорах статического байпаса. КПД при этом приближается к 98%.

Литература

1. Источник бесперебойного питания [Электронный ресурс]. - 2017. -Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Источник_бесперебойного_питания -Дата доступа: 14.04.2017.
2. Источники бесперебойного питания (ИБП) [Электронный ресурс]. - 2017. -Режим доступа <http://www.powerinfo.ru/power-supply.php> -Дата доступа: 14.04.2017.

УДК 621.3

НЕОБЫЧНЫЕ СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Иванова О.А., Болбас И.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Пекарчик О.А.

Существует много способов получения электроэнергии, среди которых есть следующие достаточно необычные.

1. Получение электроэнергии из отходов шоколадной фабрики

Британский микробиолог Линн Маккасски (Lynne Mackaskie) из университета Бирмингема (University of Birmingham) вырабатывала энергию из отходов шоколадной фабрики за счет бактерий. Она скормливала бактериям раствор нуги и карамели из фабричных отходов. Бактерии расщепляли сахар и производили водород. Водород направлялся в топливный элемент, который вырабатывал достаточно электроэнергии для небольшого вентилятора.

Также Маккасски продемонстрировала другую замечательную работу бактерий. Их поместили в раствор отходов с линии по переработке старых автомобильных нейтрализаторов. Тот же фермент гидрогеназа, что участвовал в выработке водорода, здесь вступал в реакцию с веществами в растворе и, в конечном счете, помогал микробам вывести из него растворенный палладий, который закреплялся на поверхности бактерий.

2. Производство электроэнергии за счет использования сточных вод

Исследователи из университета Пенсильвании (Pennsylvania State University) создали прототип унитаза-электростанции, который вырабатывает электричество за счёт разложения органических отходов.

Здесь в дело пущены бактерии, которые имеются в обычных сточных водах. Эти бактерии поедают органику и выделяют углекислый газ, при этом в процессе химических реакций происходит переход электронов между атомами. Учёные сумели вмешаться в этот процесс и заставить бежать эти электроны в обход — по внешней цепи.

Для этого авторы агрегата применили пластмассовую трубу, диаметром 6,5 см и длиной 15 см, в которой разместили восемь периферийных стержней-электродов из графита и один центральный электрод, выполненный из пластика, графита и платины. Когда через эту трубку прокачивали нечистоты, в цепи между центральным и периферийными стержнями идёт ток. Однако мощность составляет всего несколько милливатт. Но Брюс Логан (Bruce Logan), который является одним из авторов этого проекта, говорит, что команда работает над повышением мощности.

Возможно, унитазы-электростанции смогут питать одну-две лампочки и тем самым сэкономят энергию. К тому же, широкое внедрение новинки способствовало бы дополнительной очистке сточных вод.

3. Получение электроэнергии из энергии солнца и звезд

Российские ученые-ядерщики создали батарею, которая может трансформировать в электричество не только солнечную энергию, но и энергию звезд.

"Это уникальная батарея может работать 24 часа в сутки", – рассказал директор центра Валентин Самойлов. По его словам, «ученым удалось создать новое вещество — гетерозлектрик, благодаря которому батарея может работать на Земле на энергии солнца и звезд, независимо от погодных условий». Разработка уже доказала свою высокую эффективность как в темное, так и в облачное время суток, отметил ученый, передает ИТАР-ТАСС.

По словам Самойлова данная батарея в несколько раз эффективнее обычной солнечной. «Эффективность преобразования света в электрический ток у демонстрационного образца в видимой области — более чем в 2 раза выше, а в инфракрасной области — в 1,5 раза», — подчеркнул он. Самойлов отметил, что «себестоимость гетерозлектрического фотоэлемента ниже, чем у фотоэлемента обычной солнечной батареи».

4. Получение электроэнергии из воздуха

Hitachi разработала новую технологию получения электроэнергии, используя вибрации, естественно возникающие в воздухе, с амплитудой в несколько микрометров. Однако на данный момент технология обеспечивает довольно низкое напряжение, но ее привлекательность заключается в том, что генераторы могут работать в любом месте и при любых условиях, в отличие от тех же солнечных батарей.

Технология основывается на теории, что электричество может вырабатываться, при вибрации изменяется расстояние между электродом, закрепленном на плоской пружине, и неподвижным электродом.

Для подтверждения своей теории разработчики создали устройство размером 2,5×7 см, вырабатывающее ток мощностью 0,12 микроватт при возникновении колебаний в несколько микрометров, которые можно обнаружить даже в почти неподвижном воздухе здания. Такой мощности вполне достаточно для работы температурного или светового датчика раз в час, либо отправки данных, замеренных датчиком, в другое место.

По мнению разработчиков, технологию можно использовать, например, в датчиках для определения усталости здания или износа деталей механизмов. В Hitachi планируют расширить круг приложений своего открытия, уменьшив размеры прибора до 1x1 см и увеличив мощность вырабатываемого тока.

5. Получение электроэнергии из проточной воды

Канадские ученые изобрели новое устройство, которое называется электрокинетическая батарея. Экспериментальный прибор был создан в Университете Альберта в Канаде. Электрокинетическая батарея на самом деле является довольно примитивным устройством. Она представляет собой небольшой стеклянный сосуд, который пронизывают сотни тысяч микроскопических каналов. Благодаря феномену электрического поля, которое создается двухслойной средой, сосуд работает как обычная нагревательная батарея. Вода в нем, протекая по каналам, образует положительный заряд на одном конце сосуда и отрицательный - на другом. В результате вырабатывается энергия.

В силу своих небольших размеров прибор вырабатывает небольшое количество энергии, но глава группы ученых Ларри Костюк полагает, что создать мощную машину труда не составит. Нужно будет всего лишь оснастить прибор большим фильтром.

Увеличенные копии таких батарей можно поставить где-нибудь на быстрых реках. Может быть, в будущем обычные электрические батарейки типа А-4 можно будет заменить крошечными копиями устройства, в которых будет использоваться вода под давлением.

6. Океанская подводная электростанция

Уже который год в промышленном дизайне востребованной остается концепция «биомимикрии», то есть заимствования различных технологических решений у природы. Таким подходом воспользовалась австралийская компания BioPower Systems, разрабатывая проект океанской подводной электростанции BioWave, которая вырабатывает электроэнергию за счет создаваемых подводными течениями колебаний специальных «стеблей». Похожим образом колеблются и водоросли, правда, не вырабатывая при этом электричество.

Внешне электростанция действительно выглядит как водоросль с тремя большими гибкими листьями. Если течение оказывается слишком сильным и угрожающим целостности конструкции, листья пригибаются ко дну, где поток более медленный. Прототип электростанции уже проходит испытания у берегов Тасмании и при этом успешно вырабатывает 250 кВт энергии. Согласно планам разработчиков, в скором времени такие электростанции будут обеспечивать энергией близлежащие острова Флиндерс и Кинг, а позже – весь австралийский штат Виктория включая столицу Мельбурн.

7. Получение электроэнергии из краски

В ходе исследований, длившихся три года, компания Industrial Nanotech создала особый вид термоизолирующего покрытия, способный вырабатывать электроэнергию за счет разницы температур между стеной дома и окружающей средой.

Руководитель компании Industrial Nanotech Стюарт Бёрчилль утверждает, что полезный эффект от новой краски очень велик. Поскольку разница температур есть всегда, то и источник энергии будет постоянным. Ее использование приносит не только экономические выгоды, но уменьшает выброс углекислого газа в атмосферу.

Принципиальное отличие нового альтернативного источника энергии от других в том, что только эта энергия является постоянной и универсальной. Перспектива у разработки Industrial Nanotech определена, но только в том случае, если стоимость материала не будет излишне завышена. Никакой информации о новом материале компания не дает. Скорее всего подробности появятся после регистрации патентов. Судя по названию самой компании, без нанотехнологий в новинке не обошлось.

8. Получение электроэнергии от вибрации при ходьбе пешеходов

В буквальном смысле пульс города хотят использовать в качестве возобновимого источника электроэнергии лондонские архитекторы из фирмы Facility Architects. Вибрации от проезжающих грузовиков, проходящих поездов и даже пешеходов планируется преобразовывать в энергию для уличного и не только освещения.

"В часы-пик через вокзал Виктория за 60 минут проходит 34 тысячи человек. Не нужно быть математическим гением, чтобы понять – если удастся использовать эту энергию, то может фактически получиться очень полезный источник энергии, которая в настоящее время расходуется впустую", – объясняет директор архитектурной фирмы Клэр Прайс (Claire Price).

Стимул для старта проекта Pacesetters ("Лидеры", "Задающие тон, тенденцию, направление развития") появился на одной из церемоний раздачи призов, когда некий член жюри сказал Прайс, что ему "нравится идея о сборе энергии от вибраций, но затея никогда не будет работать".

"Для нас это было всё равно, что красная тряпка для быка", – вспоминает глава Facility Architects. И уже через несколько месяцев компания получила ряд предложений, так же, как финансовую и техническую поддержку от нескольких организаций.

"Моей первой реакцией, когда я увидел проект, было "Ничего себе! Боже мой, это фантастика!", хотя, как инженер я, конечно, понял, что, да, это действительно может работать", – говорит Тони Бэйтс (Tony Bates), менеджер фирмы Scott Wilson, которая вместе с Facility Architects в настоящее время воплощает идею в реальности.

Два "собирающих вибрации" опытных образца должны быть готовы к декабрю. Первым делом новую технологию внедрят в лестницу: "впитывать" энергию шагов она будет посредством гидравлических или пьезоэлектрических элементов.

Авторы проекта полагают, что эта система сможет получать от каждого прошедшего человека 3-4 Вт, примерно половину от тех 6-8 Вт, которые каждый человек, якобы, тратит, при ходьбе по ступенькам. К началу следующего лета лестницы с генерирующими ток элементами будут установлены в реальном здании, для испытаний и анализа.

9. Получение электроэнергии путем использования турникетов-генераторов

Практики-японцы еще более усовершенствовали предыдущий способ получения электроэнергии и предложили использовать для этой цели турникеты в метро.

На одном из вокзалов Токио пассажиры, проходя через турникеты, вырабатывают электроэнергию. "Японская восточная железнодорожная компания" (East Japan Railway Company) решила необычным способом обеспечить вокзал экологически чистым дополнительным источником электроэнергии и запустила экспериментальную систему, позволяющую производить электричество при прохождении пассажиров через турникет.

Как сообщает Membrana.ru, в пол под турникетами вокзала встроены пьезоэлементы, которые вырабатывают электричество от давления и вибрации, когда люди наступают на них. В случае если эксперимент с турникетами-генераторами сочтут удачным, у Японии появится новый выгодный источник электричества, ведь железные дороги являются основными транспортными артериями страны, и миллионы японцев и туристов ежедневно проходят через турникеты вокзалов.

10. Производство электроэнергии с помощью живых деревьев

Компания MagCap Engineering из Массачусетса соединила усилия с изобретателем Гордоном Уодлом (Gordon W. Wadle) из Иллинойса, чтобы реализовать весьма экстравагантный проект. Они верят, что через несколько лет мы будем протягивать провода от своих домов к ближайшим деревьям в парках и лесах, чтобы погреть воду в электрочайнике или зарядить сотовый телефон.

Американские инженеры уверены, что скоро деревья "научатся" круглосуточно давать нам небольшое количество энергии, которая будет накапливаться в аккумуляторах и расходоваться по мере надобности.

Основа изобретения Гордона Уодла (именно с его работы всё и началось) – металлический прут, воткнутый в дерево, который погружён на некоторую глубину в грунт, и схема, которая фильтрует ток и повышает выходное напряжение, достаточно, чтобы зарядить батарею. В текущей экспериментальной конфигурации система производит достаточно энергии, чтобы питать маленький светодиод.

Лагадинос считает, что любой может воспроизвести простой опыт: "Воткните алюминиевый стержень через кору в ствол живого дерева; сделайте медную трубку и погрузите её на 17 сантиметров в грунт. Возьмите вольтметр и убедитесь, что между стержнем в стволе и зарытой трубкой есть потенциал – 0,8-1,2 вольта постоянного тока". "Думайте об окружающей среде как о батарее, – говорит Лагадинос, – с деревом в качестве положительного полюса и прутка в грунте – в качестве отрицательного". В проведенных опытах не наблюдалось ни расходования материала электродов, ни зависимости напряжения от высоты дерева (что подтверждало бы версию о детекторе волн). И это не фотосинтез. Зимой, когда листья сброшены, напряжение даже чуть выше, говорят создатели прибора.

И никакого ущерба для дерева, мол, тоже нет. Можно тысячи и тысячи живых деревьев в парках обвить проводами и питать от них ближайшие дома. А ещё — лампочки в дорожных знаках или, например, научные приборы в глухих уголках планеты.

Кроме этого Лагадинос придумал, как преобразовывать этот естественный источник энергии в годный к употреблению постоянный ток.

MagCap испытала две опытные схемы: в одной три конденсатора соединены параллельно. Когда они заряжаются от дерева до 0,7 вольт, схема переключает их на последовательное соединение, повышая, таким образом, напряжение до 2,1 вольта, от которого некоторое время прекрасно работает светодиод. Второй вариант прибора включает некий фильтр-стабилизатор напряжения, так что становится возможным заряжать небольшую никель-кадмиевую батарейку.

Уодл оптимистично заявляет: "В то время как проект находится в младенчестве, он имеет потенциал, чтобы обеспечить неограниченную поставку экологически чистой энергии, не полагаясь на ископаемое топливо". Уодл "скромно" уподобляет это изобретение самому открытию электричества. "Есть огромный, неистощимый источник энергии буквально вокруг нас", – говорит он о деревьях.

Разработчики устройства сейчас заняты патентованием и поиском инвесторов, которые помогли бы довести изобретение до состояния, пригодного к практическому массовому применению.

Они утверждают, что в течение года смогут усовершенствовать технику съёма электричества с дерева, доведя напряжение до 12 вольт при силе тока 1 ампер. Стало быть, нам предлагают 12 ватт с дерева. Не так уж мало, учитывая круглосуточную работу и возможность накапливать эту энергию в батареях.

И всё же, если всё это не обман, откуда напряжение? Гальваника? Атмосферное и земное электричество, ежедневно накапливающееся примерно таким вот образом, а особенно интенсивно – в условиях грозы, когда и бьёт разряд? Гипотезы примем с благодарностью.

Литература

1. Хостинг презентаций [Электронный ресурс] / Презентация на тему производство электроэнергии – Режим доступа: <http://ppt4web.ru>. – Дата доступа: 16.04.2017.

2. Все об электричестве [Электронный ресурс] / 10 самых необычных способов получения электроэнергии – Режим доступа: <http://trigada.ucoz.com> – Дата доступа: 16.04.2017.
3. Комсомольская правда [Электронный ресурс] / Самые необычные способы добыть электричество – Режим доступа: <http://www.kp.by>. – Дата доступа: 16.04.2017.

УДК 621.396:621.51(088.8)

СПОСОБЫ ПОДАВЛЕНИЯ ПОМЕХ В ЛИНЕЙНЫХ УСТРОЙСТВАХ

Лабановская С.П., Курневич В.И.

Научный руководитель – старший преподаватель Михальцевич Г.А.

Импульсная помеха – краткое по времени значительное повышение амплитуды напряжения питания или входного сигнала. Наиболее оптимальной защитой от импульсных помех по цепи питания на сегодняшний день является использование сетевого фильтра. При возникновении в сети опасного импульса, его энергия задерживается сетевым фильтром и не доходит до аппаратуры.

Импульсная помеха, прежде всего, может привести к выходу из строя микросхем, которые содержатся в электронных устройствах – компьютерах, промышленной аппаратуре и бытовой технике.

Борьба с импульсными помехами в цепи сигнала

Борьба с импульсными помехами может быть направлена либо на понижение вероятности попадания помехи, с уровнем больше некоторого порогового значения, на вход решающей схемы, либо на уменьшение появления вероятности уровней ошибки. В свою очередь, вероятность попадания помехи на вход решающей схемы можно уменьшить, воздействуя на источники помех либо на структуру приемного устройства. Поэтому все действия по борьбе с помехами подразделяются на три группы:

- 1) борьба с помехами на месте их возникновения;
- 2) защита от попадания помех на вход решающей схемы;
- 3) одновременная защита от импульсных помех.

Борьба с помехами на месте их возникновения

Все источники помех можно подразделить на контролируемые, находящиеся в пределах рассматриваемой системы, и неконтролируемые, находящиеся вне системы, которые не поддаются непосредственно воздействию или регулированию.

Для уменьшения уровней импульсных помех во всех развитых странах мира разработаны законодательные акты, регламентирующие допустимый уровень и частотный диапазон электромагнитных излучений. Для уменьшения уровней импульсных помех до международных или государственных норм и, следовательно, для уменьшения вероятности попадания помехи в устройство предусматриваются:

- 1) уменьшение уровня и ширины спектра побочных излучений передающих устройств, при строгой регламентации допустимой ширины полезной части спектра сигнала, а также ограничение излучаемой мощности;
- 2) экранировка излучающих блоков аппаратуры связи, постановка схем-ограничителей на различных энергетических устройствах промышленной, научной, медицинской или бытовой аппаратуры;
- 3) целесообразное размещение электрических систем, в частности средств связи, на местности, при одновременной регламентации работы системы по времени;
- 4) оптимальное распределение и назначение частот всем видам радиотехнических систем, обеспечивающих минимально возможные взаимные помехи.

Защита от попадания импульсных по спектру помех на вход решающей схемы

Методы компенсации импульсных помех, несмотря на все их многообразие, основаны на широком спектре помехи, что позволяет построить дополнительный компенсационный тракт (рис. 1), расстроенный относительно частоты сигнала.

Сигнал проходит только через основной тракт, тогда как импульсная помеха создает напряжение на выходах обоих трактов. С помощью преобразователей частоты и фазовращателей помеха в компенсационном тракте преобразуется так, чтобы она совпала с помехой в основном тракте, что позволяет произвести компенсацию в схеме вычитания (рис 1).

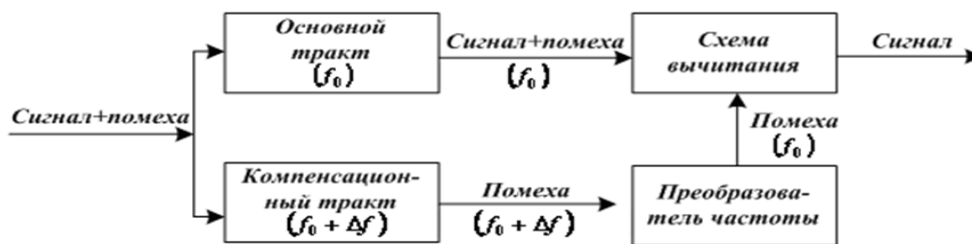


Рисунок 1. Обобщённая структурная схема компенсатора импульсных помех

Наиболее широко применяются методы защиты от импульсных помех, основанные на амплитудном ограничении. Поясним сущность этих методов, полагая вначале, что импульсная помеха состоит из идеальных дельта функций. Предположим, что на входе приемника включен двусторонний амплитудный ограничитель, характеристика которого показана на рис. 2а.

Но если входное напряжение превысит, то выходное напряжение окажется ограниченным и не будет по абсолютной величине превосходить (рис. 2б). Если уровень ограничения выбран выше максимального напряжения, создаваемого сигналом, флукуационными и сосредоточенными помехами, то в отсутствие импульсной помехи тракт приемника будет линейным. При появлении импульсной помехи она окажется ограниченной по уровню. Поскольку ее длительность мала, то мала или равна ее «площадь» и спектральная плотность энергии. Такая ограниченная импульсная помеха вызовет незначительную реакцию в фильтрах решающей схемы и, следовательно, не будет создавать ошибок.

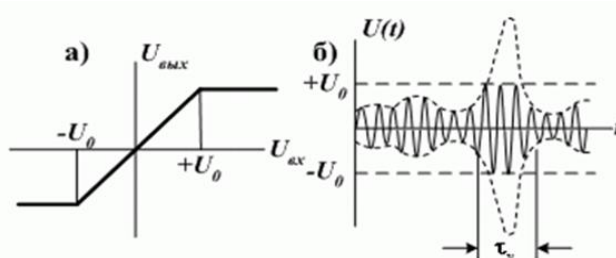


Рисунок 2. Характеристика ограничителя «а») и сигнал на его входе «б)»

Подавление по спектру помех требует строгой линейности тракта приемника вплоть до фильтра, выделяющего спектр сигнала. Ограничитель же представляет собой принципиально нелинейное устройство, и если на его вход поступят сосредоточенные по спектру помехи, то возникающие комбинационные частоты с большой вероятностью могут попасть в полосу частот, занимаемую сигналом.

Более «терпимыми» к сосредоточенным помехам являются методы защиты от импульсных помех, основанные на запираии приемника на время действия импульсной помехи. Такая схема работает в линейном режиме, пока нет импульсных помех. При возникновении импульса срабатывает устройство мгновенной автоматической регулировки усиления (МАРУ), снижающей усиление приемника практически до нуля, т.е. до его полного запираия (рис. 3).

Чтобы время запираия приемника было достаточно малым и не охватывало значительную часть элемента сигнала, необходимо устройство МАРУ располагать в широкополосной части тракта, где длительность импульсов помехи существенно меньше.

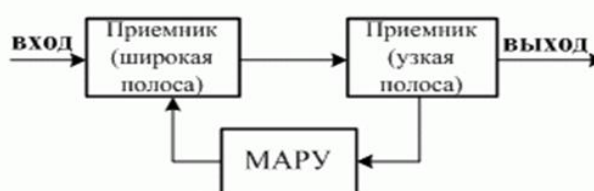


Рисунок 3. Схема с запираием приёмника на время действия импульсной помехи.

Защита от импульсных помех

Для подавления импульсных помех с сохранением удовлетворительной избирательности относительно узкополосных помех часто применяется способ, получивший название ШОУ (широкая полоса – ограничитель – узкая полоса). Его сущность заключается в том, что для подавления импульсной помехи используется амплитудный ограничитель, который включается между двумя фильтрами (рис. 4). Первый из этих фильтров, называемый широкополосным, обеспечивает отсеивание сосредоточенных помех, расположенных на оси частот достаточно далеко от спектра сигнала, но имеет полосу пропускания более широкую, чем полоса частот, занимаемая сигналом.

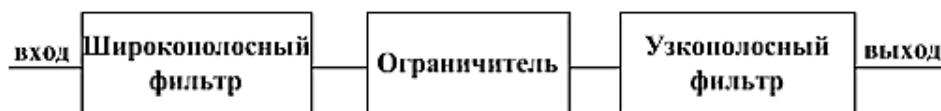


Рисунок 4. Схема с использованием амплитудного ограничителя между двумя фильтрами

Заметим, что мощная помеха, прошедшая через широкополосный фильтр, может при прохождении через ограничитель «подавить» сигнал, т.е. сильно уменьшить его мощность. Несмотря на то, что последующий узкополосный фильтр и отсеет эту помеху, мощность сигнала может оказаться недостаточной для нормальной работы решающей схемы. Поэтому в схеме ШОУ всегда предусматривается большой запас усиления после узкополосного фильтра.

Для пояснения физического процесса подавления импульсной помехи в схеме ШОУ на рис. 5 показаны изменения огибающей импульса. На выходе широкополосного фильтра импульс имеет большую амплитуду, но относительно малую длительность. Ограничитель «срезает» амплитуду импульса и делает ее равной амплитуде сигнала, но не изменяет его длительности.

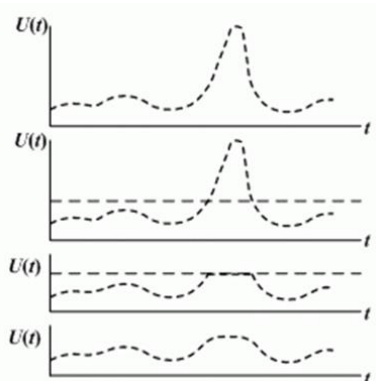


Рисунок 5. Изменение огибающей импульса в схеме ШОУ

Более эффективными путями одновременной защиты от сосредоточенных и импульсных помех, являются комбинированные методы разнесенного приема, например, разнесенный прием, одновременно по времени и по частоте. Из ветвей частотного разнесения выбирается та, в которой меньше интенсивность сосредоточенных помех, а из ветвей разнесения по времени – такая в которой отсутствует импульсная помеха. Если число ветвей достаточно велико, то с большой вероятностью найдется одна ветвь, не пораженная помехой.

Литература

1. Теплов, Н.Л. Помехоустойчивость систем передачи дискретной информации / Н.Л. Теплов. – Минск: Связь, 1964. – 359 с.
2. Комарович, В.Ф. О разнесенном приеме в условиях случайных радиопомех / В.Ф. Комарович, Е. В. Лебединский – Москва: Электросвязь, 1969. – 354 с.
3. Ярославский, Л.П. Цифровая обработка сигналов в оптике и голографии / Л.П. Ярославский – Москва: Радио и связь, 1987. – 296 с.

УДК 621.3

ИНТЕРЕСНОЕ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСТВЕ

Кобыляк В.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Новикова Л.И.

Сегодня мы уже не можем представить себе жизнь без электрической энергии – наши дома подключены к электросети, мы являемся обладателями целого ряда электроприборов: начиная от традиционных холодильников с телевизорами, и заканчивая сверхсовременными ноутбуками и телефонами. Но часто бывает так, что зная где, когда и как применить электричество, мы практически ничего не знаем не то, что об истории его открытия, но и даже о самой его природе.

Целью этой работы было расширить кругозор, предлагая вниманию некоторые интересные факты об электрической энергии.

Но для начала стоит познакомиться с тем, что же такое электричество.

Электричество — это движущийся в определенном направлении поток частиц. Они обладают неким зарядом. По-другому, электричество — это энергия, которая получается при движении, а также освещение, появляющееся после получения энергии. Термин ввел ученый Уильям Гилберт в 1600 году. При проведении опытов с янтарем еще древнегреческий Фалес обнаружил, что минералом приобретался заряд. «Янтарь» в переводе с греческого означает «электрон». Отсюда пошло и название.

1 Электричество существует благодаря частицам, имеющим электрические заряды. Заряды есть во всяком веществе — ведь атомные ядра имеют положительный заряд, а вокруг них обращаются отрицательно заряженные электроны. Обычно атом электрически нейтрален, но когда он отдает свои электроны другим атомам, он обретает положительный заряд, а атом, получивший дополнительные электроны, заряжен отрицательно. Трением можно сообщить некоторым предметам электрический заряд, называемый статическим электричеством. Если потереть воздушный шар о шерстяной джемпер, часть электронов перейдет с джемпера на шар, и тот приобретет положительный заряд. Джемпер теперь заряжен положительно, и шарик прилипает к нему, так как противоположные заряды притягиваются друг к другу. Между заряженными телами действуют электрические силы, и тела с противоположными (положительными и отрицательными) зарядами притягивают друг друга. Предметы с одинаковыми зарядами, напротив, отталкиваются. В генераторе Ван-де-Граафа при трении резиновой ленты о валик возникает значительный статический заряд. Если человек дотронется до купола, его волосы встанут дыбом.

2 В некоторых веществах, например, в металлах, электроны могут свободно передвигаться. Когда что-то приводит их в движение, возникает поток электрических зарядов, называемый током. Проводники — это вещества, способные проводить, электрический ток. Если вещество не проводит ток, его называют изолятором. Дерево и пластмасса — изоляторы. В целях изоляции электрический выключатель помещают в пластмассовый корпус. Провода, как правило, делают из меди и покрывают пластиком для изоляции.

3 Впервые статическое электричество обнаружили древние греки более 2000 лет назад. Сейчас статическое электричество используется для получения фотокопий, факсов, распечаток на лазерных принтерах. Отраженный зеркалом лазерный луч создает на барабане лазерного принтера точечные статические заряды. Тонер притягивается к этим точкам и прижимается к бумаге.

Для достижения поставленной цели использовался метод анализа литературы, список которой представлен ниже. Мы изучили нужные тематические литературные источники и определили самые интересные факты об электричестве, истории его влияния на жизнь человека, природу электричества и способы его использования животными.

4 Электрический ток — это поток заряженных частиц, перемещающихся из области высокого электрического потенциала в область низкого потенциала. Частицы приводит в

движение разность потенциалов, которая измеряется в вольтах. Для протекания тока между двумя точками необходима непрерывная «дорога» — цепь. Между двумя полюсами батарейки существует разность потенциалов. Если соединить их в цепь, возникнет ток. Сила тока зависит от разности потенциалов и сопротивления элементов цепи. Все вещества, даже проводники, оказывают току некоторое сопротивление и ослабляют его. Единица силы тока названа ампером (А) в честь французского ученого Андре-Мари Ампера (1775 — 1836).

5 Для разных устройств нужен ток разной силы. Электроприборы, например, лампочки, превращают электрическую энергию тока в другие формы энергии, в тепло и свет. Эти устройства могут быть включены в цепь двумя способами: последовательно и параллельно. В последовательной цепи ток проходит по всем компонентам по очереди. Если один из компонентов перегорает, цепь размыкается и ток пропадает. В параллельной цепи ток идет по нескольким путям. Если один компонент цепи выходит из строя, по другой ветви ток идет по-прежнему.

Алессандро Вольта (1745-1827) создал первую в мире батарею из стопки картонных дисков, пропитанных кислотой, и пропитанных кислотой, и проложенных между ними цинковых и медных дисков. В его честь единица напряжения названа вольт.

Напряжение в электросети в одних странах составляет 240 В, в других 110 В. Это высокое напряжение, и удар током может быть смертельным. Параллельные цепи подводят электричество в различные части дома. Все электронные приборы снабжены предохранителями. Внутри них находятся очень тонкие проволочки, которые плавятся и разрывают цепь, если сила тока чересчур велика. Каждая параллельная цепь обычно имеет три провода: под напряжением и заземляющий. По первым двум идет ток, а заземляющий провод нужен для безопасности. Он отведет электрический ток в землю в случае пробоя изоляции. Когда вилку включают в розетку, разъёмы соединяются с проводом под напряжением и нейтральным проводом, замыкая цепь. В некоторых странах используют вилки с двумя разъёмами, без заземления.

6 Как известно, электрический ток невидим, неслышен и без запаха. Однако при всей своей незаметности электричество заставляет работать электроприборы, которые освещают и обогревают дома. Но эта энергия с легкостью из созидательной может перейти в разряд разрушительной и даже смертельной.

7 В чем же опасность контакта тока с человеком?

Всем известно золотое правило электриков — прикасаться к оголенным проводникам тыльной стороной ладони, чтобы мышцы руки, получив удар электричеством, сжали кисть в кулак, тем самым оттолкнув руку от контакта. В обратном же случае ладонь плотно обхватит проводник, и разжать ее будет невозможно. Человек окажется под непрерывным воздействием тока, что очень опасно. При особенно сильном влиянии тока возможны вывихи, разрывы связок и даже переломы костей, вызванные мощными мышечными сокращениями.

Литература

1. <http://www.datacube.tv/2014/11/nauchnue-factu-ob-electrichestve.html>
2. http://elektrikdom.com/publ/interesnye_fakty_iz_mira_ehlektrichestva/1-1-0-29
3. <http://www.electra.com.ua/istochniki-elektroenergii/295-interesnoe-ob-elektrichestve-cto-kak-i-pochemu.html>
4. <http://smitnews.ru/2014/07/01/interesnye-fakty-ob-elektrichestve/>
5. <http://sitefaktov.ru/index.php/home/3358-interesnye-f>
6. <http://www.polnaja-jenciklopedija.ru/nauka-i-tehnika/jelektrichestvo.html>

УДК 621.3

ПРОБЛЕМА ХРАНЕНИЯ ЭНЕРГИИ И СПОСОБЫ ЕЁ РЕШЕНИЯ

Алексеева И.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Пекарчик О.А.

Уже много лет учёные не могут решить проблему хранения энергии и использовании её по необходимости. По этой причине медленно развивается использование альтернативных источников энергии, т.к. мы до сих пор не можем регулировать подачу энергии, например, от солнечных батарей или ветряных станций не зависимо от времени суток или погодных условий. Учёные из разных стран предложили свои решения проблем, но каждое из этих решений имеет свои недостатки.

Метановый проект. Немецкие учёные разработали технологию, в которой излишки энергии, полученные от альтернативных источников, преобразуются в метан. Этот газ можно хранить сколь угодно долго и использовать при по мере необходимости. Разработчики предлагают такую работу системы: система использует генерируемые излишки энергии для электрической диссоциации воды на водород и кислород, водород, соединяясь с подаваемым в систему углекислым газом, образует метан, который уже можно хранить неопределённое время.

Большинство способов хранения энергии предусматривает создание дополнительной инфраструктуры, в отличие от метанового проекта, т.к. во многих странах уже существует такая инфраструктура – распределённая система газовых хранилищ большой ёмкости.

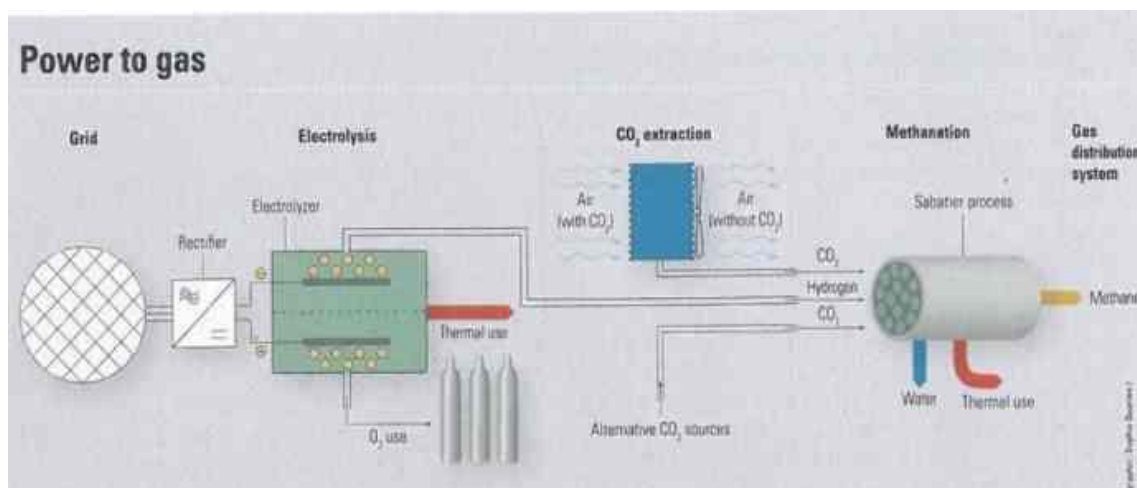


Рисунок 1. Система метановых хранилищ

Гидроаккумуляторы. ГАЭС по внешнему виду бывают различными. Некоторые практически невозможно отличить от обычной ГЭС, а некоторые имеют накопительный резервуар. Но у ГАЭС есть огромный недостаток: необходимы большие площади для его установки, а также масштабные и очень затратные строительные работы.

Суть работы ГАЭС: использует комплекс электрических генераторов и насосов. Во время минимума энергопотребления ГАЭС получает из энергосети дешевую электроэнергию и расходует ее на перекачку воды в верхний бьеф, т. е. действует как насос. А во время утреннего и вечернего пиков энергопотребления ГАЭС сбрасывает воду из верхнего бьефа в нижний, вырабатывая при этом дорогую «пиковую» электроэнергию, которую отдает в энергосеть, т.е. действует как электрогенератор. Поскольку в обоих режимах КПД такой станции меньше 100%, понятно, что в итоге ГАЭС потребляет больше электроэнергии, чем вырабатывает, т.е. формально оказывается убыточной. Дело в том, что в крупных энергосистемах заметную долю составляют мощности тепловых и атомных электростанций, которые не могут быстро сократить выработку электроэнергии при падении энергопотребления (делают это с большими потерями). Поэтому стоимость электроэнергии в

период наивысшего потребления в энергосистеме гораздо выше, чем в период ее минимального потребления, и использование ГАЭС оказывается экономически эффективным, повышая как равномерность нагрузки на другие мощности энергосистемы, так и надежность энергоснабжения в целом.

Маховики. Учёные уже не одно десятилетие проводят опыты с маховиками. Профессор Гулиа в 1964г. предложил свою разработку маховика. Этот маховик должен был служить накопителем энергии. Он представлял собой сердечник, с намотанным на него большим количеством слоёв стальной ленты. Сердечник должен быть заключён в кожух, в кожух, в котором создавался вакуум, чтобы минимизировать потери на трение. Такие маховики могли накапливать в себе много энергии на единицу массы (запасаемая энергия определялась скоростью вращения).

Современные супермаховики с намоткой из углеродного волокна имеют удельную энергоёмкость до 130 Вт·ч/кг. Это несколько уступает показателям лучших литий-ионных аккумуляторов, но у накопителей на маховиках есть и свои преимущества: они гораздо дешевле, долговечнее и безопаснее

Американские специалисты разработали набор стационарных супермаховиков, предназначенных для подключения к промышленным энергосетям. Выполнены они из большого числа слоёв сверхпрочных материалов на основе углеродных волокон (выдерживают большие нагрузки). Маховики на магнитных подвесках вращаются в цилиндрических емкостях высотой около 1 м, внутри которых создан вакуум. Масса подобной конструкции может достигать 1 т.

На стальном валу маховика расположен ротор обратной электрической машины – мотора-генератора на постоянных магнитах, который и раскручивает маховик, запасая энергию, или отдает ее, вырабатывая электрический ток, при подключении нагрузки.

Расчетный срок службы такой конструкции 20 лет, диапазон рабочих температур от –40 до +50°С.

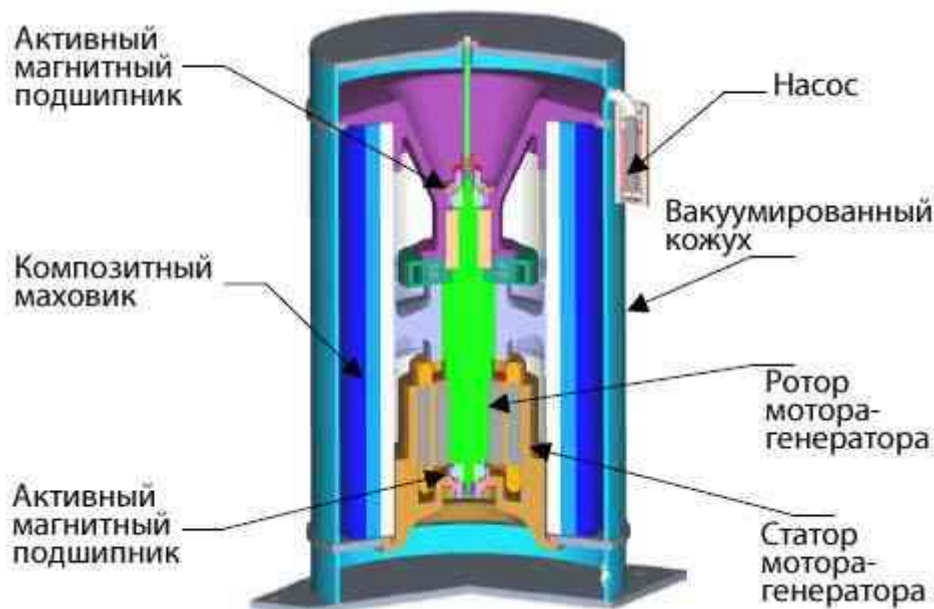


Рисунок 2. Схема стационарного супермаховика

Воздух, как средство хранения энергии. По мнению разработчиков, сжатие воздуха может считаться одним из самых дешевых способов хранения энергии. Например, в ясный день солнечная электростанция будет производить избыток электроэнергии. Его направят на сжатие и закачку воздуха. Когда электричество понадобится, воздух заставят крутить

турбины. Так разработчики предлагают решить проблему, связанную с хранением энергии от альтернативных источников.

Впрочем, пока величина запасаемой таким образом энергии невелика – до 25 кВт·ч при максимальной мощности до 200 кВт

Лопастя. Интересный способ сгладить неравномерность выработки электроэнергии от ВЭУ нашел английский исследователь, заключивший, что ветряки, расположенные в открытом море, не следует оснащать электрогенераторами, т.к. такие мощные устройства, оказываются очень тяжелыми и очень дорогими. Вместо этого он предлагает делать лопасти полыми. Внутри каждой из них должен свободно перемещаться тяжелый поршень. Когда лопасть опускается, поршень сдвигается к ее концу, а когда она поднимается вверх, поршень, наоборот, скользит по направлению к оси, сжимая вошедший через отверстия в корпусе воздух. Сжатый воздух закачивается в специальные пакеты из тонкой и прочной синтетической ткани, плавающие на глубине 500 м.

Эти хранилища, служат своеобразными буферами, гарантирующими равномерную выработку электроэнергии даже при непредсказуемом ветровом режиме. Из подводных баллонов воздух подается по трубам к дополнительным компактным турбинам-генераторам. По оценкам, его запаса должно хватать для поддержания их вращения в течение нескольких дней даже при полном штиле.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что одного действенного и доступного способа хранения электроэнергии так и не найдено. Каждый из предложенных способов имеет как свои достоинства, так и недостатки.

Литература

1. Арутюнян, А. А. Основы энергосбережения / А.А. Арутюнян. - М.: Энергосервис, 2016. - 600 с.
2. Бурман, А.П, В.А.Строева // Основы современной энергетики Издательский дом МЭИ, 2008. – 630 с.
3. Сибикин, Ю. Д. Альтернативные источники: / Ю.Д. Сибикин., – М.: РадиоСофт, 2014. - 248 с.
4. Динамика и прочность водо-водяных энергетических реакторов. - М.: Наука, 2011. - 440с.
5. Линн Фостер / Наука, инновации и возможности – Издательство Техносфера 2008. - 349 с.

УДК 621.382.2 (088.8)

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ТУННЕЛЬНЫХ ДИОДОВ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ

Цвирко Ю.В., Ионкина А.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Михальцевич Г.А.

Туннельный диод – полупроводниковый прибор, в котором используется туннельный механизм переноса носителей заряда через *p-n*-переход при прямом напряжении на нём и на прямой ветви характеристики которого имеется область отрицательного дифференциального сопротивления.

Явление туннельного эффекта в полупроводниках было открыто в 1958 году. Японским ученым Лео Есаки. Туннельный эффект состоит по сути в том, что электроны проходят через потенциальный барьер *p-n*-перехода, не изменяя своей энергии.

Для получения туннельного эффекта используется полупроводниковый материал (*Ge*, *GaAs*) с очень большой концентрацией примесей (до 10^{21} примесных атомов в 1см^3), в то время как для обычных полупроводников $10^{15}/\text{см}^3$. Полупроводники с таким высоким содержанием примесей называются вырожденными. При этом ширина *p-n*-перехода оказывается очень малой (не более 0,01 мкм), что приводит к значительному повышению напряженности электрического поля на переходе (около 10^8 В/м). В этих условиях имеется конечная вероятность того, что электрон, который движется к очень узкому переходу, пройдет сквозь него (как через «туннель») и займет свободное состояние с такой же энергией по другую сторону от барьерного слоя. Туннельный эффект приводит к появлению на прямой ветви ВАХ диода участка с отрицательным дифференциальным сопротивлением.

Основные параметры туннельных диодов:

- пиковый ток I_n – прямой ток в точке максимума ВАХ;
- ток впадины I_b – прямой ток в точке минимума ВАХ;
- отношение токов туннельного диода I_n/I_b ($\approx 3 \dots 6$ для диодов из *Ge* и ≥ 8 – из *GaAs*);
- напряжение пика U_n – прямое напряжение, соответствующее пиковому току;
- напряжение впадины U_b – прямое напряжение, соответствующее току впадины;

Туннельные диоды используются для генерации и усиления электромагнитных колебаний, а также в быстродействующих переключающих и импульсных схемах.

Вольт-амперная характеристика (ВАХ) туннельного диода и его обозначение на схеме показано на рис. 1.

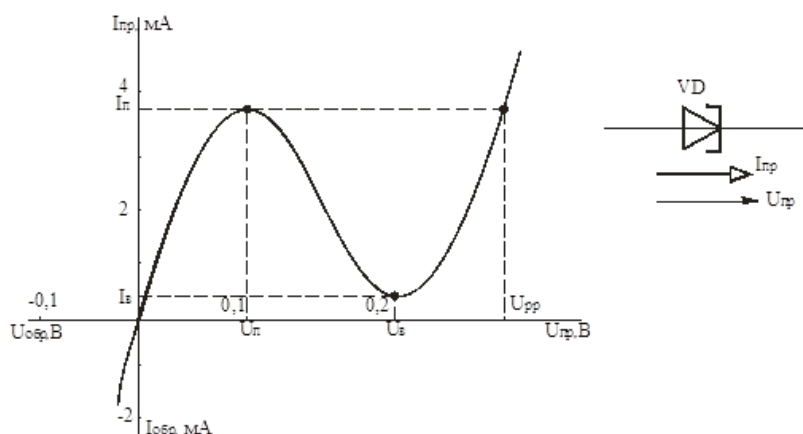


Рисунок 1. ВАХ туннельного диода

Самой уникальной особенностью туннельных диодов является их соотношение напряжение-ток, когда они имеют прямое смещение.

В обычных условиях туннельные диоды работают в области своего отрицательного сопротивления. В данной области незначительное уменьшение напряжения включает этот прибор, а небольшое повышение – выключает его. В качестве такого своеобразного выключателя туннельный диод может использоваться либо как генератор, либо как высокоскоростной выключатель: специфическая особенность прибора, низкое сопротивление, позволяет почти мгновенно изменять внутреннее сопротивление. Туннельные диоды могут также использоваться в качестве усилителей, где изменения в подаваемом напряжении в сторону повышения, вызывают пропорционально более значительные изменения тока в цепи.

Так как на ВАХ туннельного диода имеется участок с отрицательным сопротивлением устойчивым по напряжению, то при подключении к нему параллельного колебательного контура он может генерировать. Современные туннельные диоды могут генерировать на частотах до 1 ГГц и более. По этой причине туннельные диоды могут использоваться в СВЧ-технике.

Из-за небольшой величины участка ВАХ диода с отрицательным сопротивлением мощность, отдаваемая им на любых частотах, составляет доли милливатт.

Основным условием генерации является превышение величины сопротивления потерь контура над величиной отрицательного сопротивления туннельного диода. Учитывая, что параллельное сопротивление потерь в реальных колебательных контурах значительно превышает отрицательное сопротивление туннельного диода, часто используется частичное включение диода в контур. Для питания туннельных диодов следует применять источники с возможно более низким выходным напряжением.

На рис. 2 приведены температурные зависимости прямого тока от напряжения в туннельных диодах, изготовленных из германия и арсенида галлия. Видно, что у диода с более широкозонным материалом $GaAs$, чем Ge , минимум тока наблюдается при больших значениях прямого напряжения.

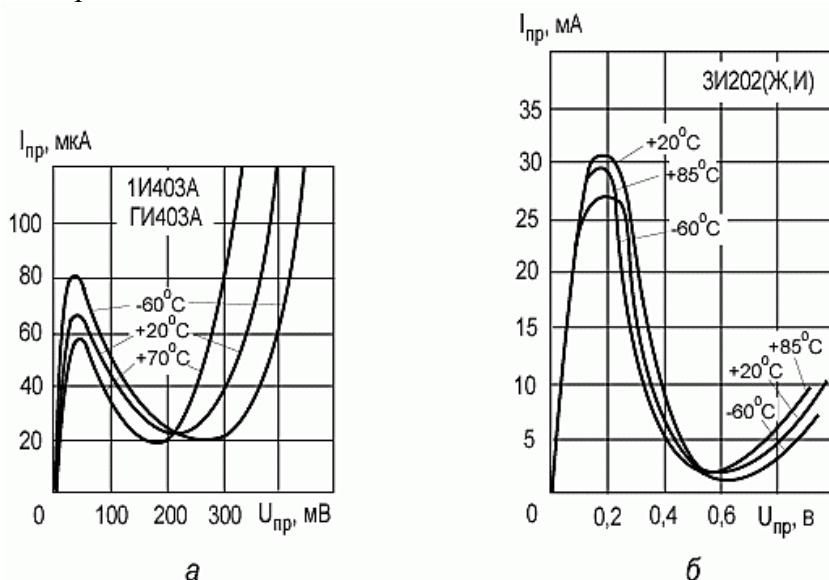


Рисунок 2. Температурные зависимости прямого тока от напряжения в туннельных диодах: а) германиевый диод 1И403; б) арсенидгаллиевый диод 3И202

Генераторные и усилительные устройства на основе туннельных диодах могут быть использованы в радиоприемниках, радиомикрофонах, измерительной аппаратуре и т.п.

Простой передатчик на туннельном диоде, изображенный на рисунке 2 обеспечивает надежный прием в ЧМ диапазоне в радиусе 10-30 м при использовании штыревой антенны и ЧМ приемника средней чувствительности. Сильно увеличивать выходную мощность такого передатчика нельзя, так как он является источником помех. Такой передатчик можно

использовать как переносный радиомикрофон, вызывное или переговорное устройство для малых расстояний (рис. 3).

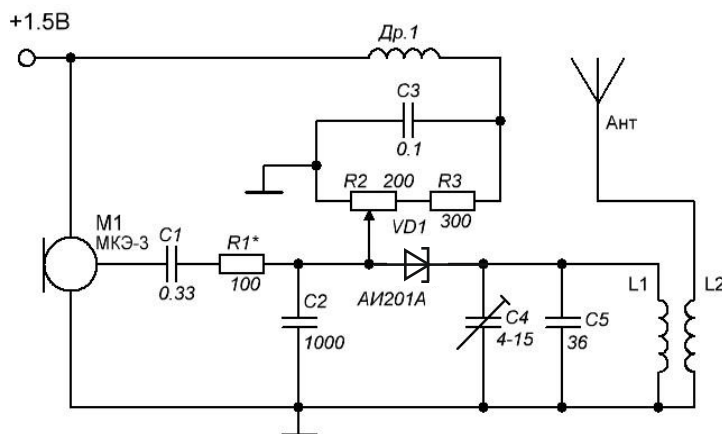


Рисунок 3. Простой передатчик на туннельном диоде

Основу этого устройства составляет схема высокочастотного генератора на туннельном диоде. Генератор сохраняет свою работоспособность при напряжении источника питания от 1 В и выше при соответствующем выборе рабочей точки резистором R_2 . Индуктивность дросселя должна быть 100-200 мкГн. Дроссель может быть заводского изготовления. Катушка колебательного контура L_1 выполнена без каркаса и содержит 7 витков провода ПЭВ 1,0 мм. Диаметр катушки 8 мм, длина намотки 13 мм. Катушка связи L_2 так же, как и L_1 — бескаркасная, намотана проводом ПЭВ 0,35 мм, 3 витка, диаметр катушки 2,5 мм, длина намотки — 4 мм. Катушка L_2 располагается внутри катушки колебательного контура L_1 . Настройка передатчика сводится к установке рабочей точки туннельного диода путем вращения движка подстроечного резистора R_2 до появления устойчивой генерации и подстройке частоты колебаний конденсатором C_4 . Антенной является отрезок монтажного провода длиной примерно в четверть длины волны. Глубину модуляции можно изменять подбором сопротивления резистора R_1 . Сигнал этого передатчика можно принимать на радио приемник в диапазоне частот 88-108 МГц.

В аппаратуре туннельные диоды часто применяются совместно с транзисторами. Схема передатчика с усилителем сигнала от микрофона на биполярном транзисторе изображена на рис. 4.

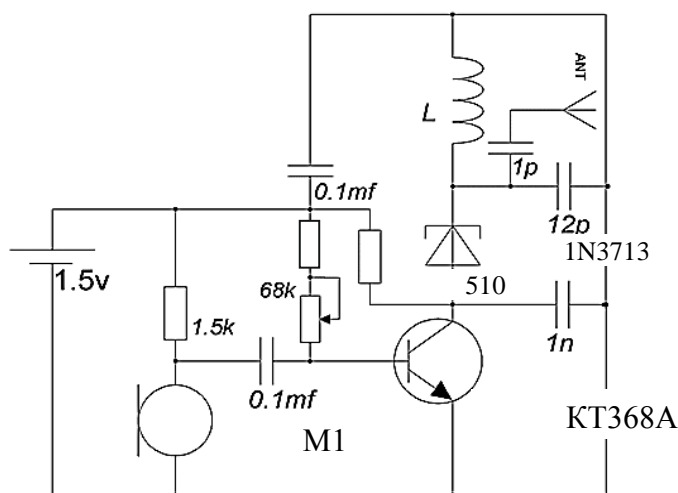


Рисунок 4. Передатчик на туннельном диоде

Контур намотан на пластмассовой оправе с диаметром 5 мм, содержит 7 витков (для FM-диапазона), провод с диаметром 0,8...1 мм.

Дальность работы небольшая, всего 20-30 метров и то при точной настройке. Генератор начинает работать даже тогда, когда напряжение 0,5-0,6 вольт, стандартное напряжение -1,5 вольт, выше подавать не стоит. Ток потребления всего 1,5-2 мА.

Микрофон использован от гарнитуры мобильного телефона.

Рабочая частота – 88-108 МГц

Транзистор с резистором на 510 Ом в коллекторной цепи образует делитель напряжения, ее рабочая точка задается подстроечным резистором 68 кОм, резистор регулируют так, чтобы на коллекторе транзистора напряжение было 0,2-0,6 вольт, таким образом, обеспечивая нормальное напряжение для питания генератора, это второе предназначение транзистора. Антенна – кусок многожильного провода с длиной 20 см, при исключении последнего, дальность действия жучка падает до 5-6 метров.

Туннельный диод типа 1N3713 можно заменить на АИ201А, однако при этом вырастет потребляемый ток устройством до 9-12мА.

Схема генератора низкой частоты, который может использоваться для проверки работоспособности туннельного, диода изображена на рис. 5.

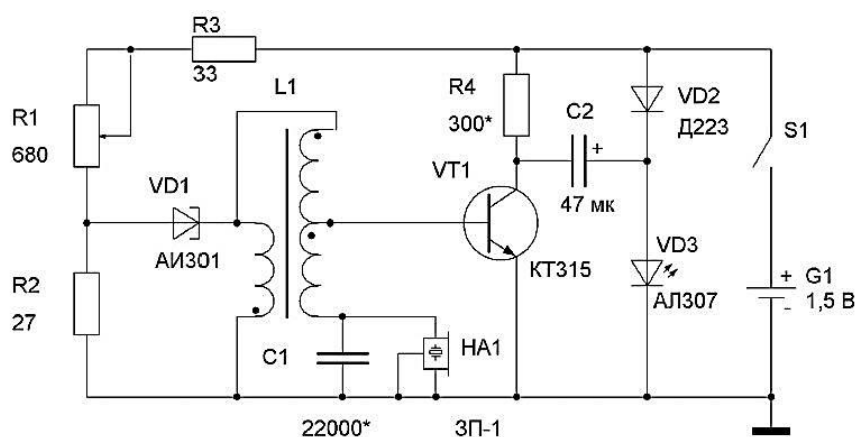


Рисунок 5. Генератор низкой частоты на туннельном диоде

Генератор на туннельном диоде может строиться и с применением кварцевого резонатора, задающего частоту колебаний (рис. 6).

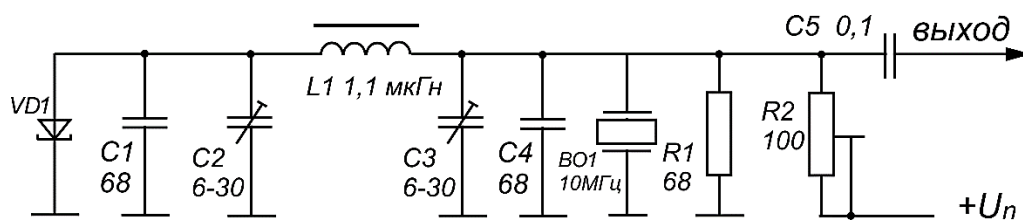


Рисунок 6. Автогенератор на туннельном диоде с кварцевым резонатором

Литература

1. <http://www.club155.ru/diods-tunnel/>
2. https://ru.m.wikipedia.org/wiki/Туннельный_диод
3. <http://asest.com/413-primeneniye-tunnelnykh-diodov>
4. <http://science21.ru/elektronnye-elementy/160-tunnelnye-diody>.

УДК 621.3

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Быкович Е.А

Научный руководитель – старший преподаватель Новикова Л.И.

Без энергии человеческая жизнь невыносима, однако любому человеку приходится сталкиваться с непредвиденными перебоями в подаче электричества или же перепадами напряжения в сети. Такие инциденты не только усложняют комфортное проживание, но и пагубно сказываются на состоянии различных дорогостоящих электроприборов. Выход из столь неприятных ситуаций существует – это альтернативные источники энергии.

Основные виды альтернативных источников энергии: солнечные батареи, ветряки, гибридные электростанции.

Солнечную энергию принято считать наиболее перспективным источником энергии, запас которой не иссякает. Всевозможные альтернативные источники энергии такого типа используются как для электроснабжения, так и теплообеспечения. В качестве устройств, обеспечивающих выработку энергии применяются фотоэлектрические компоненты, которые подходят для обеспечения сравнительно малых потребностей в электричестве и в местах, где нет возможности воспользоваться ветрогенераторами. Но наряду с очевидными достоинствами представлены и некоторые недостатки, например, зависимость интенсивности излучения солнца от сезонного и суточного ритма, что приводит к колебанию производительности, дорогостоящая установка, подверженность к повреждениям и некоторый риск безопасности.

Ветер также выступает одним из перспективнейших источников энергии. В качестве основного элемента ветряных систем используется ветрогенератор, принцип действия которого элементарен. Сила ветра приводит в работу ветряное колесо, вращение которого в свою очередь передается устройству электрического генератора. Ветряки такого типа характеризуется наличием достоинств, среди которых: экологически чистый вид энергии, эргономика и неисчерпаемость запасов.

Особенно интересным решением в плане альтернативных источников энергии и оборудования считаются гибридные электростанции, которые соединяют в себе сразу несколько ресурсов.

Гибридные системы электроснабжения зачастую имеют основной модуль, которым является ветряной генератор. Если того позволяют условия, то установка такого вида двигателя обходится в разы дешевле, нежели солнечных панелей. Придаточным элементом гибридных систем выступают солнечные фотоэлектрические панели, которые приводятся в действие в те моменты, когда наступает длительное отсутствие ветров. Еще одним компонентом системы может стать дизель-генератор, который повысит надежность и позволит максимально обезопасить и оградить себя от непредвиденных погодных условий.

Гибридные ветро-солнечные системы обладают рядом преимуществ:

- независимый и надежный источник электроэнергии;
- низкая стоимость и высокая эффективность работы;
- наиболее безопасная комбинация.

На рис. 1 представлена гибридная ветро-солнечная система.

Обычная гибридная ветро-солнечная система мощностью от 1 и более кВт должна иметь два управляющих контроллера – один для фотоэлектрических модулей ФЭ, другой для ветрогенератора – являющихся самостоятельными электронными устройствами, а также, один инвертер – для получения переменного тока АС для потребителей электроэнергии от постоянного тока DC аккумуляторных батарей, и блока АБ аккумуляторных батарей.

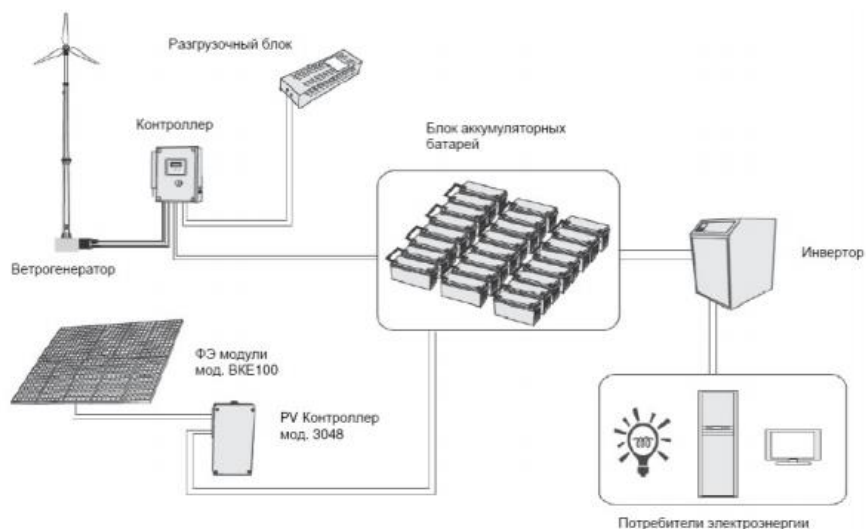


Рисунок 1. Структурную схему работы ветро-солнечной системы

Таким образом, такие автономные альтернативные источники энергии могут исполнять роль основного и резервного источника питания, отличаются стабильностью при любых температурных условиях, потому считаются универсальными и эффективными.

УДК 662.6

СИСТЕМНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Бойко Е.Г., Лазарь А.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Пекарчик О.А.

Энергетика является одним из важнейших секторов экономики любой страны, особенно для государств с энергоемкими отраслями хозяйства. Такими как тяжелое машиностроение, химическое производство, металлургия, нефтепереработка и проч. Поскольку продукция, производимая этими отраслями, имеет значительную энергетическую составляющую, финансовые результаты работы предприятий сильно зависят от изменения цен на потребляемые виды энергии (тепловую и электрическую).

На сегодня установленная мощность Белорусской энергосистемы достаточна для полного обеспечения потребности страны в электроэнергии, однако РБ импортирует до 8 ТВт•ч электроэнергии. Импорт электроэнергии происходит исходя из рентабельности, однако по мере ввода генерирующих мощностей он будет снижаться.

В энергетике Беларуси накопился ряд проблем, влияющих на качество обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией. Для их ликвидации необходимо как улучшение организации и повышения качества управления, так и использование экономических средств, закладывающих основу для качественной работы системы энергоснабжения Беларуси.

Механизм разработки концептуальных документов и комплексных программ развития отрасли требует совершенствования. Текущая практика обоснования проектов модернизации действующих и сооружения новых мощностей предполагает использование преимущественно экспертного метода. В результате: мы начинаем строить АЭС и лишь затем актуализируем проблему режимов работы энергосистемы с учетом ввода АЭС.

В мире имеется внушительный методологический инструментарий для решения задач в части планирования и прогнозирования энергетики, например, программные комплексы, которые позволяют моделировать развитие энергетических систем, учитывать множество технико-экономических факторов и специфических ограничений.

Энергетика – это производственная система со своими технико-технологическими и экономическими особенностями. Одна из важнейших – одномоментность производства и потребления энергии (жесткая ограниченность объемов реализации продукции величиной спроса на энергию). Экспортные возможности белорусской энергетики ограничены уровнем развития собственной сетевой инфраструктуры и энергосбалансированностью соседних стран. Поэтому категорически нельзя планировать строительство энергообъектов, предусматривающих инвестиционные затраты в сотни миллионов долларов, не имея при этом обоснованного спроса на электрическую и тепловую энергию в перспективе.

Сейчас тарифная политика не обеспечивает должного выполнения функций.

Причин несколько. И главная – сохранившаяся практика перекрестного субсидирования. В тариф на электрическую энергию для потребителей реального сектора экономики, кроме непосредственных затрат, связанных с осуществлением всего технологического цикла производства, передачи, распределения и продажи электрической энергии, включена надбавка на компенсацию недоплаты населением затрат на оказание услуг энергоснабжения. За последние 5 лет объем перекрестного субсидирования населения в тарифах на энергию вырос в 9,1 раза.

Энергокомпании развитых стран предлагают различные тарифные планы для потребителей. С помощью этого компании конкурируют за инвесторов, обеспечивая вовлечение в генерацию новых технологий и источников, в том числе возобновляемых. Однако в Беларуси тарифы на энергию не являются эффективным способом стимулирования экономии или инвестиционной привлекательности энергетики.

Основным условием, способствующим оптимальной работе сети с минимальными потерями электроэнергии, при ее передаче от источника к потребителю, является

рациональное ее построение. Потери электроэнергии в построенных и проектируемых сетях должны быть пропорциональны величине технологического расхода энергии при ее передаче, преобразовании и распределении. Уменьшение потерь электроэнергии проводится в местах, где есть те или иные отклонения от оптимального построения и режима эксплуатации.

Литература

1. Утверждение Государственной программы строительства в 2011–2015 годах гидроэлектростанций в Республике Беларусь (утв. пост. Совета Министров Республики Беларусь от 17.12.2010 г. №1838).
2. Внесение изменений в постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 30.06.2011г. №100 «О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии» (утв. пост. Министерства экономики Республики Беларусь от 08.04.2014 г. №29).

УДК 621.383

ПРИМЕНЕНИЕ ОПТРОНОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ

Потапчук А.Ю., Сафонова А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Михальцевич Г.А.

Оптрон или оптопара, как его стали называть в последнее время, конструктивно состоит из 2-х элементов: излучателя и фотоприёмника, объединённых, как правило, в общем герметичном корпусе (рис. 1).



Рисунок 1. Оптрон: светодиод-фототранзистор

Идея создания и применения оптронов относится к 1995 году, когда в работе *Loebner E.E.* была предложена серия приборов с оптическими и электрическими связями между элементами, что позволяло осуществлять усиление и спектральное преобразование световых сигналов, создавать приборы с 2-мя устойчивыми состояниями – бистабильные оптроны, оптоэлектронные устройства накопления и хранения информации логические схемы, регистры сдвига.

В излучателе энергия электрического сигнала преобразуется в световую, в фотоприёмнике – наоборот.

Энергетические функции

В энергетическом режиме оптроны используются совместно со вторичными источниками ЭДС или тока. КПД оптронных преобразователей энергии невелик. Но возможность введения дополнительного источника напряжения или тока в любую цепь устройства без гальванической связи с первичным источником питания дает разработчику новую степень свободы, особенно полезную при решении нестандартных технических задач. Обобщенная схема оптронов изображена на рис. 2

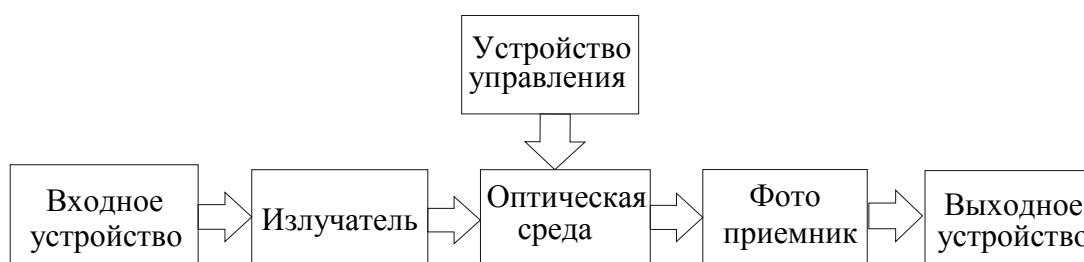


Рисунок 2. Обобщенная схема оптронов

Перспективные направления развития и применения оптронной техники в значительной степени определились. Оптроны и оптронные микросхемы эффективно применяются для передачи информации между устройствами. Традиционно сильными остаются позиции оптоэлектронных приборов в технике получения и отображения информации. Самостоятельное значение в этом направлении имеют оптронные датчики, предназначенные для контроля процессов и объектов, весьма различных по природе и назначению. Заметно прогрессирует функциональная оптронная микросхемотехника, ориентированная на выполнение разнообразных операций, связанных с преобразованием, накоплением и хранением информации. Эффективной и полезной оказывается замена

больших, временных и нетехнологичных электромеханических изделий оптоэлектронными приборами и устройствами. Достаточно специфическим, однако во многих случаях оправданным и полезным является использование оптронных элементов в энергетических целях.

Оптроны с внутренней оптической связью широко применяются в различных отраслях радиотехники и электроники, электротехники, вычислительной техники, автоматики. В цифровых устройствах их используют для связи устройств, изготовленных на различной основе. Их используют для управления силовыми цепями двигателей, управляемых от низковольтных логических схем; для связи логических схем с периферийным оборудованием ЭВМ; как элементы развязки от земли в источниках питания; как маломощные реле в электролюминесцентных системах отображения информации; в контрольно-измерительных устройствах.

Классификация параметров изделий оптронной техники

При классификации изделий оптронной техники учитывается два момента: тип фотоприёмного устройства и конструктивные особенности прибора в целом.

Выбор 1-ого классификационного признака обусловлен тем, что практически у всех оптронов на входе помещён светодиод, и функциональные возможности прибора определяются выходными характеристиками фото приемного устройства.

В качестве 2-ого признака принято конструктивное исполнение, которое определяет специфику применения оптрона.

Диодные оптопары

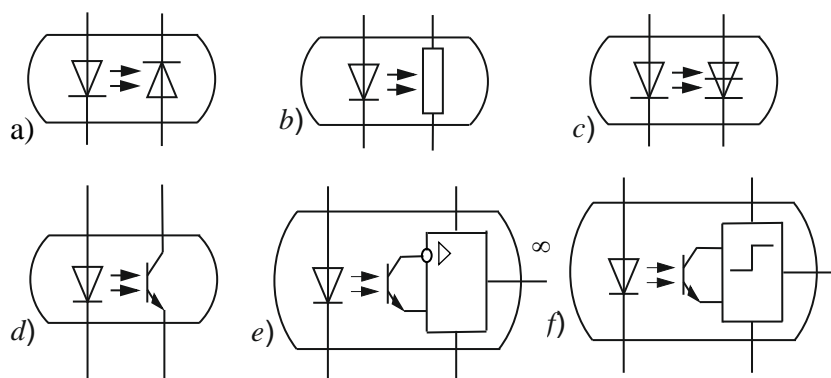


Рисунок 3. Условные обозначения оптопар: a) светодиод-фотодиод; b) светодиод-фоторезистор; c) светодиод-фототиристор; d) светодиод-фототранзистор; e) светодиод-фототранзистор с аналоговым усилителем; f) светодиод-фототранзистор с триггером Шмита

Диодные оптопары (рис. 3) в большой степени, чем какие-либо иные приборы, характеризуют уровень оптронной техники. Подключение к диодной оптопаре тех или иных усилительных элементов дает разработчику много удобств по сопряжению различных устройств, но это не очень эффективно по энергопотреблению.

Передача информации

При передаче информации оптроны используются в качестве элементов связи, и, как правило, не несут самостоятельной функциональной нагрузки.

Их применение позволяет осуществить гальваническую развязку устройств управления и нагрузки (рис. 4), действующих в различных электрических условиях и режимах. С введением оптронов резко повышается помехоустойчивость каналов связи; практически устраняются "паразитные" взаимодействия по цепям "земли" и питания. Интерес представляет также рациональное и надежное согласование цифровых интегральных устройств с разнородной элементной базой (ТТЛ, ЭСЛ, И2Л, КМОП и т.п.).

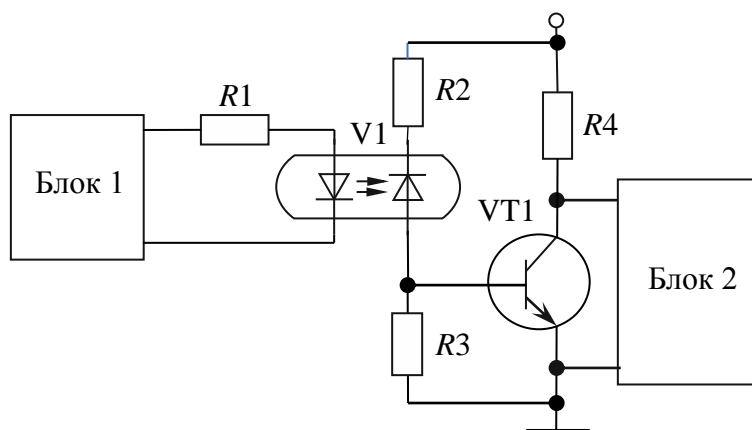


Рисунок 4. Схема межблочной гальванической развязки

Схема согласования элемента транзисторно-транзисторной логики (ТТЛ) с интегральным устройством на МДП-транзисторах построена на транзисторном оптроне (рис. 5). В конкретном варианте: $E_1 = E_2 = 5$ В, $E_3 = -15$ В, R_1 и $R_2 = 820$ Ом, $R_3 = 24$ кОм - светодиод оптрона возбуждается током (5 мА), достаточным для насыщения транзистора и уверенного управления устройством на МДП-транзисторах.

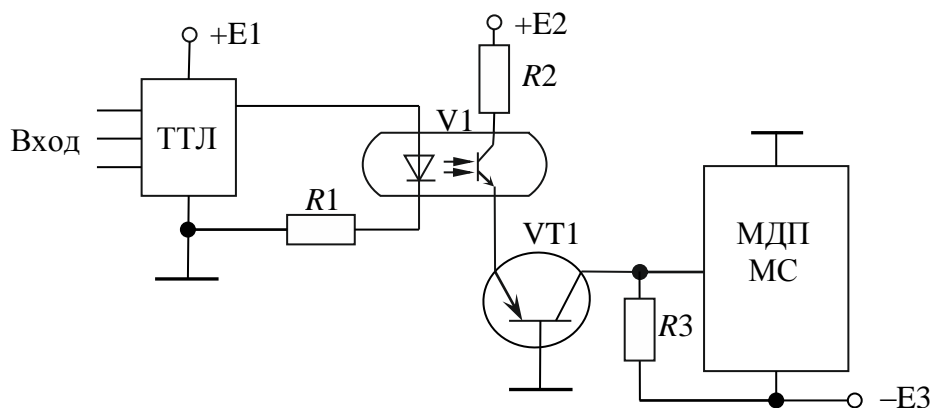


Рисунок 5. Схема сопряжения ТТЛ и МДП элементов по оптическому каналу

Активно используются оптические связи в телефонных устройствах и системах. С помощью оптронов технически несложными средствами удастся подключить к телефонным линиям микроэлектронные устройства, предназначенные для вызова, индикации, контроля и других целей.

Введение оптических связей в электронную измерительную аппаратуру, кроме полезной во многих отношениях гальванической развязки исследуемого объекта и измерительного прибора, позволяет также резко уменьшить влияние помех, действующих по цепям заземления и питания.

Значимый интерес представляют возможности и опыт использования оптоэлектронных приборов и устройств в биомедицинской аппаратуре. С помощью оптронов можно изолировать больного от действия высоких напряжений, имеющих, например, в электрокардиографических приборах.

Бесконтактное управление мощными, высоковольтными цепями по оптическим каналам весьма удобно и безопасно в сложных технических режимах, характерных для многих устройств и комплексов промышленной электроники. В этой области сильны позиции тиристорных оптронов (рис. 6).

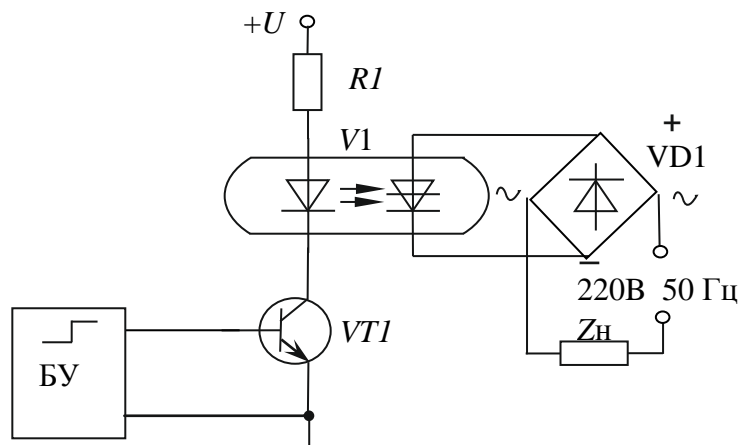


Рисунок 6. Схема коммутации нагрузки переменного тока

Получение и отображение информации

Оптроны и оптронные микросхемы занимают лидирующие позиции в бесконтактной дистанционной технике оперативного получения и точного отображения информации о характеристиках и свойствах весьма различных (по природе и назначению) процессов и объектов. Уникальными возможностями в этом плане обладают оптроны с открытыми оптическими каналами. Среди них оптоэлектронные прерыватели, реагирующие на пересечение оптического канала непрозрачными объектами (рис. 7), и отражательные оптроны, у которых воздействие светоизлучателей на фотоприемники всецело связано с отражением излучаемого потока от внешних объектов.

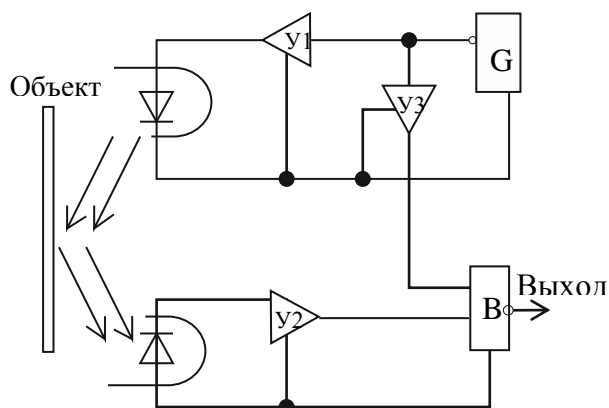


Рисунок 7. Оптоэлектронный датчик

Круг применений оптронов с открытыми оптическими каналами обширен и разнообразен. Уже в 60-е годы оптроны подобного типа эффективно использовались для регистрации предметов и объектов. При такой регистрации, характерной в первую очередь для устройств автоматического контроля и счета объектов, а также для обнаружения и индикации различного рода дефектов и отказов, важно четко определить местонахождение объекта или отразить факт его существования. Функции регистрации оптроны выполняют надежно и оперативно.

Литература

1. <http://electricalschool.info/main/drugoe/657-optrony.html>
2. http://www.gaw.ru/html.cgi/adv/publ/opto/optron_1.htm
3. http://www.kak-chto.info/chto_takoe_optron/

УДК 621.384.3

ТЕПЛОВИЗОРЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКЕ

Кулаков В.М., Мосевич С.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Пекарчик О.А.

Тепловизор – это оптико-электронный прибор, предназначенный для измерения температуры по тепловому излучению объекта и преобразования её в визуальную картину (термограмму) распределения тепловых полей по поверхности объекта в реальном времени. Следует отметить, что тепловизионная диагностика зачастую является единственным методом, с помощью которого можно значительно снизить затраты на обследование, так как при этом не требуется остановка производства и отключения энергетического оборудования. Вместе с тем с помощью тепловизора появляется возможность измерять температуру объекта бесконтактным способом, что особенно важно при обследовании энергетических объектов.

История промышленного тепловидения.

Согласно источникам первые системы тепловидения появились ещё до начала Второй Мировой войны, но они обеспечивали лишь передачу статических изображений. Одним из первых было применение аэрофотосъемки в ИК-лучах, причем фиксировалось ИК-изображение на чувствительную фотопленку. Однако первые системы тепловидения были подвержены всевозможным тепловым помехам и наводкам из-за невозможности обеспечения стабильной температуры всех конструктивных элементов камеры. Революцию в тепловидении произвели послевоенные исследования по заказу армии США в 1950-х годах, когда для регистрации ИК-излучения стали применяться сначала электронно-оптические, а затем и полупроводниковые элементы (болометры) и их линейки. С помощью этих систем корабли США получили возможность обнаруживать цели в плотном тумане, при полном отсутствии освещения и в густых атмосферных осадках. Технически успешным рывком вперед в области систем фронтального обзора стало возникновение матричных тепловизоров на микроболометрах, появившихся во время американо-вьетнамской войны в 1960-х годах. С тех пор развитие тепловидения происходило по пути улучшения характеристик матриц из полупроводниковых ИК-сенсоров, а также электронных схем обработки изображения. Одной из самых новых технологий в производстве тепловизионных матриц являются детекторы на квантовых ямах (QWIP, Quantum Well Infrared Photodetector). В отличие от обычных полупроводников, QWIP-детекторы на основе арсенида галлия позволяют достичь большей плотности монтажа микродетекторов в матрице. В 1980-е годы, когда компания Honeywell сняла гриф секретности со своих военных разработок и лицензировала эту технологию целому ряду заинтересованных компаний, с появлением тепловизионной техники "в свободной продаже" началось массовое применение тепловизоров в промышленности. Успехи современной тепловизионной техники таковы, что стало возможным создание тепловизионных головок высокого разрешения для беспилотных летательных аппаратов, с помощью которых можно обнаружить человека на расстоянии в несколько километров. В 2007 году появились тепловизоры во взрывозащищенном исполнении.

Особенности современных тепловизоров.

Современные модели портативных тепловизоров обладают почти всеми возможностями, требуемыми для выполнения термографических исследований. С чувствительным полупроводниковым детектором они обеспечивают высокое разрешение изображений и позволяют выявить весьма малые различия по температуре. Новые переносные модели ИК-тепловизоров сочетают отличное качество изображения и высокую тепловую чувствительность. Они оптимизированы для условий эксплуатации в условиях низкого контраста, встречающихся в зданиях, и регистрируют неисправности, недоступные для других ИК-камер. Прибор легко настраивается на автоматическую съемку участков, температура которых выходит за установленные пределы. Благодаря этому ускоряется

съемка и анализ нерегулярностей, так как можно концентрироваться только на изображениях, содержащих аномалии. Тепловизоры позволяют получить и сохранить калиброванные значения температуры для матрицы из тысяч точек, которые и составляют тепловое изображение.

Благодаря применению больших дисплеев (до пяти дюймов по диагонали) и высокочувствительных к ИК-спектру полупроводниковых матриц, новые портативные тепловизоры позволяют получить очень высококачественные изображения. По уровню качества изображения не уступают даже тем, которые обычно получают с помощью более дорогостоящих и более габаритных приборов. Один из секретов новой технологии тепловидения - высококачественный германиевый объектив. Большая память позволяет записать до 1500 термограмм и выполнить подробный анализ полученных изображений путем настройки ключевых параметров, например, коэффициента излучения или температурного диапазона, как в полевых условиях прямо на камере, так и в офисе с помощью компьютерной программы.

Область применения тепловизоров.

Тепловизоры в настоящее время используются для контроля энергопотребления в жилых зданиях и офисах, повышения теплового КПД путем выявления и устранения дефектов изоляции. В энергетике и на промышленных предприятиях с помощью тепловизоров можно легко выявлять чрезмерно греющиеся контакты и кабели, перегретые участки оборудования. Инфракрасное оборудование отлично подходит и для обследования жилых помещений. Во-первых, наиболее востребована функция быстрого поиска любых повреждений в энергооборудовании. Независимо от расположения, будь то на улице или в помещении, на промышленном предприятии или в жилом доме, тепловизор позволяет мгновенно увидеть на четком тепловом изображении горячие места задолго до отказа соответствующих систем. Определите зону неисправности и произведите необходимый ремонт до того, как возникнут серьезные проблемы. Текущая оценка состояния тоководов и оборудования осуществляется разными методами, выбор которого зависит от их конструктивных особенностей и условий работы. Так, используются методы:

- сравнения рабочей температуры с нормами;
- посредством сравнения заведомо исправного аналогичного узла или участка с испытуемым объектом;
- по динамике изменения температуры в зависимости от поданной нагрузки;
- по коэффициенту дефектности;
- по присутствию избыточной температуры.

Измеренные показатели всегда сравниваются с нормативными актами, и в зависимости от степени несовпадения есть возможность определить уровень неисправности. Она может находиться на начальной стадии, в виде развивающегося дефекта, либо аварийного. В последнем случае необходимо немедленно принять меры по устранению неполадки.

С помощью тепловизионной техники можно определить функциональность следующих элементов:

- 1) Воздушные линии электропередач;
- 2) Маслонаполненное оборудование;
- 3) Конденсаторные батареи;
- 4) Защитные устройства и предохранители;
- 5) Выключатели, отделители, разъединители;
- 6) Измерительные и силовые трансформаторы;
- 7) Соединительные и силовые шины;
- 8) Контактные соединения и контакты;
- 9) Электродвигатели.

Преимущества тепловизора.

Тепловизор является одним из лучших способов предотвратить аварию электрооборудования путем периодического контроля температуры устройств электроснабжения. Он имеет много преимуществ по сравнению с другими диагностическими приборами, главные из которых:

Бесконтактный способ диагностики электрооборудования. Обеспечивает тщательную проверку без отключения нагрузки и прекращения подачи напряжения.

Компактные размеры, небольшой вес и автономный источник питания значительно повышают мобильность прибора, обеспечивая удобство работы с ним даже одному человеку.

Удобное представление информации в графической форме. Открывает возможность быстрого принятия решений на основании полученной термограммы.

Проведение инфракрасного обследования электрооборудования выполняется на расстоянии. Гарантирует полную безопасность человека от возможного поражения электрическим током.

Сохранение результатов тепловизионной диагностики. Сохраняются во внутренней памяти прибора и могут в дальнейшем использоваться для составления отчета, протокола и других официальных документов.

В результате анализа можно сделать вывод, что тепловизор является очень важным и нужным в энергетике прибором, который позволяет своевременно выявлять скрытые дефекты в электрооборудовании, и тем самым предотвращать возможные аварийные ситуации. Также стоит отметить простоту в использовании и обработке данных, полученных во время измерений.

Литература

1. Поиск неисправностей, диагностика с помощью тепловизора [Электронный ресурс] URL: http://www.eti.su/articles/izmeritelnaya-tehnika/izmeritelnaya-tehnika_738.html.
2. Применение тепловизоров в энергетике [Электронный ресурс] URL: <http://www.p640.ru/energy.htm>.
3. Тепловизоры в энергетике и электротехнике [Электронный ресурс] URL: <http://general-test.com.ua/articles/36>.
4. Тепловизор в электроэнергетике [Электронный ресурс] URL: <http://www.electropergam.ru/info.html?id=12>.
5. Тепловизор. Инфракрасная термография. Принцип работы и устройство тепловизора [Электронный ресурс] URL: http://www.eti.su/articles/izmeritelnaya-tehnika/izmeritelnaya-tehnika_726.html.

УДК 621.311.24

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ С ПОМОЩЬЮ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Казленко Г.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель Михальцевич Г.А.

Всё чаще и чаще в мире затрагивается проблема загрязнения окружающей при использовании традиционных источников энергии. Поэтому людей все сильнее стали интересовать другие сравнительно чистые источники энергии. Такой энергией может быть энергия ветра – ветроэнергетика. Она основана на преобразовании кинетической энергии ветра в электрическую энергию с помощью различных ветроэнергетических установок (ВЭУ).

Наиболее распространенные ВЭУ состоят из мачты и генератора, хвостовика, контроллера, аккумуляторной батареи и инвертора.

ВЭУ разделяются на вертикальные и горизонтальные в зависимости от того, как расположена, вертикально либо горизонтально, их ось вращения относительно к земной плоскости. Вертикальные ВЭУ дольше служат и создают меньше шума. Их можно установить на любой крыше или другой поверхности, можно без мачты. Они вовсе не требуют ориентации на ветер.

Горизонтальные ВЭУ имеют больший КПД, но их располагают на высоких мачтах, в основном вдали от населенных людьми участков земли, из-за низкочастотных шумов, создаваемых ими.

ВЭУ можно использовать для объектов промышленного назначения и личных хозяйств. Чаще всего ВЭУ используют, если среднегодовая скорость ветра не меньше 5 метров в секунду. В настоящее время более популярными стали ВЭУ, которые могут эффективно производить энергию при скорости ветра, менее трех с половиной метров в секунду. При хорошем потенциале ветра, можно использовать ВЭУ в роли главного источника энергии, а имеющуюся электросеть – как запасной.

Достоинства:

- вырабатывает экологически чистую энергию (ветряные электрогенераторы, имеющие мощность 1 МВт уменьшает выбросы в атмосферу 1800 тонн CO_2 , 9 тонн SO_2 и 4 тонны оксидов азота в год);
- маленькие затраты на эксплуатацию и простота использования.

Недостатки:

- из-за непостоянности силы ветра возникает непредвиденность количества выработки энергии;
- финансово выгодно использование лишь на местах со среднегодовой скоростью ветра, превосходящей 5 метров в секунду.

Сейчас многие производители ВЭУ предлагают роторные установки, либо ВЭУ с вертикальной осью вращения. Они отличаются тем, что вертикальному генератору хватает скорости ветра всего одного метра в секунду, чтобы он начал производить электроэнергию.

Но они имеют свои недостатки:

- в работе они довольно шумные, так как производят низкочастотные вибрации;
- могут мешать телевидению, радио и другим системам;
- создают вероятность попадания под вращающееся колесо пролетающим птицам.

Внедрение ветровой энергии в особенности целесообразно при строительстве многоэтажных специальных домов. Благодаря обтекаемой форме строения зданий воздушные массы, попадая в специализированные каналы, будут воздействовать на лопасти ветряных электрогенераторов. Так же можно держать под контролем, благодаря запасенной и производимой электроэнергии, температуру в здании.

В ветроэнергетических установках (ВЭУ) энергия ветра преобразуется в механическую энергию их рабочих органов. Первичным рабочим органом ВЭУ, который существует принимающим на себя непосредственно энергию ветра и, обычно, преобразующим ее в кинетическую энергию своего вращения, является ветроколесо.

ВЭУ разделяются по двум главным критериям: по строению ветроколеса и по тому, какое положение оно имеет по отношению к ветру.

Установка может быть горизонтально-осевой, при параллельном расположении оси вращения ветроколеса относительно воздушного потока. При перпендикулярном расположении оси вращения ветроколеса относительно воздушного потока, установку принято называть вертикально-осевой.

Мощность ВЭУ зависит от площади, заемаемой лопастями генератора, и высоты над поверхностью. Например, турбины мощностью 3 МВт (V90) производства датской фирмы *Vestas* имеют общую высоту 115 метров, высоту башни 70 метров и диаметр лопастей 90 метров.

Ветроколеса, имеющие горизонтальные оси, использующие подъемную силу, показаны на рис. 1.

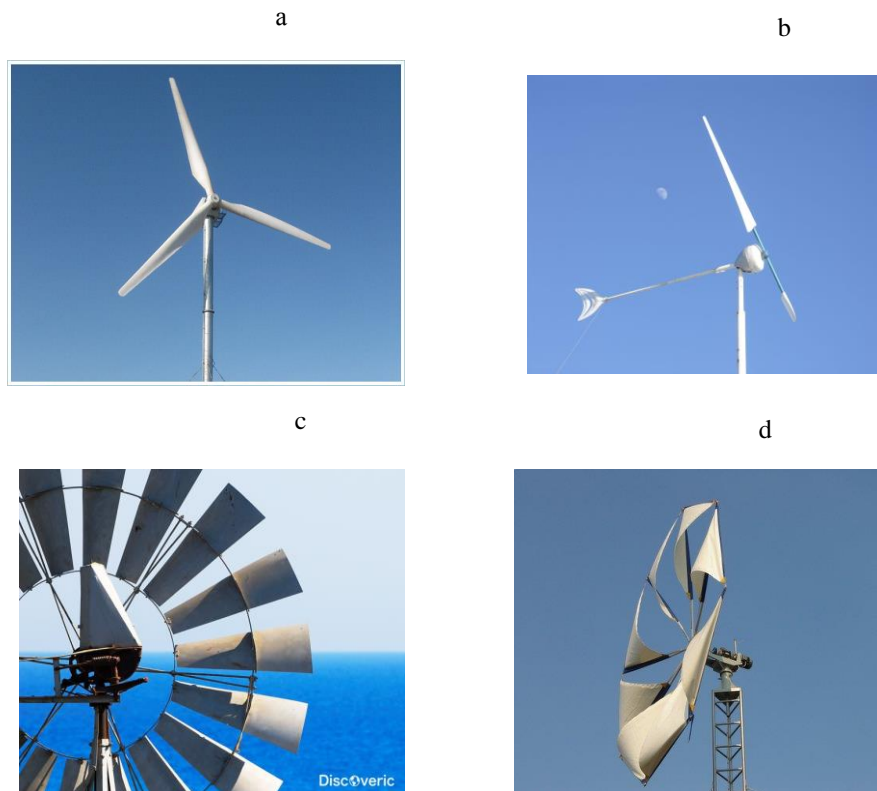


Рисунок 1. Ветроколеса, имеющие горизонтальные оси: а – репеллерное; б – однолопастное; в – многолопастное; д – парусное

Ветроколеса, которые используют силу лобового сопротивления, состоят из закрепленных вертикально осей с лопастями разной конфигурации, как показано на рис. 2

На рис. 2к мы можем увидеть колесо, которое использует эффект Магнуса. Его суть в том, что при вращении цилиндра или конуса возникает подъемная сила, перпендикулярная направлению ветра.

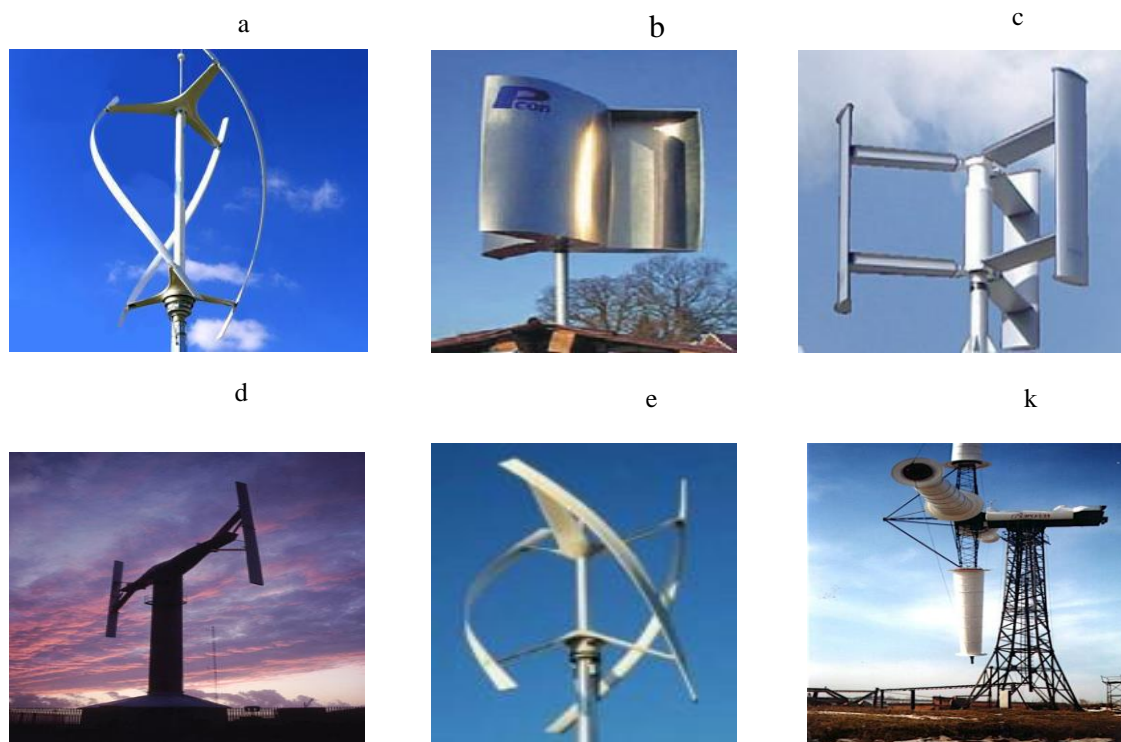


Рисунок 2. Ветроколеса, которые используют силу лобового сопротивления: а – ортогональное; б – Савониус; с – Дарье; d – Масгроува; е – геликоидное; k – цилиндры Магнуса

Можно привести многие примеры схем работы ВЭУ с потребителем. В каждом случае проектируется индивидуальная схема, которая должна решить задачу, стоящую перед потребителем.

Питание объекта может производиться только за счет ветровой энергии. Например, производить электричество для нагрева воды.

ВЭУ с аккумуляторами и коммутацией с сетью с помощью блока автоматической регулировки АВР позволяет переключить питание объекта на сеть, при отсутствии ветра и при разряженных аккумуляторах. Эту же схему можно использовать наоборот, то есть использовать ВЭУ в роли резервного источника для других потребителей. При низкой скорости ветра, блок АВР переключает устройства на питание от аккумуляторов (рис. 3).

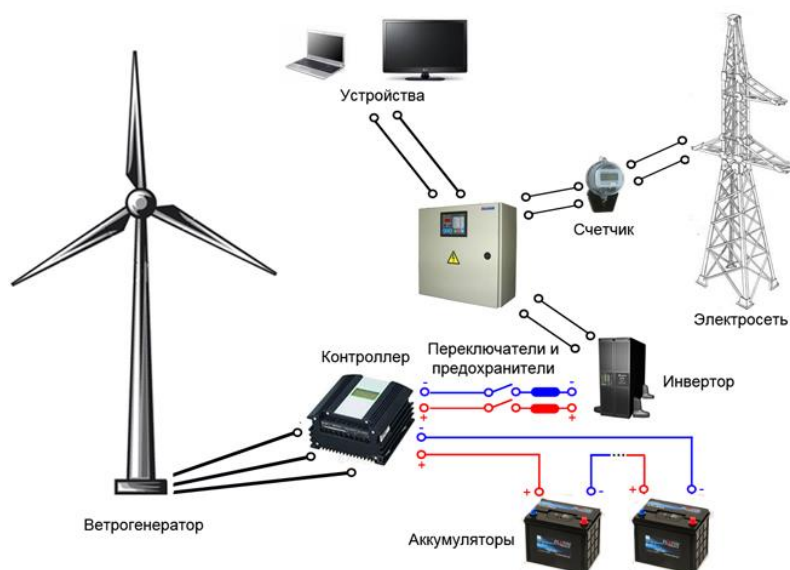


Рисунок 3. Совместное использование электросети и ВЭУ для питания различных устройств

ВЭУ современных конструкций позволяют экономически эффективно использовать энергию ветра. С помощью ВЭУ сегодня можно не только поставлять электроэнергию в «сеть», но и решать проблемы энергоснабжения локальных или местных объектов различной мощности.

Хорошие результаты по эффективному использованию альтернативных источников энергии получаются при использовании ВЭУ совместно с солнечными батареями (рис. 4).

УДК 621.315.1.027.3

НАВЕДЁННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

Бушков П.Е.

Научный руководитель – старший преподаватель Пекарчик О.А.

Причины возникновения

Наведенное напряжение возникает на выведенной в ремонт и обесточенной воздушной линии электропередач (ВЛ), вследствие влияния на нее электромагнитного поля расположенной в непосредственной близости работающей электроустановки или другой ВЛ, которая находится под напряжением. Таким образом, ВЛ, которая проходит параллельно отключенной линии, наводит сторонний потенциал, который представляет существенную опасность для обслуживающей ремонтной бригады. Значение наведенного напряжения в проводе изменяется в зависимости от протяженности участка, на котором ВЛ идут параллельно, тока нагрузки и величины рабочего напряжения, отдаленности фазных проводов, метеорологических условий. Потенциал, который наведен на ВЛ, объединяет в себе два вида воздействия – **электромагнитную** и **электростатическую** составляющую:

Электромагнитная часть появляется под действием магнитного поля, возникающего от протекания тока по работающей рядом ВЛ. Отличительной особенностью данной составляющей является то, что при заземлении даже в нескольких местах линии, она не изменяет свою величину. Единственное, что можно изменить с помощью заземлений – это расположение точки нулевого потенциала.

Электростатическая часть, в отличие от электромагнитной, устраняется путем заземления линии в ее концах и в месте ведения работ. Снизить же величину наведенного напряжения возможно установив заземление хотя бы в единственной точке ВЛ. Имеется проводник, обозначенный на слайде 2 как А-А. При протекании по нему переменного тока создается электромагнитное поле, интенсивность которого уменьшается по мере отдаления от проводника (на изображении можно заметить снижение яркости окраски). Также изменяются пульсации электромагнитного поля с изменением направления и величины тока. При попадании в поле любого другого проводника в нем индуцируется наведенное напряжение. Ниже на следующем слайде показаны проводники с подключенными измерительными приборами для определения величины напряжения.

Какое значение считается опасным для персонала?

Считается, что если на отключенной ВЛ присутствует наведенное напряжение и его значение не превышает 25 В, то ремонтные мероприятия производятся с применением обычных средств защиты. В случае превышения безопасной величины следует пользоваться специальными средствами защиты и выполнять технические мероприятия, обеспечивающие требуемую степень защиты от опасного воздействия наведенного потенциала. Такими мерами безопасности могут быть разземление в начале и конце линии, разрез провода, установка заземления на участках ВЛ.

Факторы, определяющие величину рабочего напряжения

Их три. Это **значение рабочего тока, протекающего по проводнику**. Например, по воздушной линии электропередачи или пересекающей контактной сети переменного тока железной дороги. В целом, это и понятно. Ведь чем больше значение тока, протекающего по рабочему проводнику, тем, естественно, и сильнее электромагнитное поле вокруг этого проводника. Соответственно, будет выше и значение наведенного напряжения в нерабочем проводнике. Далее. **Расстояние между рабочим проводником и нерабочим**. То есть между запитанными линиями и отключёнными линиями электропередачи. Аналогично и с расстоянием между этими проводниками. Чем ближе нерабочий проводник расположен к рабочему, тем он больше попадает в более сильное электромагнитное поле рабочего

проводника. Соответственно, в нерабочем проводнике возникает и более высокое наведенное напряжение. И наоборот. По мере удаления нерабочего проводника от рабочего, ослабевает электромагнитное поле и соответственно - уменьшается значение наведенного напряжения в нерабочем проводнике. И наконец - значение **длины параллельного следования рабочего и нерабочего проводников**. Чем больше расстояние параллельного или попутного следования какой - либо запитанной воздушной линии с отключенной воздушной линией, тем более сильное она испытывает влияние электромагнитного поля запитанной линии. И соответственно, будет выше и значение наведенного напряжения в отключённой линии. При эксплуатации энергоустановок в целях обеспечения надлежащей электробезопасности следует учитывать все вышеперечисленные факторы, влияющие на величину наведенного напряжения. Но это мы рассмотрели лишь физическую сущность наведенного напряжения. Так сказать, его лицо. А характер этого явления? В чём проявляется коварство наведенного напряжения и каковы последствия для персонала, попавшего под его воздействие?

Наведенное напряжение воздействует на организм человека аналогично рабочему напряжению. Так, протекание тока от наведённого напряжения через жизненно важные органы либо парализует их (при малой величине тока), либо разрушает (при более значительных токах). Причём, как правило, при этом не происходит сильных ожогов или возгораний, так как мощность этого поражающего фактора невелика. В то же время величина наведенного напряжения достаточна, чтобы преодолеть сопротивление одежды и обуви. Иначе говоря, там, где попадание человека под рабочее напряжение 220 или 380 вольт иногда может окончиться благополучно из-за изолирующих свойств одежды и обуви работающего, то в случае с попаданием под наведённое напряжение, та же одежда и обувь будут пробиты.

Опасность явления

Нередко у персонала притупляется бдительность, проявляется расхлябанность и безрассудность к соблюдению ими Правил техники безопасности. Ведь не исключено, что во время их работы на отключенной, но не заземлённой цепи, в соседней рабочей цепи сможет возникнуть короткое замыкание или другой всплеск значения тока! Что тогда? Последствия непредсказуемы. Вплоть до смертельного исхода! Кроме этих факторов имеется еще два отличия, делающих наведенное напряжение значительно опаснее рабочего. Первое отличие состоит в том, что при попадании работающего под наведенное напряжение, этого факта никакая защита не чувствует и пострадавший находится под воздействием этого опасного фактора до его освобождения. Наведенное напряжение можно считать более опасным и коварным в отличие от рабочего в силу того, что на него никак не реагирует защитная аппаратура. Например, при попадании под него ремонтного персонала, работник будет находиться под опасным воздействием до момента освобождения от его влияния. А вот если на человека воздействует рабочее напряжение, то срабатывает защита и происходит автоматическое отключение, вследствие короткого замыкания.

Кстати, о коротком замыкании (КЗ). При КЗ в рабочей линии происходит наводка на отключенную ВЛ и многократное превышение тока, что, естественно, отражается на персонале, занятом ремонтом на отключенной ВЛ. Последствия могут быть весьма плачевными – от сильных ожогов, до протекания тока по жизненно важным органам с их поражением, вплоть до летального исхода. Поэтому не нужно пренебрегать правилами безопасности при проведении работ на отключенных ВЛ.

Самым надежным и правильным способом освобождения, пострадавшего от воздействия наведенного напряжения является принятие мер по исключению протекания поражающего тока через человека. С этой целью необходимо металлической связью соединить с «землей» часть энергоустановки, за которую держится пострадавший. То есть таким образом создать однопотенциальную зону в месте поражения руки пострадавшего разомкнутся, поскольку через него полностью прекратится протекание тока наведённого напряжения, что в данном случае происходит явно видно на слайде.

Способы устранения наводимых напряжений

Фактор наведенного напряжения вынуждает рабочих прибегать к работам только по одной бригаде на линии, если данная воздушная линия находится под действием наведенного напряжения

Еще один вариант — разделить линию на несколько отдельных не связанных между собой участков, а затем поочередно их восстанавливать, и хотя такое решение связано с лишними затратами, к нему прибегают для обеспечения безопасности людей. Альтернатива — работа под напряжением, тогда сразу несколько бригад могут работать на одной линии.

Разработка расчётных комплексов для определения точек заземления, что обеспечит безопасность бригады

Если контакт будет случайно потерян, то точка нулевого потенциала тут же сместится в другое место, а рабочее место окажется под наведенным напряжением, и люди подвергнутся риску. По этой причине лучше всего делать для надежности два защитных заземления.

Литература

1. <http://electricalschool.info/main/electrobezopasnost/1820-navedennoe-napryazhenie-i-mery-zashhity.html>
2. <https://samelectrik.ru/chto-takoe-navedennoe-napryazhenie.html>
3. <http://foraenergy.ru/navedennoe-napryazhenie-i-mery-zashhity/>

УДК 621.396:621.51(088.8)

СПОСОБЫ ПОДАВЛЕНИЯ ПОМЕХ В ИМПУЛЬСНЫХ БЛОКАХ ПИТАНИЯ

Лабановская С.П., Курневич В.И.

Научный руководитель – старший преподаватель Михальцевич Г.А.

Применение импульсных блоков питания в современной аппаратуре позволяет улучшить многие её показатели. Это уменьшение веса и размеров, повышение КПД работы.

Многие годы массовое их применение сдерживало несовершенство их схемотехнических решений и элементной базы для их изготовления.

Импульсные источники вторичного электропитания (ИВЭП) являются источниками интенсивных электромагнитных помех (ЭМП), т.к. сигналы в импульсных источниках представляют периодическую последовательность импульсов. Спектры таких сигналов занимают диапазон частот шириной от десятков килогерц до нескольких мегагерц. Так же ИВЭП сами довольно восприимчивы к влиянию внешних высокочастотных помех. В этой связи возникает необходимость, как защищать импульсные преобразователи от внешних помех, проникающих через сетевой кабель, так и подавлять помехи которые генерируются самим ИВЭП и наводятся в питающую сеть. Источники вторичного электропитания содержат цепи с изменяющимся во времени током. Высокий уровень регулярных импульсных помех создают инверторы, конверторы, импульсные стабилизаторы напряжения переменного и постоянного тока.

Распространение ЭМП по проводам (кондуктивные помехи) происходит по симметричному и несимметричному путям. Распространение ЭМП в окружающее ИВЭП пространство (помехи излучения) проявляется в виде электрического, магнитного и электромагнитного поля в ближней или дальней зоне приема помех. Особенностью ИВЭП является преимущественное проявление электрического и магнитного поля в ближней зоне, в то же время кондуктивные помехи могут распространяться на десятки и сотни метров от источника помех.

Схемотехнические методы подавления ЭМП используются на начальных стадиях проектирования ИВЭП при выборе схемы и электрических режимов работы элементов, при размещении их и соединении с корпусом. Относительно низкий уровень ЭМП обеспечивают:

- двухтактные схемы преобразователей напряжения с независимым возбуждением и поочередной коммутацией транзисторов;
- импульсные стабилизаторы постоянного тока, не инвертирующие полярность выходного напряжения.

Применение элементов в схеме ИВЭП должно предусматривать:

- выбор выпрямительных диодов с минимальным временем восстановления обратного сопротивления;
- использование дросселя с плавной характеристикой насыщения сердечника выходного фильтра ИВЭП;
- незначительное снижение магнитной проницаемости сердечника дросселя при увеличении тока в его обмотке;
- минимальную ёмкостную связь между обмотками в трансформаторе преобразователя напряжения;
- использование во входных и выходных фильтрах конденсаторов с малым эквивалентным последовательным сопротивлением.

Конструктивное размещение элементов ИВЭП должно предусматривать взаимную компенсацию магнитных потоков в контуре переключения, поузловое экранирование элементов схемы ИВЭП в силовом контуре, снижение паразитных ёмкостных связей между корпусом и элементами с импульсным током. Подключение узлов с импульсным током должно осуществляться наикратчайшим монтажным соединением. Необходимо разделять цепи постоянного и импульсного тока при соединении этих цепей в отдельных конструктивно определенных точках, исключать неконтролируемое присоединение к общей

шине, цепи с импульсным током монтировать с учётом возможных путей распространения ЭМП. Соединение с корпусом должно исключать случайное замыкание. Точки соединений с корпусом целесообразно предусматривать в чертежах ИВЭП. При выполнении монтажа элементов следует придерживаться следующих основных правил:

- исключать образование замкнутых контуров заземлений с большой площадью;
- общие провода необходимо объединять шиной, обеспечивающей минимальное сопротивление между точками подключения;
- все сигнальные заземления не должны подключаться к контуру заземлений силовых импульсных цепей.

Заземление ИВЭП в системе электропитания осуществляется в самом ИВЭП непосредственно на его выходных (входных) зажимах или вне ИВЭП у потребителя. В первом случае фильтрация заземляющего провода не требуется, во втором - по входным и выходным цепям следует устанавливать фильтры. Все другие соединения с шиной заземления должны отсутствовать, а подключение к корпусу устройства необходимо делать через общие шины электропитания.

Определить степень решающего влияния одного из описанных способов монтажа и конструктивных приёмов на высокочастотные пульсации выходного напряжения сложно, так как любой, отдельно взятый, способ даёт небольшой эффект уменьшения пульсации - примерно 10...15%. Применяя всю совокупность мер, направленных на снижение высокочастотной пульсации, можно добиться существенных результатов. Применение комплекса мер, неподдающихся разложению на составляющие ввиду бесчисленных взаимных комбинаций всех известных мер борьбы с электромагнитными помехами, представляет собой сложную техническую задачу. Только применение всех перечисленных рекомендаций и предложений приводит к получению высоких, стабильных и повторяемых параметров ИВЭП.

Основные методы снижения уровня электромагнитных помех во внешнюю сеть:

- применение экранов в качестве корпусов электронных приборов;
- экранирование отдельных узлов аппаратуры;
- правильное построение электронных схем для снижения паразитных параметров;
- применение помехоподавляющих фильтров (ППФ).

Экранирование препятствует распространению излучаемых электромагнитных помех за пределы источника ИВЭП. Корпус аппарата должен служить электромагнитным экраном для помех, излучаемых отдельными узлами и препятствовать проникновению ЭМП из окружающего пространства в аппарат. В конструкции ИВЭП следует использовать магнитные материалы на металлической основе. Для пластиковых корпусов имеется ассортимент проводящих красок, которые можно использовать для экранирования корпуса от электромагнитных помех

Экранирование отдельных узлов аппаратуры позволяет снизить помехи, излучаемые отдельными узлами ИВЭП. Примером может служить трансформатор или дроссель с сердечником, имеющим воздушный зазор. Такой моточный узел создает интенсивное электромагнитное поле, влияющее на соседние компоненты преобразователя. Проблему можно решить с помощью экрана, выполненного из медной фольги. Подобный экран может быть использован в силовом трансформаторе преобразователя. Экран соединяют с общей точкой на стороне первичной или вторичной обмоток. В импульсных источниках с ШИМ существует несколько основных источников ЭМП. Основным источником шума является входная схема питания. Она содержит высокочастотный ключ, первичную обмотку трансформатора и конденсатор входного фильтра. Конденсатор входного фильтра обеспечивает импульсы тока трапецеидальной формы, необходимые источнику питания. Другим источником шума являются дорожки печатной платы, на которой расположены компоненты преобразователя. Дорожки должны быть максимально короткими и широкими. Широкие дорожки имеют меньшую индуктивность, чем тонкие. Длина дорожек обуславливает частоты ЭМП, излучаемых в окружающее пространство. Для того чтобы

уменьшить длину соединений, конденсатор входного фильтра и ключ должны располагаться рядом с трансформатором. Кроме того, используемые конденсаторы должны иметь малые значения эквивалентного последовательного сопротивления и эквивалентной последовательной индуктивности. Чем больше значения этих паразитных параметров, тем большими будут синфазные кондуктивные помехи на входе источника питания. Источники вторичного питания электронной аппаратуры являются преобразователями электрической энергии и обязаны обеспечивать параметры, необходимые потребителю. Работа ИВЭП должна быть согласована с характеристиками питающей сети и удовлетворять большому числу требований, в том числе связанных с изменением режимов работы, как сети, так и нагрузки. Так же ИВЭП сами довольно восприимчивы к влиянию внешних высокочастотных помех.

Разработчики электронной аппаратуры обязаны выполнять нормативы, определяющие допустимые уровни промышленных помех. Этот фактор вызывает требование использовать специальные фильтры для подавления высокочастотных электромагнитных помех. Такие фильтры называют сетевыми. Их устанавливают между внешней сетью и ИВЭП. Фильтры защиты от радиопомех устанавливаются во входной и выходной цепях преобразователя. Такой фильтр должен подавлять как дифференциальную, так и синфазную составляющие.

Сетевые фильтры должны ослаблять колебания высокой частоты и пропускать без ослабления колебания низкой (промышленной) частоты. Поэтому их реализуют на основе фильтров нижних частот (ФНЧ). Помехоподавляющие фильтры реализуют путем каскадного соединения Г-образных или Т-образных звеньев. Комбинируя такие звенья, добиваются нужного уровня затухания

В настоящее время отечественные и зарубежные предприятия предлагают целый ряд таких фильтров, как простых, одно- и двухкаскадных, так и многокаскадных фильтров, способные обеспечить максимальный уровень защиты от помех. Фильтры выполнены по всем правилам конструирования радиоаппаратуры, имеют защитные экраны и специальные проходные конденсаторы, предотвращающие прямое прохождение помех и паразитные магнитные помехи самого фильтра.

Схема помехоподавляющего фильтра представлена на рис. 1:

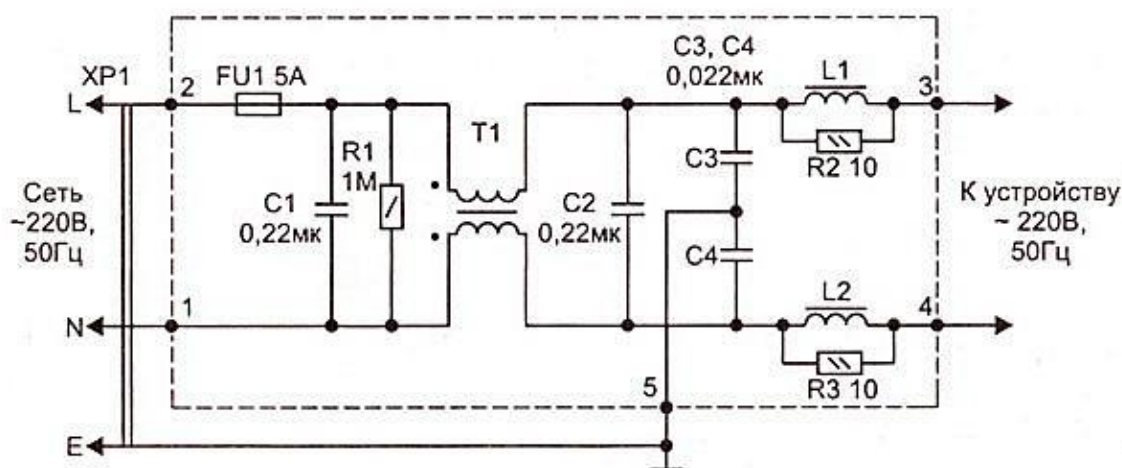


Рисунок 1. Двухкаскадный сетевой фильтр

Фильтр двухкаскадный. Первый каскад выполнен на основе продольного трансформатора (двух обмоточного дросселя) T1, второй представляет собой высокочастотные дроссели L1 и L2. Обмотки трансформатора T1 включены последовательно с линейными проводами питающей сети. По этой причине низкочастотные поля частотой 50 Гц в каждой обмотке имеют противоположные направления и взаимно компенсируют друг друга. При воздействии помехи на провода питания, обмотки трансформатора оказываются включенными последовательно, а их индуктивное сопротивление X_L растет с увеличением

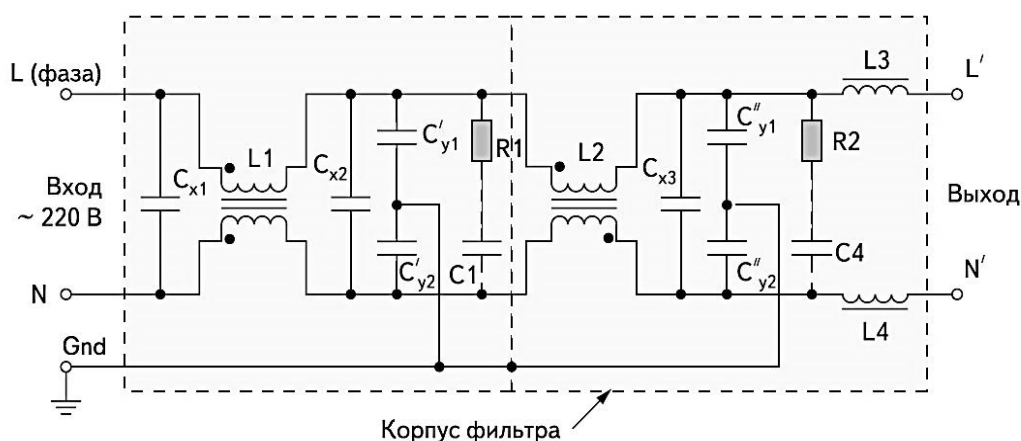
частоты помех: $X_L = \omega L = 2\pi fL$, f — частота помех, L — индуктивность включенных последовательно обмоток трансформатора.

Сопротивление конденсаторов C_1, C_2 , наоборот, уменьшается с ростом частоты ($X_C = 1/\omega C = 1/2\pi fC$), следовательно, помехи и резкие скачки напряжения «закорачиваются» на входе и выходе фильтра. Такую же функцию выполняют конденсаторы C_3 и C_4 .

Дроссели L_1, L_2 представляют еще одно последовательное дополнительное сопротивление для высокочастотных помех, обеспечивая их дальнейшее ослабление. Резисторы R_2, R_3 уменьшают добротность L_1, L_2 для устранения резонансных явлений.

Резистор R_1 обеспечивает быстрый разряд конденсаторов C_1 – C_4 при отключении сетевого шнура от питающей сети и необходим для безопасного обращения с устройством.

Если одного такого фильтра недостаточно для подавления ЭМП, то можно включить два фильтра последовательно, как показано на рис. 2.



$$L_1 = (3,5+3,5) \text{ мГн}; L_2 (5+5) \text{ мГн}; L_3 = L_4 = 5...10 \text{ мкГн}$$

$$C_{x1} = C_{x3} = C_{x3} = 0,33 \text{ мкФ}; C_1 = C_2 = 0,22 \text{ мкФ (все } \sim 250\text{В эфф)}$$

$$C_{y(i)} = C'_{y1} = C''_{y1} = C'_{y2} = C''_{y2} = 4,7 \text{ нФ (3 кВ)}$$

Рисунок 2. Многозвенный сетевой фильтр с улучшенными параметрами

Для уменьшения мультипликативных помех, вызванных сравнительно резким включением в прямом направлении кремневых диодов, их шунтируют конденсаторами, номинал которых, зависит от частоты сети или частоты работы преобразователя ИВЭП или устанавливают быстродействующие с малым падением прямого напряжения диоды Шотки, как показано на схеме ИВЭП изображенной рис. 3

Два выпрямителя на выходе выполнены по двухполупериодной схеме с выводом средней точки трансформатора на сдвоенных диодах Шотки VD_5 и VD_6 .

Высокочастотные пульсации на выходе в данном выпрямителе подавляются многозвенным фильтром на конденсаторах $C_{12}...C_{15}$ и высокочастотном сдвоенном дросселе L_2, L_3 , а также дросселях L_4 и L_5 .

Броски тока при включении ИВЭП уменьшаются благодаря терморезистору $RT NTC$ 20-05, установленном на его входе. Броски тока в первичной обмотке силового трансформатора при выключении мощных высоковольтных транзисторов VT_1 и VT_2 , работающих в ключевом режиме, погашаются последовательной цепочкой R_7, C_9 .

Между первичной и вторичной обмоткой силового трансформатора проложена экранная обмотка. Блок питания может быть использован для питания усилителя мощности.

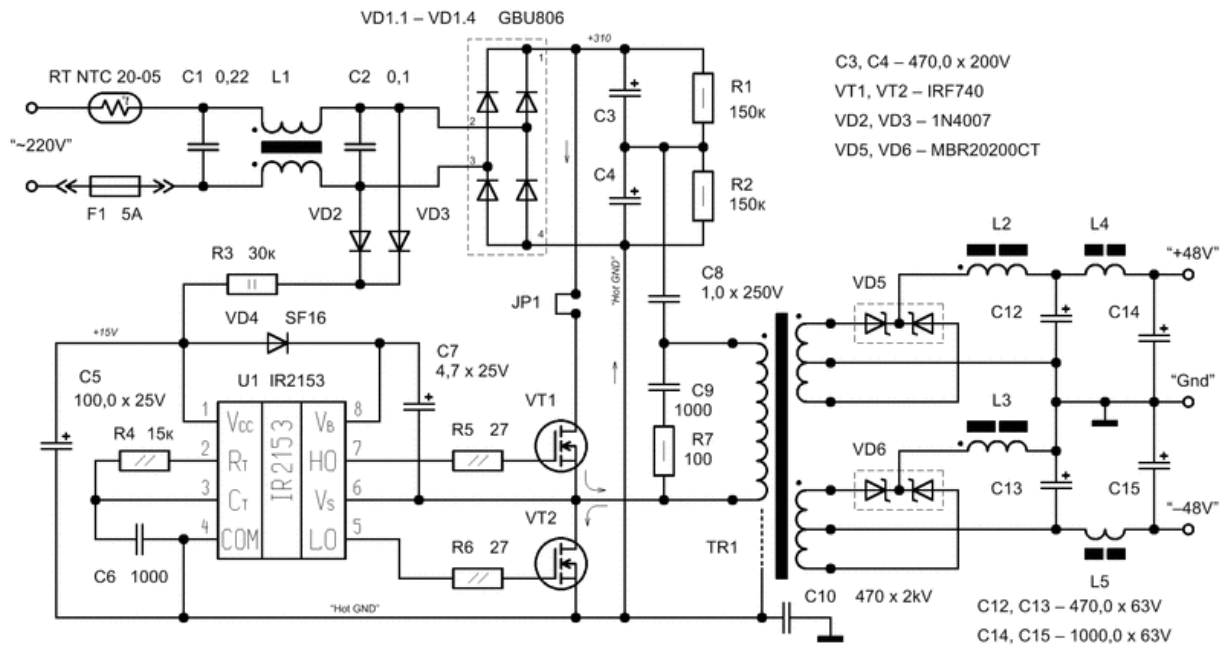


Рисунок 3. Электрическая схема ИВЭП

СЕКЦИЯ ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ИНВЕСТИЦИЙ В КРИПТОВАЛЮТУ

РУСЕЦКАЯ М. И.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ КРАВЧУК Е. А.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В КОНЦЕПЦИИ РАСПРЕДЕЛЁННОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

МАРКОВ А. Н., ДУДЧЕНКО Г. А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Э.Н., ДОЦЕНТ НАГОРНОВ В.Н.

СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЫБРОСОВ КАК ФАКТОР СНИЖЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГИИ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ

ПАНАС Н.М., КОВАЛЕВИЧ П.В.

НАУЧНЫЕ РУКОВОДИТЕЛИ – К.Э.Н., ДОЦЕНТ МАНЦЕРОВА Т.Ф., СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ
ЛАПЧЕНКО Д.А.

АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ КАК ВИДА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

МАЧУЛЬСКАЯ В.Д.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Э.Н., ДОЦЕНТ МАНЦЕРОВА Т.Ф.

РАЗВИТИЕ МАЛОГО ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА В ЭНЕРГЕТИКЕ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

МАТВЕЙЧУК Д.Н.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Э.Н., ДОЦЕНТ МАНЦЕРОВА Т.Ф.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

ЛАПШИНА Т.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ - К.Э.Н., ДОЦЕНТ НАГОРНОВ В.Н.

УДК 336.744

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ИНВЕСТИЦИЙ В КРИПТОВАЛЮТУ

Русецкая М. И.

Научный руководитель – старший преподаватель Кравчук Е.А.

Рост капитализации основных криптовалют в последнее время, безусловно, привлекает инвесторов, желающих преумножить свои средства через вложения в биткоин или наиболее перспективные альткоины (так называются все криптовалюты помимо биткоина). Кто-то предпочитает биткоин, как наиболее капитализированную и устойчивую криптовалюту, выросшую за последний год на 300%, кто-то считает более прибыльными вложения в другие монеты, наиболее перспективные и все еще достаточно надежные, например, инвестиции в Эфириум или Dash, продемонстрировавшие за последний год 8- и 12-кратный рост. А часть инвесторов идет комбинированным путем и включает в инвестиционный пакет и BTC, и альтернативные валюты. Однако какой вариант лучше?

Каковы плюсы и минусы инвестиций в биткоин?

Преимуществ, на которые у биткоин-инвестора есть основания рассчитывать:

1) Биткоин демонстрирует стабильный, в годовых масштабах, рост цены, и есть основания полагать, что этот тренд сохранится. На графике ниже видно, что курс биткоина за последние 12 месяцев вырос примерно в 4 раза, с 450 до 1700 долларов;



Рисунок 1 – Курс биткоина за 12 месяцев

2) Доверие сообщества к биткоину больше, чем к любой иной криптовалюте, что в известной степени гарантирует биткоин не только от краха, но и от длительного и сильного снижения цены. Все просадки последних лет биткоин успешно отыгрывал, а затем шел вверх. То, что биткоин обладает наибольшей из всех криптовалют капитализацией и наибольшим числом пользователей, дополнительно укрепляет его позиции;

3) Успешное решение проблемы масштабирования биткоина, если его удастся добиться, также откроет цене путь наверх;

4) Биткоин обладает гораздо большей ликвидностью по сравнению с любой другой криптовалютой; для рядового пользователя это значит, что у него всегда будет обширный выбор возможностей купить или продать биткоины, вплоть до возможности купить биткоины в биткойноте. Технические и программные приспособления для осуществления операций с биткоином также довольно распространены; например, производители Trezor, KeerKey и Ledger предлагают для хранения биткоина хороший ассортимент аппаратных кошельков.

5) Финансовая и политическая нестабильность может привести к тому, что в отдельных странах, или в мире в целом, фиатные валюты станут слишком ненадежными для хранения накоплений, в то время как биткоин (наряду с другими стабильными активами, например, золотом) останется твердым средством сбережения денег

б) Биткоин пока что свободен от того давления и избыточного контроля, которые все больше отравляют жизнь владельцам фиатных денег. Государства стремятся как можно больше ограничить наличное денежное обращение, а хранение денег в банке означает чрезмерную “прозрачность” ваших финансов для контролирующих органов, высокие комиссии на большинство банковских операций и, в ряде случаев, даже отрицательный процент на депозит и ограничение возможности обналичить последний. В то же время, хранение биткоина совершенно бесплатно, а операции с ним не ограничены государственными и банковскими бюрократическими установлениями, словом, биткоин совершенно децентрализован и относительно анонимен, точнее, псевдонимен.

Минусы и риски:

1) Проблема масштабирования биткоин-сети пока еще не решена. Между тем, пропускная способность сети давно вызывает тревогу, а рост комиссий делает невыгодными мелкие транзакции, да и транзакции с приличной комиссией все чаще “застревают” в сети. Ни один из вариантов решения проблемы нельзя назвать идеальным выходом из ситуации, и решающей поддержки сообщества и майнеров ни один из них еще не добился.

2) Проблема избыточного государственного регулирования, а в некоторых странах, и явно запретительной политики, для биткоина сегодня вполне актуальна. Излишний контроль, в известном смысле, оборотная сторона его легализации.

3) Резкий рост курса биткоина в последнее время (от \$1000 до \$1300 за январь-апрель 2017 года и от \$1300 до \$1700 в последние две недели) порождает опасения в том, что курс может “обвалиться” и даже вернуться на прежние позиции. Что же касается высокой волатильности биткоина, она больше затрудняет использование биткоина для краткосрочных операций, таких, как покупка биткоина на бирже для обмена на товар, который можно оплатить биткоинами по курсу, а не для инвестирования на длительный срок. К тому же есть основания считать, что волатильность будет снижаться в будущем, если биткоин войдет в более стабильную фазу своего развития.

Каковы особенности альткоинов как инвестиционного инструмента?

Для значительных по капитализации и авторитету криптовалют частично актуальны некоторые из описанных выше достоинств биткоина, например, устойчивость, проистекающая из значительной капитализации или способность выводить ваши средства из-под контроля государства.

Что же до перспектив ценового роста – потенциально у многих альткоинов они могут быть даже выше, чем у биткоина. Ранее уже приводился пример с криптовалютами Эфириум и Dash, которые за последний год продемонстрировали примерно 8- и 12-кратный рост цены против 4-кратного у биткоина. Как видно на графике, криптовалюта эфир после летнего спада постепенно восстанавливала курс и копила силы для рывка вверх, который начался в январе 2017 года и, возможно, еще далеко не окончен.

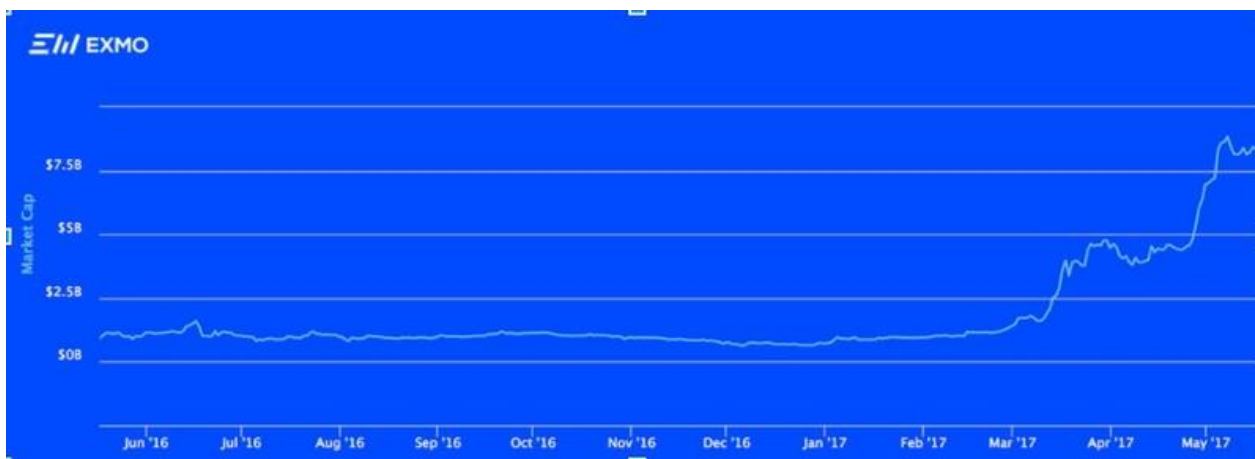


Рисунок 2 – Курс криптовалюты эфир

Проблема, однако, в том, что подобный рост, причем без последующего отката, могут продемонстрировать лишь наиболее успешные альткойны, и то, скорее всего, в последующий период они уже не смогут вырасти так же хорошо. Это во многом обусловлено эффектом “низкой базы”. Он выражается в том, что быстрый рост капитализации какой-нибудь успешно реализованной криптовалюты, например, в 5 раз от изначального уровня, не так уж труднодостижим, потому что уровень этот был для данной монеты еще очень низок; инвесторы охотно брали монету, которую они сочли и перспективной, и пока еще очень дешевой, а спекулянты, игравшие на повышение, могли относительно легко гнать цену вверх, разогревая интерес еще больше. Однако после того, как этот рост осуществился, и капитализация приобрела значительные размеры, еще одно пятикратное увеличение цены уже не дастся так легко. На конкретном примере это можно описать так: трудно представить себе криптовалюту Dash, стабильно продающуюся по цене в 0,6 биткоина вне ситуации, когда BTC окажется в самом тяжелом кризисе, и трудно представить себе цену на ту же криптовалюту в \$1000. вне ситуации, когда стоимость биткоина будет составлять уже порядка \$10 000. Как уже отмечалось, на протяжении последних нескольких лет отмечен рост капитализации альткойнов, и относительной, и выраженной в абсолютных цифрах. Год назад 80% от общей капитализации всех криптовалют приходилось на биткоин, и на долю альткойнов оставалось менее 20%. Теперь же этот показатель вырос в 2.5 раза и превышает 50%. \ Не факт, что эта тенденция сохранится в течение хотя бы ближайшего полугодия, но для прошедшего года она была довольно характерна. Это означает, что часть солидных инвесторов при инвестициях в криптовалюты или отдает предпочтение альткойнам, или хотя бы составляет из них весомую часть инвестиционного пакета – может быть, из-за технологических преимуществ конкретных криптовалют, или потому, что у них вызывает беспокойство будущее биткоина; действительно, если проблема масштабирования биткоина так и не будет разрешена на приемлемом для большей части сообщества уровне, многие решат продать биткоины, и это весьма серьезно укрепит позиции наиболее авторитетных альткойнов. Перспективы некоторых успешных альткойнов улучшает то, что они могут обеспечивать работу ряда инновационных программных разработок (наподобие смарт-контрактов в случае с Эфириумом, или создания двухуровневой платежной сети в случае с Dash). Интересный момент заключается и в том, что часть альткойнов может “приносить проценты” просто при хранении. Так, владельцы мастернод Dash получают вознаграждение в виде части добываемых майнерами монет (при условии, что владелец мастерноды непрерывно поддерживает ее онлайн), а владельцы криптовалют, которые добываются с помощью POS майнинга, получают, в зависимости от их сбережений, то или иное количество новых монет просто при отсутствии активных действий над запасенными в их локальном кошельке монетами. Иногда инвесторы “имеют право голоса” и могут влиять на решение тех или иных вопросов развития криптовалюты, правда, это влияние можно считать значимым только при действительно крупных по размеру сбережениях в данной криптовалюте. Для альткойн-инвестора некоторой проблемой является то, что законодательная оформленность и защищенность биткоина как финансового инструмента несколько выше, чем аналогичный показатель у альткойнов. Так, в Японии биткоин уже легализован, как средство оплаты, а, скажем, лайткоин – еще нет.

Особняком от солидных альткойнов с хорошей капитализацией стоят более слабые монеты. Их невысокая капитализация дает крупным трейдерам возможность “шатать” их курс в спекулятивных целях, отчего он может оказаться искусственно поднятым (может быть, даже многократно и на значительный срок), а потом снова упасть. Таким образом, все подобные альткойны, в сущности, правильнее считать не инвестиционным, а, прежде всего, спекулятивным инструментом, на котором удастся зарабатывать в основном наиболее крупным и искусным игрокам (манипуляторам), а инвестор рискует закупиться по раздутой цене и в итоге потерять большую часть депозита. Даже без необратимых падений, резкие ценовые скачки в произвольном направлении, безусловно, отталкивают серьезных инвесторов; качественный инвестиционный актив не должен по несколько раз в месяц или

неделю испытывать нервы владельца на прочность очередным катастрофическим падением. Правда, и альткоины наподобие, к примеру, Эфириум, на начальном этапе своего существования входили в число подобных слабых валют, но перспективность их технологии позволила им вырасти в десятки раз и занять более достойное место под солнцем.

Подытоживая, можно сказать, что инвестирование в альткоины разных уровней (состоявшиеся, перспективные, неопределенные и т.д.) потенциально может быть и гораздо более прибыльно, чем вложения в биткоин, однако ценой более высокого риска потерять деньги из-за просадок или постепенного “сползания” цены

Литература:

1. Стоит ли инвестировать в биткоин?//INSIDERPRO[Электронный ресурс].-2016.-Режим доступа:<https://ru.insider.pro/investment/2016-08-31/stoit-li-investirovat-v-bitkoin>.

2. Инвестирование в криптовалюту//COINNEWS[Электронный ресурс].-2017.-Режим доступа: <http://coinews.io/ru/category/1-kripto>

УДК 620.9

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В КОНЦЕПЦИИ РАСПРЕДЕЛЁННОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

Марков А.Н., Дудченко Г.А.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Нагорнов В.Н.

Сегодня практически все промышленно и энергетически развитые страны наибольшую часть электрической энергии производят централизованно. Например, при помощи атомных станций, крупных электростанций на угле или природном газе, гидроэлектростанций и т.д. Передавая энергию большому количеству потребителей и, как правило, на большое расстояние, в современных условиях такие электростанции имеют высокие технико-экономические показатели («эффект масштаба»). Обычно, их строительство обусловлено различными географическими и экологическими факторами, а также требованиями безопасности и охраны окружающей среды. В качестве примера можно привести комбинированные станции на природном газе, которые имеют невысокие показатели загрязнения окружающей среды, что позволяет располагать их вблизи городов, и угольные станции, многие из которых строятся ближе к месторождениям угля для предотвращения сильного загрязнения воздуха в жилых районах и уменьшения затрат на транспортировку топлива. Однако, существует и другой подход — распределенная энергетика.

Распределённое производство энергии — это концепция строительства энергосистемы, которая подразумевает выработку энергии непосредственно на местах её потребления с помощью установки оборудования малых мощностей, в том числе и на основе нетрадиционных источников энергии.

Другими словами, это означает наличие множества потребителей, производящих энергию для собственных нужд, а также мини-станций для отдельных районов и небольших населённых пунктов, при этом излишки энергии направляются в общую сеть.

Итак, распределённая энергетика имеет следующие преимущества:

- снижение потерь при транспортировке из-за максимального приближения генераторов к потребителям энергии, вплоть до расположения их в одном здании;
- уменьшение числа и протяженности линий электропередач и, соответственно, расходов на их строительство;
- достижение низких затрат на обслуживание;
- низкое загрязнение окружающей среды по сравнению с централизованной системой за счёт активного использования альтернативных источников энергии;
- смягчение последствий аварий на центральных электростанциях и главных линиях электропередач из-за наличия собственных источников энергии;

Однако, есть и отрицательные стороны распределённого производства энергии в современных условиях. Полный отказ от мощных центральных электростанций и окончательная децентрализация в настоящее время невозможна как по экономическим соображениям, так и в связи с:

- необходимостью постоянного поддержания баланса генерации и потребления;
- сложностью управления множеством объектов и их технического обслуживания;
- необходимостью постоянного поддержания баланса генерации и потребления и наличия резервных мощностей;
- необходимостью создания развитого энергетического рынка.

Как уже было отмечено, концепция РПЭ подразумевает строительство дополнительных источников электроэнергии в непосредственной близости от потребителей. Это означает, что мощность таких источников выбирается, исходя из ожидаемой мощности потребителя с учётом имеющихся технологических, правовых, экологических ограничений. Соответственно, она может варьироваться в широких пределах: от нескольких киловатт до

сотен. При этом потребитель не отключается от общей сети электроснабжения. В целом по стране объединение распределенных генераторов энергии может выступать в качестве «виртуальной станции».

В рамках данной концепции основным направлением альтернативной энергетики является использование энергии солнца, ветра, биогаза, древесины и торфа.

Биогазовые установки способны вырабатывать и тепловую, и электрическую энергию. Это позволяет наиболее эффективно использовать их при частной выработке энергии. Специалистами биомасса рассматривается как наиболее вероятный источник энергии после истощения запасов традиционных энергоносителей, поскольку многие виды биомассы имеют высокие энергетические показатели. Так, по теплотворной способности 1 т сухого вещества соломы эквивалентна 415 кг сырой нефти, теплотворность 1 кг пшеничной соломы и сухих кукурузных стеблей равна 15,5 МДж, соевой соломы - 14,9 МДж, рисовой шелухи - 14,3 МДж, подсолнечной лузги - 17,2 МДж. По этому показателю растительные отходы полеводства приближаются к дровам (14,6-15,9 МДж/кг) и превосходят бурый уголь (12,5 МДж/кг).

Преимущества использования биогаза: решение проблемы утилизации мусора, возможность использования разных отходов для производства биогаза, возможность использования биогаза для приготовления пищи, получение органических удобрений на выходе и т.д. Недостатки: высокие начальные капиталовложения, сложности в процессе эксплуатации, постоянная необходимость топлива.

Традиционными для России, Беларуси, а также наиболее распространенными и доступными для населения возобновляемыми источниками энергии из биомассы являются древесина и торф. Ежегодно в мире образуется почти 3 млрд м³ торфа, что примерно в 120 раз больше, чем используется. Торф оставался долгое время «кризисным топливом», однако в последнее время в некоторых европейских странах он перешел в разряд постоянного вида топлива для систем децентрализованного теплоснабжения. Теплотворная способность сухого торфа составляет 17,2 МДж/кг, что на 35-40 % выше, чем у угля. При этом следует отметить, что использование печи на твёрдом топливе не стоит представлять в таком виде, как это было 40-50 лет назад. Современная печь – это высокотехнологичное оборудование, имеющее большой функционал вплоть до регулировки температуры и отслеживания количества дымовых газов.

Преимущества использования твердотопливных печей: низкие капиталовложения, возможность использования любых видов твёрдого топлива любого качества. Недостатки: сложности в процессе эксплуатации, необходимость постоянного снабжения топливом.

Одним из наиболее эффективных нетрадиционных способов выработки энергии является использование солнца. Данный способ можно разделить на две составляющие: использование тепловой энергии солнца (солнечные коллекторы) и использование энергии фотонов (фотоэлектрические панели). Особенностью установки солнечных станций является зависимость их эффективности от климатических и географических условий местности и от сезонных изменений инсоляции.

Преимущества солнечной энергетики: неисчерпаемость энергетического ресурса, отсутствие сложностей в процессе эксплуатации, абсолютная безопасность для окружающей среды. Недостатки: высокие капиталовложения, зависимость от географических условий, сезонность, необходимость использования больших площадей.

Особый интерес в настоящее время представляет использование энергии ветра для обеспечения электрической энергией частных домов и коттеджей, то есть, ветряные электростанции для индивидуального использования. Существуют вертикальные и горизонтальные ветрогенераторы (последние – более шумные). В рамках частного производства энергии и, соответственно, при небольших размерах ветроустановок вертикальные генераторы являются более эффективными. Обычно в таких условиях ветряные установки сочетаются с другими видами генераторов: солнечными, геотермальными, водными.

Преимущества использования энергии ветра: отсутствие необходимости больших площадей, неисчерпаемость энергетического ресурса, экологичность, простота эксплуатации. Недостатки: дороговизна, высокий уровень шума (для горизантольных), зависимость от климатических и географических условий.

Сегодня в Республике Беларусь практически все населённые пункты, крупные и средние предприятия и производства получают тепловую и электрическую энергию централизованно. Основное топливо – газ. Выработка электроэнергии от сжигания природного газа в Беларуси составляет 89,4% от общего производства электроэнергии. Учитывая строительство АЭС, следует понимать, что полная реализация идей распределённой энергетики в энергосистеме страны невозможна, исходя из чего данная концепция приобретает новый смысл в виде частного производства энергии, а именно в самостоятельной выработке тепловой энергии при невозможности транспортировки тепловой энергии АЭС на большие расстояния и дополнительной выработке электроэнергии в пиковые и полупиковые режимы потребления.

Одним из важных преимуществ распределённого производства энергии является то, что в небольших размерах использование нетрадиционных энергетических технологий куда более перспективно, чем на крупномасштабных производствах. Для Республики Беларусь наиболее эффективным оборудованием для частной выработки электричества и тепла в том числе и на основе альтернативных источников энергии являются солнечные и биогазовые установки, а также твердотопливные печи.

УДК 504.3

СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЫБРОСОВ КАК ФАКТОР СНИЖЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГИИ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ

Панас Н.М., Ковалевич П.В.

Научные руководители – к.э.н., доцент Манцерова Т.Ф., ст. преподаватель Лапченко Д.А.

Современную действительность можно назвать эпохой трех «Э»: экономика, энергетика, экология. Эти три понятия тесно связаны между собой. Экономика – это совокупность отношений, связанных с производством и всей хозяйственной деятельностью человека. Энергетика – область экономической деятельности человека, охватывающая преобразование, распределение и использование энергетических ресурсов всех видов. Экология – это наука, изучающая закономерности взаимоотношений организмов между собой и с окружающей средой.

Энергетика сегодня является определяющей и для экономики, и для экологии. Именно от нее в значительной мере зависит экономический потенциал всех стран и благосостояние населения. В то же время она оказывает сильное воздействие на окружающую среду и биосферу в целом. Самые актуальные экологические проблемы (изменение климата, кислотные дожди, общее загрязнение среды) прямо или косвенно связаны с использованием или производством энергии. Следовательно, не будет преувеличением утверждать, что от решения энергетических проблем зависят возможности решения главных экологических проблем.

Основной экологической проблемой для любого государства являются загрязняющие выбросы энергетических объектов.

Таблица 1 - Количество произведенной и потребленной электроэнергии в 2015 году

Показатель	Значение показателя в абсолютном выражении, млн. кВт*ч	Значение показателя в относительном выражении, %
Производство - всего, в том числе:	34 082	100
тепловыми электростанциями	33 942	99,59
гидроэлектростанциями	107	0,31
ветроустановками	26	0,08
солнечными установками	7	0,02
Потреблено – всего, в том числе:	36 704	100
организациями республики	30 103	82,02
населением	6 601	17,98

Как видно из таблицы 1, доля произведенной электроэнергии на ТЭС составляет более 99,5%. На основании этого можно сделать вывод, что ТЭС являются главным источником

электроэнергии в Беларуси. И пока никакие альтернативные источники энергии не имеют возможности покрыть даже 1% потребностей страны.

ТЭС – это электростанция, вырабатывающая электрическую энергию за счет преобразования тепловой энергии горения топлива в механическую энергию вращения вала электрогенератора.

Принцип работы станции прост. Вначале топливо сжигается в специальной камере сгорания (паровом котле), при этом выделяется большое количество тепла, которое превращает воду, циркулирующую по специальным системам труб, расположенным внутри котла, в пар. Постоянно нарастающее давление пара вращает ротор турбины, которая передает энергию вращения на вал генератора, и в результате вырабатывается электрический ток.

Система пар – вода замкнута. Пар, после прохождения через турбину, конденсируется и вновь превращается в воду, которая дополнительно проходит через систему очистки и вновь попадает в паровой котел.

В результате сжигания топлива образуются дымовые газы, которые проходя сложную систему очистки, выбрасываются в атмосферу. В Беларуси большинство ТЭС работают на природном газе. Продуктами сгорания газа являются оксиды серы и оксиды азота, выброс которых, как можно заметить в таблице 2, значительно меньше, чем от других видов органического топлива.

Таблица 2 - Виды выбросов от ТЭС

Загрязняющие вещества	Виды топлива			
	Каменный уголь	Бурый уголь	Мазут	Природный газ
Двуокись серы	6,0	7,7	7,4	0,002
Оксиды азота	21,0	3,45	2,45	1,9
Твердые частицы	1,4	2,7	0,7	-
Фтористые соединения	0,05	0,11	0,004	-

По данным министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды РБ за 2015 год доля энергетики в общем объеме загрязнений атмосферы составила 24,51%.

К методам снижения выбросов в окружающую среду от ТЭС относятся пылеулавливание, использование электрофильтров и скрубберов, сероочистительных установок, систем азотоочистки, метод рециркуляции дымовых газов, ступенчатое сжигание топлива. Внедрение этих современных технологий позволит снизить выбросы загрязняющих веществ до 30%.

Использование методов снижения вредных выбросов в атмосферу приведет к уменьшению экологического налога. И, как следствие, к снижению себестоимости электрической и тепловой энергии на ТЭС.

Как говорилось выше, ТЭС в нашей стране работают на природном газе. Это экологичный, но дорогой вид топлива, запасы которого уменьшаются с каждым годом. К тому же нашей стране приходится закупать газ, так как собственных месторождений этого вида топлива в нашей республике нет. Поэтому одним из способов снижения себестоимости на ТЭС может быть использование альтернативного топлива – нефтяного кокса.

Нефтяной кокс - твердый остаток вторичной переработки нефти или нефтепродуктов, получаемый при замедленном коксовании тяжелых нефтяных остатков. Нефтяной кокс будет

производиться в нашей стране на установке замедленного коксования на ОАО «Нафтан». В связи с этим на Новополоцкую ТЭЦ планируется ввести экспериментальный котел по сжиганию нефтяного кокса.

Нефтяной кокс – это дешевый вид топлива, который может производиться в нашей стране, что поможет поддержать политику импортозамещения. Также хотелось бы отметить, что нефтяной кокс имеет высокую теплотворную способность и низкую зольность, так что после его сжигания не образуются большие золоотвалы.

На Новополоцкой ТЭЦ рассматривают две технологии сжигания этого топлива: котёл с циркулирующим кипящим слоем, или ЦКС, и технология SNOX.

Первым рассмотрим котёл ЦКС. Для создания ЦКС необходимо использование инертного материала – песка, так как у нефтяного кокса низкая зольность. Для нагрева слоя (песка) до температуры воспламенения твердого топлива требуется вспомогательное топливо в виде природного газа. В котел устанавливается 4 газовые горелки, которые способны обеспечить нагрузку порядка 40% номинальной тепловой мощности. Для уменьшения выбросов оксидов серы (ПДК $SO_x=200\text{мг/м}^3$) в топку котла дополнительно нужно подавать известняк. В результате работы котла ЦКС мы получаем твердые отходы в виде золы, сульфат калия и гипса, которые составляют более 20 % общего объема топлива. Чтобы снизить количество золы требуется установка дополнительных электрофильтров.

Процесс СНОКС – это регенеративный каталитический процесс очистки дымовых газов, позволяющий удалить из них до 98% оксидов серы (SO_2 и SO_3), до 96% оксидов азота (NO_x) и практически все твердые частицы. Серосодержащие компоненты превращаются в серную кислоту товарного качества, а оксиды азота NO_x восстанавливаются до N_2 . При протекании процесса не потребляются вода или другие материалы за исключением аммиака (примерно 70кг/ч при расходе топлива около 30 т/ч), используемого для каталитического восстановления NO_x . В результате процесса не образуются вторичных источников загрязнения, таких как сточные воды, взвеси или твердые отходы.

Сейчас все еще решается, какая технология будет использоваться на Новополоцкой ТЭЦ. Сжигание кокса в ТЭЦ — это решение последних лет. Поставлена задача максимальной очистки выбросов, не превышающих предельно-допустимые нормы вредных веществ.

Литература

1. Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.minpriroda.gov.by/>. – Дата доступа: 21.04.2017.
2. Электротехнический портал [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://электротехнический-портал.рф/>. – Дата доступа: 23.04.2017.

УДК 620.9

АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ КАК ВИДА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Мачульская В.Д.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Манцерова Т.Ф.

В энергетический сектор Беларуси входят: предприятия электроэнергетики, объединённые в ПО «Белэнерго» производство электро- и теплоэнергии; газовый сектор ОАО «Белтрансгаз» и предприятия ПО «Белтопгаз», занимающиеся не только распределением газа внутри страны, но и добычей торфа и пр. Не смотря на программу реформирования энергетической отрасли, в рамках которой планируется выделение трех независимых предприятий, энергетика остается вертикально интегрированной отраслью.

За период 2005-2014 гг. объем выработки электроэнергии в среднем находился на уровне 33-35 млрд кВтч. В 2014 году объем производства электроэнергии составил около 35,4 млрд кВтч. Темп роста выработки электрической энергии в 2014 году составил 111%. Объем выработки тепловой энергии в течение последних 7 лет находился на уровне 63-75 млн Гкал в год. В 2014 году было произведено около 63 млн Гкал, что на 4% меньше, чем в 2013 г.

Основным сырьем для производства тепловой и электрической энергии в Республике Беларусь является газ (около 80% всего объема тепловой и электрической энергии). Также для производства тепловой и электроэнергии используется мазут (около 11%) и ВИЭ (около 9%) 91% электроэнергии производит ГПО «Белэнерго». ГПО "Белэнерго" удовлетворяет около половины спроса на тепловую энергию в Беларуси, остальной спрос удовлетворяют организации ЖКХ. Крупнейшими теплоэлектростанциями Беларуси являются Лукомльская и Березовская ГРЭС, а также Минские ТЭЦ. На долю 5 крупнейших станций приходится около 66% всей мощности энергосистемы страны.

Основными потребителями электроэнергии в Беларуси являются промышленные предприятия. На их долю приходится 55% всей потребляемой электроэнергии. Ключевым потребителем тепловой энергии, в отличии от электричества, является население. На его долю приходится 45% потребления. Спрос же предприятий на тепловую энергию составляет всего 27%.

Состояние экономики любых государств во многом определяется эффективностью использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), при этом особую важность это приобретает для стран, отрасли экономики которых в больших объемах используют импортируемые энергоресурсы, что в полной мере относится к Беларуси.

Республика Беларусь относится к категории стран, которые не обладают значительными собственными топливно-энергетическими ресурсами. Обеспеченность Республики собственными энергоресурсами находится на уровне 20% потребности Республики в ТЭР, в связи с чем около 80% всех потребляемых в стране ТЭР является импортируемыми (на долю России приходится 98% объема импорта). Структура валового потребления ТЭР неизменна на протяжении последних лет и выглядит следующим образом: 60% составляет импортируемый из России газ; нефть и нефтепродукты составляют 23%; импортируемая электроэнергия - 6%; местные топливно- энергетические ресурсы (ВИЭ, в том числе торф, дрова, биомасса) - около 10%, прочие ТЭР - до 1%.

Для того, чтобы увеличить энергобезопасность страны и снизить энергоемкость ВВП, были разработаны государственные программы: на 2006-2010 гг., по итогам которой энергоемкость ВВП была снижена на 23,5% до уровня 2005 г., и доля использования местных ТЭР составила около 20,5 % (за счет внедрения различных мероприятий по энергосбережению в 2006–2010 гг. было сэкономлено около 7,8 млн. т условного топлива); на 2011-2015 гг, и согласно которой предусматривалось внедрение энергоэффективных

технологий, снижение энергоемкости ВВП к 2015 году на 29 – 32% по отношению к 2010 году и увеличение доли местных ТЭР до 30%.

**Структура сырья для производства
тепловой и электрической энергии,
2014**

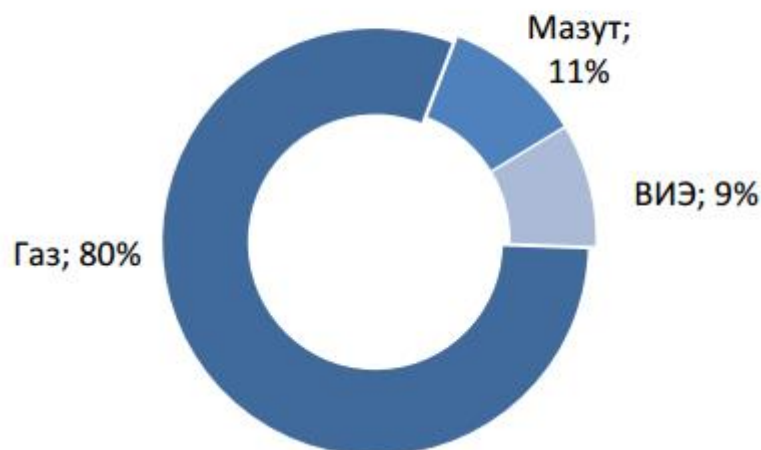


Рисунок 1 - Структура сырья для производства тепловой и электрической энергии

Согласно госпрограммам энергобезопасности, одним из ключевых пунктов является использование местных и альтернативных топливно-энергетических ресурсов. Основные из них - дрова, торф, гидроресурсы и биомасса. Беларусь также обладает крупными месторождениями бурого угля и горючих сланцев, но их использование является опасным (при сжигании угля образуются ядовитые газы, загрязнение производят также угольная пыль и сажа) и неэффективными (по качественным показателям белорусские горючие сланцы не являются эффективным топливом из-за их высокой зольности и низкой теплоты сгорания).

Помимо традиционных источников энергии в Беларуси используются такие, как вода, солнце и ветер. Скорость течения белорусских рек достаточно низкая, поэтому полностью обеспечить свои потребности в энергии за счет ГЭС Беларуси не возможно, но энергии некоторых ГЭС хватает, чтобы обеспечить небольшие районы. Энергия солнца и ветра пока не имеет широкого применения, однако уже разработано множество проектов, по использованию солнечных панелей и ветрогенераторов. Такие проекты активно реализуются в регионах Беларуси.

Общая установленная электрическая мощность тепловых электростанций в 2014 году составила 10 035 МВт. Основной же объем выработки энергии (электричества и тепла) в структуре энергосистемы всей страны занимает конденсационные электростанции (42,9%) и ТЭС высокого давления (43,7%).

На ТЭЦ производится почти половина всей требуемой тепловой энергии, остальная часть производится котельными. Газ используется в качестве основного топлива, также в небольших количествах на котельных используется мазут, биомасса и вторичные тепловые ресурсы.

Выработка тепла и электроэнергии неравномерна в региональном разрезе (тепло больше всего вырабатывают Минскэнерго и Витебскэнерго; электричество – Витебскэнерго и Минскэнерго, причем, если в выработке тепла Минскэнерго лидирует, то в выработке электроэнергии лидирует уже Витебскэнерго). Такая неравномерность связана, в первую очередь, спецификой расположения объектов, производящих энергию, и рынком сбыта (так, если в Витебской области расположена крупнейшая ГРЭС и иные немаловажные объекты, то в Минской области крупнейшие потребители тепла (г. Минск с населением около 2 млн человек), для выработки которого необходимы соответствующие мощности).



Рисунок 2 – Региональная структура выработки электроэнергии, 2014

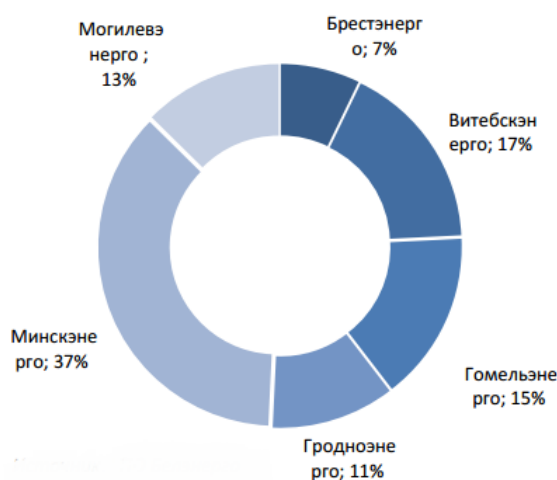


Рисунок 3 - Региональная структура выработки тепла, 2014

В отрасли существует определенный дисбаланс, он объясняется наличием механизма перекрестного субсидирования потребления энергоресурсов одних субъектов (население) другими (юридические лица), что создает дополнительное обременение на реальный сектор экономики. Однако, существующая программа перехода на единые тарифы для всех субъектов национальной экономики к 2015 году предполагает выравнивание тарифов и переход на единый механизм. Тем не менее, ее исполнение, вероятно, может быть задержано, в связи со снижением платежеспособности населения и определенными политическими мотивами.

В соответствии с Законами Республики Беларусь "О естественных монополиях", "О ценообразовании", Указом Президента Республики Беларусь "О некоторых мерах по стабилизации цен (тарифов) в Республике Беларусь" в республике осуществляется государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую от источников ГПО "Белэнерго".

Электрическая энергия в соответствии с постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 25 ноября 1992 г. № 709 "О единых тарифах на электрическую энергию" отпускается в республике по государственно регулируемым единым по республике тарифам, дифференцированным по группам потребителей. Так цены для населения значительно ниже тарифов для юридических лиц.



Рисунок 4 - Сравнительный анализ тарифов на электроэнергию для населения и юридических лиц, руб./кВт-ч

Тарифы на тепловую энергию, также, как и тарифы на электричество, имеют дифференцированную структуру. Уровень тарифа на тепловую энергию определяется по следующим критериям:

- по областям;
- группам потребителей;
- техническим характеристикам теплоносителя - отборный пар различного уровня давления, острый и редуцированный пар, горячая вода.

Средние тарифы на электро- и теплоэнергию значительно увеличились за последние 6 лет. Тем не менее коэффициент возмещения остается на достаточно низком уровне. Процент возмещения населением стоимости на электроэнергию снизился с 79,6% в 2007 до около 35% в 2014. Процент возмещения на тепловую энергию также снизился с 56,6% в 2007 до 20% в 2014 году.

УДК 334.7

РАЗВИТИЕ МАЛОГО ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА В ЭНЕРГЕТИКЕ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Матвейчук Д.Н.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Манцера Т.Ф.

В настоящее время место и роль Республики Беларусь в мировой экономике будет определяться способностью реализовывать новые технологические решения, которые позволят республике конкурировать на современном рынке и заручаться поддержкой международных инвесторов.

Предпринимательство - важнейший элемент рыночной экономики, без которого не может гармонично развиваться государство. Оно во многом определяет темпы экономического роста, структуру и качество валового национального продукта и является мотором хозяйственного развития.

На 1 января 2016 года в Республике Беларусь было зарегистрировано 105047 микро- и малых организаций, которые обеспечивают 14,2% объема ВВП страны, 41,4 % экспорта и 26,7% импорта товаров. Малый бизнес развивается на территории Беларуси неравномерно. Распределение субъектов по регионам характеризуется достаточно высокой степенью концентрации в столице и крупных городах. Также имеет место неравномерность развития малого бизнеса по отраслям. Так, по итогам 2015 года 73% от общего количества малых организаций сосредоточено в сфере услуг, а 27% - в производственной сфере.

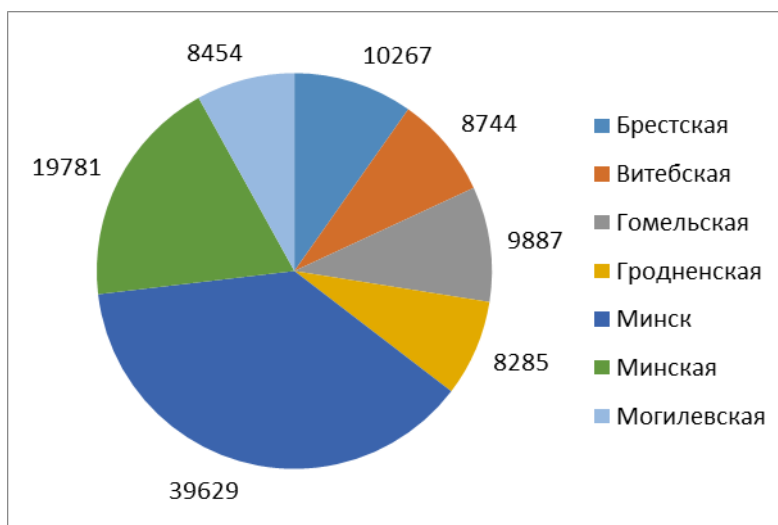


Рисунок 1 – Количество малых организаций по областям и г. Минску, единиц

Стоит отметить, что в Республике Беларусь ведется постоянная работа по улучшению условий для развития бизнеса, что позволяет РБ в отчете Всемирного банка «Ведение бизнеса 2017» занимать 37-е место среди 189 государств (2016 г. – 44 место).

Энергетика Республики Беларусь является наиболее стабильно работающим комплексом белорусской экономики. Однако отсутствие значительных запасов собственных топливно-энергетических ресурсов приводит к увеличению рисков страны в плане энергетической безопасности.

Структура валового потребления ТЭР неизменна на протяжении последних лет и выглядит следующим образом: 60% составляет импортируемый из России газ; нефть и нефтепродукты составляют 23%; импортируемая электроэнергия - 6%; местные топливно-энергетические ресурсы (ВИЭ, в том числе торф, дрова, биомасса) - около 10%, прочие ТЭР - до 1%.

Основным сырьем для производства тепловой и электрической энергии в Республике Беларусь является природный газ. При его сжигании производится около 80% всего объема тепловой и электрической энергии.

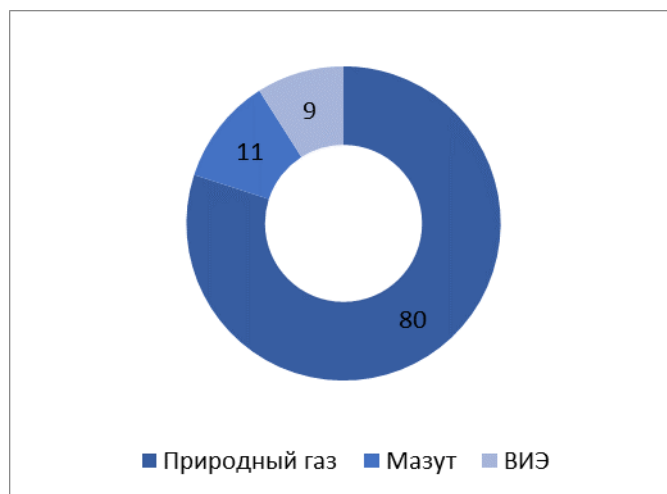


Рисунок 2 – Структура сырья для производства тепловой и электрической энергии в Республике Беларусь в 2015г., %

Для того, чтобы повысить энергетическую безопасность страны и снизить энергоёмкость ВВП, в Республике Беларусь действует государственная программа «Энергосбережение» на 2016-2020гг. Данная программа предполагает сдерживание роста валового потребления топливно-энергетических ресурсов, увеличение использования местных ТЭР, в том числе возобновляемых источников энергии.

По итогам действия аналогичных программ в период с 2006-2010гг., 2011-2015гг. энергоёмкость ВВП была снижена на 34,6% от уровня 2005 г. и составила 372 кг у.т/млн.руб., экономия топлива составила около 15 млн. т у.т.

Согласно концепции энергетической безопасности Республики Беларусь, одним из ключевых пунктов ее обеспечения является использование местных и альтернативных энергетических ресурсов.

Основными альтернативными ресурсами являются дрова, торф, гидроресурсы и биомасса. Беларусь также обладает крупными месторождениями бурого угля и горючих сланцев, но их использование является опасным и неэффективным, так как при их сжигании образуются ядовитые вещества, и они обладают низкой теплотой сгорания.

Среди местных природных ресурсов, которые используются в качестве сырья для производства тепло- и электроэнергии, в Беларуси применяются торф, древесные отходы и биомассы. Тем не менее доля местных и возобновляемых источников в структуре производства тепловой и электрической энергии составляет пока 5,2%.

В балансе производства возобновляемых источников энергии в Беларуси самая большая доля приходится на использование древесного топлива. Так в 2015 году их доля составила около 95%. Доля энергии ветра, воды и солнца в общем объеме выработки не превышает 3%.

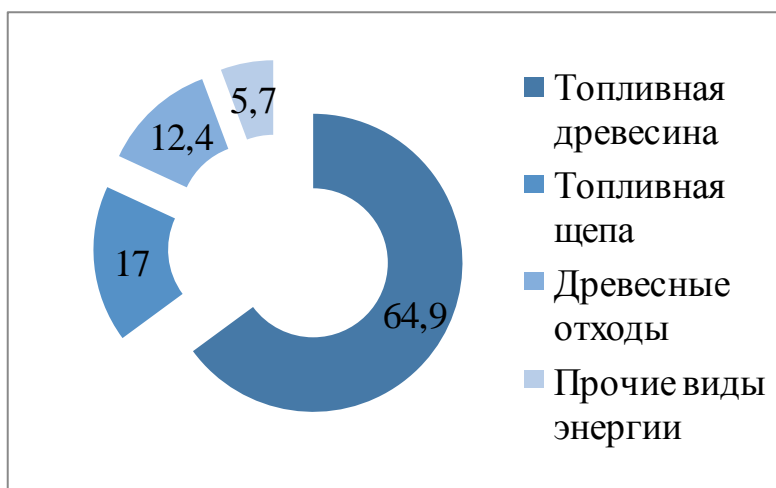


Рисунок 3 – Баланс возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь в 2015 г., %

Одной из возможностей реализации положений Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь является развитие малого предпринимательства в энергетике Республики Беларусь на основе использования местных и альтернативных источников энергии.

Стоит отметить, что особое внимание может быть уделено развитию малых энергетических предприятий с использованием энергии биогаза и древесных ресурсов, что обусловлено развитым сельским хозяйством и лесной промышленностью.

Лесной фонд Беларуси насчитывает более 9,3 млн. га. Таким образом, лесами покрыто около 38,8% территории страны.

Таблица 1 – Характеристика лесного фонда Республики Беларусь за 2015 г.

Показатель	Единица измерения	Всего по Беларуси
Общая площадь лесного фонда	млн. га	9,499
Лесные земли	млн. га	8,672
Покрытые лесом земли	млн. га	8,204
Общий запас насаждений	млн. м ³	1714,3

Годовой объем использования дров, отходов лесопиления и деревообработки в качестве котельно-печного топлива в 2015 г. превысил 3,5 млн т.у.т. Всего в Беларуси на конец 2014 года действовало более 310 установок, установленной мощностью около 500 МВт, работающих на энергии древесного топлива. Основной объем энергии из биомассы производится на котельных и мини-ТЭЦ предприятий. Также древесное топливо используется домохозяйствами.

Учитывая растущие объемы лесозаготовки, будут расти и объемы древесных отходов. Наиболее перспективным направлением в использовании энергии биомассы является производство пеллет. На текущий момент пеллетное производство направлено на экспорт ввиду высоких цен на данную продукцию в Европейском Союзе. Но есть большой потенциал для использования пеллет на ТЭЦ в Беларуси.

Основными направлениями в производстве энергии из биомассы являются: отходы растениеводства; биогаз из отходов животноводства; фитомасса и коммунальные отходы.

В Беларуси действует 91 ферма крупного рогатого скота; 106 свинокомплексов; 35 птицефабрик. Органические отходы с данных ферм можно использовать в качестве топлива для биогазовых установок. Кроме того, в Беларуси насчитывается порядка 170 свалок бытовых отходов, часть которых может быть использована для установки биогазовых комплексов.

На 1 января 2016 года в Республике Беларусь действовало 17 биогазовых установок суммарной электрической мощностью около 22,7 МВт. Согласно Национальной программе развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2016–2020 гг., в Беларуси за 5 лет планируется ввести в строй биогазовые установки общей электрической мощностью до 30 МВт на очистных сооружениях и полигонах захоронения твердых коммунальных отходов, в сельскохозяйственных организациях, занимающихся производством крупного рогатого скота, свиней и птицы.

Стоит отметить, что на сегодняшний день доля малых энергетических предприятий на белорусском рынке не превышает 0,1% от числа организаций малого предпринимательства, тогда как в западных странах она составляет до 30 %.

Основными проблемами развития малого бизнеса на отечественном энергетическом рынке являются трудности в получении разрешения на строительство энергетических объектов, а также достаточно длительный срок окупаемости (около 10 лет), что устраивает далеко не всех инвесторов.

Эффективное развитие малых форм предпринимательства на энергетическом рынке Республики Беларусь может обеспечить внедрение современных высокоэффективных технологий, направленных на повышение качества энергоснабжения, развитие рационального энергетического хозяйства регионов, модернизацию энергообъектов и ввод новых мощностей.

Таким образом, развитие объектов малого предпринимательства в энергетике Республики Беларусь будут способствовать обеспечению энергетической безопасности и качественному росту экономики страны.

УДК 338.1: 620.9

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Лапшина Т.С.

Научный руководитель - к.э.н., доцент Нагорнов В.Н.

Возобновляемая энергия является важной составляющей энергетики в XXI веке, а ее эффективное использование — одно из направлений устойчивого энергообеспечения различных стран мира. Экономический потенциал использования ВИЭ в мире в настоящее время оценивается в объеме более 200 млрд т у.т. в год, что минимум в два раза превышает годовой объем добычи всех видов ископаемого топлива. Основное преимущество ВИЭ — неисчерпаемость и экологическая чистота. Это и послужило основанием для бурного развития возобновляемой энергетики за рубежом и весьма позитивных прогнозов ее развития в Беларуси.

Экономика ВИЭ характеризуется короткими сроками проектирования и строительства, низкими (и снижающимися) удельными переменными и капитальными затратами и стоимостью киловатт-часа. Кроме того, использование ВИЭ в значительной мере снимает риски долгосрочных договоров на поставку электроэнергии — себестоимость электроэнергии солнечных и ветровых электростанций не зависит от скачков на топливном рынке. ВИЭ относительно равномерно распределены по территории земного шара, не находятся в монопольном владении ограниченного числа стран и поэтому рассматриваются как источники энергии, использование которых способствует повышению энергетической безопасности, снижению зависимости от импорта энергетических ресурсов и укреплению политической и экономической стабильности в мире.

В настоящее время остро стоит вопрос о загрязнении окружающей среды. Производство и использование различных видов энергии сопровождается истощением природных ресурсов, разрушением экосистемы, созданием угроз здоровью человека, растительному и животному миру. Использование ВИЭ, как правило, не оказывает серьезного воздействия на окружающую среду, так как в большинстве своем они являются экологически чистыми

Беларусь слабо обеспечена источниками ископаемого топлива, такими как газ и нефть. Поэтому вынуждена импортировать более 80% потребляемых топливно-энергетических ресурсов, причем импортируемые энергоресурсы являются недиверсифицированными как по видам топлива, так и по поставщикам. ВИЭ распространены по всей территории страны, что не требует существенной модернизации энергетических сетей, а их потенциал достаточно высок - 12-20 млн т у. т. Согласно информации, содержащейся в кадастре, в Беларуси функционирует 4484 установки на возобновляемых источниках энергии, установленная мощность которых составляет 1088, 11 МВт. Значительная часть объектов работает на энергии древесного топлива и иных видов биомассы, а также на энергии естественного движения водных потоков. В республике также используется энергия солнца, биогаза, ветра и тепла земли. Имеющиеся объекты ВИЭ способны вырабатывать 669,2 млн кВтч электроэнергии в год, тепловой энергии - в пределах 7299,5 тыс. Гкал/год. Это соответствует экономии 1315,8 тыс. т у т в год.

На этапе освоения и использования возобновляемых и нетрадиционных источников энергии особую важную роль приобретает объективная оценка и анализ технико-экономических показателей известных и разрабатываемых новых технологий получения энергии. Одним из главных экономических показателей является себестоимость. Себестоимость производства электроэнергии с помощью возобновляемых источников имеет стимул к снижению. Благодаря технологическим достижениям появляются дешевые мощные ветряные турбины и недорогие компоненты солнечных электрических систем, поэтому во многих местах себестоимость возобновляемой энергии становится все меньше.

Производство валового национального продукта, рост материальных и трудовых ресурсов в решающей степени определяются состоянием топливно-энергетического комплекса и величиной производимой энергии. Так, при решении производственных задач должны учитываться характеристики энергохозяйства страны, а также технологические особенности использования различных видов энергетических ресурсов. Себестоимость напрямую связана с прибылью, поэтому крайне важно постоянно анализировать ее изменения, стремясь снизить ее значения, используя при этом только правильные механизмы, так чтобы снижение себестоимости не пошло в ущерб качеству продукции. Особое внимание необходимо уделять расчету и анализу себестоимости энергии, полученной из ВИЭ, еще и для того, чтобы на основании собственных расчетов определять конкурентоспособность и целесообразность использования данных источников энергии в определенных условиях.

Более упорядоченная информация о себестоимости электроэнергии из ВИЭ указана в таблицах, представленных ниже.

Таблица 1. Себестоимость электроэнергии из ВИЭ
(источник: ИАА Cleandex на основании данных REN21)

Технология	Типичные характеристики	Диапазон себестоимости электроэнергии (центов/кВт·ч)
Большие гидроэлектростанции	10-18000 МВт	3-5
Малые гидроэлектростанции	1-10 МВт	5-12
Наземные ветроэлектростанции	1 турбина: 1.5-3.5 МВт диаметр лопастей: 60-100 м	5-9
Шельфовые ветроэлектростанции	1 турбина: 1.5-5 МВт диаметр лопастей: 70-125 м	10-14
Электрогенерация на биомассе	1-20 МВт	5-12
Геотермальная энергетика	1-100 МВт	4-7
Фотовольтаика (модуль)	КПД систем: кристаллические – 12-18%, тонкопленочные 7-10%	–
Фотовольтаический модуль для установки на крыше	Пиковая мощность – 2-5 кВт	20-50
Промышленная фотовольтаическая станция	Пиковая мощность – 200 кВт-100 МВт	15-30
CSP (концентрированная солнечная тепловая энергия)	50-500 МВт для коллекторов, 10-20 МВт для "башен"	14-18 (коллекторы)

Таблица 2. Себестоимость биотоплива первого поколения
(источник: ИАА Cleandex на основании данных REN21)

Технология	Типичные характеристики	Диапазон себестоимости электроэнергии (центов/л)
Биоэтанол	Сахарный тростник, сахарная свекла, кукуруза и проч.	30-50 (сахар) 60-80 (кукуруза) эквивалент 1 л бензина
Биодизель	Соя, рапс, ятрофа и проч.	40-80 эквивалент 1 л дизеля

Приведем себестоимость для проектов автономной энергетики. Задача таких станций заключается в обеспечении домохозяйства электроэнергией в условиях распределенной энергетики. В основном, в западной практике применяется термин ruralenergy, т.е. установки для сельского хозяйства. В этом сегменте на сегодняшний день также существуют различные подходы к использованию ВИЭ.

Таблица 3. Себестоимость альтернативных источников энергии для автономных электросистем (источник: ИАА Cleandex на основании данных REN21)

Технология	Типичные характеристики	Диапазон себестоимости электроэнергии (центов/кВт-ч)
Минигидроэлектростанции	100-1000 кВт	5-12
Микрогидроэлектростанции	1-100 кВт	7-30
Пикогидроэлектростанции	0.1-1 кВт	20-40
Реакторы для биогаза	Объем реактора – 6-8 куб. м	–
Газификаторы биомассы	20-5000 кВт	8-12
Малые ветроэнергостанции	3-100 кВт	15-25
Бытовые ветроэнергостанции	0.1-3 кВт	15-35
Малая бытовая солнечная установка	20-100 Вт	40-60

Среди электрогенерирующих систем наиболее дешевой электроэнергией является электроэнергия биоэнергетической установки (от 3 центов/кВтч). Однако стоит заметить, что выращивание сельскохозяйственных культур для топлива может занять землю, которую можно было бы использовать для выращивания продуктов питания. Энергия гидроэнергетической установки также имеет относительно небольшую себестоимость (4 центов/кВтч). Между тем водохранилища затопляют значительные участки сельскохозяйственных угодий, в том числе и плодородные земли. Также строительство ГЭС нарушает нерестовый цикл рыб, во избежание чего строятся рыбоходы и другие конструкции. Это приводит к удорожанию строительства и эксплуатации ГЭС, что влечет к увеличению себестоимости электроэнергии. Био- и гидроэнергетика сегодня развивается заметно медленнее фотовольтаики и ветроэнергетики из-за технологических сложностей построения крупной системы. У ветроэлектростанций себестоимость уже начинается от 5 центов/кВтч, в то время как для фотовольтаики минимальный показатель - 15 центов/кВт-ч. Сдерживающим фактором применения ВЭУ и СЭУ является высокая стоимость их строительства, что и отражается на себестоимости произведенной энергии.

Литература

1. Анализ себестоимости энергии из возобновляемых источников [Электронный ресурс]. - 2016.- Режим доступа: <http://www.cleandex.ru>
2. Русан В.И., Мордань И.Л. Возобновляемая энергетика: мировой опыт и проблемы развития ВИЭ в Беларуси // Энергетика и ТЭК. – 2016- №5. –УДК.620.9