



Министерство образования
Республики Беларусь

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Электроснабжение»

М. М. Олешкевич
Л. В. Прокопенко
Ю. Л. Василевский

**ПРОИЗВОДСТВО, ТРАНСПОРТ
И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Учебно-методическое пособие

Часть 1

Минск
БНТУ
2014

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Электроснабжение»

М. М. Олешкевич
Л. В. Прокопенко
Ю. Л. Василевский

ПРОИЗВОДСТВО, ТРАНСПОРТ И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Учебно-методическое пособие для студентов специальности
1-43 01 06 «Энергоэффективные технологии и энергетический
менеджмент» и направления специальности
1-53 01 01-10 «Автоматизация технологических процессов
и производств (энергетика)»

В 3 частях

Часть 1

ПРОИЗВОДСТВО И ТРАНСПОРТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

*Рекомендовано учебно-методическим объединением высших учебных заведений
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск
БНТУ
2014

УДК 621.311/.316+621.32(075.8)

ББК 31.27я7

О-54

Рецензенты:

доцент кафедры «Электроснабжение» БГАТУ,
кандидат технических наук *В. М. Збродыга*;
доцент кафедры «Полиграфическое оборудование
и системы обработки информации» БГТУ,
кандидат технических наук *В. П. Беляев*

Олешкевич, М. М.

О-54 Производство, транспорт и потребление электроэнергии : учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-43 01 06 «Энергоэффективные технологии и энергетический менеджмент» и направления специальности 1-53 01 01-10 «Автоматизация технологических процессов и производств (энергетика)» : в 3 ч. / М. М. Олешкевич, Л. В. Прокопенко, Ю. Л. Василевский. – Минск : БНТУ, 2014. – Ч. 1 : Производство и транспорт электроэнергии. – 2014. – 128 с.

ISBN 978-985-550-301-0 (Ч. 1).

Изложены принцип действия, устройство и электрические схемы, особенности эксплуатации электрических станций, элементы системы передачи и распределения электроэнергии, электроустановок потребителей. Рассматриваются общие принципы. Приведены контрольные вопросы.

УДК 621.311/.316+621.32(075.8)

ББК 31.27я7

ISBN 978-985-550-301-0 (Ч. 1)
ISBN 978-985-550-302-7

© Олешкевич М. М., Прокопенко Л. В.,
Василевский Ю. Л., 2014

© Белорусский национальный
технический университет, 2014

ВВЕДЕНИЕ

К преимуществам электроэнергии относятся: универсальность, возможность автоматизации установок, компактность устройств, использующих электроэнергию, простота передачи и распределения, высокий КПД устройств.

Дисциплина «Производство, транспорт и потребление электроэнергии» включает в себя: устройство, методы расчета, эксплуатации электрических установок для производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

Электрические установки в зависимости от их положения и выполняемых функций являются электрическими станциями, подстанциями, линиями электропередачи, установками потребителей и т. д.

Электрическая станция – электроустановка для производства электрической и тепловой энергии.

Линия электропередачи – электрическая установка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии.

Электрическая подстанция – электроустановка, предназначенная для преобразования одного напряжения в другое.

Электрическая система – это комплекс электроустановок для производства, транспорта и потребления электрической энергии.

Энергетическая система – комплекс установок для производства, потребления электрической и тепловой энергии.

Электрические установки потребителей – это электрические линии, сети, подстанции, электродвигатели привода производственных механизмов и установок, осветительные установки, электро-технологические установки (электропечи, сварочные аппараты, устройства электроискровой обработки и т. д.), находящиеся на территории потребителей (промышленных предприятий, коммунального хозяйства, транспортных установок и т. д.).

Расположение перечисленных установок показано на схеме электроэнергетической системы рис. В1.

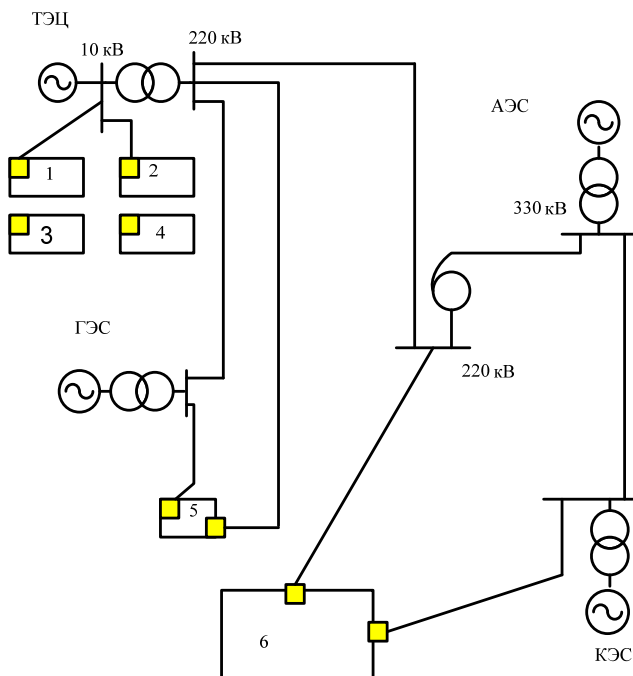


Рис. В1. Электроэнергетическая система:
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль; АЭС – атомная электростанция;
КЭС – конденсационная электростанция; ГЭС – гидроэлектростанция;
1–6 – потребители электроэнергии ТЭЦ

Традиционные источники энергии – уголь, газ, нефть, ядерное топливо – во все возрастающих масштабах добываются и сжигаются для получения энергии на электростанциях и на транспорте.

В 1960 году добыча энергоресурсов в мире составила 3,392 млрд т н. э. (тонн нефтяного эквивалента) или $3,392 \times 1,429 = 4,85$ млрд т у. т. (тонн условного топлива). (1 т у. т = 29,3 ГДж, 1 т н. э. = 41,868 ГДж.)

В 1985 году добыто энергоресурсов более 7,503 млрд. т н. э. (10,7 млрд т у. т.), произведено около 10 трлн кВт·ч электроэнергии, из них в США – 2,4 трлн кВт·ч, в СССР – 1,6 трлн кВт·ч, в Беларуси 0,035 трлн кВт·ч (потребление – 0,05 трлн). На топливосжигающих электростанциях мира произведено 63,7 % энергии, на ГЭС – 20,4 %, на АЭС – 15,3 %, на ГеоТЭС, ветровых ЭС, солнечных ЭС и др. – 0,3 %.

В 2010 году добыча энергоресурсов достигла 12,15 млрд т н. э. (17,362 млрд т у. т.), в том числе: 29,3 % – уголь, 33,2 % – нефть, 23,5 % – природный газ, 6,4 % – гидроэнергия, 5,1 % – ядерное топливо (уран), возобновляемые энергоресурсы – 1,3 %.

Запасы энергоносителей истощаются. По разным оценкам разведанных запасов при сегодняшнем уровне потребления хватит: газа приблизительно на 52–59 лет, нефти – на 39–50 лет, угля – на 118–246 лет. Ограничены и разведанные запасы урана (на 67–75 лет).

На 1 января 2011 года объем извлекаемых запасов **нефти** в мире составил 188 млрд т. При текущих уровнях потребления 4,028 млрд т н. э. в год обеспеченность запасами нефти составляет 46 лет. По мере истощения запасов добыча будет снижаться, и мировая экономика столкнется со значительными сложностями задолго до того, как полностью исчерпаются все запасы нефти.

Объем извлекаемых запасов **газа** в мире – 123–187 трлн м³ или 215 млрд т у. т. или 150 млрд т н. э. При текущих объемах потребления 2,858 млрд т н. э. обеспеченность запасами составляет 52–59 лет.

Запасы **угля** в мире составляют 860,9 млрд т. При текущем уровне добычи и потребления около 3,555 млрд т в год обеспеченность запасами составляет 230–242 года (по другим данным – 118 лет). Обеспеченность России собственными запасами угля для собственного потребления – около 500 лет.

Разведанные запасы урана составляют 47 млрд т н. э. При потреблении 0,626–0,7 млрд т н. э. в год обеспеченность запасами урана составляет 67–75 лет.

Предполагается, что к 2020 году потребление первичных энергоресурсов возрастет до 14 млрд т н. э. (по другим данным 20 млрд т у. т.). С учетом вновь открываемых месторождений и предполагаемых дополнительных запасов углеводородного сырья (табл. В1) их ресурс существенно больше. Но нужно помнить, что запасы этого уникального природного сырья ограничены.

Крупнейшие в мире топливосжигающие электростанции (название – месторасположение – объем энергии – вид топлива):

- Сургутская-2 – Россия (СССР) – 4 млн кВт – природный газ;
- Касима – Япония – 4,4 млн кВт – уголь;
- Дрекс – Великобритания – 4,3 млн кВт – уголь, дизельное топливо;
- Нантикоук – Канада – 4 млн кВт – уголь;
- Экибастузская-1 – СССР – Россия – 4 млн кВт – уголь и т. д.

Крупнейшие атомные электростанции (название – месторасположение – объем энергии – количество реакторов):

- Касивадзаки Карива – Япония – крупнейшая в мире: 8,3 млн кВт;
- Брюс – Канада – 7 млн кВт – 8 реакторов;
- Гравлин – Франция – 5,7 млн кВт – 6 реакторов;
- Палюэль – Франция – 5,4 млн кВт – 4 реактора;
- Фукусима-1 – Япония – 4,7 млн кВт – 6 реакторов;
- Ленинградская – Россия (СССР) – 4 млн кВт – 4 реактора.

Крупнейшие гидроэлектростанции (название – месторасположение – объем энергии – количество турбин):

- Гури – Венесуэла, р. Карони – 10,3 млн кВт – 20 турбин;
- Итайпу – Бразилия, Парагвай, р. Парана – 7 млн кВт – 10 турбин;
- Гранд Кули – США, р. Колумбия – 6,5 млн кВт – 13 турбин;
- Саяно-Шушенская ГЭС – Россия (СССР) – р. Енисей – 6,4 млн кВт;
- Красноярская ГЭС – Россия (СССР) – р. Енисей – 6 млн кВт – 12 турбин.

Мировое производство электроэнергии в 2007–2009 годах составило 21,63 трлн кВт·ч в год

Среднее производство электроэнергии в мире составляет около 3118 кВт·ч на человека в год (Норвегия – 28 543 кВт·ч, Канада – 17 747 кВт·ч, Швеция 15 158 кВт·ч, США – 113 085 кВт·ч, Европа – 6160 кВт·ч, Эфиопия – 41 кВт·ч). Производство электроэнергии в Беларуси – 3172 кВт·ч на человека, среднее потребление – 3700 кВт·ч.

США при населении, составляющем 4,5 % населения Земли, потребляют 26 % всех мировых энергоресурсов и производят 19 % всей электроэнергии.

При средних темпах роста национального дохода 2–5 % ежегодно потребление энергии должно возрасти на 4–8 %. Это достигается в основном развитием традиционной энергетики, особенно атомной, повышением эффективности использования энергии, а также развитием энергетики на возобновляемых источниках энергии.

Потребность в освоении возобновляемых источников энергии объясняется возрастающим спросом на топливо (особенно на нефть и газ), ростом населения и требований к уровню жизни, а также ухудшающейся экологической обстановкой на планете вследствие сжигания топлива. Важным последствием освоения возобновляемых источ-

ников энергии может стать повышение военной безопасности на планете, потому что большинство войн и военных конфликтов 20 и 21 столетий возникали в борьбе за владение энергоресурсами. Сейчас население Земли составляет более 7 млрд человек и возрастает на 2–3 % в год. Население Земли составляло в 1000 году 0,3 млрд чел., в 1500 году – 0,446 млрд, в 1900 году – 1,6 млрд, в 1973 году – 3,85 млрд, в 1982 году – 4,6 млрд, в 2002 году – 6 млрд человек.

Возобновляемые (нетрадиционные) **источники энергии** (ВИЭ) – это постоянно существующие или периодически возникающие в окружающей среде потоки энергии: солнечная энергия, энергия ветра, гидроэнергия рек, биомасса, а также геотермальная энергия, энергия океанов и др. Возобновляемые источники энергии находятся в окружающей среде в виде потоков энергии с низкой эффективностью и плотностью около 0,3–0,5 кВт/м² и ниже. Их запасы неисчислимы и бесплатны. Стоимость оборудования высокая: для ветроэнергетики – 1500–2000 долл за 1кВт установленной мощности, для солнечной энергетики – до 1800–3900 долл./кВт, для гидроэлектростанций небольшой мощности – до 7000 долл., для океанических тепловых электростанций – до 40000 долл. Выходная мощность – нестабильна. Возможность применения – в зависимости от местных условий. Экономичны, так как системы небольшие. Главное применение – сельское хозяйство. Во время работы есть опасные зоны. Влияние на окружающую среду небольшое. Эстетичны.

Невозобновляемые (традиционные) **источники энергии** (НИЭ) – это природные запасы веществ, которые могут быть использованы для производства энергии (ядерное топливо, нефть, уголь, газ). Гидроэнергия крупных гидроузлов является традиционным источником, но относится к возобновляемым источникам. Невозобновляемые традиционные источники энергии находятся в сосредоточенных месторождениях, существуют в виде связанной потенциальной энергии. Они имеют высокую интенсивность 100 кВт/м² и более. Их запасы истощаются, а стоимость возрастает. Стоимость оборудования высокая: 1000–3500 долл. США за 1 кВт установленной мощности, для гидроэлектростанций большой мощности – до 2500 долл./кВт, для АЭС – 4000–5000 долл./кВт. Выходная мощность – стабильна. Использование без ограничений. Предпочтительны крупные системы. Применение – промышленность. Опасны: требуют специальных мер защиты. Зависят от поставок топлива. Загрязняют среду. При сжига-

нии топлива в окружающую среду выделяются: углекислый газ, угарный газ, окислы серы, фосфора, разливы нефти, терриконы, которые являются причиной таких опасных явлений как парниковый эффект и кислотные дожди, не говоря уже о массовом отравлении населения, животного и растительного мира. Гидравлические электростанции, особенно крупные, также экологически опасны: вызывают заливы территорий, изменение, чаще всего, ухудшение климата, потерю культурных земель, заболачивание, заиливание, ухудшение условий жизни людей, животных, рыбы. Борьба за ресурсы явилась причиной почти всех войн, особенно войн 20 и 21 столетий. Структурная схема использования возобновляемых и невозобновляемых традиционных источников энергии, представлена на рис. В2.

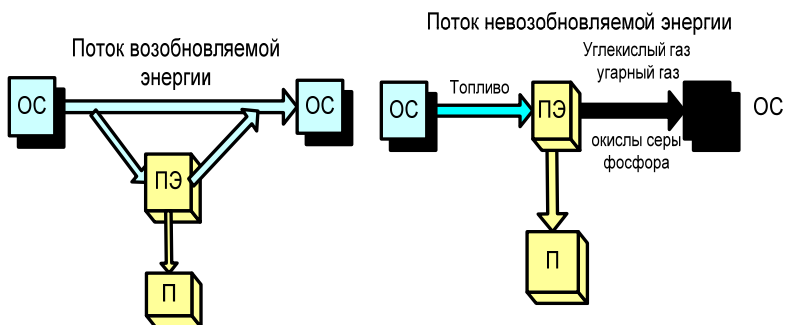


Рис. В2. Структурная схема использования возобновляемых и невозобновляемых традиционных источников энергии:

ОС – окружающая среда; ПЭ – преобразователь энергии; П – потребитель энергии

Электроэнергетика Республики Беларусь. Потребление электроэнергии в Беларуси составляет 34–35 млрд кВт·ч в год, собственное производство – 25–30 млрд, импорт – 5–11 млрд. кВт·ч. Отпуск тепла – 35,4 млн Гкал, протяженность тепловых сетей 5,1 тыс. км.

Установленная мощность электростанций превышает 8000 МВт, в том числе:

– **конденсационные электростанции:** Березовская 1060 МВт и Лукомльская 2412 МВт,

– **крупнейшие теплофикационные электростанции (ТЭЦ):**

Минская ТЭЦ-4 – 1035 МВт;

Гомельская ТЭЦ-2 – 540 МВт;

Новополоцкая ТЭЦ – 505 МВт;
Минская ТЭЦ-3 – 370 МВт;
Могилевская ТЭЦ-2 – 345 МВт;
Минская ТЭЦ-5 – 320 МВт;
Светлогорская ТЭЦ – 215 МВт;
Мозырская ТЭЦ – 195 МВт.

Линии электропередачи: ЛЭП750 – 753 км, ЛЭП330 – 4026 км, ЛЭП220 – 2096 км, ЛЭП110 – 16400 км, ЛЭП35 – 11970 км, ЛЭП 0,4-ЛЭП10 – 203400 км.

Расходная часть энергобаланса Беларуси: промышленность – 45,5 %, коммунально-бытовой сектор – 29,7 %, транспорт – 5,1 %, сельское хозяйство – 7,3 %, строительство – 1,1 %, потери энергии – 11,3 %.

Промышленное потребление: машиностроение – 12 %, химия и нефтехимия – 25 %, топливная промышленность – 14 %, электроэнергетика (собственные нужды) – 15 %, строительные материалы – 10 %, пищевая промышленность – 9 %, лесная и деревообрабатывающая промышленность – 4 %, черная металлургия – 3 %.

Режим работы электростанций определяется режимом работы потребителей. В каждый момент времени вырабатывается столько энергии, сколько ее потребляется. Это обеспечивается действием автоматических устройств, которые дозируют подачу топлива или других энергетических ресурсов. При нарушении баланса происходят колебания частоты. График нагрузки электрической станции состоит из графиков нагрузки потребителей и нагрузки собственных нужд электростанции. Эффективность работы электростанции тем выше, чем равномернее график нагрузки. Использование оборудования электрической станции оценивается коэффициентом использования номинальной мощности.

Качество электроэнергии. Потребители предъявляют особые требования к качеству электроэнергии: отклонению, синусоидальности, симметричности напряжения. Нарушения качества электроэнергии приводят к изменению производительности механизмов, сокращению срока службы электроустановок, увеличению потерь электроэнергии.

Режимы работы оборудования:

- продолжительный (длительный);
- кратковременный;
- повторно-кратковременный.

Работа потребителей характеризуется **графиками нагрузки**. Различают суточные графики нагрузки (летние и зимние) и годовые графики по продолжительности.

Категории токоприемников по степени бесперебойности питания:

I категория: такие, нарушение электроснабжения которых может создать опасность для жизни людей, ущерб народному хозяйству, порчу оборудования и т. д. Электроснабжение должно обеспечиваться от двух независимых источников с автоматическим включением резерва;

II категория: то же, но нет опасности для жизни людей. Электроснабжение должно обеспечиваться от двух независимых источников, но допускается ручное включение резерва. Допускается простой на время переключения;

III категория: все остальные. Могут питаться от одного источника, допускается перерыв электроснабжения до суток.

Режимы нейтрали трехфазных систем (табл. В1). Системы с глухозаземленной нейтралью – это системы с большим током короткого замыкания на землю. При коротком замыкании место замыкания отключается автоматически. В системах 0,23 кВ и 0,4 кВ это отключение диктуется требованиями техники безопасности. Одновременно заземляются все корпуса оборудования.

Таблица В1

Режимы нейтрали трехфазных систем

Напряжение, кВ	Режим нейтрали	Примечание
0,23	Глухозаземленная нейтраль	Требования техники безопасности. Заземляются все корпуса оборудования
0,4		
110	Эффективно заземленная нейтраль	Для снижения напряжения незамкнутых фаз относительно земли при замыкании одной фазы на землю и снижения расчетного напряжения изоляции
220		
330		
500		
750		
1150		

Напряжение, кВ	Режим нейтрали	Примечание
0,69	Изолированная нейтраль	Для повышения надежности электроснабжения
3,3		
6		
10		
20		
35		

Системы 110 и 220 кВ и выше выполняются с эффективно заземленной нейтралью (рис. В3, *а*). При коротком замыкании место замыкания также отключается автоматически. Здесь заземление нейтрали приводит к снижению расчетного напряжения изоляции. Оно равно фазному напряжению неповрежденных фаз относительно земли. Для ограничения величины токов короткого замыкания на землю заземляются не все нейтрали трансформаторов (эффективное заземление).

Система с изолированной нейтралью (рис. В3, *б*) применяется для повышения надежности электроснабжения. Характеризуется тем, что при замыкании одной фазы на землю возрастает напряжение фазных проводов относительно земли до линейного напряжения, и симметрия напряжений нарушается. Между линией и нейтралью протекает емкостной ток. Если он меньше 5А, то допускается продолжение работы до 2 ч для турбогенераторов мощностью до 150 МВт и для гидрогенераторов – до 50 МВт. Если установлено, что замыкание произошло не в обмотке генератора, а в сети, то допускается работа в течение 6 ч.

Сети от 1 до 10 кВ – это сети генераторного напряжения электрических станций и местные распределительные сети. При замыкании на землю одной фазы в такой системе напряжение неповрежденных фаз относительно земли возрастает до величины линейного напряжения. Поэтому изоляция должна быть рассчитана на это напряжение.

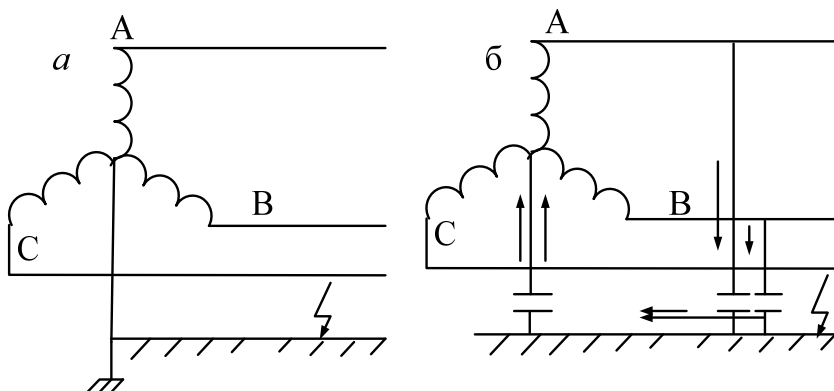


Рис. В3. Режимы нейтрали трехфазных систем:
a – заземленная нейтраль; *б* – изолированная нейтраль

Вопросы

1. Назовите и поясните преимущества электроэнергии по сравнению с другими видами энергии.
2. Охарактеризуйте электрические установки в зависимости от их положения в системе и выполняемых функций.
3. Назовите традиционные источники энергии, дайте оценку обеспеченности планеты их ресурсами.
4. Назовите и дайте характеристику возобновляемых источников энергии. Чем вызван интерес человечества к расширению их использования?
5. Нарисуйте структурные схемы использования возобновляемых и невозобновляемых традиционных источников энергии.
6. Необходимость и перспективы широкого использования возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь.
7. Дайте краткую характеристику электроэнергетики Республики Беларусь: потребление и производство электроэнергии, установленная мощность электростанций, линии электропередачи.
8. Назовите и охарактеризуйте категории токоприемников по степени бесперебойности питания.
9. Дайте характеристику режимов нейтрали трехфазных систем.

1. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Электрические станции – это электроустановки для производства электрической и тепловой энергии. По первичному источнику энергии и способу преобразования ее в электричество и тепло они подразделяются на: тепловые (конденсационные и теплофикационные), атомные, гидравлические, гидроаккумулирующие электростанции, солнечные и ветровые электростанции, геотермальные, волновые, приливные и пр.

Конденсационные электрические станции (КЭС)

Конденсационные электростанции строятся вблизи мест добычи топлива (уголь, торф) и крупных водоемов или рек. Предназначены для снабжения потребителей только электроэнергией.

Электрическая и тепловая энергия вырабатывается за счет сжигания топлива. КЭС является топливосжигающей электростанцией. Технологическая схема выработки тепловой и электрической энергии на КЭС включает: котельную установку (парогенератор), турбину с электрическим (чаще всего синхронным) генератором на валу, конденсатор, деаэрактор и вспомогательное оборудование. Технологическая схема выработки тепловой и электрической энергии на КЭС приведена на рис. 1.1.

Особенности КЭС:

1. КЭС состоит из мощных энергоблоков по 100–300–500–800–1200 МВт.
2. Строятся вблизи источников топлива (мест добычи угля, торфа) и вблизи источников воды, часто вдали от потребителей.
3. Высокое генераторное напряжение: 15–24 кВ.
4. Отпуск электроэнергии потребителям через повышающие трансформаторы на напряжении 110–220–330 кВ. На генераторном напряжении отпуска электроэнергии нет.
5. Трансформаторы главные и трансформаторы собственных нужд подключаются к генераторам наглухо без коммутационных аппаратов. Лишь в некоторых случаях могут устанавливаться генераторные выключатели. Шинопроводы между генератором и трансформаторами выполняются с надежным экранированием шин, гарантирующим от коротких замыканий между шинами.

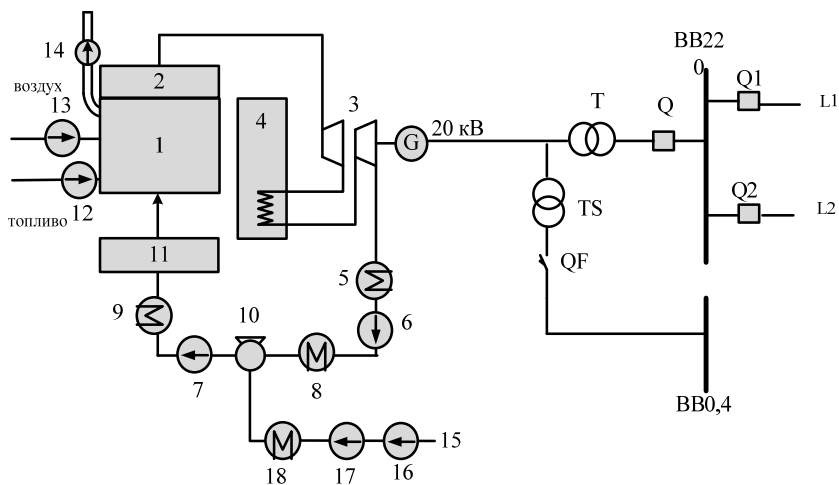


Рис. 1.1. Технологическая схема выработки тепловой и электрической энергии на КЭС:

1 – котельная установка; 2 – пароперегреватель; 3 – турбина; 4 – промежуточный пароперегреватель; 5 – конденсатор; 6 – конденсатный насос; 7 – питательный насос; 8 – подогреватель низкого давления; 9 – подогреватель высокого давления; 10 – деаэратор; 11 – экономайзер; 12 – топливный насос; 13 – дутьевой вентилятор; 14 – дымосос; 15 – насосы артезианских скважин; 16 – насосы второго подъема; 17, 18 – насос и подогреватель химически очищенной воды; G – генератор; T – сетевой трансформатор; TS – трансформатор собственных нужд; ВВ0,4 – шины распределительного устройства 0,4 кВ; ВВ220 – шины распределительного устройства 220кВ; L1, L2 – воздушные линии электропередачи

6. Отсутствие тепловой нагрузки, незначительный отбор пара от турбины для промежуточного подогрева питательной воды, отдача тепла отработанного пара в градирни или в водоемы.

7. Низкий КПД станции: $\eta \approx 30\text{--}40\%$ даже при высоких параметрах пара мощных турбоагрегатов (до 24 МПа и 650 град) и при использовании тепла промежуточных отборов турбины. При использовании парогазовых установок КПД повышается до 40–50 %.

8. Низкая маневренность (запуск агрегата 6–10 ч).

9. Свободный график нагрузки.

10. Отсутствие поперечных связей между энергоблоками по электрической части и по пару. Параллельная работа генераторов осуществляется на стороне 110–220–330 кВ.

11. В качестве генераторов применяются синхронные турбогенераторы большой мощности с частотой вращения вала $n = 3000$ об/мин и числом пар полюсов $2p = 2$. Генератор работает параллельно с энергосистемой, при этом поддерживается частота 50 Гц. Регулирование электрической нагрузки генератора осуществляется изменением подачи топлива, т. е. изменением вращающего момента турбины. При холостом ходе генератора установка потребляет топливо, необходимое для покрытия потерь холостого хода.

Теплофикационные электрические станции (ТЭЦ)

ТЭЦ в отличие от КЭС строят ближе к потребителям тепловой энергии. Горячая вода передается на расстояние до 10 км, технологический пар – до 2–3 км, электрическая энергия на генераторном напряжении при напряжении до 10 кВ – до 10 км. ТЭЦ работают на привозном топливе (в Беларуси основное топливо – газ, резервное – мазут). ТЭЦ работают по вынужденному графику (в зависимости от спроса на тепло), экономичность станции зависит от соотношения отпуска тепловой и электрической энергии. При полной тепловой нагрузке ТЭЦ КПД станции может достигать 70–80 %.

При снижении выработки тепла для обеспечения эффективности станции должна снижаться выработка электрической энергии – частично вынужденный график. (КЭС работают всегда в одном режиме с низким КПД.)

Технологическая схема производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ представлена на рис. 1.2.

Энергобаланс ТЭЦ: энергия топлива – 100 %, энергия выработанного пара – 82 %, электрическая энергия – 27 %, отвод в теплофикационную систему – 32 %.

Особенности ТЭЦ:

1. Небольшая энергетическая мощность энергоблоков.
2. Промежуточный отбор пара из турбины для снабжения потребителей тепловой энергией (собственные нужды электростанции и сторонние потребители, расположенные в радиусе 10 км).
3. Наличие потребителей электроэнергии на генераторном напряжении 6–10 кВ (собственные нужды электростанции и сторонние потребители, расположенные в радиусе 10 км получают электроэнергию от – сборных шин генераторного напряжения 6–10 кВ СШГН).

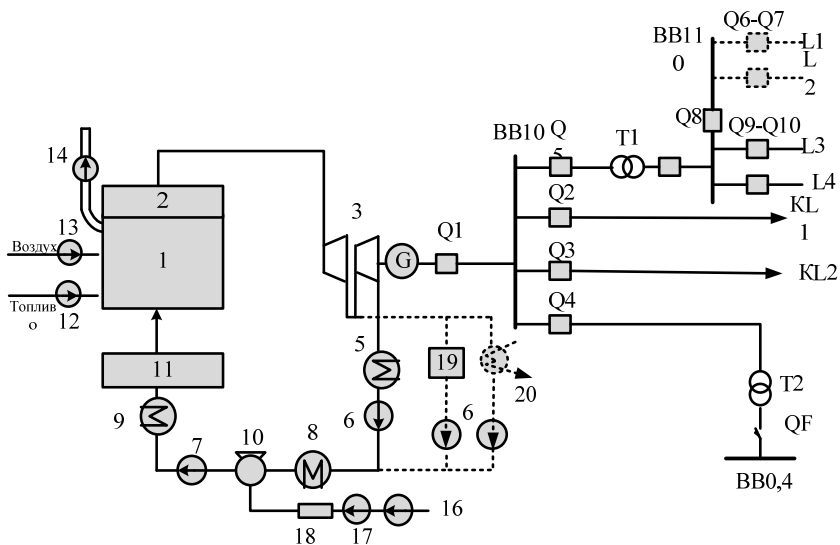


Рис. 1.2. Технологическая схема выработки тепловой и электрической энергии ТЭЦ;

1 – котельная установка (парогенератор); 2 – пароперегреватель; 3 – турбина; 5 – конденсатор; 6 – конденсатный насос; 7 – питательный насос; 8 – подогреватель низкого давления; 9 – подогреватель высокого давления; 10 – деаэратор; 11 – экономайзер; 12 – топливный насос; 13 – дутьевой вентилятор; 14 – дымосос; 15 – насосы артезианских скважин; 16 – насосы второго, подъема; 17, 18 – насос и подогреватель химически очищенной воды; 19 – потребители технологического пара; 20 – подогреватель отопления и горячего водоснабжения; ВВ10 – шины электрического распределительного устройства генераторного напряжения 10 кВ; ВВ110 – шины распределительного устройства 110 кВ; ВВ0,4 – шины распределительного устройства собственных нужд 0,4 кВ; G – генератор, Т1 – главный трансформатор; Т2 – трансформатор собственных нужд; Q1–Q11 – высоковольтные выключатели; QF – низковольтный выключатель; KL1–KL2 – кабельные линии; L1–L4 – воздушные линии электропередачи

4. Отпуск электроэнергии удаленным потребителям через повышающие трансформаторы на напряжении 110–220 кВ.

5. Генераторное напряжение 6–10 кВ.

6. Трансформаторы главные и трансформаторы собственных нужд подключаются к шинам генераторного напряжения через выключатели и разъединители. Генераторы подключаются к сборным шинам через генераторные выключатели.

7. Высокий КПД станции до 70–80 % при расчетном отпуске тепловой энергии.

8. Вынужденный график нагрузки.

9. Низкая маневренность (запуск агрегата 6–10 ч).

10. Наличие поперечных связей между энергоблоками по электрической части и по пару. Параллельная работа генераторов между собой осуществляется на генераторном напряжении. Параллельная работа генераторов с энергосистемой на стороне 110–220 к В.

11. В качестве генераторов применяются синхронные турбогенераторы с частотой вращения вала $n = 3000$ об/мин и числом пар полюсов $2p = 2$.

Технологический процесс и компоновка тепловой электростанции (рис. 1.3) должны обеспечить:

1. Доставку, хранение, переработку, подачу и сжигание топлива (самый сложный вид топлива – уголь, который требуется доставить, разгрузить вагоны в склады, затем раздробить в пыль, затем эту пыль подать в котельную установку и сжечь).

2. Доставку и хранение масел.

3. Добычу, перекачку, химическую очистку воды.

4. Производство и доставку сжатого воздуха, а также водорода для систем охлаждения генераторов.

5. Сжигание топлива в котельной установке, преобразование химической энергии топлива в тепло, нагрев, испарение воды, перегрев пара, и преобразование тепловой энергии пара в механическую работу в паровой турбине.

6. Преобразование механической энергии в электрическую энергию в генераторе.

7. Преобразование электроэнергии, повышение напряжения для дальних электропередач, либо снижение напряжения для собственных нужд и распределение выработанной электроэнергии.

Компоновка тепловой электростанции показана на рис. 1.3

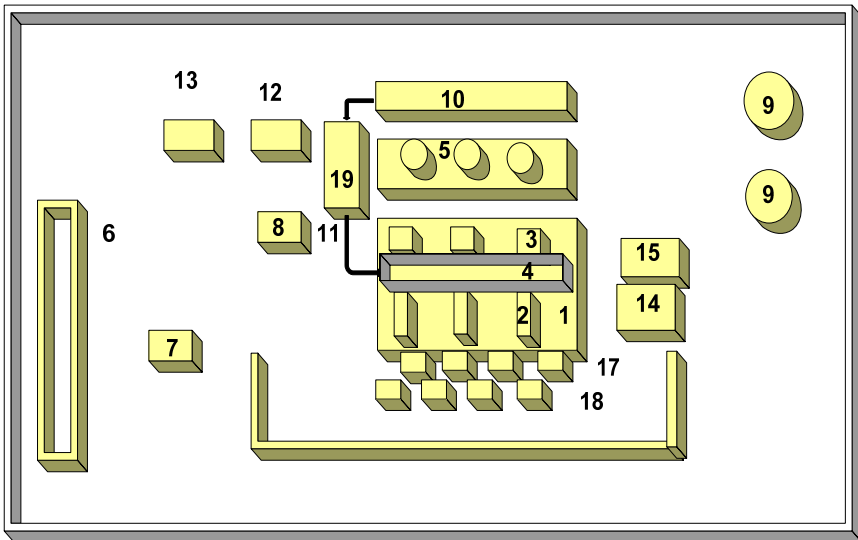


Рис. 1.3. Компонновка тепловой электростанции:

1 – главный корпус; 2 – машинное отделение; 3 – котельное отделение по числу турбин; 4 – бункерное отделение (для угольных электростанций); 5 – дымовые трубы, дымососы и золоуловители; 6 – артезианские скважины; 7 – насосная второго подъема; 8 – цех химической водоочистки; 9 – градирня; 10 – топливный склад (для угольных электростанций); 11 – угольный конвейер (для угольных электростанций); 12 – масляное хозяйство; 13 – мазутное хозяйство; 14 – компрессорная водородная; 15 – компрессорная воздушная; 17 – открытое распределительное устройство; 18 – трансформаторы; 19 – дробильное отделение (для угольных электростанций); 20 – подъездные железнодорожные пути

Парогазотурбинные установки

Парогазотурбинная установка представлена на рис. 1.4.

Парогазотурбинная установка (рис. 1.4) состоит из двух установок: паротурбинной и газотурбинной. В газотурбинной установке турбину вращают газообразные продукты сгорания топлива. Топливом может служить как природный газ, так и нефтепродукты (мазут, солярка). На одном валу с турбиной находится первый генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток. Проходя через газовую турбину, продукты сгорания от-

дают ей лишь часть своей энергии и на выходе из газовой турбины все еще имеют высокую температуру. С выхода газовой турбины продукты сгорания попадают в паротурбинную установку, в котел-утилизатор. Там они нагревают воду и образующийся водяной пар. Температура продуктов сгорания достаточна для того, чтобы довести пар до состояния, необходимого для использования в паровой турбине (температура дымовых газов около 500 °С позволяет получать перегретый пар при давлении около 10 МПа). Паровая турбина приводит в действие второй электрогенератор.

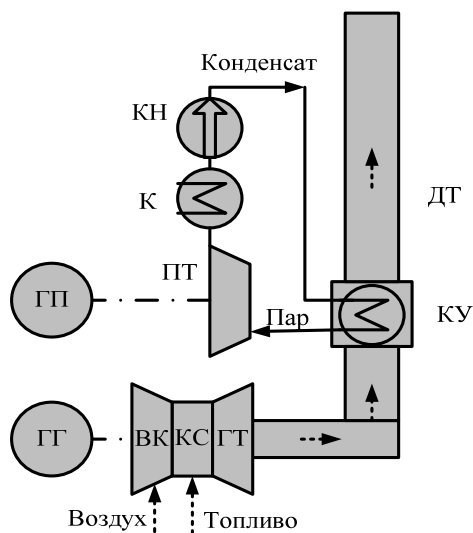


Рис. 1.4. Парогазотурбинная энергоустановка:

ПТ – паровая турбина; ГП – электрический генератор паровой турбины; КУ – котел-утилизатор; К – конденсатор; КН – конденсатный насос; ДТ – дымовая труба; ГГ – электрический генератор газотурбинной установки; ВК – воздушный компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина

Существуют парогазотурбинные установки, у которых паровая и газовая турбины находятся на одном валу с общим электрическим генератором.

Иногда парогазотурбинные установки создают на базе существующих старых паросиловых установок. В этом случае уходящие газы из новой газовой турбины сбрасываются в существующий па-

ровой котел, который соответствующим образом модернизируется. КПД таких установок, как правило, ниже, чем у новых парогазовых установок, спроектированных и построенных «с нуля».

Парогазотурбинные установки позволяют достичь электрического КПД более 50 %. Для сравнения у работающих отдельно паротурбинных установок КПД обычно находится в пределах 33–40 %, для газотурбинных установок — в диапазоне 28–42 %.

Благодаря высокому КПД снижается расход топлива и уменьшается выброс парниковых газов.

Парогазотурбинные установки потребляют существенно меньше воды на единицу вырабатываемой электроэнергии по сравнению с паротурбинными установками.

К недостаткам парогазотурбинных установок относится более широкий и сложный в обслуживании комплекс оборудования.

Парогазотурбинные установки применяются на транспорте и на электростанциях.

В странах Западной Европы и США парогазовые установки нашли широкое применение, особенно на электростанциях, использующих в качестве топлива природный газ. Несмотря на то, что преимущества парогазового цикла были впервые доказаны еще в 1950-х годах советским академиком С. А. Христиановичем, этот тип энергогенерирующих установок не получил широкого применения ни в СССР, ни в России, ни в Беларуси.

В Беларуси, начиная с 1990-х годов, парогазотурбинные энергоблоки внедрены: на Оршанской ТЭЦ (две газотурбинные установки по 27 МВт и одна паротурбинная установка 12 МВт), на Лукомльской ГРЭС, на Минской ТЭЦ-2 (две установки мощностью по 32,5 МВт). В 2011 году намечено внедрение парогазогенераторного энергоблока мощностью 399 МВт на Минской ТЭЦ-5, газотурбинной установки 110 МВт на Гродненской ТЭЦ-2.

Газотурбинный двигатель (ГТД) – это тепловой двигатель, в котором газ сжимается и нагревается, а затем энергия сжатого и нагретого газа преобразуется в механическую работу на валу газовой турбины. В ГТД процессы происходят в потоке движущегося газа. Сжатый атмосферный воздух из компрессора поступает в камеру сгорания, туда же подается топливо, которое, сгорая, образует большое количество продуктов сгорания под высоким давлением. Затем в газовой турбине энергия газообразных продуктов сгорания

преобразуется в механическую работу за счет вращения струей газа лопаток, часть которой расходуется на сжатие воздуха в компрессоре. Остальная часть работы передается на приводимый агрегат. Работа, потребляемая этим агрегатом, является полезной работой ГТД. Газотурбинные двигатели имеют самую большую удельную мощность среди ДВС – до 6 кВт/кг. В качестве топлива может использоваться любое горючее: бензин, керосин, дизельное топливо, мазут, природный газ, судовое топливо, водяной газ, спирт и даже измельченный уголь.

Атомные электростанции (АЭС)

АЭС – это тепловые электростанции, которые используют ядерное топливо и энергию ядерных реакций.

Основное горючее – это уран-235. В природном уране-238 его содержится 0,7 %. При распаде ядра атом урана-235 делится на две части с выделением энергии. При расщеплении одного килограмма урана-235 получается 8,6 млн кВтч электроэнергии (с учетом КПД = 40 %). Это эквивалентно сжиганию 2900 т угля. Время нахождения топлива в активной зоне 4–5 лет.

Реакция деления происходит в атомном реакторе, где ядерное топливо в предохранительной оболочке помещается в рабочих каналах активной зоны. Вода, тяжелая вода и графит используются для замедления быстрых нейтронов во избежание цепной реакции. АЭС могут сооружаться в любом месте. Они автономны от внешних факторов, требуют мало топлива, могут работать по свободному графику. Экологически чистые. АЭС состоят из энергоблоков большой мощности, отдают электроэнергию в сети высокого напряжения (220, 330, 500, 750 кВ). Они чувствительны к переменному режиму. Наилучший режим работы – при полной постоянной нагрузке реакторов. Желательна их работа совместно с гидроаккумулирующими станциями. Коэффициент использования номинальной мощности действующих АЭС – не менее 0,7.

Ядерный реактор – аппарат, в котором происходят ядерные реакции – превращения одних химических элементов в другие. Для этих реакций необходимо наличие в реакторе делящегося вещества, которое при своем распаде выделяет элементарные частицы, способные вызвать распад других ядер. В качестве делящегося веще-

ства в настоящее время могут использоваться изотопы урана – уран-235 и уран-238, а также плутоний-239.

В ядерном реакторе происходит цепная реакция. Ядра урана или плутония распадаются, при этом образуются ядра других элементов, выделяется энергия, излучаются гамма-кванты и образуются два или три нейтрона, которые, в свою очередь, могут прореагировать с другими атомами и, вызвав их деление, продолжить цепную реакцию. Для распада какого-либо атомного ядра необходимо попадание в него элементарной частицы с определенной энергией (величина этой энергии должна лежать в определенном диапазоне: более медленная или более быстрая частица просто оттолкнется от ядра, не проникнув в него). Наибольшее значение в ядерной энергетике имеют нейтроны.

В зависимости от скорости элементарной частицы выделяют два вида нейтронов: быстрые и медленные. Нейтроны разных видов по-разному влияют на ядра делящихся элементов.

Уран-238 делится только быстрыми нейтронами. При его делении выделяется энергия и образуются два-три быстрых нейтрона. Вследствие того, что эти быстрые нейтроны замедляются в веществе урана-238 до скоростей, неспособных вызвать деление ядра урана-238, цепная реакция в уране-238 протекать не может.

Поскольку в естественном уране основной изотоп – уран-238, то цепная реакция в естественном уране протекать не может.

В уране-235 цепная реакция протекать может, так как наиболее эффективно его деление происходит, когда нейтроны замедлены в три-четыре раза по сравнению с быстрыми, что происходит при достаточно длинном их пробеге в толще урана без риска быть поглощенными посторонними веществами или при прохождении через вещество, обладающее свойством замедлять нейтроны, не поглощая их.

Поскольку в естественном уране имеется достаточно большое количество веществ, поглощающих нейтроны (тот же уран-238, который при этом превращается в другой делящийся изотоп – плутоний-239), то в современных ядерных реакторах необходимо для замедления нейтронов применять не сам уран, а другие вещества, мало поглощающие нейтроны (например, графит или тяжелая вода).

Обыкновенная вода нейтроны замедляет очень хорошо, но сильно их поглощает. Поэтому для нормального протекания цепной ре-

акции при использовании в качестве замедлителя обыкновенной легкой воды необходимо использовать уран с высокой долей делящегося изотопа – урана-235 (обогащенный уран). Обогащенный уран производят по достаточно сложной и трудоемкой технологии на горнообогатительных комбинатах, при этом образуются токсичные и радиоактивные отходы.

Графит хорошо замедляет нейтроны и плохо их поглощает. Поэтому при использовании графита в качестве замедлителя можно использовать менее обогащенный уран, чем при использовании легкой воды.

Тяжелая вода очень хорошо замедляет нейтроны и плохо их поглощает. Поэтому при использовании тяжелой воды в качестве замедлителя можно использовать менее обогащенный уран, чем при использовании легкой воды. Но производство тяжелой воды очень трудоемко и экологически опасно.

При попадании медленного нейтрона в ядро урана-235 он может быть захвачен этим ядром. При этом произойдет ряд ядерных реакций, итогом которых станет образование ядра плутония-239. (Плутоний-239 в принципе может тоже использоваться для нужд ядерной энергетики, но в настоящее время он является одним из основных компонентов начинки атомных бомб.) Поэтому ядерное топливо в реакторе не только расходуется, но и нарабатывается. У некоторых ядерных реакторов основной задачей является как раз такая наработка.

Другим способом решить проблему необходимости замедления нейтронов является создание реакторов без необходимости их замедлять – реакторов на быстрых нейтронах. В таком реакторе основным делящимся веществом является не уран, а плутоний. Уран же (используется уран-238) выступает как дополнительный компонент реакции – от быстрого нейтрона, выпущенного при распаде ядра плутония, произойдет распад ядра урана с выделением энергии и испусканием других нейтронов, а при попадании в ядро урана замедлившегося нейтрона он превратится в плутоний-239, возобновляя тем самым запасы ядерного топлива в реакторе. В связи с малой величиной поглощения нейтронов плутонием цепная реакция в сплаве плутония и урана-238 идти будет, причем в ней будет образовываться большое количество нейтронов.

Таким образом, в ядерном реакторе должен использоваться либо обогащенный уран с замедлителем, поглощающим нейтроны, либо необогащенный уран с замедлителем, мало поглощающим нейтроны, либо сплав плутония с ураном без замедлителя.

Ядерный реактор на тепловых нейтронах содержит источник тепла, замедлитель и теплоноситель. Источник тепла – это топливная кассета в активной зоне реактора, состоящая из таблеток урана в корпусе из циркония. Через реактор с помощью насосов прокачивается теплоноситель, поступающий потом на турбину (реактор РБМК) или в парогенератор (реактор ВВЭР). В реакторе имеется система управления защитой, которая состоит из набора стержней из хорошо поглощающего нейтроны материала, обычно из соединений бора. Стержни располагаются в специальных каналах и могут быть подняты или опущены в реактор. В поднятом состоянии они способствуют разгону реактора, в опущенном – заглушают его. Приводы стержней регулируются независимо друг от друга, поэтому с их помощью можно конфигурировать активность реакции в различных частях активной зоны.

Атомные электростанции выполняются одно-, двух- и трехконтурными. Генератором является синхронный турбогенератор. Двухконтурная, наиболее распространенная схема атомной электростанции с реакторами типа ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор на тепловых нейтронах) представлена на рис. 1.5.

Реакторы ВВЭР являются самым распространенным типом реакторов. Они используют обычную воду в качестве теплоносителя и замедлителя, относительно безопасны в эксплуатации, но требуют использования обогащенного до 4,5 % урана. Технологическая схема реактора – двухконтурная. Первый контур, реакторный, изолирован от второго для уменьшения радиоактивных выбросов в атмосферу. Вода реакторного контура находится под повышенным давлением, так что, несмотря на ее высокую температуру (293–267 °С) ее закипания не происходит. Вода второго контура находится под обычным давлением, так что в теплообменнике она превращается в пар. В парогенераторе теплоноситель, циркулирующий по первому контуру, отдает тепло воде второго контура. Пар, генерируемый в парогенераторе, по главным паропроводам второго контура поступает в турбину. Энергетическая мощность большинства реакторов ВВЭР – 1000 МВт. Электрическая часть аналогична КЭС.

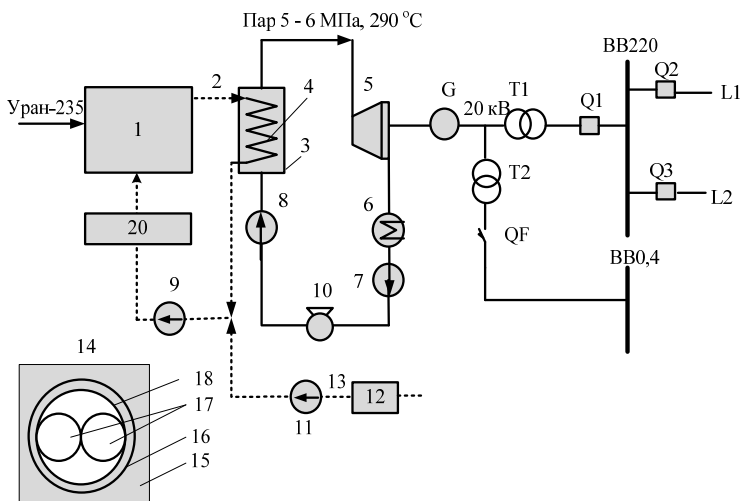


Рис. 1.5. Упрощенная двухконтурная схема АЭС с реакторами типа ВВЭР:
 1 – реактор; 2 – выходной коллектор реактора; 3 – парогенератор; 4 – трубки парогенератора; 5 – паровая турбина; 6 – конденсатор; 7 – конденсатный насос; 8, 9 – питательные насосы; 10 – деаэратор; 11 – насос химически очищенной воды; 12 – установка химводоочистки; 13 – химически очищенная вода; 14 – РКР (рабочий канал реактора); 15 – графит; 16 – рабочий канал – тонкостенная трубка; 17 – трубки для циркуляции воды; 18 – урановая втулка; G – генератор; T1 – сетевой трансформатор; T2 – трансформатор собственных нужд; ВВ0,4 – шины распределительного устройства 0,4 кВ, ВВ220 – шины распределительного устройства 220кВ, электрическая часть аналогична КЭС

Активная зона реактора ВВЭР имеет прочный наружный стальной корпус, позволяет локализовать возможную аварию. Корпус полностью заполнен водой под высоким давлением. В середине активной зоны расположены тепловыделяющие стержни. Некоторые стержни из борциркониевого сплава и нитрида бора дополнены сверху поглотителем и способны находиться в активной зоне, осуществляя регулирование цепной реакции. Вода подается в реактор под давлением. Сверху реактор закрыт стальной крышкой, герметизирующей его корпус и являющейся биозащитой. В реакторе ВВЭР давление держится корпусом реактора, а теплоноситель и замедлитель – одна и та же вода, пар образуется в парогенераторе. Реакторы ВВЭР достаточно безопасны в эксплуатации, но требуют высокообогащенного урана.

Одноконтурная схема атомной электростанции с **реакторами РБМК** (реактор большой мощности, каналный, на тепловых нейтронах, водографитовый) представлена на рис. 1.6.

Одноконтурная схема – наиболее простая, но в ней радиоактивный теплоноситель поступает в турбину и снижает безопасность обслуживания. В активной зоне РБМК происходит кипение – из реактора поступает пароводяная смесь, которая, проходя через сепараторы, делится на воду, возвращающуюся на вход реактора, и пар, который идет непосредственно на турбину.

Активная зона реактора – вертикальный цилиндр. Вокруг активной зоны расположен боковой отражатель – сплошная графитовая кладка. Активная зона собрана из графитовых шестигранных колонн. По центру каждой колонны проходит сквозное отверстие – технологический канал. Внутри технологических каналов находятся твэлы – тепловыделяющие кассеты из двуокиси урана. Стенки кассеты плотно фиксированы к графитовой кладке, а внутри кассет циркулирует вода. В остальных каналах расположены стержни системы управления защитой, которые состоят из поглотителя – борциркониевого сплава.

Электрическая мощность РБМК – 1000 МВт.

АЭС с реакторами РБМК: Ленинградская, Курская, Чернобыльская, Смоленская, Игналинская. Реакторы РБМК безопасны лишь при правильной их эксплуатации и хорошо разработанных системах защиты, но зато способны использовать малообогащенное топливо или даже отработанное топливо реакторов ВВЭР.

В РБМК давление держится независимо в каждом канале, замедлитель – графит, теплоноситель – вода, пар образуется непосредственно в активной зоне реактора (кипящий реактор) и поступает в турбину.

РБМК требует меньшего обогащения топлива, обладает лучшими возможностями по наработке делящегося материала (плутония), имеет непрерывный эксплуатационный цикл, но более опасен в эксплуатации и имеет большие радиационные выбросы в атмосферу.

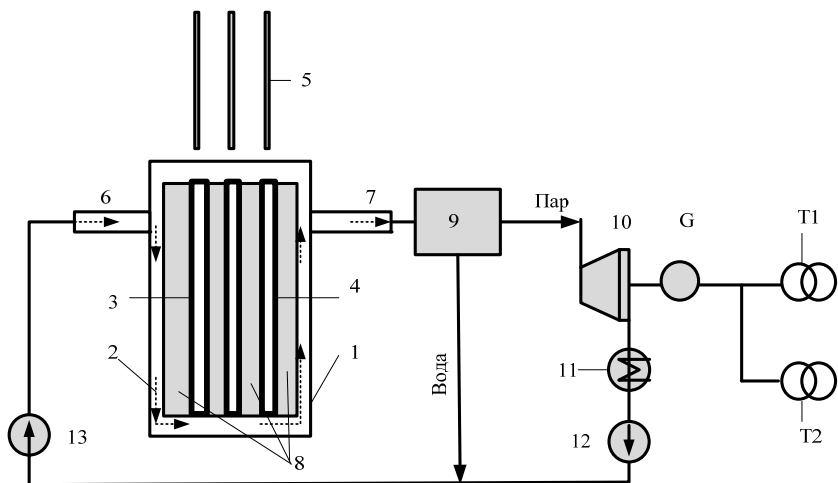


Рис. 1.6. Упрощенная одноконтурная схема АЭС с реакторами типа РБМК:
 1 – реактор; 2 – теплоноситель (вода); 3 – источник тепла (ТВЭЛ с ядерным топливом);
 4 – каналы; 5 – стержни замедлителя; 6 – входной коллектор; 7 – выходной коллектор;
 8 – графит; 9 – пароводяной сепаратор; 10 – паровая турбина; 11 – конденсатор;
 12 – конденсатный насос; 13 – питательный насос; G – генератор; T1 – сетевой
 трансформатор; T2 – трансформатор собственных нужд

В **трехконтурных схемах** применяются реакторы типа **БН** на быстрых нейтронах с жидким натриевым теплоносителем в первом контуре. **Реактор на быстрых нейтронах** обеспечивает расширенное воспроизводство делящегося плутония из урана-238 с целью сжигания всего или значительной части природного урана, а также имеющихся запасов обедненного урана. При развитии энергетики реакторов на быстрых нейтронах может быть решена задача самообеспечения ядерной энергетики топливом. В реакторе на быстрых нейтронах нет замедлителя. В качестве топлива используется не уран-235, а плутоний и уран-238, которые могут делиться от быстрых нейтронов. Плутоний необходим для обеспечения достаточной плотности нейтронного потока, которую не может обеспечить один уран-238. Тепловыделение реактора на быстрых нейтронах в десять–пятнадцать раз превосходит тепловыделение реакторов на медленных нейтронах, в связи с чем вместо воды (которая просто не справится с таким объемом энергии для передачи) используется

расплав натрия (его температура на входе – 370 °С, а на выходе – 550), что в десять раз выше аналогичных показателей; например, для ВВЭР – температура воды на входе – 270 °С, а на выходе – 293 °С). В связи с большим тепловыделением приходится оборудовать даже не два, а три контура (объем теплоносителя на каждом последующем, естественно, больше), причем во втором контуре используется опять-таки натрий. При работе такого реактора происходит очень интенсивное выделение нейтронов, которые поглощаются слоем урана-238, расположенным вокруг активной зоны. При этом этот уран превращается в плутоний-239, который, в свою очередь, может использоваться в реакторе как делящийся элемент. Плутоний используется также в военных целях. В настоящее время реакторы на быстрых нейтронах широкого распространения не получили, в основном из-за сложности конструкции и проблемы получения достаточно устойчивых материалов для конструкционных деталей. В России имеется только один реактор такого типа (на Белоярской АЭС). Считается, что такие реакторы имеют большое будущее.

Реактор на тяжелой воде. У тяжелой воды очень низкая степень поглощения нейтронов и очень высокие замедляющие свойства, превышающие аналогичные свойства графита. Вследствие этого реакторы на тяжелой воде работают на необогащенном топливе, что позволяет не строить сложные и опасные предприятия по обогащению урана. Тяжелая вода очень дорога в производстве, и поэтому суммарные затраты на эксплуатацию реактора почти такие же, как у реакторов РБМК и ВВЭР. В качестве теплоносителя первого контура может использоваться замедлитель – тяжелая вода. Конструкция реактора во многом аналогична конструкции реактора ВВЭР.

Особенности АЭС:

1. Большая мощность энергоблоков.
2. Турбогенераторы большой мощности (1000 МВт или 2 × × 500 МВт) с высоким генераторным напряжением (15–24 кВ).
3. Низкий КПД станции $\eta \approx 30\text{--}40\%$.
4. Отсутствие тепловой нагрузки.
5. Низкая маневренность (запуск агрегата 6–10 часов).
6. Отсутствие поперечных связей между энергоблоками.
7. Отсутствие отбора электрической мощности на генераторном напряжении (кроме собственных нужд).

8. Передача электроэнергии потребителям на напряжениях 220, 330, 500, 750 кВ.

9. Глухое присоединение главного трансформатора и трансформатора собственных нужд к генератору, выполнение шинопроводов между генератором и трансформаторами с надежным экранированием шин, гарантирующим от короткого замыкания между шинами.

В мире АЭС вырабатывают более 15 % электроэнергии, в РФ – 12 %, во Франции – 75 %, в Литве до закрытия Игналинской АЭС вырабатывалось – 85 %, в Беларуси – 0 %.

Гидравлические и гидроаккумулирующие электрические станции (ГЭС или ГАЭС)

Гидравлические электростанции преобразуют в электроэнергию энергию падающей воды. ГЭС и ГАЭС строятся там, где есть гидроресурсы и условия для строительства с минимальным повреждением территории. Энергия падающей воды преобразуется в механическую энергию вращения в гидротурбине, на одном валу с которой находится электрический генератор (гидрогенератор), в котором эта энергия преобразуется в электрическую энергию.

ГЭС большой мощности отдает электрическую энергию в мощные сети высоких напряжений. Мощные ГЭС часто экологически чистые. Работают по свободному графику при наличии достаточного количества воды. Высокоманевренные (10 мин на запуск), имеют высокий КПД (порядка 85 %). Затраты в 1,5 раза выше, чем на строительство АЭС. Применяются гидроагрегаты с активными и реактивными турбинами. При большой высоте падения воды, которая происходит в закрытом желобе, давление потока падающей воды внутри снижается, и возникают пузырьки воздуха. При набегающем потоке на колесо турбины пузырьки схлопываются и возникают большие механические усилия, способные разрушить турбину (кавитация). Особенностью конструкции гидрогенератора является вертикальный вал, низкая частота вращения и большой диаметр.

Гидроэнергетика Беларуси. В 1950–1960-е годы в Беларуси работало около 180 малых ГЭС общей мощностью 21 тыс. кВт, со средней годовой выработкой 88 млн кВт·ч электроэнергии, большинство из которых в дальнейшем были законсервированы или разрушены.

В настоящее время действует 41 малая ГЭС мощностью 16,1 тыс. кВт, крупнейшими из которых являются: Вилейская ГЭС на р. Вилия – 2000 кВт, Осиповичская ГЭС на р. Свислочь в Могилевской области – 2175 кВт, Чигиринская ГЭС на р. Друть в Могилевской области – 1500 кВт. Остальные ГЭС – мощностью от 100 до 600 кВт. Мощность ГЭС на Минском море п. Гонолес – 300 кВт. Суммарная выработка электроэнергии ГЭС в 2008 году составила 39 млн кВт·ч, в 2009 году – 44 млн кВт·ч.

Программа строительства в 2011–2016 годах ГЭС в Республике Беларусь (Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17.12.2010 г. № 1838) оценивает потенциальную мощность всех водотоков страны (очевидно в месяцы максимального водотока во время весеннего половодья) в 850 МВт. Технически доступная мощность (очевидно тоже в месяцы максимального водотока) составляет 520 МВт, экономически целесообразная мощность (тоже в месяцы максимального водотока) – 250 МВт.

Это означает, что электрическая мощность с учетом КПД гидротурбин (80 %) и гидрогенераторов (90 %) составляет: технически доступная – 374 МВт, экономически целесообразная – 180 МВт.

Это также означает, что возможная выработка электроэнергии при коэффициенте использования номинальной мощности гидрогенераторного оборудования составляет: технически доступная – 1,31 млрд кВт·ч, экономически целесообразная – 0,63 млрд кВт·ч.

Наибольший потенциал гидроэнергетики сосредоточен в Гродненской, Витебской и Могилевской областях на участках бассейнов Немана, Западной Двины и Днепра.

Признано целесообразным строительство двух ГЭС суммарной мощностью 37 МВт на Немане (Гродненская ГЭС 17 МВт уже построена и Неман 20 МВт – проектируется), четырех ГЭС на Западной Двине (Полоцкая, Витебская, Бешенковичская, Верхнедвинская) общей мощностью 125 МВт, четырех ГЭС на Днепре общей мощностью 20,3 МВт.

В 2011–2016 годах планируется реконструкция 33 ГЭС общей мощностью 102 МВт, с суммарной годовой выработкой электроэнергии 463 млн кВт·ч, в том числе: 20 микроГЭС (мощностью менее 100 кВт), 9 малых (1–10 МВт) и мини-ГЭС (0,1–1 МВт) и 4 крупных ГЭС (более 10 МВт).

Предполагаемая выработка электроэнергии ГЭС к 2020 году составит 860 млн кВт·ч.

Капитальные затраты на строительство ГЭС небольшой мощности составляют 4000–7000 долл. на 1 кВт установленной мощности. Срок службы – 50–60 лет.

Гидроэнергетический потенциал – это не установленная мощность электростанций и не мощность водотока, а возможная выработка электроэнергии, при которой в определенные сроки окупаются затраты на строительство ГЭС, на создание водохранилища, окупается потеря земли, затраты на переселение людей, на ликвидацию ущерба, нанесенного природе. Гидроэнергетический потенциал Беларуси невелик, тем более что водосток малых рек очень нестабилен: малые реки пересыхают жарким летом и промерзают холодной зимой.

В любом случае в Беларуси недопустим залив больших площадей. Особенно в низменной части страны – в Полесье, где уже был проведен один неудачный эксперимент с осушением болот. Ошибка в концепции разработки гидроэнергетических ресурсов чревата серьезными последствиями для жизни людей, а не только потерей денег, в отличие от ветроэнергетики, где просчет или ошибка может стать причиной лишь финансовых потерь, да и то достаточно ограниченных. Каскады гидроэлектростанций негде строить. Большинство рек течет по равнине. Плохим примером может служить создание Вилейского водохранилища и ГЭС. Ниже по течению за водохранилищем почти уничтожена р. Виляя.

Реактивная турбина–пропеллерная турбина с вертикальным валом, использует перепад давлений перед и за колесом турбины. Турбина может также работать в насосном режиме, что применяется в ГАЭС, используется в низконапорных электрических станциях. ГАЭС строятся с двухмашинными отдельными агрегатами (один агрегат – генератор – турбина, второй – электродвигатель–насос) или с двухмашинными обратимыми агрегатами, когда один и тот же агрегат может работать и как турбина–генератор, и как электродвигатель–насос при реверсировании.

Режим работы ГАЭС зависит от соотношения потребляемой и генерируемой мощности в энергосистеме. При избытке генерирующих мощностей, например в ночное время, генератор работает в режиме двигателя, при этом турбина является насосом и перекачивает воду из нижнего водохранилища в верхнее водохранилище,

запасая таким образом энергию. При недостатке генерирующих мощностей станция работает в генераторном режиме и покрывает пики нагрузки энергосистемы. Часто ГАЭС работают в паре с АЭС, оптимальным режимом которых является режим постоянной полной нагрузки. ГАЭС содержит затвор для регулирования стока, гидротурбину, гидрогенератор, верхнее водохранилище, нижнее водохранилище.

Ветроэлектрические станции

Выпускаются и работают ветроэнергетические установки (ВЭУ) мощностью от нескольких ватт до тысяч киловат. Преимущественное распространение получили горизонтально-осевые ВЭУ. На рис. 1.7 показана конструкция ветроэнергетической установки и общий вид ветроэлектростанции.

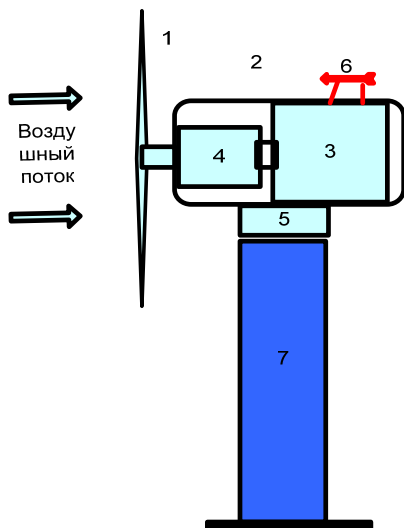


Рис. 1.7. Конструкция ветроэлектрической установки:

- 1 – ветродвигатель (ветроколесо); 2 – ветроголовка; 3 – генератор; 4 – редуктор;
5 – поворотная платформа; 6 – измерительное устройство; 7 – мачта

ВЭУ содержит ветротурбину и электрогенератор, связанный с валом ветротурбины непосредственно или через редуктор. Ветро-

электрическая станция (ВЭС) состоит из нескольких ветроэлектрических установок, работающих параллельно и отдающих вырабатываемую электроэнергию в электроэнергетическую систему.

Измерительное устройство дает сигнал на поворот ветроголовки при изменении направления или силы ветра, а также регулирует угол поворота лопастей в зависимости от силы ветра

Существуют ветроагрегаты на 500, 1000, 1500, 2000, 4000 кВт. Ветроагрегат на 500 кВт имеет: мачту высотой 40–110 м, ветроголовку массой 15–30 т, частоту вращения $n = 20–200$ об/мин, частоту вращения ротора генератора 750–1500 об/мин (редукторный привод) или 20–200 об/мин (прямоприводной агрегат). В качестве генераторов в ВЭУ чаще используются асинхронные генераторы с короткозамкнутым ротором, которые отличаются от синхронных большей надежностью, простотой конструкции и меньшей массой, что необходимо для повышения надежности ветроэнергоустановки.

Ветроэнергетические агрегаты могут работать автономно или параллельно с энергетической системой. При автономной работе частота вращения ветродвигателя ВД не регулируется или поддерживается в пределах $n_H = \pm 50\%$, поэтому частота и напряжение на зажимах генератора непостоянны, т. е. вырабатываемая электрическая энергия некачественная, а потребители таких ВЭУ часто не предъявляют высоких требований к качеству (в основном нагревательные приборы). Для получения качественной энергии применяются стабилизаторы, состоящие из выпрямителя, инвертора и аккумулятора.

Мощные ВЭУ работают параллельно с энергосистемой (рис. 1.8). Эта параллельная связь обеспечивает постоянство частоты, напряжения и постоянство частоты вращения ветродвигателя. Мощность, которую генератор отдает в сеть, зависит от вращающего момента двигателя и определяется силой ветра. Возможна совместная работа ВЭУ с сетью с соединением через промежуточный преобразователь частоты при переменной частоте вращения ветродвигателя. При использовании асинхронного генератора ветродвигатель также может работать с меняющейся частотой вращения, а генератор отдает в сеть качественную электроэнергию. Для возбуждения асинхронный генератор потребляет из сети или от специальной конденсаторной батареи реактивную мощность, а синхронный – сам ее создает.

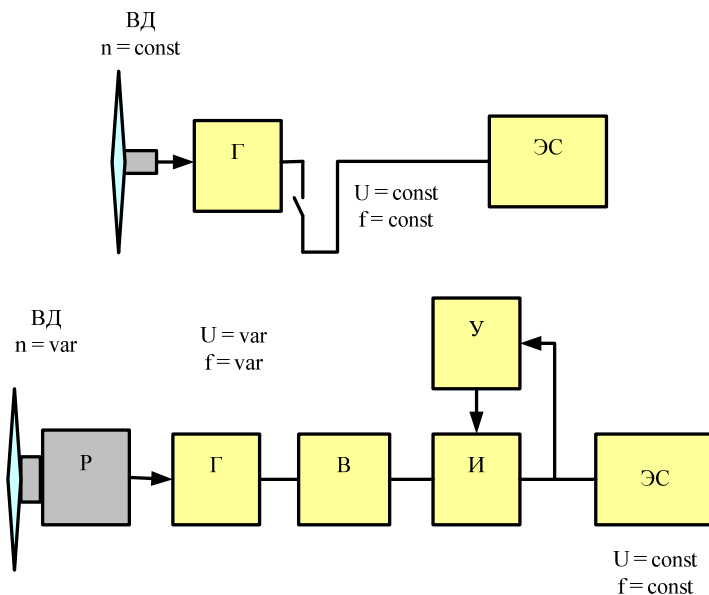


Рис. 1.8. Параллельная работа ветроэнергетической установки с мощной энергосистемой:

ВД – ветродвигатель; Р – редуктор; Г – генератор; В – выпрямитель; И – инвертор; У – блок управления; ЭС – энергосистема

Особенности системных ВЭС:

1. Они располагаются в местах с высоким ветровым потенциалом.
2. Имеют мощность энергоблоков: 1500–2000 кВт и более при континентальном базировании и 4000–5000 кВт при морском и прибрежном базировании.
3. Используют генераторы асинхронные с короткозамкнутым ротором и синхронные (часто с возбуждением постоянными магнитами) с невысоким генераторным напряжением (0,50–0,69 кВ).
4. Низкий КПД станции: $\eta \approx 30\text{--}40\%$.
5. Отсутствие тепловой нагрузки.
6. Высокая маневренность, но полная зависимость от погодных условий.
7. Диапазон рабочих скоростей ветра от 3,0–3,5 до 20–25 м/с; при скорости ветра менее 3,0–3,5 м/с и более 20–25 м/с ВЭУ отключаются от сети и устанавливаются в нерабочее положение; при вос-

становлении скорости ветра ВЭУ подключаются к сети и разгоняются с помощью генератора, работающего в двигательном режиме.

8. Отсутствие отбора электрической мощности на генераторном напряжении (кроме собственных нужд).

9. Передача электроэнергии потребителям на напряжениях 10, 35, 110, кВ.

Солнечные электрические станции (СЭС)

Применяются две схемы выработки электрической энергии на солнечных электрических станциях СЭС: схема с использованием термодинамического цикла и схема с использованием фотоэлементов (солнечных элементов).

В схеме с использованием термодинамического цикла имеются: парогенератор, турбина, конденсатор (как в любом другом тепловом двигателе). В качестве парогенераторов используются параболические концентраторы солнечных лучей. Концентратор устанавливается на опорах так, что он может автоматически следить за солнцем. В фокусе концентратора располагается приемник в виде трубки, в которой циркулирует вода или другая рабочая жидкость. Теоретически вода может нагреваться до 1100 °С, практически с учетом прокачки воды и неидеальности зеркала достигается температура 500–700 °С, что достаточно для работы теплового двигателя. Недостаток СЭС – зависимость выработки электроэнергии от времени суток и погоды. Поэтому необходимо комбинировать солнечные электрические установки с традиционными, включаемыми параллельно или последовательно с солнечными парогенераторами.

Существуют установки, где вместо воды в качестве рабочей жидкости применяется аммиак. При указанной температуре и давлении в 30 МПа он разлагается на азот и водород и эта смесь может передаваться по длинным трубопроводам или храниться без потерь. Солнечная энергия идет на разложение аммиака, в камере синтеза на энергетической станции эта смесь в присутствии катализатора преобразуется в аммиак с выделением тепла, ранее затраченного на разложение. В такой энергетической станции можно получать электрическую энергию в течение суток, накапливая смесь газов, а также передавать эту смесь газов на значительные расстояния. Полученное в камере синтеза тепло передается воде турбинного цикла.

Камера синтеза является парогенератором. Такие энергоустановки существуют и возможно их использование. Препятствием их внедрения в Республике Беларусь является малое количество солнечных дней в году.

Схема с использованием фотоэлементов (солнечных элементов) использует фотоэлементы (ФЭ) – полупроводниковые приборы на основе кристаллов кремния с $p-n$ -переходом. При облучении верхней поверхности ФЭ солнечными лучами образуются свободные носители электричества, которые под действием ЭДС $p-n$ -перехода создают ток в электрической цепи. Для получения значительных мощностей отдельные ФЭ соединяются параллельно или последовательно, образуя батареи и модули. Установки дорогие из-за сложной технологии выращивания кристаллов и применения дорогих редкоземельных элементов для создания электрических контактов. Используются в качестве источников питания на космических станциях, на удаленных станциях связи, маяках в условиях сложных для энергообеспечения жилых зданий. Недостатки: маленькая величина ЭДС $p-n$ -перехода (0,5 В), которая не зависит от толщины полупроводника, низкая допустимая плотность тока (100 А/м²) и большая стоимость (4 долл. за 1 Вт установленной мощности).

Кроме того, существуют и работают *другие электрические станции на возобновляемых источниках энергии*: геотермальные (ГЕО ТЭС), океанические тепловые электростанции (ОТЭС), волновые и приливные ЭС и т. д.

Вопросы

1. Назовите основные типы электрических станций и их первичные источники энергии.
2. Нарисуйте технологическую схему выработки тепловой и электрической энергии на КЭС и поясните назначение элементов схемы.
3. Нарисуйте технологическую схему выработки тепловой и электрической энергии на ТЭЦ и поясните назначение элементов схемы. В чем отличия тепловой и электрической части КЭС и ТЭЦ?
4. Назовите основные особенности КЭС.
5. Назовите основные особенности ТЭЦ.

6. Назовите основные технологические подразделения тепловой электростанции. Покажите их расположение на плане электростанции.

7. Поясните устройство парогазотурбинной установки электростанции. В чем ее преимущества перед паротурбинной установкой?

8. Нарисуйте двухконтурную схему АЭС с реакторами типа ВВЭР. Поясните назначение основных элементов схемы.

9. Назовите преимущества и недостатки АЭС по сравнению с топливосжигающими электростанциями. Обоснуйте необходимость строительства АЭС в Беларуси.

10. Поясните устройство ВЭУ и ВЭС. Обоснуйте необходимость строительства ВЭС в Беларуси.

11. Какие еще возобновляемые источники энергии могут найти применение в Беларуси. Оцените перспективы использования ветроэнергетики, гидроэнергетики, солнечной энергетики, биомассы.

2. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ. СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

Схема электрических соединений тепловой электрической станции средней мощности

Схема электрических соединений ТЭЦ (рис. 2.1) включает:

1. **Синхронные генераторы** (турбогенераторы G1, G2) предназначены для выработки электроэнергии. Устанавливаются на одном валу с паровой или газовой турбиной и возбуждателем.

2. **Трансформаторы силовые** (ТЗ, Т4 – главные повышающие силовые трансформаторы, Т1, Т2 – силовые трансформаторы собственных нужд), **автотрансформаторы**, **измерительные трансформаторы тока** (ТА1, ТА2...) и **напряжения** (ТВ1–ТВ4). Предназначены для преобразования электрической энергии одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения той же частоты. Силовые трансформаторы преобразуют напряжение для экономичной передачи электроэнергии на дальние расстояния и для целей использования ее потребителями. Измерительные трансформаторы преобразуют ее для подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики и для отделения измерительных цепей от высокого напряжения и больших токов.

3. **Выключатели** (Q1–Q16) предназначены для выключения токов нормального режима и токов короткого замыкания. Отличаются наличием дугогасительных устройств.

4. **Разъединители** (QS, QS1...) не имеют дугогасительных устройств. Предназначены для снятия напряжения и создания видимого разрыва при производстве работ.

5. **Отходящие воздушные линии электропередачи** (L1, L2) напряжением 220 кВ и выше предназначены для питания удаленных потребителей, расположенных на расстоянии 100 км и более, **кабельные линии** 10 кВ (KL1–KL4) предназначены для питания собственных нужд электростанции и потребителей, удаленных на расстояние до 10 км от станции.

6. **Короткозамыкатели с отделителями**. Предназначены для дистанционного отключения высоковольтных потребителей электроэнергии (трансформаторов, подстанций) путем создания искусственных коротких замыканий. Заменяют дорогие высоковольтные выключатели с целью удешевления оборудования подстанций.

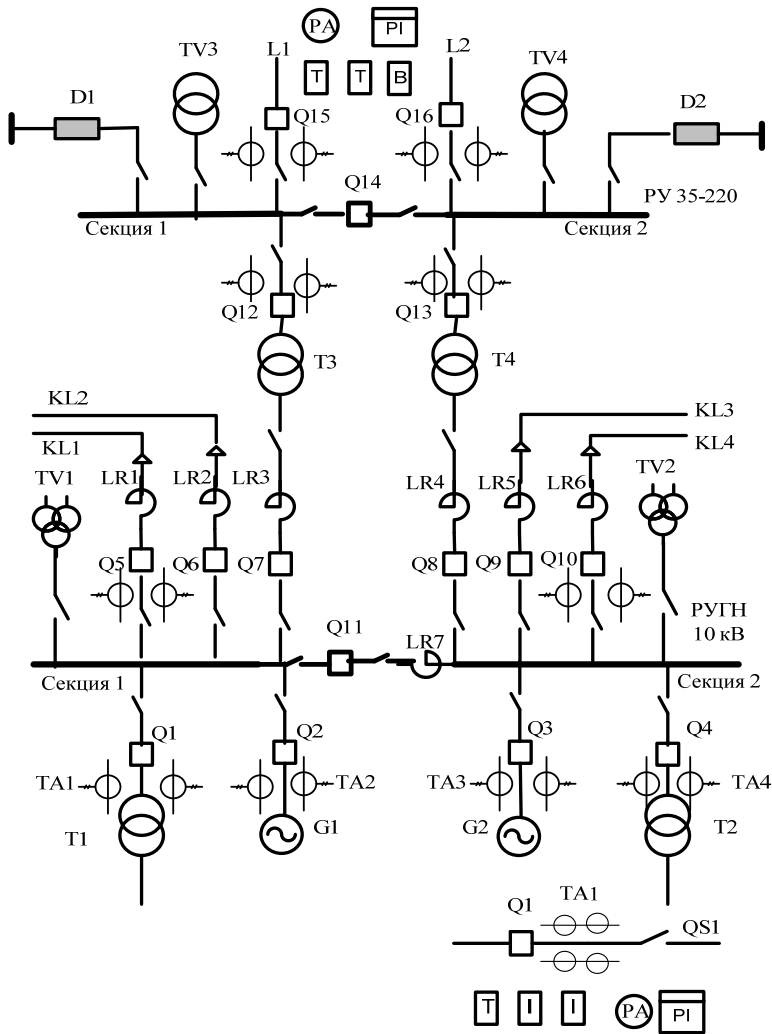


Рис. 2.1. Электрическая схема ТЭЦ с одинарной секционированной системой шин с реактированием:

G1 и G2 – синхронные генераторы; T1, T2 – трансформаторы собственных нужд; T3 и T4 – главные трансформаторы; KL1–KL4 – отходящие кабельные линии 6 или 10 кВ; L1–L4 – отходящие воздушные линии электропередачи 35, 110 или 220 кВ; TV1, TV2 – измерительные трансформаторы напряжения; Q5–Q10 – выключатели кабельных линий KL1–KL4 и трансформаторов T3, T4

7. Шины или сборные шины собирают электрическую энергию от генераторов и направляют к потребителям. РУГН10 – распределительное устройство генераторного напряжения 10 кВ. Сборные шины генераторного напряжения 10 кВ состоят из двух секций. Они разделяются между собой секционным выключателем Q11 и разъединителями. От шин РУГН10 питаются трансформаторы собственных нужд Т1 и Т2, через которые питание подается на распределительное устройство собственных нужд, и трансформаторы Т3, Т4, через которые напряжение подается на сборные шины распределительного устройства 220 кВ (РУ220). От сборных шин РУГН10 отходят кабельные линии KL1–KL4 для питания потребителей, расположенных на расстоянии до 10 км от станции. От шин РУ220 отходят воздушные линии электропередач L1–L2 для питания более удаленных потребителей, расположенных на расстоянии до 100–200 км. Секции сборных шин ВВ220 соединены между собой секционным выключателем Q14 и секционными разъединителями. Линии соединяются с секциями сборных шин через линейные выключатели Q15 и Q16 и разъединители.

8. Реакторы (LR1–LR7) устанавливаются чаще всего на линиях генераторного напряжения. Они служат для ограничения величины токов короткого замыкания. Реактор представляет собой катушку индуктивности, как правило, без стального сердечника.

9. Разрядники (D1, D2) предназначены для защиты трансформаторов и другого оборудования электростанций и подстанций от перенапряжений, особенно от атмосферных перенапряжений.

10. Изоляторы фарфоровые или стеклянные вместе со специальной арматурой предназначены для крепления и изоляции шин, проводов, токопроводов, трансформаторов, выполнения вводов.

11. Устройства релейной защиты и автоматики.

Генераторы электрических станций

На ТЭС, АЭС применяются синхронные турбогенераторы, на ГЭС – синхронные гидрогенераторы. Асинхронные генераторы применяются на ветроэлектрических электростанциях. Синхронные генераторы по конструкции подразделяются на два типа:

- неявнополюсные синхронные генераторы или турбогенераторы, работающие совместно с паровыми и газовыми турбинами при частоте вращения $n = 3000$ об/мин (при частоте $f = 50$ Гц);
- явнополюсные синхронные генераторы или гидрогенераторы, дизель-генераторы и другие машины, работающие при частоте вращения 1500 об/мин и ниже.

Конструкции турбогенераторов и гидрогенераторов

Основные элементы конструкции турбогенератора представлены на рис. 2.2.

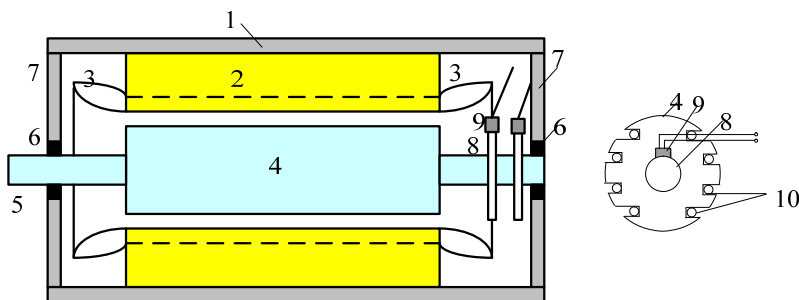


Рис. 2.2. Конструкция турбогенератора и неявнополюсного ротора:
 1 – корпус; 2 – магнитопровод статора; 3 – трехфазная силовая обмотка статора (якоря); 4 – неявнополюсный ротор турбогенератора с обмоткой возбуждения постоянного тока; 5, 10 – вал ротора, подшипники, установленные в подшипниковых щитах; 6 – подшипники; 7, 8 – контактные кольца ротора; 9 – электрические щетки;

Ротор неявнополюсного синхронного генератора – это кованный из легированной стали высокой прочности цилиндр с пазами на поверхности ротора, в которые укладывается обмотка возбуждения.

Турбогенераторы выполняются: на мощности от 2,5 до 1200 МВт, на напряжения от 6,3 до 24,0 кВ, на частоту вращения 3000 об/мин. Их КПД – 95–98 %. При мощности до 30 МВт применяется косвенное воздушное охлаждение (турбогенераторы Т). От 30–150 МВт применяется водородное охлаждение с давлением водорода 0,05 избыточного давления (серия ТВ). От 150–300 МВт применяется водородное охлаждение с давлением водорода 0,3–0,5 МПа (серия ТВФ). От 300–500 МВт применяется дополнительное внутреннее

охлаждение проводников статора водой или водородом. Более 500 МВт применяется внутреннее охлаждение проводников ротора.

Пример номинальных данных турбогенератора: тип ТВФ-120-2У3, частота переменного тока, частота вращения ротора – 3000 об/мин, полная мощность – 125 МВт, активная мощность – 100 МВт, напряжение – 10,5 кВ, $\cos \varphi = 0,8$, номинальный ток – 6,875 кА, водородное форсированное охлаждение, КПД – 98,4 %, отношение короткого замыкания $OKЗ = 0,499$, индуктивное сопротивление $x_d = 1,907$ о. е.

Гидрогенератор в отличие от турбогенератора имеет вертикальный вал, большой диаметр и небольшую осевую длину, низкую частоту вращения ротора (50–200 об/мин), большое число полюсов ($p = 30–120$). Гидрогенераторы выполняются на мощностях от 8 до 640 МВт при напряжениях 3,15–15,75 кВ.

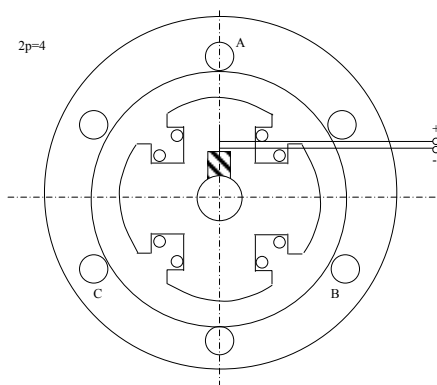


Рис. 2.3. Конструкция явнополюсного синхронного генератора

Возбуждение. Системы возбуждения синхронных генераторов и функции системы возбуждения

Система возбуждения (рис. 2.4) должна обеспечить:

- питание обмотки возбуждения генератора постоянным током;
- регулирование тока возбуждения и напряжения генератора;
- автоматическое гашение поля генератора при внутренних и близких коротких замыканиях;

– автоматическую форсировку возбуждения при удаленных КЗ для поддержания генератора в синхронизме с системой при снижении напряжения на зажимах генератора.

Цепи возбуждения генератора питаются от возбудителей.

Возбудитель – это электрическая машина, генератор постоянного или переменного (с выпрямителем) тока, находящаяся на общем валу с генератором и турбиной или приводимая в действие отдельным двигателем. Постоянный ток подается в обмотку возбуждения, которая находится на роторе, через контактные кольца.

Электрическая схема возбуждения синхронного генератора с возбудителем постоянного тока представлена на рис. 2.4.

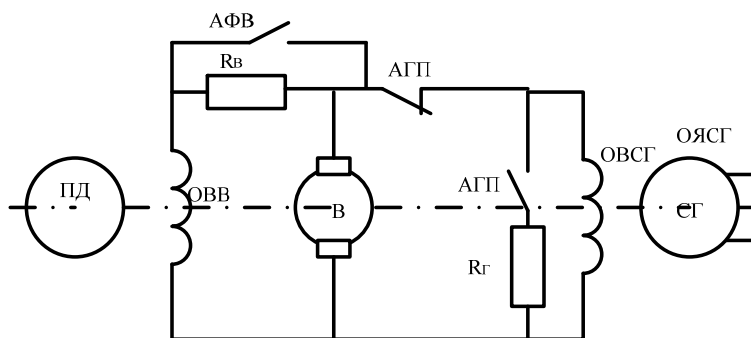


Рис. 2.4. Электрическая схема возбуждения синхронного генератора с возбудителем постоянного тока:

ПД – первичный двигатель; В – возбудитель (генератор постоянного тока с самовозбуждением); СГ – синхронный генератор; ОВВ – обмотка возбуждения синхронного генератора; ОЯСГ – обмотка якоря синхронного генератора; ОВВ – обмотка возбуждения возбудителя; Rв – регулировочное сопротивление в цепи обмоток возбуждения (параллельно ему включается контакт автомата форсировки возбуждения АФВ); АГП – автомат гашения поля; Rг – гасительное сопротивление

Для обеспечения автоматической форсировки возбуждения замыкают контакт автомата форсировки возбуждения АФВ и закорачивают дополнительное сопротивление Rв. Ток возбуждения возбудителя и ток возбуждения генератора при этом быстро возрастают, и увеличивается магнитный поток и ЭДС генератора. При необходимости гашения поля автоматически размыкается размыкающий контакт АГП и прерывает питание от обмотки возбуждения генера-

тора и размыкается замыкающий контакт АГП, замыкая обмотку возбуждения генератора на гасительное сопротивление R_r .

Запас электромагнитной энергии обмотки возбуждения разряжается на гасительное сопротивление. Для возбуждения синхронного генератора большой мощности применяется двухступенчатая система возбуждения. Возбудитель возбуждается дополнительным генератором – подвозбудителем.

Принцип действия, магнитные потоки и параметры синхронного генератора (турбогенератора). При протекании постоянного тока возбуждения в обмотке возбуждения генератора создается МДС

$$F_B = \frac{I_B \cdot w_B}{2},$$

где I_B – ток возбуждения генератора;

w_B – число витков обмотки возбуждения.

Эта МДС создает магнитный поток возбуждения генератора Φ_B . При вращении ротора со скоростью

$$n = n_1 = \frac{60 \cdot f_1}{p}, \text{ об/мин} \quad \text{или} \quad \omega = \omega_1 = 2\pi \frac{f_1}{p}, \text{ рад/с},$$

магнитный поток, вращаясь вместе с ротором, наводит в обмотке статора (якоря) ЭДС холостого хода

$$E_1 = 4,44 \cdot f_1 \cdot w_1 \cdot k_{01} \cdot \Phi_B,$$

где f_1 – частота переменного тока Гц;

p – число пар полюсов генератора;

n_1 – частота вращения ротора, об/мин;

ω_1 – частота вращения магнитного поля, рад/с;

w_1, k_{01} – число витков и обмоточный коэффициент обмотки статора.

При нагрузке генератора в обмотке якоря протекает трехфазный ток I_1 , который создает вращающееся магнитное поле реакции якоря с МДС

$$F_a = \frac{3}{2} \cdot \frac{2\sqrt{2}}{\pi} \cdot \frac{w_1 \cdot k_{01}}{p} \cdot I_1,$$

и магнитным потоком Φ_a . Это магнитное поле вращается синхронно с ротором и полем возбуждения и образует с ним единое магнитное поле машины. Поле реакции якоря пересекает витки обмотки якоря и наводит в ней ЭДС реакции якоря E_a . Ток статора создает еще дополнительный магнитный поток $\bar{\Phi}_{\sigma a}$ – поток рассеяния якоря.

Результирующий магнитный поток

$$\bar{\Phi} = \bar{\Phi}_в + \bar{\Phi}_a + \bar{\Phi}_{\sigma a}.$$

Каждый магнитный поток наводит в обмотке якоря ЭДС. Уравнение напряжений турбогенератора:

$$\bar{U}_1 = \bar{E}_1 + \bar{E}_{ad} + \bar{E}_{\sigma a} - \bar{I}_1 r_a = \bar{E}_1 - j\bar{I}_1 x_{ad} - j\bar{I}_1 x_{\sigma a} - \bar{I}_1 r_a \approx E_1 - j\bar{I}_1 x_d,$$

где $\bar{I}_1 r_1$ – падение напряжения в обмотке якоря;

I_1 – ток обмотки якоря;

$x_{ad} + x_{\sigma a} = x_d$ – индуктивное синхронное сопротивление.

Магнитные потоки и ЭДС синхронного турбогенератора представлены на векторной диаграмме рис. 2.5. Эта векторная диаграмма соответствует активно-индуктивной нагрузке.

Угол нагрузки θ – это угол между векторами ЭДС и напряжением генератора или угол между осями полей ротора и статора. При холостом ходе генератора этот угол равен нулю и возрастает с увеличением тока нагрузки генератора. При активно-индуктивной нагрузке напряжение на зажимах генератора меньше чем ЭДС холостого хода E_1 . Продольная составляющая магнитного потока реакции якоря направлена навстречу основному магнитному потоку и размагничивает его, т. е. является размагничивающей.

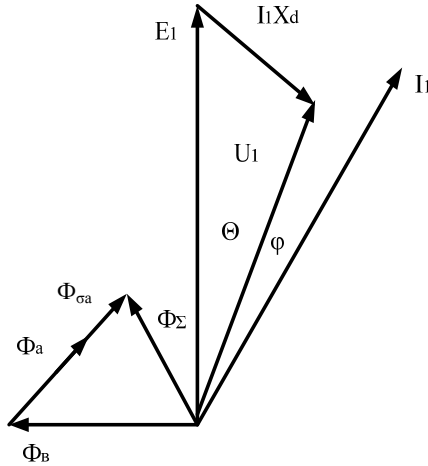


Рис. 2.5. Векторная диаграмма магнитных потоков и ЭДС турбогенератора

Отношение короткого замыкания ОКЗ – отношение тока короткого замыкания при токе возбуждения, которому при холостом ходе соответствует номинальное напряжение на зажимах, к номинальному току.

ОКЗ синхронного генератора

$$\text{ОКЗ} = \frac{1}{x_d}$$

характеризует запас устойчивости при параллельной работе с системой или с другим генератором. Чем выше ОКЗ, тем больше запас устойчивости. Для повышения величины ОКЗ при конструировании увеличивают воздушный зазор между статором и ротором. Это требует усиления обмотки возбуждения и удорожает машину.

Параллельная работа синхронных генераторов

Параллельная работа генераторов в современной энергосистеме обеспечивает повышение надежности электроснабжения, снижает мощность необходимого резерва, увеличивает возможность маневра потоками электроэнергии.

При параллельной работе генератора с мощной энергосистемой мощность генератора значительно меньше мощности системы. Поэтому напряжение и частота генератора постоянны, не зависят от его тока возбуждения и мощности нагрузки и определяются напряжением и частотой системы.

Синхронизация точная и грубая. Синхроскопы. Для включения генератора на параллельную работу с системой необходимо выполнить ряд действий, которые называются синхронизацией. При синхронизации генератора с системой его с помощью турбины разгоняют до скорости, близкой к синхронной:

$$n = \frac{60f}{p}.$$

Затем генератор возбуждают, проверяют порядок чередования фаз, выравнивают напряжения на зажимах генератора и системы регулированием тока возбуждения генератора, выравнивают частоты ЭДС генератора и системы регулированием момента приводного двигателя (например, подачей пара в турбину). Момент включения на параллельную работу выбирается с помощью синхроскопа. При правильном выборе момента включения оно происходит без толчков тока.

Простейший ламповый синхроскоп с лампами, соединенными «на погасание», позволяет определить момент включения, когда напряжение между точками соединяемыми выключателем равно нулю. Этому моменту соответствует середина темного промежутка ламп. Ламповые синхроскопы могут применяться в генераторах низкого напряжения, а в реальных условиях применяются стрелочные синхроскопы, которые включаются через трансформаторы напряжения. Это так называемая точная синхронизация. Схема включения синхронного генератора методом точной синхронизации представлена на рис. 2.6.

При грубой синхронизации генератор с помощью приводного двигателя разгоняют до подсинхронной скорости с обмоткой возбуждения замкнутой на гасительное сопротивление. Затем обмотка якоря подключаются к сети, а вслед за этим в обмотку возбуждения подается постоянный ток. Генератор втягивается в синхронизм с

сеть (синхронизируется). Процесс сопровождается толчками тока, которых нет при точной синхронизации. ГОСТ допускает грубую синхронизацию, если толчки тока не превышают 3,5 кратной номинальной величины тока генератора.

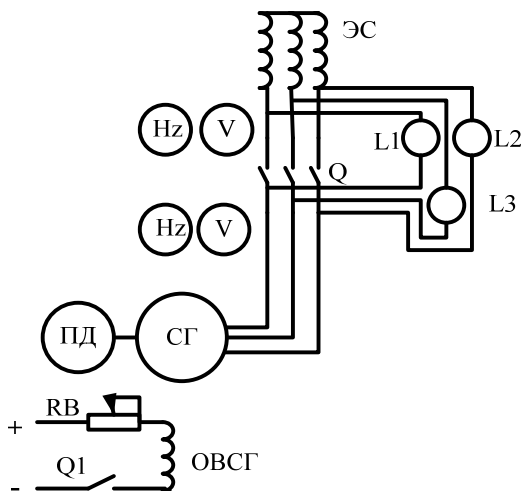


Рис. 2.6. Схема включения синхронного генератора на параллельную работу с энергосистемой методом точной синхронизации:

ПД – приводной двигатель (турбина или ДВС); СГ – синхронный генератор (якорь); ОВСГ – обмотка возбуждения синхронного генератора; ЭС – электроэнергетическая система; Q1, RB – выключатель возбуждения, реостат возбуждения; Hz – частотомер; V – вольтметр; L1, L2, L3 – лампы лампового синхроскопа

Перевод (регулирование) нагрузок синхронного генератора.

После синхронизации генератор работает вхолостую. Напряжение сети и генератора уравниваются. Векторы напряжения сети, генератора, ЭДС генератора вращаются с одинаковой скоростью. Ток генератора равен нулю (рис. 2.7, а). Активная и реактивная мощности равны нулю: $Q = 0$, $P = 0$.

Чтобы нагрузить генератор реактивной мощностью увеличивают ток возбуждения (рис. 2.7, б). При этом возрастает ЭДС генератора и появляется разностная ЭДС $\Delta \vec{E} = \vec{U}_C + \vec{E}_Г$. Она вызывает ток генератора $I_Г$, который отстает от ЭДС на 90° , так как индуктивное

сопротивление генератора значительно больше его активного сопротивления $x_r \gg r_r$, и опережает напряжение сети на 90° . При этом активная мощность генератора $P = 3U_r I_r \cos \varphi_r = 0$, а реактивная мощность генератора $Q = 3U_r I_r \sin \varphi_r > 0$, т. е. генератор отдает в сеть только реактивную мощность, работая в режиме перевозбуждения. При уменьшении тока возбуждения генератора (рис. 2.7, в) его ЭДС уменьшается и появляется разностная ЭДС противоположного направления и ток, отстающий от напряжения сети. Генератор потребляет из сети реактивную мощность, работая в режиме недо возбуждения $Q = 3U_r I_r \sin \varphi_r < 0$. Реактивная мощность потребляется для создания магнитного потока.

На основе диаграмм (рис. 2.7, а, б, в) строятся V-образные характеристики генератора (рис. 2.8, а), т. е. зависимость тока генератора от тока возбуждения.

Для того чтобы дать активную нагрузку, изменяют вращающий момент приводного двигателя (например, увеличивают подачу пара в турбину). При увеличении вращающего момента приводного двигателя ротор генератора получает ускорение в пределах синхронной связи с энергосистемой и вектор ЭДС занимает положение, показанное на диаграмме (рис. 2.7, г). Появляется разностная ЭДС $\Delta \bar{E} = \bar{U}_c + \bar{E}_r$. В результате возникает ток генератора, который отстает от ЭДС ΔE на 90° и совпадает по фазе с напряжением генератора. Активная мощность генератора

$$P_r = 3U_r I_r \cos \varphi_r > 0 (\cos \varphi_r = 1)$$

так как $\cos \varphi_r > 0$. Таким образом, при увеличении момента приводного двигателя генератор отдает в сеть активную мощность.

При уменьшении момента приводного двигателя векторная диаграмма изменяет вид (рис. 2.7, д). Вращение ротора генератора замедляется в пределах его синхронной связи с системой, ток генератора отстает на 90° от напряжения. Активная мощность генератора $P_r = 3U_r I_r \cos \varphi_r < 0 (\cos \varphi_r = -1)$. Синхронная машина потребляет из сети активную мощность, и это режим двигателя (а не генератора). В таком режиме работает синхронный двигатель.

V-образные характеристики генератора представляют собой зависимость тока якоря от тока возбуждения $I_1(I_B)$ при постоянном напряжении $U_1 = \text{const}$ и постоянной мощности $P_1 = \text{const}$.

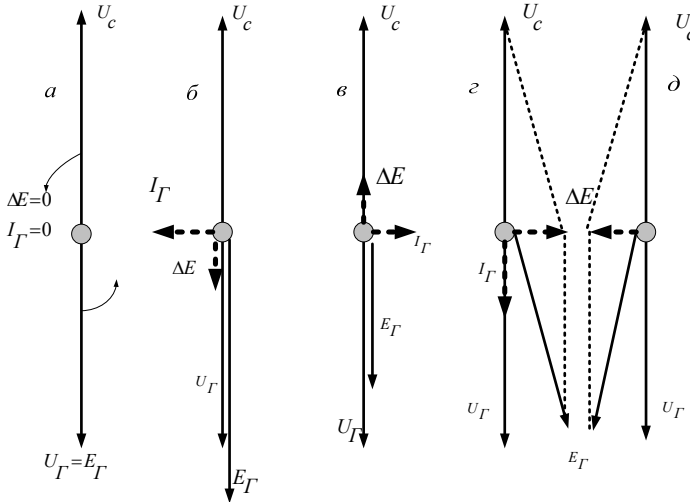


Рис. 2.7. Перевод (регулирование) нагрузок синхронного генератора

Угловая характеристика синхронного генератора (рис. 2.8, б) – это зависимость активной мощности от угла нагрузки $P_1(\theta)$ при постоянном напряжении $U_{1c} = \text{const}$, частоте $f_1 = \text{const}$.

Мощность турбогенератора, отдаваемая в сеть:

$$P_1 = \frac{m_1 U_1 E_1}{X_d} \cdot \sin \theta,$$

где U_1 и E_1 – напряжение и ЭДС генератора;

X_d – синхронное индуктивное сопротивление турбогенератора;

θ – угол нагрузки;

$m = 3$ – число фаз.

ОМ – рабочая часть угловой характеристики, Н – номинальная точка, соответствующая номинальной мощности генератора. Работа

генератора в пределах рабочего участка характеристики устойчива: $0 < \theta < \theta_{кр}$. При увеличении нагрузки угол нагрузки θ сверх критического значения работа генератора становится неустойчивой, и он выпадает из синхронизма. Способность генератора оставаться в синхронизме характеризуется синхронизирующей мощностью и статической перегружаемостью. Синхронизирующая мощность тем больше, чем меньше угол нагрузки. При $\theta = 0$ синхронизирующая мощность имеет максимальное значение, т. е. при холостом ходе генератор обладает максимальным запасом устойчивости. Номинальный угол нагрузки $\theta_n \approx 20\text{--}35\%$.

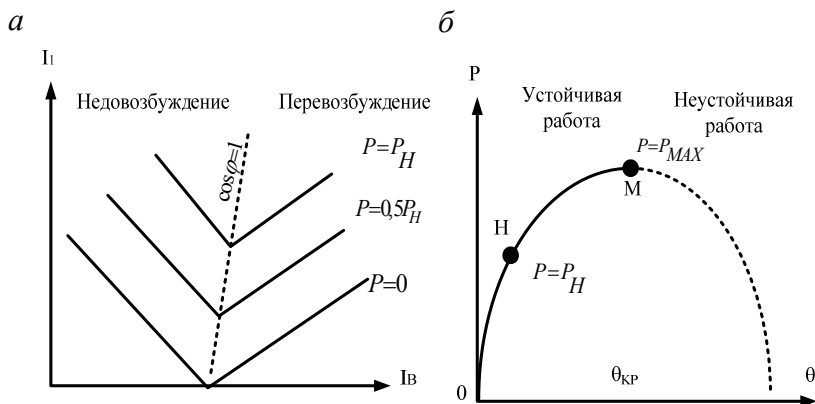


Рис. 2.8. V-образные и угловая характеристики синхронного генератора

Статическая перегружаемость – это отношение максимальной мощности генератора к номинальной

$$P_M = \frac{m_1 U_n E_1}{X_d} \quad \text{к} \quad \text{номинальной}$$

$$P_H = m U_n I_n \cos \varphi_n:$$

$$K_{\Pi} = \frac{P_M}{P_H}.$$

Статическая перегружаемость турбогенераторов и гидрогенераторов КП = 1,6–1,7. При $\theta > \theta_{кр}$ работа генератора в системе неустойчива, и он выпадает из синхронизма. Наступает асинхронный

режим синхронного генератора. Различают асинхронные режимы с потерей возбуждения и без потери возбуждения. В асинхронном режиме генератор создает электрические колебания тока в сети и механические колебания на валу турбины. На электрической станции должна быть обеспечена защита от асинхронных режимов. Для повышения устойчивости синхронного генератора при параллельной работе применяется форсировка возбуждения. Допускается кратковременная работа турбогенераторов в асинхронном режиме при потере возбуждения.

Потери и КПД синхронного генератора. В процессе преобразования подведенной механической мощности приводного двигателя (мощности на валу генератора) $P_{пр.дв}$ в полезную электрическую мощность на зажимах якоря P_1 часть мощности теряется в виде (рис. 2.9):

– электрических потерь в обмотке возбуждения

$$\Delta P_{\text{в}} = I_{\text{в}}^2 \cdot R_{\text{в}} ;$$

– механических потерь на трение и на вентиляцию

$$\Delta P_{\text{мех}} = \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{вент}} ;$$

– потерь в обмотке якоря

$$\Delta P_{\text{м1}} = 3I_1^2 \cdot r_1 ;$$

– потерь в стали статора на вихревые токи и на перемагничивание (гистерезис)

$$\Delta P_{\text{ст}} = p_{\text{в}} \cdot G_{\text{ст}} \cdot B_*^2 \cdot f_*^{1,3} .$$

Полезная электрическая активная мощность

$$P_1 = 3U_{1\phi} \cdot I_{1\phi} \cdot \cos \varphi_1 = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 .$$

Реактивная мощность

$$Q_1 = 3U_{1\phi} \cdot I_{1\phi} \cdot \sin \varphi = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_1 .$$

Полная мощность

$$S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = \sqrt{3}U_1 \cdot I_1.$$

КПД синхронного генератора

$$\eta = \frac{P_1}{P_{\text{пр.дв}}} 100 \%.$$

В приведенных формулах:

I_B, R_B – ток возбуждения и сопротивление обмотки возбуждения;

I_1, r_1 – ток якоря и активное сопротивление обмотки якоря;

p_y – удельные потери в стали;

$G_{\text{ст}}$ – масса стали.

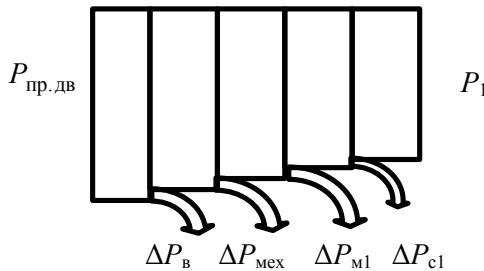


Рис. 2.9. Диаграмма преобразования мощности синхронного генератора

Вопросы

1. Нарисуйте схему электрических соединений тепловой электрической станции средней мощности.
2. Назовите элементы основного электрооборудования электрической станции средней мощности и поясните их назначение.
3. Нарисуйте конструктивную схему турбогенератора, назовите и охарактеризуйте основные элементы конструкции. Поясните принцип действия.

4. Назовите и поясните функции системы возбуждения синхронного генератора.
5. Нарисуйте схему возбуждения синхронного генератора с возбудителем постоянного тока. Поясните принцип ее действия.
6. Включение синхронного генератора на параллельную работу с системой. Синхронизация точная и грубая.
7. Перевод (регулирование) нагрузок синхронного генератора после синхронизации.
8. Угловая характеристика и V-образные характеристики синхронного генератора.
9. Потери и КПД синхронного генератора.

3. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ. ТРАНСФОРМАТОРЫ

Основные сведения о трансформаторах. Элементы конструкции

Трансформатор – это электромагнитный аппарат для преобразования электрической энергии одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения той же частоты.

Основные элементы трансформатора: сердечник (магнитопровод) и обмотки. Принцип действия трансформатора представлен на рис. 3.1.

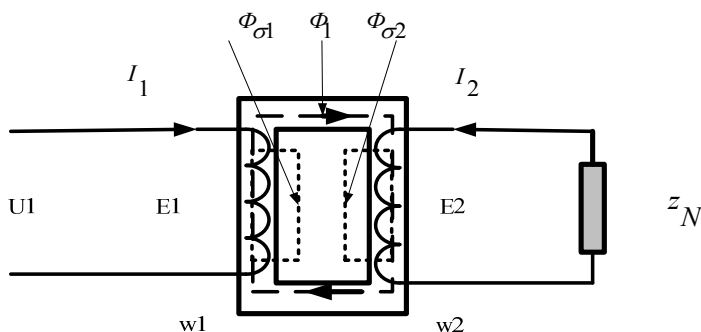


Рис. 3.1. Принцип действия трансформатора:

Φ_1 – основной магнитный поток, связывающий обмотки электромагнитно;
 $\Phi_{\sigma 1}$, $\Phi_{\sigma 2}$ – магнитные потоки рассеяния первичной и вторичной обмоток; E_1 , E_2 – ЭДС первичной и вторичной обмоток, созданные магнитным потоком

Трансформаторы могут быть: 1) понижающие и повышающие; 2) двухобмоточные и трехобмоточные; 3) сухие и масляные; 4) однофазные и трехфазные.

Основные типы трансформаторов: 1) силовые; 2) силовые специального назначения; 3) индукционные регуляторы; 4) автотрансформаторы; 5) измерительные трансформаторы тока и напряжения; 6) испытательные трансформаторы.

Обмотки – это основной элемент конструкции, в котором происходит преобразование электроэнергии. К обмоткам предъявляются следующие требования: экономичность по затратам и КПД, не-

обходимый тепловой режим, механическая (динамическая) прочность, устойчивость к перенапряжениям. Предъявляются также требования к синусоидальности напряжения и тока и к симметричности трехфазной системы напряжений и токов.

Материалы для изготовления обмоток: медь или алюминий с эмалевой или хлопчатобумажной изоляцией.

Обмотки могут быть: 1) первичные и вторичные; 2) высшего, низшего и среднего напряжения; 3) концентрические (однослойные и многослойные, цилиндрические винтовые, спиральные); 4) дисковые чередующиеся (рис. 3.2).

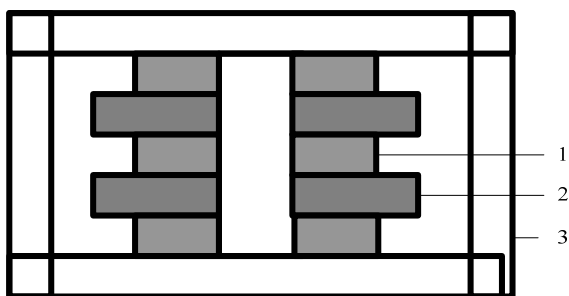


Рис. 3.2. Дисковая чередующаяся обмотка:

1 – дисковая обмотка высшего напряжения; 2 – дисковая обмотка низшего напряжения; 3 – магнитопровод

Сердечники трансформаторов (см. рис. 3.3, 3.4) могут быть: стержневые и броневые. Они собираются из штампованных листов листовой электротехнической стали. Шихтовка выполняется встык и впереплет.

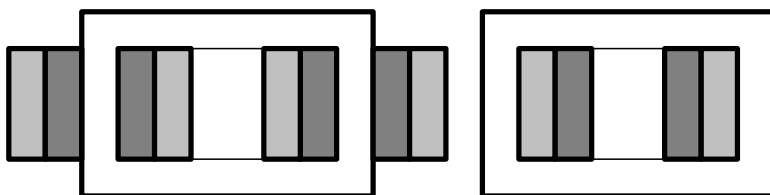


Рис. 3.3. Сердечники и обмотки трансформаторов

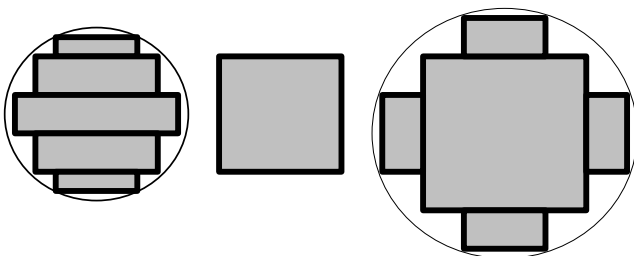


Рис. 3.4. Сердечники трансформаторов. Конструкции стержней

Баки масляных трансформаторов бывают (рис. 3.5): 1) гладкие (до 20 кВА); 2) трубчатые (до 1800 кВА); 3) с пристроенными радиаторами – охладителями (до 10000 кВА); 4) с принудительной циркуляцией масла и обдувом (более 10000 кВА). Бак трансформатора заполняется трансформаторным маслом для охлаждения и улучшения изоляции: электрическая прочность масла 20–35 кВ/м, температура вспышки – 135 °С. Оно горюче, взрывоопасно, гигроскопично.

На крышке бака располагаются: 1) выводные изоляторы обмоток высшего и низшего напряжения; 2) маслорасширитель (более 100 кВА); 3) выхлопная труба (более 1000 кВА); 4) газовое реле; 5) переключатель числа витков обмотки с приводом; 6) кран для заливки масла.

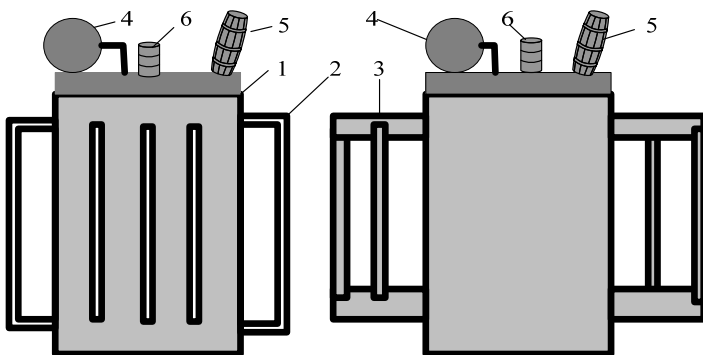


Рис. 3.5. Баки масляных трансформаторов:

1 – трубчатый бак; 2 – трубки; 3 – радиатор-охладитель; 4 – расширительный бачок; 5, 6 – вводные изоляторы высшего и низшего напряжения

Электромагнитные процессы при работе трансформатора

Принцип действия трансформатора основан на законе электромагнитной индукции. Действующие магнитные потоки, ЭДС, напряжения обмоток представлены на рис. 3.1.

$$E_1 = 4,44 f_1 \cdot w_1 \cdot \Phi_1 \text{ и } E_2 = 4,44 f_2 \cdot w_2 \cdot \Phi_1.$$

ЭДС первичной и вторичной обмоток, созданные основным магнитным потоком. Кроме того, магнитные потоки рассеяния наводят в обмотках трансформатора ЭДС рассеяния $E_{\sigma 1}$ и $E_{\sigma 2}$. Коэффициент трансформации трансформатора $k = \frac{E_1}{E_2} = \frac{w_1}{w_2}$.

Для упрощения расчетов обмотки трансформатора приводят к одному числу витков, как правило, к числу витков первичной обмотки. Приведенный трансформатор характеризуется приведенными величинами ЭДС $E_1 = E'_2 = kE_2$ и тока $I'_2 = \frac{E_2 \cdot I_2}{E'_2} = \frac{I_2}{k}$ и приведенными активным и индуктивным сопротивлениями вторичной обмотки $r'_2 = r_2 k^2$, $x'_2 = x_2 k^2$.

Уравнения МДС и напряжений обмоток приведенного трансформатора в комплексной форме:

$$\bar{I}_1 + \bar{I}'_2 = \bar{I}_0;$$

$$\bar{U}_1 = -\bar{E}_1 + I_1 z_1;$$

$$\bar{E}'_2 = \bar{I}'_2 z'_2 + \bar{U}'_2.$$

Схема замещения приведенного трансформатора представлена на рис. 3.6. На схеме: $z_1 = r_1 + jx_1$ – полное сопротивление первичной обмотки в комплексной форме, состоящее из активного сопротивления r_1 и индуктивного сопротивления рассеяния x_1 , $z'_2 = r'_2 + jx'_2$ – полное сопротивление вторичной обмотки, состоящее из активного сопротивления r'_2 и индуктивного сопротивления рассеяния x'_2 , $z_0 = r_0 + jx_0$ –

полное сопротивление намагничивающего контура ($r_0 = \frac{P_{ст}}{3I_0^2}$ и

$x_0 = 2\pi \cdot f \cdot M$ – его активная и индуктивная составляющие).

Ток холостого хода трансформатора I_0 состоит из намагничивающего тока $I_{0\mu}$, который создает основной магнитный поток и активной составляющей I_{0A} . Активная составляющая мощности холостого хода покрывает потери в стали трансформатора. Магнитный поток Φ_1 наводит в первичной и вторичной обмотках ЭДС $\bar{E}_1 = \bar{E}'_2$. Под действием этой ЭДС в первичной обмотке протекает ток, величина которого зависит от ЭДС и сопротивления нагрузки: $I_0 = 1-3\% \cdot I_N$.

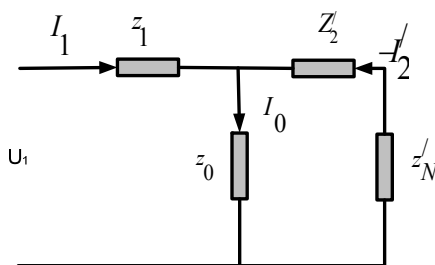


Рис. 3.6. Т-образная схема замещения трансформатора

Напряжение короткого замыкания трансформатора – это первичное напряжение трансформатора при замкнутой накоротко вторичной обмотке, которому соответствуют номинальные токи в обмотках $U_k = 5-10\% \cdot U_N$.

Параметры трансформаторов (сопротивления схемы замещения), коэффициент трансформации и напряжение короткого замыкания, %, определяются из опытов холостого хода и короткого замыкания.

Изменение напряжения трансформатора – это арифметическая разность между номинальным напряжением вторичной обмотки при холостом ходе U_{20} и напряжением U_2 при номинальной нагрузке, выраженная в процентах (%) или относительных единицах (о. е.) от номинального напряжения:

$$\Delta U_* = \frac{U_{20} - U_2}{U_{20}}.$$

КПД трансформатора (рис. 3.7)

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_{2H} \cdot k_{HG}}{P_{2H} \cdot k_{HG} + P_0 + P_K \cdot k_{HG}^2},$$

где $P_{2H} = S_H \cdot \cos \varphi_H$ – полезная активная мощность;

$P_0 = \Delta P_{ст} = \sum p_{уд} \cdot B_*^2 \cdot f_*^{1,3} \cdot G$ – потери холостого хода (постоянные потери или потери в стали);

$P_K = 3I_{1H}^2 r_{1H} + 3I_{2H}^2 r_{2H}$ – потери короткого замыкания;

$P = P_K \cdot k_{HG}^2$ – переменные потери;

$\Delta P_{\Sigma} = P_0 + P_K \cdot K_{HG}^2$ – суммарные потери;

$k_{HG \text{ опт}}$ – нагрузка трансформатора в о. е. по отношению к номинальной нагрузке.

Зависимость КПД трансформатора от нагрузки представлена на

рис. 3.7. Условие максимума КПД $k_{HG \text{ опт}} = \sqrt{\frac{P_0}{P_K}}$.

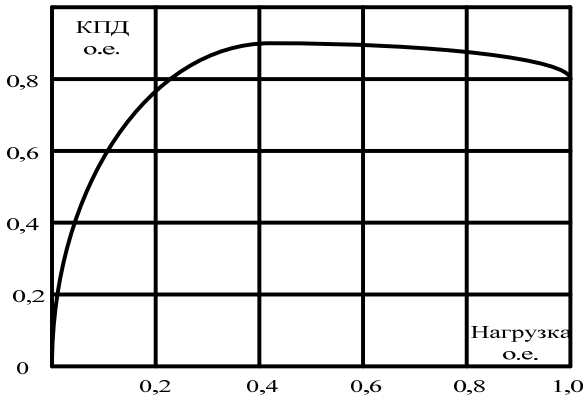


Рис. 3.7. КПД трансформатора

Группа соединения – это угол сдвига линейных ЭДС первичной и вторичной обмоток, выраженный в часах. Группа соединения за-

висит от схемы соединения обмоток, направления намотки и маркировки зажимов. Определение групп соединения трансформаторов представлено на рис. 3.8.

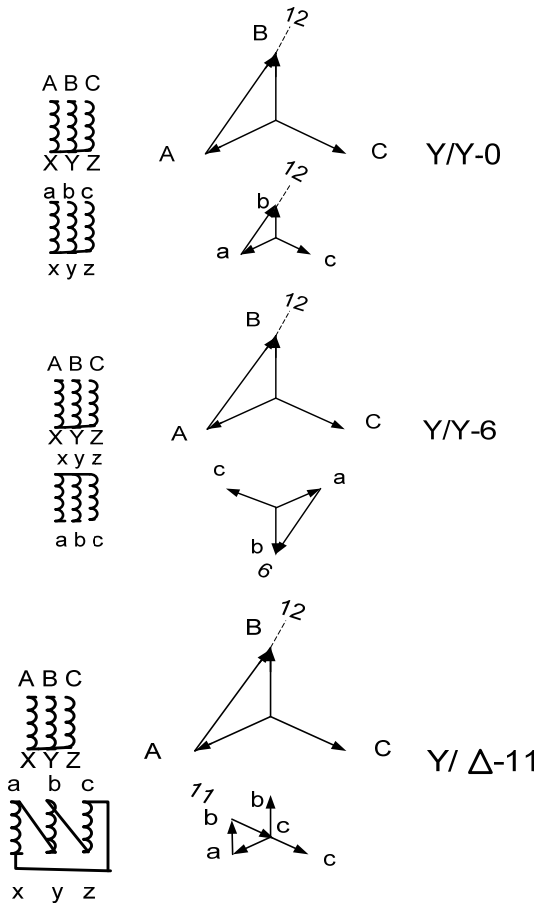


Рис. 3.8. Определение групп соединения трансформаторов

Переходные процессы трансформаторов

Переходные процессы, сверхтоки и перенапряжения возникают при изменениях нагрузки, питающего напряжения, включении и отключении, при коротких замыканиях и атмосферных явлениях.

Ток внезапного короткого замыкания трансформатора (рис. 3.9)

$$i_K = I_{KM} \cdot \sin(\omega t + \psi_K - \varphi_K) - I_{KM} \cdot \sin(\psi_K - \varphi_K) e^{-t/T_K}.$$

Если короткое замыкание происходит в момент, когда напряжение проходит максимум, т. е. $\psi_K - \varphi_K = \frac{\pi}{2}$, то через пол периода ток достигнет величины **ударного ТКЗ** (рис. 3.9)

$$i_y = 2\sqrt{2} \cdot I_K \approx (26 - 50) I_n,$$

где I_K – действующее значение тока установившегося короткого замыкания:

$$I_K \approx \frac{I_n}{u_{K*}} = \frac{I_n}{(0,045 - 0,105)} = (9,5 - 22) I_n.$$

Ударный ток оказывает электродинамическое действие на обмотку и другие элементы конструкции трансформатора и распределительного устройства. Действующее значение установившегося тока короткого замыкания определяет нагрев и термическую стойкость оборудования.

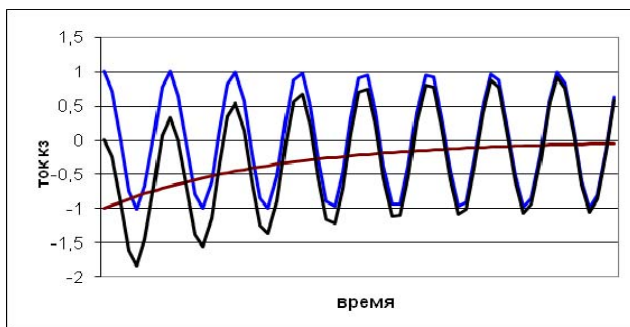


Рис. 3.9. Ток короткого замыкания

Параллельная работа трансформаторов

Назначение параллельного включения трансформаторов (см. рис. 3.10): 1) трансформация больших мощностей при ограниченной мощности единичного трансформатора; 2) повышение надежности электроснабжения; 3) снижение мощности резерва; 4) возможность выбора оптимального числа работающих трансформаторов в зависимости от нагрузки.

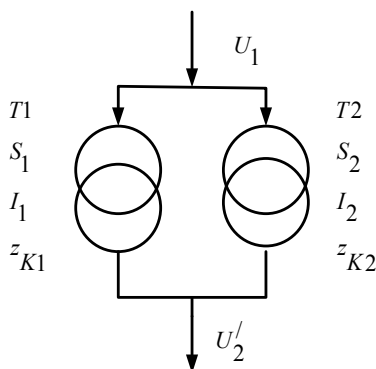


Рис. 3.10. Схема замещения параллельно работающих трансформаторов

Условия параллельной работы: 1) равенство коэффициентов трансформации при одинаковых первичных и вторичных номинальных напряжениях $U_{11} = U_{12}$ и $k_1 = k_2$; 2) одинаковые группы соединения; 3) равенство напряжений короткого замыкания $u_{K1*} = u_{K2*}$.

При выполнении условий векторные диаграммы трансформаторов совпадают и токи складываются арифметически. Нагрузка распределяется пропорционально их номинальной мощности, отсутствуют уравнивающие токи. При включении на параллельную работу трансформаторы должны быть предварительно сфазированы.

Параллельная работа трансформаторов при различных коэффициентах трансформации при соблюдении двух других условий сопровождается возникновением уравнивающего тока. Трансформатор с меньшим коэффициентом трансформации имеет боль-

шую ЭДС вторичной обмотки. Возникает разностная ЭДС, которая и создает в обмотках трансформаторов уравнительные токи. При большой разнице в коэффициентах трансформации величина уравнительных токов может превысить номинальный ток трансформаторов и сделать их параллельную работу невозможной. ГОСТ допускает параллельную работу трансформаторов с коэффициентами трансформации, отличающимися не более чем на 0,5 %, а при коэффициенте трансформации, меньшем трех – до 1 %.

При нагрузке трансформаторов уравнительные токи складываются с токами нагрузки и вызывают при чисто активной или активно-индуктивной нагрузке перегрузку трансформатора с меньшим коэффициентом трансформации и недогрузку трансформатора с большим коэффициентом трансформации.

Параллельная работа трансформаторов при различных группах соединения при соблюдении двух других условий также сопровождается возникновением уравнительного тока, который даже при ближайших группах, например 0 и 11, равен току короткого замыкания трансформатора. Поэтому параллельная работа трансформаторов с различными группами соединения не допускается.

Параллельная работа трансформаторов при различных напряжениях короткого замыкания при соблюдении двух других условий не сопровождается возникновением уравнительного тока, но нагрузка между трансформаторами распределяется обратно пропорционально их внутренним сопротивлениям, т. е. пропорционально номинальной мощности и обратно пропорционально напряжению короткого замыкания:

$$\frac{S_1}{S_2} = \frac{S_{H1}}{S_{H2}} \cdot \frac{u_{K2*}}{u_{K1*}}.$$

Допускается параллельная работа трансформаторов, отличающихся величиной напряжения короткого замыкания не более чем на 10 % от среднего значения u_{K*} , а по номинальной мощности – не более чем в три раза.

Трехобмоточные трансформаторы

Трехобмоточные трансформаторы (рис. 3.11) выпускаются трехфазными и однофазными. ГОСТ допускает группы соединения $Y_0/Y_0/\Delta$ -0-11 и $Y_0/\Delta/\Delta$ -11-11. Содержат обмотки высшего, низшего и среднего напряжения. Чаще всего они имеют одну первичную и две вторичные обмотки. Номинальной мощностью трехобмоточного трансформатора является мощность наиболее мощной обмотки. Соотношение номинальных мощностей обмоток ВН/СН/НН может быть: 1/1/1 или 1/(2/3)/(2/3) или 1/1/(2/3) или 1/(2/3)/1 и т. д. К указанной группе относятся трансформаторы с расщепленной обмоткой (1 – первичная, 2 – вторичная с одинаковым U_n). Расщепление второй обмотки позволяет снизить токи КЗ. Применяются на повышающих и понижающих подстанциях. Параметры трехобмоточного трансформатора и сопротивления схемы замещения определяются из трех опытов КЗ и трех опытов ХХ. На основании опытов составляется система уравнений для определения параметров трансформатора. Трансформатор характеризуется тремя значениями коэффициента трансформации K_{12} , K_{13} , K_{23} , тремя значениями тока ХХ, тремя значениями мощности ХХ, тремя значениями мощности КЗ, тремя значениями напряжения КЗ: U_{K12} , U_{K23} , U_{K13} .

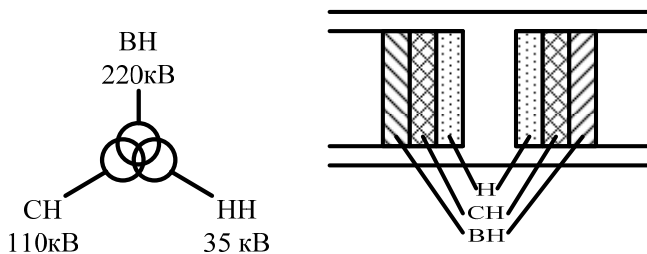


Рис. 3.11. Трехобмоточный трансформатор

Автотрансформаторы. Автотрансформатор отличается от обычного трансформатора наличием электрической связи между обмотками (рис. 3.12).

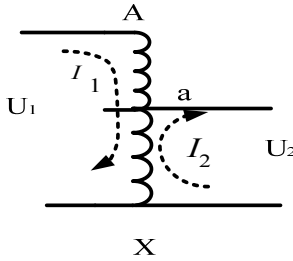


Рис. 3.12. Схема автотрансформатора

Соотношение между токами обмоток автотрансформатора

$$k_A = \frac{U_1}{U_2} = \frac{w_{AX}}{w_{aX}} = \frac{w_1}{w_2};$$

$$I_{aX} = I_2 \left(1 - \frac{1}{k_A} \right).$$

Ток в общей части обмотки автотрансформатора меньше тока вторичной обмотки обычного трансформатора в $1 - \frac{1}{k_A}$ раз.

Полная (внешняя или проходная) мощность от первичной обмотки ко вторичной в автотрансформаторе передается электромагнитным (электромагнитная, внутренняя, расчетная мощность) и электрическим (электрическая мощность) путями.

$$S_{EM} = S \left(1 - \frac{1}{k_A} \right),$$

$$S = U_1 I_1 \approx U_2 I_2,$$

$$S_{EL} = S - S_{EM} = S \frac{1}{k_A}.$$

Размеры автотрансформатора зависят только от мощности, передаваемой электромагнитным путем. Поскольку ток на общем участке обмотки Aa меньше тока вторичной обмотки обычного трансформатора в $1 - \frac{1}{k_A}$ раз, во столько же раз меньше сечение и расход меди. Поэтому автотрансформатор имеет меньшие размеры и стоимость, чем обычный трансформатор. Сопротивление автотрансформатора, однако, меньше, и это является причиной увеличения ТКЗ. Автотрансформатор отличается большим расходом электроизоляционных материалов.

Трансформаторы с регулированием напряжения. Регулирование напряжения осуществляется изменением числа витков (коэффициента трансформации) одной из обмоток, например, обмотки высшего напряжения или обмотки, со стороны которой происходят колебания напряжения. Устройство переключения без возбуждения (ПВВ) обеспечивает изменение числа витков обмотки с предварительным отключением тока нагрузки. Устройство регулирования под нагрузкой (РПН) обеспечивает переключение числа витков без отключения нагрузки трансформатора. Принцип действия устройства РПН – переключение числа витков без разрыва цепи главного тока. Диапазон регулирования $0, \pm 2,5 \%, \pm 5,0 \%, \pm 7,5 \%, \pm 10 \%$.

Устройство РПН трансформатора и принцип переключения без разрыва цепи главного тока поясняются рис. 3.13.

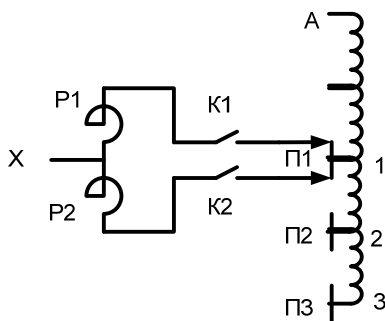


Рис. 3.13. Устройство РПН трансформатора:

P1, P2 – катушки токоограничивающего реактора; K1, K2 – контакты контакторов; П1, П2, П3 – контакты внутреннего переключателя числа витков трансформатора; A, X – соответственно начало и конец переключаемой обмотки

Другие разновидности трансформаторов:

- трансформаторы с плавным регулированием напряжения;
- сварочные и электропечные трансформаторы;
- выпрямительные трансформаторы;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- трансформаторы для преобразования числа фаз и частоты;
- индукционные регуляторы.

Измерительные трансформаторы напряжения и тока (рис. 3.14, 3.15). Предназначены для включения измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики и отделения их от цепей высокого напряжения. Номинальный ток вторичных обмоток трансформаторов тока – 5А. Номинальное напряжение вторичных обмоток трансформаторов напряжения – 100 В.

Измерительные трансформаторы напряжения и тока характеризуется классом точности. Класс точности – это относительная приведенная погрешность измерения. Предусмотрены классы точности 0,2, 0,5, 1, 3, 10. Трансформаторы с классом точности 0,2, 0,5 используются для подключения приборов.

Трансформаторы тока. В качестве первичной обмотки трансформатора тока используется сама шина. Вторичная обмотка – многовитковая. Режим работы трансформатора тока – режим короткого замыкания. Во вторичную обмотку включаются приборы с малым сопротивлением: амперметры, токовые катушки ваттметров, счетчиков, реле. Размыкание вторичной обмотки недопустимо. Включается в одну, две, три фазы.

Трансформаторы напряжения. Режим работы измерительных трансформаторов напряжения – холостой ход. Приборы, включаемые во вторичную обмотку трансформатора напряжения (вольтметры, параллельные катушки ваттметров, счетчиков, реле), имеют большое сопротивление и обеспечивают работу трансформатора в режиме холостого хода.

Схемы включения измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения приведены на рис. 3.14.

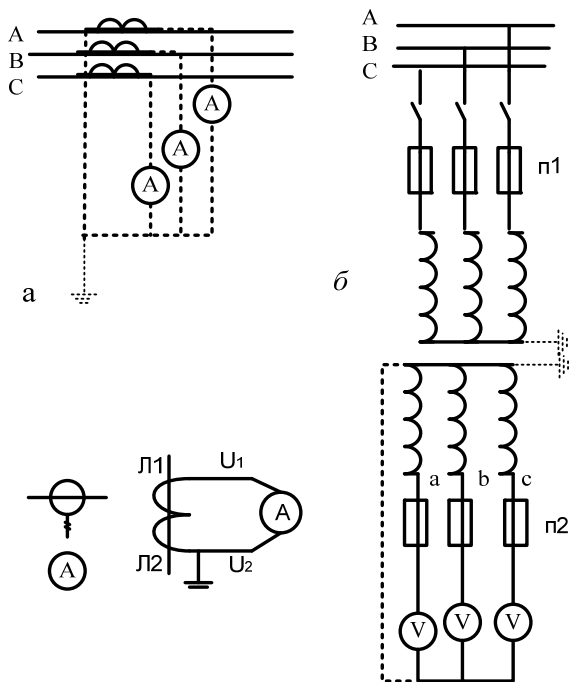


Рис. 3.14. Схема включения измерительных трансформаторов: *а* – трансформаторов тока, *б* – трансформаторов напряжения

Схема трансформатора напряжения для контроля изоляции в сетях с изолированной нейтралью представлена на рис. 3.15. При отсутствии замыкания на землю три вольтметра, включенные в обмотку, соединенную в Y , показывают фазные напряжения, а вольтметр, включенный в разомкнутый треугольник, показывает 0. При замыкании одной фазы на землю вольтметр соответствующей фазы покажет 0, а вольтметр, включенный в разомкнутый треугольник, покажет линейное напряжение.

Нагрузка измерительных приборов тока и напряжения, то есть мощность потребления измерительными приборами, включаемая во вторичную обмотку должна соответствовать паспортным значениям нагрузки.

Если эти мощности больше номинального значения, то трансформатор тока или напряжения не обеспечивает паспортный класс точности.

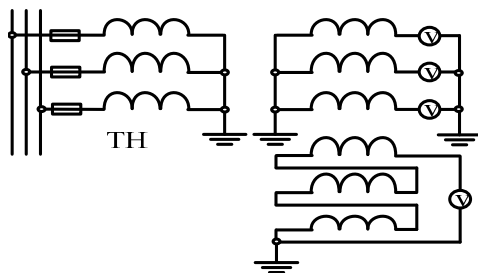


Рис. 3.15. Трансформатор напряжения для контроля изоляции в сетях с изолированной нейтралью.

Номинальные данные трансформаторов. Номинальный режим – это режим, для которого данный трансформатор спроектирован. Он характеризуется номинальной мощностью S_H , кВ·А, номинальными первичным и вторичным напряжениями U_{H1}, U_{H2} , кВ, номинальными токами I_{H1}, I_{H2} , А; номинальной частотой f_H , Гц, напряжением короткого замыкания $u_{K3} \%$, током холостого хода $i_0 \%$; потерями холостого хода (постоянными потерями) P_0 ; потерями короткого замыкания P_{K3} .

Пример номинальных данных трансформатора: тип ТМ-1000/10; номинальная мощность $S_H = 1000$ кВ·А; номинальные напряжения $U_{H1} = 10$ кВ, $U_{H2} = 0,4$ кВ; напряжение короткого замыкания $u_{K3} \% = 5,5 \%$, ток холостого хода $i_0 \% = 1,0 \%$, частота $f_H = 50$ Гц; мощность холостого хода $P_0 = 1,5$ кВт; мощность короткого замыкания $P_{K3} = 10$ кВт; группа соединения – Y / Y_0 .

На основании номинальных данных трансформатора можно определить: номинальные фазные напряжения $U_{H1Ф}$ и $U_{H2Ф}$, параметры (сопротивления) схемы замещения, коэффициент трансформации, КПД и другие величины, а также токи короткого замыкания.

Реакторы. Предназначены для ограничения токов короткого замыкания и поддержания напряжения в сети при коротком замыкании. Реактор – это катушка индуктивности, как правило, без стального сердечника. Он характеризуется номинальным индуктивным сопротивлением

$$X_{P\%} = \frac{X_P \cdot I_H \cdot \sqrt{3} \cdot 100}{U_H}.$$

Для больших токов применяются бетонные реакторы РБ или РБА (А – изолированный алюминиевый провод, намотанный на каркас, укрепленный на бетонной колонне). РБАН – то же наружной установки с усиленной изоляцией и атмосферостойким покрытием. РБАСН – это РБА реактор сдвоенный или реактор с расщепленной обмоткой (имеет пониженное индуктивное сопротивление при установившемся рабочем токе, которое повышается при коротком замыкании). Пример обозначения и номинальных данных реактора **РБ-10-400-0,35**: $U_H = 10$ кВ, $X_{PH} = 0,35$ Ом, $\Delta P_H = 1,6$ кВт, $I_H = 400$ А (номинальный ток), $I_{ЭД} = 25$ кА (ток электродинамической устойчивости)

Вопросы

1. Основные типы трансформаторов и их краткая характеристика.
2. Устройство и принцип действия трансформатора.
3. Конструкция магнитопроводов, обмоток, баков, крышек трансформаторов.
4. Электромагнитные процессы при работе трансформатора.
5. Номинальные данные трансформаторов.
6. Параллельная работа трансформаторов. Условия. Фазировка.
7. Потери и КПД трансформатора. Условие максимума КПД.
8. Измерительные трансформаторы тока.
9. Трансформаторы напряжения. Трансформатор напряжения для контроля изоляции в сетях с изолированной нейтралью.
10. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой.
11. Автотрансформаторы. Устройство, принцип действия и применение.

4. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ. ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ АППАРАТЫ И ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ

Электрические аппараты – электротехнические устройства, предназначенные для управления электрическими и неэлектрическими устройствами, а также для защиты этих устройств от режимов работы, отличных от нормального. К ним относятся разъединители, короткозамыкатели, отделители, приводы к аппаратам, плавкие предохранители, провода, кабели, шины, изоляторы, реакторы, разрядники.

Выключатели предназначены для включения-отключения рабочих токов и отключения токов короткого замыкания.

Они снабжены дугогасительными устройствами для деионизации дугового промежутка и охлаждения дуги и способствуют гашению дуги путем перемещения ее в среде, обдувания дуги воздухом или водородом, расщепления на короткие дуги, растягивания дуги.

Выключатели подразделяются на воздушные и масляные. Применяют также электромагнитные (с электромагнитным гашением дуги), вакуумные (с гашением дуги в вакуумной камере) и элегазовые (элегаз – это шестифтористая сера) выключатели.

Выключатели нагрузки представляют собой трехполюсные коммутационные аппараты переменного тока для напряжения свыше 1 кВ, рассчитанные на отключение рабочего тока, и снабженные приводом для неавтоматического или автоматического управления.

Выключатели нагрузки не предназначены для отключения тока короткого замыкания, но их включающая способность соответствует электродинамической стойкости при коротких замыканиях.

Выключатели нагрузки типов ВНП16, ВНП10, ВНП17 предназначены для включения или выключения рабочих токов в установках 6–10 кВ. Для отключения токов короткого замыкания они снабжены дополнительными высоковольтными кварцевыми предохранителями.

Конструкция выключатель нагрузки ВНП10 представлена на рис. 4.1.

Выключатель нагрузки – наиболее прост и дешев, но отключает только токи нагрузки.

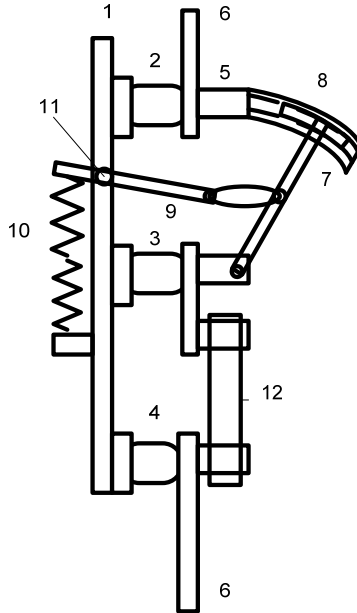


Рис. 4.1. Выключатель нагрузки:

1 – рама; 2, 3, 4 – опорные изоляторы; 5 – неподвижные дугогасительные контакты, 6 – токоподводящие шины; 7 – подвижные дугогасительные контакты; 8 – дугогасительные камеры со вставками из органического стекла; 9 – система рычагов механизма; 10 – пружина; 11 – вал привода; 12 – предохранители кварцевые (ПК) с неподвижными пружинящими контактами, плавкими вставками внутри в виде медных спиралей с напаянными оловянными шариками и указателями срабатывания и с кварцевым наполнителем

Разъединители применяются для разъединения отключенных выключателями цепей и для создания видимого разрыва при ремонтных работах. Они не имеют устройств дугогашения и не предназначены для отключения токов нагрузки и токов коротких замыканий. Допускается отключение холостого хода трансформаторов ограниченной мощности, например, трансформаторов мощностью до 750 кВА при напряжении 10 кВ, трансформаторов мощностью до 20 000 кВА при напряжении 35 кВ и т. д. Разъединители имеют главные и заземляющие ножи и систему блокировок, которая не позволяет одновременно включить главные и заземляющие ножи. Блокировки подразделяются на механическую и электрическую.

Разъединители подразделяются на разъединители внутренней установки (РВ 10/400) и наружной установки (РЛНД-110). Конструкция разъединителя РВ 10/400 представлена на рис. 4.2.

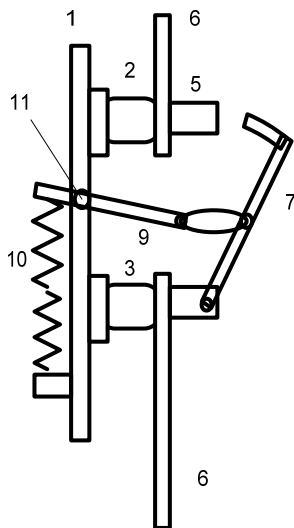


Рис. 4.2. Разъединитель

1 – рама; 2 – опорные изоляторы; 5 – неподвижные контакты; 6 – токоподводящие шины; 7 – подвижные контакты; 9 – система рычагов механизма один, из которых выполнен в виде фарфорового изолятора; 10 – пружина; 11 – вал привода

Привод – это специальное устройство, соединяющее систему рычагов и устройство фиксации аппарата в разомкнутом или замкнутом положении.

Приводы классифицируются по способу управления и отличаются в зависимости от номинального тока и напряжения. Они бывают: ручные (ПР2, ПР3); червячные (ПЧ50 для разъединителей внутренней и наружной установки).

Рубильники, как и разъединители, применяются для разъединения отключенных выключателями цепей и создания видимого разрыва при ремонтных работах. Они не имеют устройств дугогашения и не предназначены для отключения тока нагрузки. В отличие от разъединителей рубильники не имеют заземляющих ножей и, соответственно, не имеют и систем блокировок.

Выключатель масляный малообъемный (горшковый) пред-
ставлен на показан на рис. 4.3.

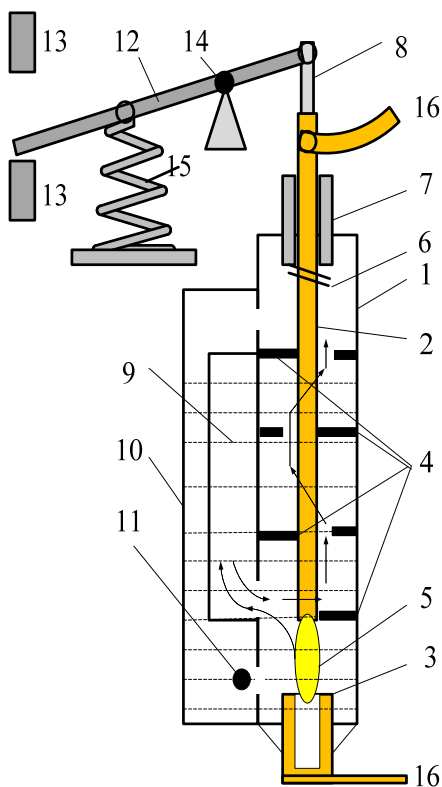


Рис. 4.3. Масляный малообъемный выключатель:

1 – бак с бакелитовой изоляцией внутри; 2 – подвижный втычной контакт; 3 – неподвижный розеточный контакт; 4 – щели для движения масла и газа при гашении дуги; 5 – дуга; 6 – пружина; 7 – проходной фарфоровый изолятор, внутри которого перемещается контактный стержень; 8 – фарфоровый изолятор; 9 – стальная камера; 10 – дополнительный резервуар; 11 – клапан, пропускающий масло из дополнительного резервуара в бак выключателя; 12 – рычаг привода; 14 – вал выключателя; 13 – пружинный и масляный буфер для смягчения включения-выключения выключателя; 15 – пружина; 16 – контакты для присоединения шин

При отключении выключателя подвижный контакт разъединяется с розеточным контактом и между ними возникает дуга. Проис-

ходит бурное газообразование. Поток газа и масла направляется в камеру 9, в которой повышается давление. При дальнейшем выходе подвижного контакта вверх открываются узкие щели 4, между изоляционными прокладками и возникает поперечный поток газа, указанный стрелками поперек дуги, охлаждает дугу, и она гаснет. Газ при повышении давления переходит в дополнительную камеру 10, а затем оттуда через клапан 11 возвращается в рабочий бак.

По этой схеме работают выключатели ВМП-10, ВМГ-133, МГГ, сейчас это наиболее распространенный вид выключателей.

Выключатель МГГ – масляный горшковый генераторный, содержит два бака на каждую фазу, благодаря которым создается по два разрыва цепи в фазе. Эти выключатели применяются на напряжении 6–10 кВ. Выключатель ВМГ содержит три бака.

Воздушные выключатели используют потоки сжатого воздуха для гашения дуги и пневмопривода. Сжатый воздух вырабатывается компрессором и поступает в выключатель от сети сжатого воздуха подстанции. Применяются на напряжениях 35, 110, 220, 500 кВ. Выполняются с совмещенным отделителем или без него. Требуют наличия компрессора на подстанции. Имеют ручное и автоматическое управление. Являются быстродействующими.

Вакуумные выключатели используют вакуум для гашения дуги. Они предназначены для установок с большим количеством переключателей, такие как экскаваторы или дуговые печи. По внешнему виду похожи на выключатели ВМП–10 или ВМГ-133. Вакуум имеет большую электрическую прочность и обеспечивает быстрое гашение дуги. Эти выключатели допускают большое количество включений/отключений и имеют большой срок службы. Отключаемый ток короткого замыкания меньше, чем у масляного выключателя. В выключаемой цепи возникают значительные перенапряжения из-за высокого быстродействия выключателей. Стоимость высокая.

Электромагнитные выключатели используют электромагнитное гашение дуги в специальных камерах, в которые дуга затягивается электромагнитными силами, удлиняется в узкой щели между изоляционными стенками из термостойкого материала. Эти выключатели снабжаются, как правило, электромагнитным приводом.

Элегазовые выключатели применяются на напряжении 220 кВ. Имеют небольшие габариты. Достоинства элегаза: нетоксичен, обладает хорошими дугогасящими свойствами даже при атмосферном

давлении, пожаро- и взрывобезопасен. Объем дугогасительных камер в элегазовых выключателях сравнительно мал, по сравнению с другими типами высоковольтных выключателей на аналогичные напряжения. К недостаткам элегаза следует отнести: его относительно высокую стоимость и сложность изготовления; высокие требования к качеству элегаза; необходимость подогрева и использования смесей элегаза с азотом, хладоном и другими веществами, позволяющими работать элегазовым выключателям в условиях низких температур окружающей среды; необходимость специальных устройств для наполнения, перекачки и очистки элегаза.

Короткозамыкатели (рис. 4.4) применяются для дистанционного отключения высоковольтных выключателей, в том числе при малых токах замыкания на землю, недостаточных для автоматического срабатывания релейной защиты (например, в системах с изолированной нейтралью 6–10–35 кВ). Они изготавливаются только для наружной установки. Для управления применяется привод с двумя реле максимального тока и катушкой отключения. Привод обеспечивает автоматическое отключение с помощью пружинного механизма и ручное включение. Отделитель с короткозамыкателем заменяют дорогой высоковольтный выключатель.

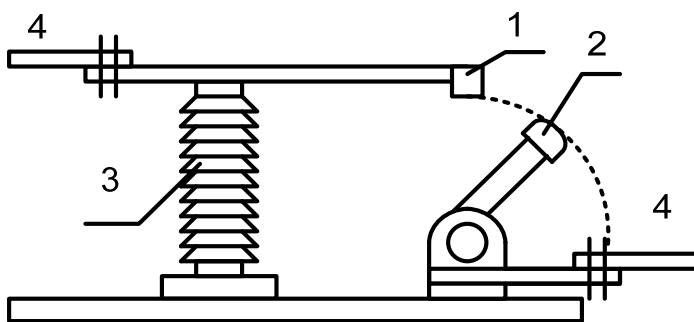


Рис. 4.4. Короткозамыкатель:

1 – неподвижный контакт; 2 – подвижный контакт; 3 – изолятор; 4 – шины

По причине дороговизны выключателей в начале и в конце линии выключатель устанавливают только в начале линии, а в конце линии – короткозамыкатель с отделителем.

Короткозамыкатель при необходимости дистанционного отключения линии создает искусственное короткое замыкание в конце линии. Защита от коротких замыканий автоматически отключает выключатель. Вслед за этим отделитель размыкает свой контакт и отключает систему. Если выключатель питает несколько линий, то он снабжается системой автоматического повторного включения (АПВ).

Отделитель отключает подстанцию, а другие потребители вновь включаются устройством АПВ. Отделитель конструктивно похож на разъединитель с заземляющими ножами. Отключение происходит под действием пружины или отключающего электромагнита. Включение – ручное. Могут использоваться также для отключения холостого хода трансформаторов мощностью – до 16 000 кВ·А при напряжении 35 кВ и мощностью 6300 кВ·А при напряжении 10 кВ.

Однако в настоящее время при проектировании новых подстанций и реконструкции существующих применение отделителей и короткозамыкателей не рекомендуется

Приводы применяются для включения и отключения высоковольтных выключателей, разъединителей, короткозамыкателей.

Приводы делятся на ручные (ПРА – привод ручной автоматический, ПРБА – привод ручной блинкерный автоматический), пневматические (ППМ, ППВ), пружинные, электромагнитные (ПЭ).

Разрядники предназначены для защиты от перенапряжения, молний. Применяют два типа разрядников: трубчатые и вентильные.

Устройство трубчатого разрядника представлено на рис. 4.5.

При набегании волны перенапряжения на линейный зажим происходит пробой внешнего искрового промежутка, на котором теряется часть волны перенапряжения, а затем – пробой внутреннего искрового промежутка. Между электродами 2 и 3 возникает дуга. Волна перенапряжения разряжается на землю. При горении дуги происходит разложение фибры и выделяются газы, которые движутся вдоль дуги, охлаждают и гасят ее. Волна перенапряжения замыкается на землю до того, как она дойдет до трансформатора и других аппаратов и до того, как сработает релейная защита.

Вентильный (вилитовый) разрядник содержит искровые промежутки и переменное сопротивление в виде вилитовых дисков, величина которых зависит от напряжения на дисках. Чем больше напряжение, тем меньше их сопротивление. Вилит – это смесь порошков карборунда (SiC) и углерода.

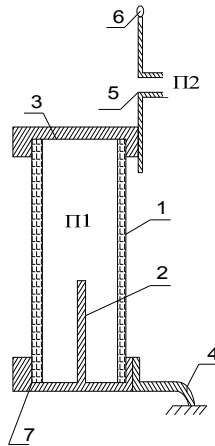


Рис. 4.5. Конструкция трубчатого разрядника:

1 – трубка корпуса разрядника из фибры; 2 – стержневой электрод; 3 – плоский электрод; 4 – заземляющий зажим; 5 – линейный провод; 6 – чугунные фланцы; 7 – указатель срабатывания (на рисунке не показан); П1 – внешний искровой промежуток; П2 – внутренний искровой промежуток

Ограничители перенапряжений (ОПН) относятся к высоковольтным аппаратам, предназначенным для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами они не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки нелинейных резисторов на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрывку.

Оксидно-цинковые резисторы позволяют применять ОПН для более глубокого ограничения перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками и способны выдерживать без ограничения времени рабочее напряжение сети. Полимерная или фарфоровая покрывка обеспечивает эффективную защиту резисторов от окружающей среды и безопасность эксплуатации.

Габариты ОПН и их вес значительно меньше по сравнению с вентильными разрядниками.

В настоящее время при проектировании новых подстанций и реконструкции существующих применение ОПН значительно превосходит применение вентильных разрядников. Это связано со значи-

тельными преимуществами ОПН по сравнению с вентильными разрядниками. Устройство ОПН внутренней установки показано на рис. 4.6 *а*, устройство ОПН наружной установки – на рис. 4.6, *б*.

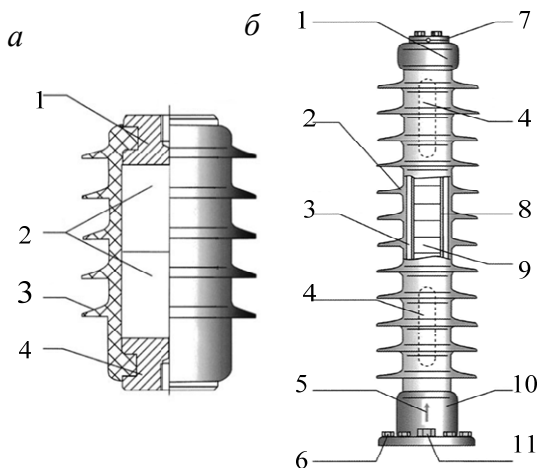


Рис. 4.6. Ограничители перенапряжений:

а – ОПН внутренней установки:

1 – электрод; 2 – резистор; 3 – изоляционный корпус;

б – ОПН наружной установки, напряжением 27–220 кВ:

1 – верхний фланец; 2 – внешняя изоляция; 3 – стеклоэпоксидный цилиндр;

4 – предохранительное устройство; 5 – маркер направления выхлопа; 6 – болт

крепёжный; 7 – контактный зажим; 8 – внутренняя изоляция; 9 – резистор;

10 – нижний фланец; 11 – болт заземления

Токоведущие части распределительных устройств – это шины, кабели, изоляторы для крепления шин (рис. 4.7).

Изоляторы делятся на линейные, аппаратные, опорные и проходные.

Шины подразделяются на жесткие и гибкие. Жесткие шины применяются в закрытых распределительных устройствах, гибкие – в открытых. Жесткие шины могут быть прямоугольного и коробчатого сечения. Шины крепятся на изоляторах. Опорные изоляторы выполняются фарфоровыми или стеклянными. Шины выполняются из алюминия, меди или стали. Проходные изоляторы служат для проведения электрического тока через стены или другие конструкции зданий.

Гибкие шины для открытых распределительных устройств, их токоведущие части выполняются из алюминия, сердцевина – из стали для придания прочности. Гибкие шины крепятся на подвесных изоляторах, которые имеют такой же вид, как и изоляторы ЛЭП.

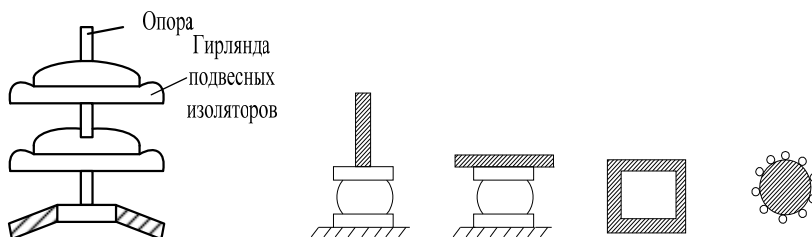


Рис. 4.7. Шины и изоляторы

Вопросы

1. Нарисуйте и поясните устройство выключателя нагрузки. Каково назначение выключателя нагрузки?
2. Нарисуйте и поясните устройство выключателя разъединителя. Каково назначение разъединителя и в чем принципиальное отличие от рубильника?
3. Перечислите основные виды выключателей, дайте их краткую характеристику.
4. Для чего используются короткозамыкатели?
5. Что представляет собой отделитель?
6. Для чего применяются и на какие основные виды делятся приводы высоковольтных выключателей, разъединителей, короткозамыкателей?
7. Каково назначение и устройство разрядников?
8. Каково назначение и устройство ограничителей перенапряжений? В чем основные отличия между разрядниками и ограничителями перенапряжений?
9. Из каких элементов состоят токоведущие части распределительных устройств?
10. Из каких материалов изготавливаются гибкие шины? Назовите основные достоинства и недостатки этих материалов.

5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Электрическая станция – это совокупность установок, оборудования и аппаратуры, используемых для производства электрической энергии или электрической и тепловой энергии. Электрическая станция является основным элементом электроэнергетической системы. От ее надежности, экономичности, маневренности зависит надежность и экономность всей энергетической системы. А надежность, экономичность и маневренность во многом зависят от принятой схемы электрических соединений. Различают главные схемы электрических станций и схемы собственных нужд.

Главная схема – это комплекс элементов, по которым проходит основная мощность, вырабатываемая генератором. Выбор схемы электрических соединений зависит от типа электрической станции, ее мощности и роли в системе, от количества и мощности генераторов и трансформаторов, наличия и мощности местных близлежащих потребителей, от категории потребителей, то есть от требования надежности электроснабжения, от уровня токов короткого замыкания, от наличия и параметров имеющегося оборудования, от величины ущерба при перерыве в электроснабжении, наличия площадей для размещения распределительных устройств.

Схемы электрических соединений ТЭЦ

Схемы электрических соединений подразделяются на схемы первичных цепей (схемы главных соединений, схемы собственных нужд) и схемы вторичных цепей (схемы релейной защиты, автоматики и измерений). Они выполняются однолинейными и трехлинейными. Основными являются трехлинейные схемы. Они применяются при проектировании станций, при разработке релейной защиты и автоматики (РЗА), конструкций распределительных устройств (РУ). На однолинейных схемах указывают основные элементы установки: генераторы, трансформаторы, выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы, элементы РЗА, измерительные приборы и прочее оборудование. Все аппараты показывают в их нормальном положении, соответствующем отключенному состоянию.

Схемы РУ должны удовлетворять следующим требованиям:

1. На электростанциях с блоками 300 МВт и более повреждение или отказ любого из выключателей, кроме секционного и шиносоединительного, не должны приводить к отключению более одного энергоблока.

2. Повреждение или отказ секционного или шиносоединительного выключателя, а также совпадение отказа или повреждения одного из выключателей с ремонтом любого другого не должны приводить к отключению более двух блоков и линий, если при этом сохраняется устойчивая работа энергосистемы или ее части.

3. Каждый генератор мощностью 200 МВт и выше должен присоединяться к шинам повышенного напряжения через отдельные трансформаторы и выключатели. В виде исключения допускается объединение двух блоков с отдельными трансформаторами под общий выключатель.

4. Отключение присоединений должно производиться: для ЛЭП – не более, чем двумя выключателями; энергоблоков, трансформаторов связи, трансформаторов собственных нужд – не более чем тремя выключателями РУ каждого напряжения.

Схемы РУ ТЭЦ выполняются с учетом того, что ТЭЦ имеет потребителей электроэнергии на генераторном напряжении 6 или 10 кВ, расположенных в радиусе 5–10 км от станции.

ТЭЦ работают по вынужденному графику нагрузки в зависимости от количества отдаваемого тепла. ТЭЦ недостаточно маневренны и мобильны. На запуск агрегата ТЭЦ нужно затратить 10–12 ч.

Схема электрических соединений ТЭЦ небольшой мощности с одинарной несекционированной системой сборных шин является наиболее простой. Она содержит минимальное количество аппаратов и устройств, экономична и надежна. Все оперативные переключения осуществляются высоковольтными выключателями (не разъединителями). Однако при ремонте, ревизии сборных шин или линейных выключателей, прекращается работа всей станции, в том числе отключаются собственные нужды. Это происходит также при авариях на шинах или при отказе релейной защиты на любой из линий, когда срабатывает защита всех генераторов. Электрическая схема ТЭЦ с одинарной секционированной системой шин с реактированием приведена на рис. 2.1.

Недостатки схемы устраняются применением устройства АПВ, секционированием сборных шин, введением реакторов последовательно с выключателями линий для уменьшения токов короткого замыкания вблизи генераторов. Применением дополнительной обходной системы шин.

На схеме трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты и измерений не указаны. Сборные шины распределительного устройства генераторного напряжения РУГН10 10 кВ разбиты на секции, которые соединяются с помощью секционного выключателя Q11, сборные шины РУ220 220 кВ также секционированы и соединяются секционным выключателем Q14.

Для снижения токов короткого замыкания и уменьшения габаритов выбираемого секционного выключателя последовательно с секционным выключателем Q11 включают токоограничивающий реактор LR7. Это называется *реактированием секций*. С целью уменьшения потерь при передаче мощности с одной секции на другую в случае остановки генератора в схеме предусматривается возможность шунтирования секционных реакторов разъединителем или выключателем.

В тех же целях последовательно с линиями электропередачи на напряжении 6–10 кВ включают линейные реакторы LR1–LR4, которые могут включаться индивидуально в каждую линию или один реактор последовательно с несколькими линиями.

Реактор обычно включают перед выключателями. За расчетную величину тока короткого замыкания, принимается ток за реактором.

При ревизии или аварии одной из секций системы шин вторая секция остается в работе. При коротком замыкании на одной секции срабатывает секционный выключатель и отделяет вторую секцию, которая остается в работе и продолжает снабжать энергией своих потребителей. Но потребители связанные одной секцией теряют питание.

Схема с двойной системой сборных шин применяется на станциях с большим количеством отходящих линий на генераторном напряжении и при отсутствии резерва со стороны сети. Особенность этой схемы – это то, что разъединители в ней являются оперативными аппаратами. Это удешевляет схему, но создает возможность ошибок персонала. Нормальное положение шиносоединительных выключателей – «Отключено».

Схемы электрических соединений конденсационных электростанций (КЭС).

Основная особенность КЭС – это их состав из крупных энергоблоков 300, 500, 800, 1200 МВт. Напряжение на генераторах энергоблоков большое от 10 и до 24 кВ. Все агрегаты работают по блочной схеме. В блок входит котел, турбина, синхронный генератор G, трансформатор Т.

Между генератором и трансформатором выполняется жесткое шинное соединение без выключателя, но возможна установка выключателя Q (рис. 5.2).

Силовой трансформатор энергоблока может быть выполнен двухобмоточным или трехобмоточным. Во втором случае обмотка высшего напряжения питает распределительные устройства высшего напряжения (110–220 кВ), обмотка среднего напряжения – 6–10 кВ для питания собственных нужд. Все агрегаты КЭС отдают энергию в сети повышенного напряжения, за исключением энергии, расходуемой на собственные нужды. С учетом этого выбирается и мощность главных трансформаторов. Параллельное соединение генераторов станции предусмотрено на стороне высшего или среднего напряжения. На генераторном напряжении параллельное соединение отсутствует.

Для КЭС характерны большие токи КЗ и большие номинальные токи генераторов. На генераторном напряжении электрические схемы КЭС строятся по блочному принципу с питанием трансформатора собственных нужд от сети генераторного напряжения.

Для исключения междуфазных коротких замыканий в сети генераторного напряжения энергоблока соединение генератора и трансформатора энергоблока выполняется закрытыми экранированными токопроводами.

После генератора может быть установлен выключатель. В качестве силовых трансформаторов могут применяться двухобмоточные или трехобмоточные трансформаторы.

Для повышения маневренности и надежности КЭС на повышенных напряжениях РУ 35–750 кВ применяют одну или две системы сборных шин. Применяют одну или две системы с обходной системой шин, а также другие более сложные схемы с большим количеством выключателей, обеспечивающие высокую надежность и оперативность.

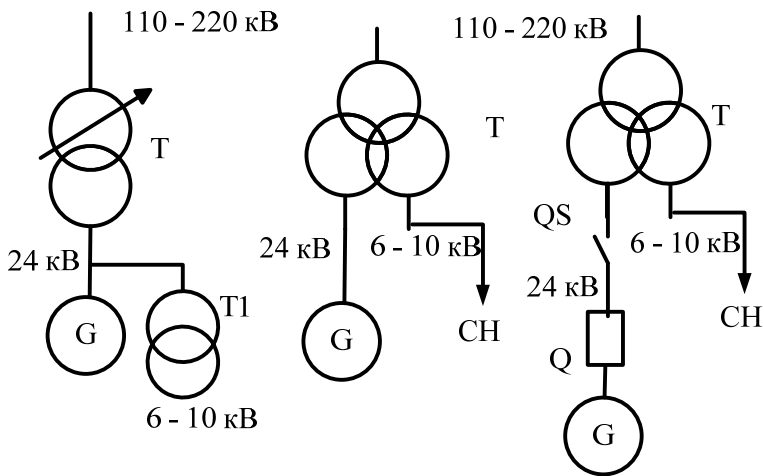


Рис. 5.1. Схемы электрических соединений КЭС

Двойная секционированная система сборных шин чаще всего применяется в распределительных устройствах 110–220 кВ. На схеме рис. 5.2. показаны только основные элементы и не показаны измерительные трансформаторы, элементы релейной защиты, измерительные приборы и др.

Каждый источник питания и каждая отходящая линия присоединены к сборным шинам через выключатель и два разъединителя. Питание каждой линии может быть осуществлено от любой секции 1-й (1ССШ110) или 2-й (2ССШ110) системы сборных шин через разъединители и выключатели. Питание от каждого генератора также может быть подано на любую систему сборных шин. 1-я система (1ССШ110) является рабочей, 2-я система (2ССШ110) – резервной. Полагаем, что в исходном состоянии схемы выключатели Q1, Q3, Q4 и разъединители QS1, QS3 и QS5 включены, выключатель Q2 и разъединители QS2, QS4 и QS6 – отключены. Секционные выключатели Q5 и Q6 отключены.

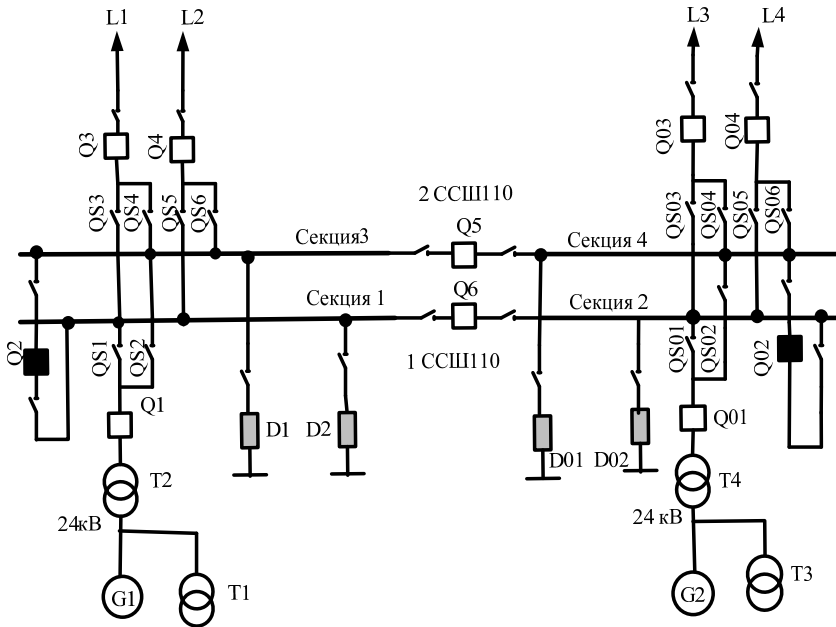


Рис. 5.2. Схема электрических соединений КЭС с двойной секционированной системой шин:

G1 и G2 – синхронные генераторы; T1, T3 – трансформаторы собственных нужд; T2 и T4 – главные трансформаторы; Q1, Q01 – генераторные выключатели; Q5, Q6 – секционные выключатели; Q2, Q02 – шиносоединительные выключатели; Q3–Q4, Q03, Q04 – линейные выключатели; L1–L4 – отходящие воздушные линии электропередачи

Схема позволяет: 1) поочередно ремонтировать сборные шины без перерыва работы установки и без нарушения питания потребителей; 2) ремонтировать любой шинный разъединитель с отключением только его цепи; 3) восстанавливать работу установки после короткого замыкания на рабочей системе шин; 4) ремонтировать любой выключатель без длительного перерыва в работе.

Для перевода питания линий с одной системы сборных шин на другую предварительно отключают секционный выключатель и включают шиносоединительный выключатель, который соединяет между собой секции, между которыми происходит переключение, например, секцию 1 первой системы сборных шин и секцию 3 вто-

рой системы сборных шин. Переключение производят разъединителями, поскольку системы шин оказываются под одинаковым потенциалом. После переключения шиносоединительный выключатель отключают. Возможность переключения с помощью разъединителей упрощает и удешевляет схему станции, но может стать причиной аварии в результате ошибочных действий.

При коротком замыкании на рабочей системе шин оба генератора отключаются. Для восстановления работы вначале включают выключатель одного из генераторов. Если такое включение окажется неудачным, отключают все отходящие линии, переключают шинные разъединители с рабочей системы на резервную и поочередно включают источники питания и линии.

Для вывода в ремонт одного из линейных выключателей (например, Q3) его вначале отключают, а линию разъединителями переводят на резервную систему шин. Линейный выключатель шунтируют шинной перемычкой. Затем включают шиносоединительный выключатель, через который теперь запитывается отключенная линия L1, минуя линейный выключатель.

Схема электрических соединений КЭС с двойной рабочей системой шин с обходной. Для РУ 110–220кВ с большим числом присоединений применяются схемы с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на цепь (рис. 5.3).

Как правило, обе системы шин находятся под питанием при фиксированном распределении присоединений: линия L1 и трансформатор T1 присоединены к первой системе шин A1, линия L2 и трансформатор T2 присоединены к системе шин A2; шиносоединительный выключатель QA включен. Такое соединение значительно увеличивает надежность схемы, так как при коротком замыкании на шинах отключается шиносоединительный выключатель QA и только половина присоединений потеряет питание. Если замыкание устойчивое, то присоединения, потерявшие питание, переводятся на исправную систему шин. Перерыв электроснабжения этой половины присоединений определяется длительностью переключения присоединений.

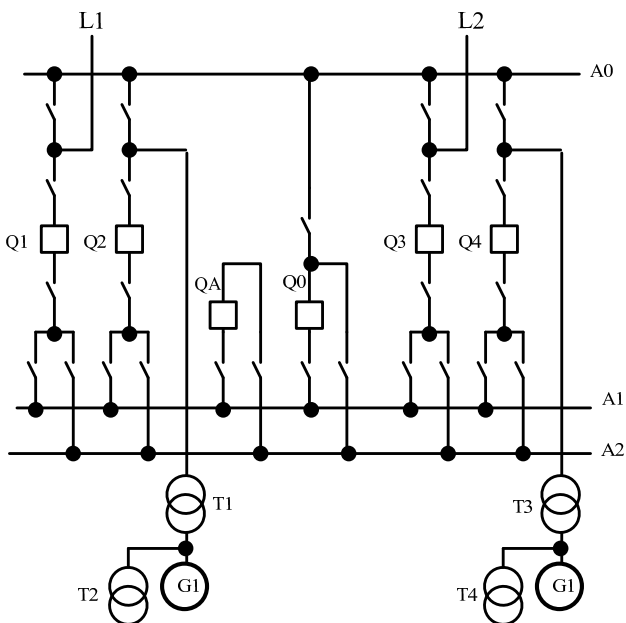


Рис. 5.4. Схема электрических соединений КЭС с двойной рабочей системой шин и обходной

Достоинства схемы:

- малое количество выключателей (один на одно присоединение);
- достаточно высокая надежность схемы;
- относительно малое время перерыва электроснабжения при авариях на одной из систем шин.

Недостатки схемы:

- повреждение шиносоединительного выключателя QA равносильно короткому замыканию на обеих системах шин;
- усложняется эксплуатация РУ, так как при выводе в ревизию и ремонт выключателей требуется большое число операций разъединителями;
- большие затраты на сооружение ОРУ в связи с установкой шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей.

Область применения: РУ 110–220 кВ электростанций при числе присоединений до 12 и подстанций при 7–5 присоединениях. При числе присоединений 12–16 секционирована одна система шин, при большем количестве присоединений секционируются обе системы шин.

Схемы электрических соединений АЭС

Электрические схемы АЭС аналогичны схемам КЭС с мощными агрегатами. Они строятся так же по блочному принципу. Всю вырабатываемую энергию, за вычетом собственных нужд, отдают в сети повышенного напряжения; требуют повышенной надежности питания собственных нужд. Они так же, как и КЭС, недостаточно маневренны и не приспособлены к переменному режиму. Могут работать по свободному графику, не зависят от выработки тепла; потребляют мало топлива, т. е. имеют простую систему топливоснабжения; для них характерны небольшие выбросы в атмосферу, за исключением аварийных режимов, они автономны, привязываются только к источнику воды. Устанавливаются простые или укрупненные энергоблоки (на один трансформатор два генератора). На повышенном напряжении применяется схема «две системы сборных шин с обходной», а также схемы четырехугольника, пятиугольника с выключателями в сторонах многоугольника, с большим количеством выключателей и вариантов соединений.

Схемы электрических соединений ГЭС

Электрические схемы ГЭС строятся по блочному принципу с простыми и укрупненными энергоблоками. В укрупненном энергоблоке к одному трансформатору подключаются два–три генератора.

На генераторном напряжении имеются ответвления для питания собственных нужд.

Всю электроэнергию отдают в сети повышенных напряжений.

Они отличаются простым технологическим процессом и высокой степенью автоматизации.

Могут работать по свободному графику нагрузки для покрытия пиковой части графика нагрузки в непаводковый период.

ГЭС высокоманевренны. Разворот генератора и набор нагрузки осуществляется за 5–10 мин.

ГЭС проектируется на расчетную мощность водотока.

В ГЭС ограничена площадь для размещения распределительных устройств. Распределительные устройства высшего напряжения располагают за пределами ГЭС.

Распределительные устройства собственных нужд намного проще, чем на тепловых станциях.

Схемы электрических соединений ГАЭС

Гидроаккумулирующие станции работают в паре с атомными электростанциями или крупными КЭС. Агрегаты гидроаккумулирующих станций работают в двух режимах:

1-й режим – турбинный – турбина используется как турбина, а генератор как генератор;

2-й режим – насосный – генератор переводится в двигательный режим и потребляет энергию из сети, например, от атомной станции. А турбина работает в насосном режиме, перекачивает воду из нижнего водохранилища в верхнее, создавая запас потенциальной энергии.

ГАЭС могут выполняться с отдельными двух машинными агрегатами для турбинного и насосного режима и с обратимыми агрегатами.

Схема электрических соединений должна обеспечить отдачу электроэнергии в сеть при генераторном режиме так же, как на обычной гидроэлектрической станции.

В двигательном режиме генератор должен обеспечить противоположное направление вращения агрегатов по сравнению с генераторным режимом и обеспечить плавный запуск. Для плавного пуска в двигательном режиме применяются статические преобразователи частоты. Возможно применение прямого асинхронного пуска синхронных двигателей (обращенных синхронных генераторов) или пуска при пониженном напряжении с использованием реакторов и автотрансформаторов. При использовании статических преобразователей частоты расчетная мощность СПЧ составляет 10 % от номинальной мощности генератора.

Вопросы

1. Что такое электрическая станция? От чего зависит выбор главной схемы электрических соединений?

2. Каким требованиям должны удовлетворять схемы распределительных устройств?
3. Назовите основные достоинства и недостатки схемы с одинарной несекционированной системой сборных шин?
4. Для чего предусматривается возможность шунтирования секционных реакторов разъединителем или выключателем в схемах ТЭЦ 6–10 кВ.
5. Опишите достоинства и недостатки схемы с двойной системой сборных шин.
6. Назовите основные особенности построения схем электрических соединений конденсационных электростанций.
7. Назовите достоинства и недостатки двойной секционированной системы сборных шин.
8. Назовите основные особенности схемы электрических соединений конденсационных электрических станций с двойной рабочей системой шин с обходной.
9. Назовите основные особенности схем электрических соединений ГЭС, АЭС.

6. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Собственные нужды (СН) – это приводные электрические двигатели механизмов, их источники питания, внутрицеховые электрические сети, распределительные устройства установок и т. д. На тепловой схеме тепловой электростанции показаны некоторые приводные электродвигатели механизмов собственных нужд.

Механизмы СН подразделяются на ответственные и неответственные.

Ответственные механизмы – это основные рабочие механизмы паротурбинной установки, изображенные на рис. 6.1 и включающие котельную установку, паровую турбину, генератор, электродвигатели насосов, вентиляторов, насосов смазки подшипников, а также:

- электродвигатели компрессоров водорода, насосов охлаждения водорода;
- питательные, конденсатные, циркуляционные насосы, масляные насосы системы смазки турбины и генератора, насосы газоохлаждения турбоагрегата;
- дымососы и дутьевые вентиляторы котлоагрегата, вентиляторы первичного воздуха;
- вентиляторы охлаждения генератора и трансформатора;
- резервные возбудители – двигатель-генераторные установки постоянного тока для питания цепей возбуждения генераторов;
- аварийное освещение;
- зарядные агрегаты, аккумуляторные батареи и аппаратура КИП;
- питатели угля, мельницы, мельничные вентиляторы (угольные электростанции), топливные насосы (жидкотопливные станции), сетевые насосы бойлеров;
- пожарные насосы.

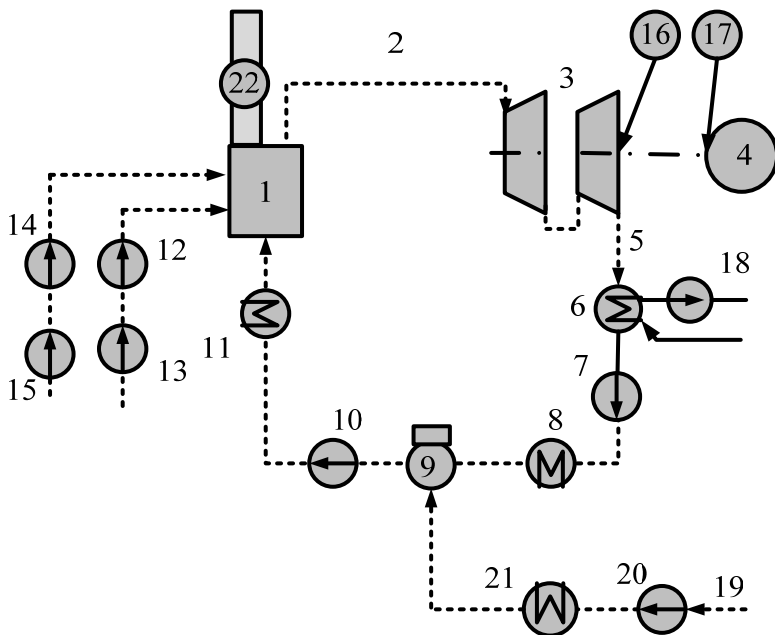


Рис. 6.1. Приводные электродвигатели механизмов собственных нужд:
 1 – котельная установка; 2 – паропровод; 3 – паровая турбина; 4 – генератор;
 5 – паропровод отработанного пара; 6 – конденсатор; 7 – электродвигатель
 конденсатного насоса; 8 – промежуточный подогреватель низкого давления;
 9 – деаэрагор; 10 – электродвигатель питательного насоса высокого давления;
 11 – подогреватель высокого давления; 12 – электродвигатель дутьевого вентилятора;
 13 – электродвигатель вентилятора первичного воздуха; 14, 15 – компрессор (насос)
 подачи топлива (в зависимости от вида топлива); 16 – электродвигатель насоса
 смазки подшипников турбины; 17 – электродвигатель насоса смазки подшипников
 генератора; 18 – электродвигатель сетевого насоса; 19 – химически очищенная вода
 (насосы химводоочистки); 20 – электродвигатель насоса химически очищенной
 воды; 21 – подогреватель химически очищенной воды; 22 – электродвигатель дымососа

Неответственные механизмы: мельницы, вентиляторы, топли-
 воподача (угольная ТЭЦ) при наличии бункеров, механизмы для
 приготовления воды (химводоочистка), маслохозяйство, компрес-
 сорные установки, вспомогательное оборудование (насосы, венти-
 ляторы, задвижки, подъемники, краны, оборудование механических
 мастерских, рабочее освещение, сетевые насосы.

Остановка ответственных машин недопустима, бесперебойность их работы обеспечивается следующими мерами:

- питательные насосы котлов приводятся двумя электродвигателями (рабочим и резервным) или двумя рабочими (каждый мощностью по 50 % номинальной). В мощных энергоблоках привод питательных насосов выполняется в виде турбодвигателя с отбором пара от главной турбины, резервный – с электродвигателем на 50 % мощности;

- тягодутьевые машины котлов – по два комплекта рабочих машин на каждый котел, каждый номинальной мощностью 50–70 %;

- на блок ТЭЦ предусматривается по два рабочих и по одному резервному циркуляционному и конденсатному насосам, применяющим асинхронные двигатели вертикального исполнения;

- машины топливоприготовления угольных станций при наличии промежуточного бункера допускают остановку от 1,0 до 2,5 ч, привод мельницы выполняется короткозамкнутыми асинхронными двигателями с двухклеточным ротором (в связи с тем, что нагрузка мельниц ударная);

- рабочие механизмы систем смазки и регулирования турбины: устанавливают два взаимозаменяемых насоса – рабочий и резервный с короткозамкнутым двигателем и одним аварийным насосом с приводом постоянного тока и питанием от аккумуляторных батарей;

- источники питания постоянного тока для питания аварийного освещения, резервных электрических приводов выполняются в виде аккумуляторных батарей и всегда готовы к работе.

Потребляемая мощность и расход электрической энергии механизмами собственных нужд:

- ТЭЦ на угле: мощность в процентах от номинальной 8–14 %, расход электрической энергии в процентах от вырабатываемой электрической энергии 8–10 %;

- ТЭЦ на газе или мазуте: соответственно 5–7 % и 4–6 %;

- КЭС на угле: 6–8 % и 5–7 %;

- КЭС на газе или мазуте: 3–5 % и 3–4 %;

- АЭС: 5–14 % и 3–12 %;

- ГЭС малой и средней мощности: 2–3 % и 1,5–2,0 %;

- ГЭС большой мощности: 0,5–1,0 % и 0,2–0,5 %.

Собственные нужды ТЭЦ. Рассмотрим схему ТЭЦ с двумя генераторами с генераторным напряжением 6 кВ (рис. 6.2). Два распределительных устройства собственных нужд 6кВ РУСН1 и РУСН2 получают питание от распределительного устройства генераторного напряжения РУГН 6 кВ. От этих же шин питаются потребители электроэнергии, расположенные на расстоянии до 10 км.

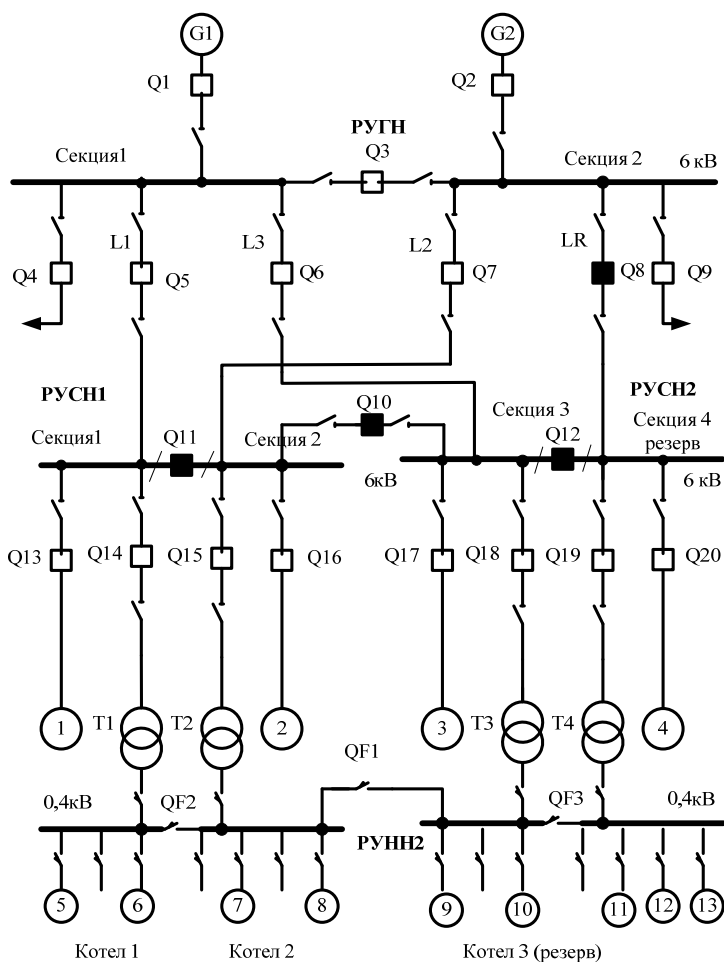


Рис. 6.2. Электроснабжение собственных нужд ТЭЦ

От секций сборных шин РУСН1 и РУСН2 энергия подается на высоковольтные двигатели 1, 2, 3, 4 и т. д. и на трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ. Мощные двигатели получают питание от шин РУСН 6 кВ через высоковольтные выключатели и разъединители. Если РУГН выполнено на 10 кВ, а РУСН на 6 кВ, между шинами должны быть включены понижающие трансформаторы 10/6 кВ. Секция 4 РУСН2 – резервная.

Распределительное устройство низкого напряжения 0,4 кВ РУНН содержит по одной секции на каждый котел и одну резервную секцию. Каждая секция РУ с помощью автоматов может быть запитана от любой секции РУСН 6 кВ. Шины 0,4 кВ служат для питания электродвигателей, потребителей СН и освещения. Резервирование и питание СН производится от шин генераторного напряжения. Число резервных источников (трансформаторов или линий) должно быть по одному на каждый из рабочих источников. К одной секции РУГН присоединяют 1–2 рабочих трансформатора или линии.

Рабочие и резервные источники присоединяют к разным секциям. Рабочие трансформаторы или линии СН должны без перегрузки обеспечивать питание всех потребителей соответствующей секции.

Мощность резервных источников должна быть больше на 50 % мощности самого мощного трансформатора собственных нужд при подключении к одной секции двух рабочих источников и должна быть равна мощности наиболее мощного источника при подключении к секции одного рабочего источника.

Собственные нужды КЭС. К схемам собственных нужд блочных электростанций предъявляются дополнительные требования (рис. 6.3): схема питания системы собственных нужд должна быть такой же блочной, как и основная электрическая и тепловая схемы; на секциях собственных нужд каждого блока должно осуществляться независимое регулирование напряжения под нагрузкой. Блочный принцип в структуре схемы питания собственных нужд увеличивает надежность работы электростанции, так как при любых режимах работы повреждение любого элемента схемы собственных нужд может привести к отключению не больше чем одного блока.

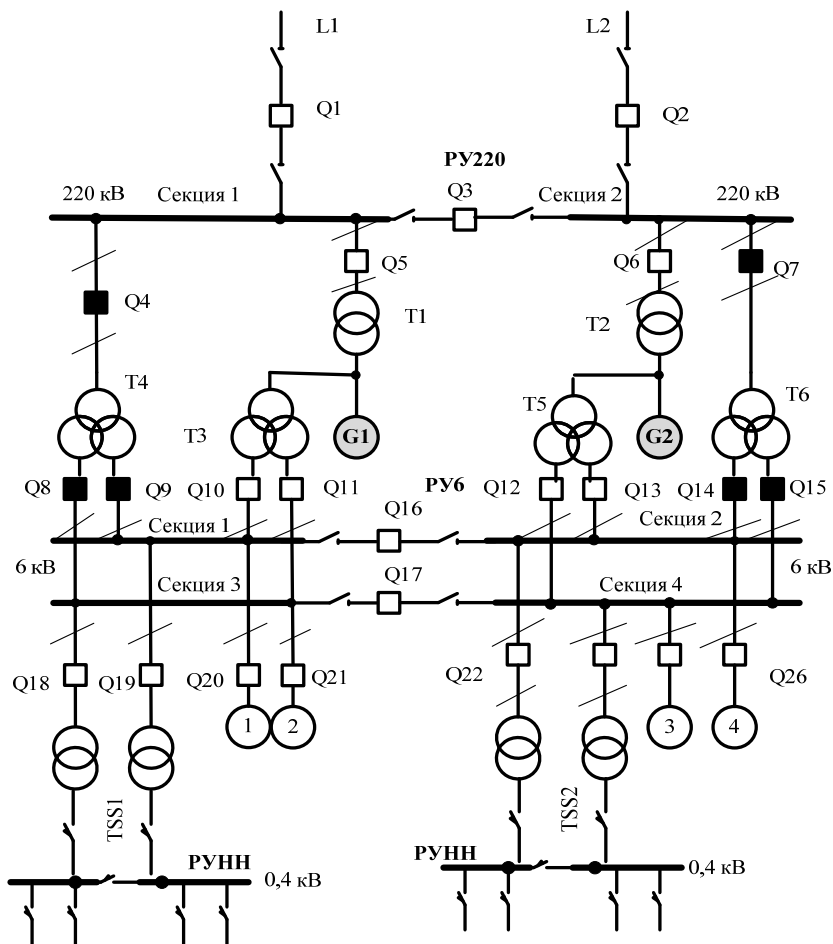


Рис. 6.3. Схема собственных нужд КЭС

Нагрузка собственных нужд каждого блока питается от собственного блочного трансформатора собственных нужд Т3 или Т5, вторичные обмотки которых соединены с секциями 1 и 2 шин распределительного устройства 6 кВ (РУ6). Блочные трансформаторы подключаются на ответвления между турбогенераторами и главными силовыми трансформаторами Т1 или Т2. Общестанционная нагрузка распределяется поровну между блоками и присоединяется

к секциям 1–4 шин РУ6. Начиная с мощности рабочего трансформатора собственных нужд 25 МВ и выше, по условиям ограничения токов короткого замыкания трансформаторы обычно выполняются с двумя расщепленными обмотками низшего напряжения или устанавливается несколько трансформаторов меньшей мощности. К этим же секциям подключаются высоковольтные электродвигатели блоков (1–4). Достоинством такого присоединения является уменьшение колебаний напряжения в системе собственных нужд при коротких замыканиях в энергосистеме или за трансформатором блока и сохранение питания собственных нужд от генераторов даже при коротких замыканиях на шинах повышенного напряжения и при отключении от них всех блоков. Каждый блок имеет две секции шин 6 кВ. Q16 и Q17 – секционные выключатели. К этим же парам секций подключаются пускорезервные трансформаторы Т4 и Т6, которые питаются от шин РУ220 и включаются при пуске станции, когда собственные источники питания еще не включены. Нормальное состояние выключателей Q4, Q8, Q9, Q7, Q14, Q15 – «Отключено». В зависимости от высшего напряжения электростанции и главной схемы электрических соединений возможны следующие места присоединения пускорезервных трансформаторов собственных нужд: 1) сборные шины наиболее низкого из повышенных напряжений при условии, что эти шины могут получать питание от внешней сети энергосистемы при остановке генераторов; 2) обмотки низкого напряжения автотрансформаторов связи при условии допустимости колебания напряжения на шинах РУ собственных нужд при регулировании напряжения автотрансформаторами; 3) сборные шины близко расположенных посторонних источников питания подстанции или станции, однако в этом случае необходима проверка условий самозапуска электродвигателей собственных нужд; 4) ответвления от блока генератор–трансформатор при наличии в этой цепи генераторного выключателя. Нагрузка 0,4 кВ питается от шин ВВ0,4 0,4 кВ трансформаторных подстанций собственных нужд РУНН.

Собственные нужды АЭС. Ответственные потребители СН делятся на три группы, неотчетственные потребители относятся к четвертой группе.

1 группа. Система управления и защиты, система КИП и устройства автоматики, реакторы, система дозиметрического контроля;

аварийные, циркуляционные и подпитывающие насосы; аварийное освещение, маслососы смазки трубопроводов с электродвигателями постоянного тока. Допустимый перерыв питания во всех режимах, включая режим полного исчезновения напряжения, при питании от рабочих и от резервных источников, а также после срабатывания аварийных защитных устройств реактора – только на время автоматического включения резерва.

2 группа. Механизмы расхолаживания реактора (аварийные насосы, насосы технической воды, промежуточного контура, систем охлаждения контура), маслососы смазки турбогенератора с двигателями переменного тока, валоповоротные устройства. Перерыв питания для этой группы – от десятков секунд до 10–20 мин в зависимости от типов реактора. Обязательно питание этих механизмов при аварийной защите реактора.

Для потребителей 1-й и 2-й группы создается система надежного питания с тремя системами безопасности, т. е. с тремя секциями шин с питанием от трех независимых источников, один из которых – автономный. В нормальном режиме потребители 1-й и 2-й группы получают питание от общей сети СН АЭС. В аварийных режимах потребители 1-й группы получают питание по резервным линиям общей сети СН – или от резервных двигатель-генераторов, или от статических выпрямителей, которые одновременно обеспечивают подзаряд резервных батарей. Резервное питание двигателей переменного тока осуществляется через статические преобразователи частоты или непосредственно от двигатель-генераторных установок. Резервное питание потребителей 2-й группы выполняется от дизель-генераторов или генераторов газотурбинных установок с быстродействующим запуском.

3 группа. Главные циркуляционные насосы, газодувки (АЭС с газовым теплоносителем) – это установки большой мощности. Они требуют высокой надежности для обеспечения безопасности реактора.

Допускается перерыв в электроснабжении только на время действия АВР (автоматического включения резерва), их питание обязательно при срабатывании аварийной защиты реактора.

4 группа. Все остальные механизмы. Допускают перерывы в электроснабжении.

Независимые источники питания СН АЭС должны иметь 100 % резерв.

Собственные нужды ГЭС. Потребители собственных нужд ГЭС подразделяется на агрегатные и общестанционные, на ответственные и неответственные.

Ответственные потребители – это такие, нарушение электро-снабжения которых может привести к повреждению или отключению гидроагрегатов или к разрушению гидротехнических сооружений: насосы технического водоснабжения, маслоохладители трансформаторов, вспомогательные устройства возбуждения, аварийное освещение, система пожаротушения, механизмы закрытия затворов напорных трубопроводов, насосы промышленных и городских водозаборов.

Общестанционные: пожарные насосы, механизмы закрытия затворов, аварийное освещение и насосы промышленных и городских водозаборов, потребители 1-й категории пристанционного поселка. Все остальное относится к агрегатным собственным нуждам.

Вопросы

1. Какие элементы включают в себя собственные нужды электростанций и подстанций?

2. На какие основные категории подразделяются механизмы собственных нужд электрических станций и подстанций? Приведите примеры.

3. Приведите примеры расхода электрической энергии механизмами собственных нужд электрических станций разного типа, поясните почему.

4. В каких случаях трансформаторы собственных нужд выполняются с двумя расщепленными обмотками низшего напряжения?

5. Назовите основные места присоединения пускорезервных трансформаторов собственных нужд.

6. Почему рабочие и резервные источники собственных нужд присоединяют к разным секциям?

7. Назовите основные особенности схемы собственных нужд ТЭЦ.

8. Назовите основные особенности схемы собственных нужд КЭС.

9. Назовите основные особенности схемы собственных нужд АЭС.

10. Назовите основные особенности схемы собственных нужд ГЭС.

7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита – это совокупность устройств, обеспечивающих автоматическое отключение поврежденной части электрической установки или сети. Назначение релейной защиты – обнаружить повреждения и поврежденный участок электрической системы и дать управляющий сигнал на его отключение. Релейные защиты выполняются с помощью реле, т. е. с помощью устройств, содержащих электромагнит, контактную систему, переключающуюся при протекании и отключении тока в катушке электромагнита.

Реле подразделяются: 1) на первичные и вторичные (вторичные включаются через трансформаторы тока или напряжения, первичные – прямо в защищаемую цепь); 2) прямого и косвенного действия (первые воздействуют непосредственно на отключающий аппарат, вторые – через цепочку промежуточных и других реле); 3) основные (измерительные) и вспомогательные.

По контролируемой величине реле подразделяются: на реле напряжения, реле тока, реле мощности, реле сопротивления и другие.

Основные реле – это реле максимального тока, реле напряжения, направления мощности, частоты, сопротивления. Вспомогательные реле – это реле времени, указательные, промежуточные. На электрических схемах контакты реле изображают в нормальных условиях, т. е. при отсутствии электрического воздействия на катушку.

Релейные защиты подразделяются на основные и резервные. Основная защита должна реагировать на воздействие или повреждение, от которого она защищает установку, резервная защита срабатывает при несрабатывании основной защиты.

Требования к релейной защите: 1) селективность (избирательность); 2) быстродействие; 3) чувствительность к повреждениям на защищаемом элементе; 4) надежность работы. Принципы работы релейной защиты показаны на рис. 7.1.

Селективность заключается в том, что при коротком замыкании в любой точке сети должна сработать только ближайшая к месту повреждения защита, например, при коротком замыкании в точке КЗ должна сработать релейная защита выключателя 9 и отключить его. Защита выключателей 6 и 3 при этом срабатывать не должна. В зависимости от вида защиты выключатель 6 может срабатывать после выдержки времени, если не работает выключатель 9. В этом

случае защита выключателя *б* может рассматриваться как резервная по отношению к выключателю *9*.

Быстродействие заключается в том, что защита должна отключить место повреждения как можно быстрее. Полное время отключения выключателя состоит: 1) из собственного времени срабатывания релейной защиты; 2) собственного времени срабатывания выключателя (с учетом времени действия привода и времени гашения дуги); 3) выдержки времени, установленной на защите с учетом требований селективности. Быстрым отключением считается отключение в течение 0,06–0,24 с.

Чувствительность защиты – это способность ее действовать при повреждениях в конце установленного для нее участка, даже при коротких замыканиях через переходные сопротивления, например через электрическую дугу.

Надежность защиты – это отсутствие отказов или неправильных действий при возникновении повреждений или ненормальных режимов.

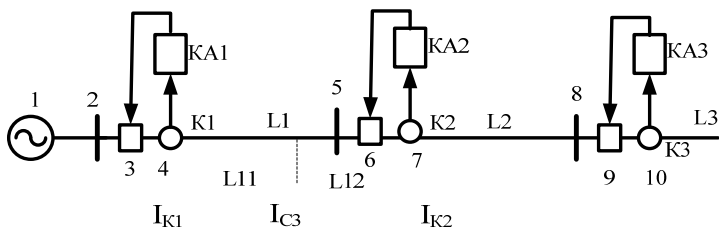


Рис. 7.1. Принципы работы релейной защиты:

1 – генератор в начале линии; 2, 5, 8 – шины подстанций; 3, 6, 9 – выключатели; 4, 7, 10 – трансформаторы тока; L1, L2, L3 – участки линии; K1, K2, K3 – точки короткого замыкания; I_{K1} , I_{K2} – токи короткого замыкания в точках K1, K2, I_{C3} – ток срабатывания токовой отсечки; L11 участок линии L1, защищаемый токовой отсечкой

Устройство реле максимального тока представлено на рис. 7.2.

Реле тока включается последовательно с защищаемой цепью, непосредственно или через трансформаторы тока. Оно имеет катушку с небольшим числом витков и небольшим электрическим сопротивлением.

Реле напряжения измеряет напряжение защищаемой цепи и имеет катушку, рассчитанную на полное напряжение при параллельном включении с источником питания.

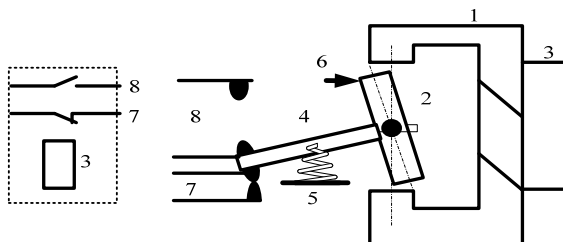


Рис. 7.2. Принципиальная схема устройства электромагнитного реле максимального тока:

1 – магнитопровод; 2 – якорь; 3 – катушка обмотки; 4 – основание подвижных контактов; 5 – пружина; 6 – стопор; 7 – размыкающий контакт; 8 – замыкающий контакт, подвижные и неподвижные контакты

Промежуточное реле отличается более грубыми контактами, рассчитанными на большие токи включаемых аппаратов, рис. 7.3.

Реле времени имеет дополнительный встроенный механизм задержки времени замыкания или размыкания контактов того или иного типа (с часовым механизмом, с электронным или электромагнитным замедлителем).

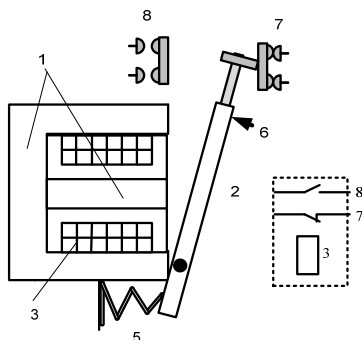


Рис. 7.3. Принципиальная схема устройства электромагнитного промежуточного реле:

1 – магнитопровод; 2 – якорь; 3 – катушка обмотки; 4 – основание подвижных контактов; 5 – пружина; 6 – стопор; 7 – размыкающий контакт; 8 – замыкающий контакт, подвижные и неподвижные контакты

Релейная защита линий

Линии защищаются от несимметричных и симметричных коротких замыканий всех видов и от перегрузок посредством максимальных токовых защит с независимой или зависимой выдержкой времени с токовой отсечкой.

Максимальная токовая защита линии с независимой выдержкой времени. Выдержка времени каждой ступени не зависит от места и величины тока короткого замыкания. Она возрастает от ступени к ступени по направлению к источнику питания. Ток срабатывания защиты – это ток в первичной цепи, при котором защита приходит в действие. Ток срабатывания реле – это ток во вторичной цепи, т. е. в цепи вторичных обмоток измерительных трансформаторов, при котором срабатывают реле.

Принципиальная схема защиты представлена на рис. 7.4.

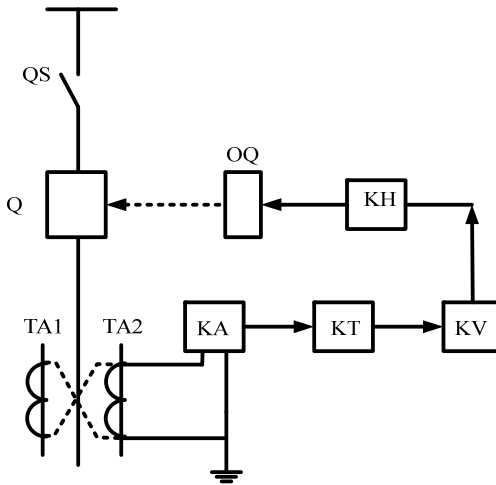


Рис. 7.4. Принципиальная схема максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени

TA1, TA2 – трансформаторы тока; KA – реле максимального тока; KT – реле времени с замыканием контакта с выдержкой времени; KV – промежуточное реле; KH – указательное реле; OQ – отключающая катушка и размыкающий блок-контакт высоковольтного выключателя Q

В нормальном режиме работы сети выключатель Q включен, а ток во вторичных обмотках трансформаторов тока мал и реле КА отключено. При однофазном или трехфазном коротком замыкании во вторичной обмотке трансформатора протекает ток аварийного режима. Срабатывает реле КА, его контакт замыкается и включает реле времени КТ. Контакт реле времени замыкается после выдержки времени и включает сигнальное реле КН промежуточное реле КV. Последнее своим контактом включает отключающую катушку ОQ выключателя Q. Выключатель Q отключается и своим блок-контактом отключает ток отключающей катушки. Катушка указательного реле включена последовательно с отключающей катушкой выключателя. Оно срабатывает при включении отключающей катушки.

Недостаток этой защиты заключается в том, что выдержка времени действия защиты возрастает по мере приближения к источнику питания, и на источнике получается очень большая выдержка времени. Для уменьшения времени действия защиты применяют токовую отсечку.

Токовая отсечка – это максимальная токовая защита, избирательность действия которой обеспечивается не подбором выдержки времени, а выбором тока срабатывания. Если в схеме максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени удалить реле времени, получим схему токовой отсечки, которая при появлении сверхтока короткого замыкания мгновенно отключает место повреждения. Селективность обеспечивается без выдержки времени, только током срабатывания. Схема максимальной токовой защиты с токовой отсечкой и принцип ее действия поясняются рис. 7.1. Величина тока короткого замыкания уменьшается с удалением от источника питания. Если токовая отсечка настроена на ток срабатывания I_{C3} , то она мгновенно сработает при коротком замыкании на участке L11 линии L1. Для защиты участка L12 необходимо применение дополнительной защиты максимального тока с выдержкой времени.

Защита от однофазных замыканий в кабельных сетях с изолированной нейтралью осуществляется трансформатором тока нулевой последовательности с кольцеобразным сердечником, который надевается на защищаемый трехфазный кабель (рис. 7.5).

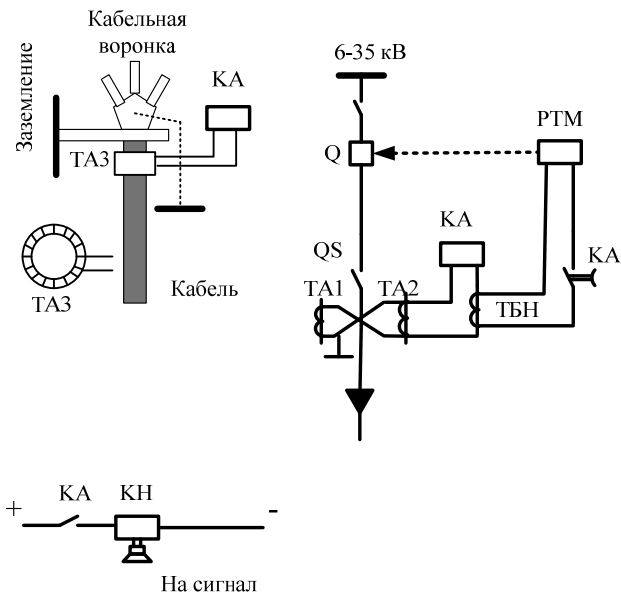


Рис. 7.5. Схема защиты кабельной линии от замыканий на землю

Обмотка трансформатора подключается к защитному реле тока КА. В нормальном режиме все три фазы кабеля имеют одинаковые емкости относительно земли и в фазах кабеля протекают одинаковые токи. При замыкании на землю одной фазы кабеля через реле КА протекает ток, обусловленный емкостью неповрежденных фаз. Реле КА срабатывает и включает сигнальное реле и сигнал. При междуфазных коротких замыканиях сверхток возникает во вторичной обмотке трансформаторов тока ТА1–ТА2, срабатывает токовое реле с выдержкой времени КА и через быстродействующий трансформатор ТБН включает реле прямого действия РТМ, которое воздействует на отключающий механизм выключателя Q.

Релейная защита генераторов

Повреждения и аномальные режимы генераторов:

- 1) однофазные внутренние короткие замыкания;
- 2) витковые короткие замыкания;

3) замыкания одной фазы на корпус (генераторы в системах 3, 6, 10 кВ работают с изолированной нейтралью). Замыкание одной фазы на корпус не вызывает большого тока, как при заземленной нейтрали. Замыкание одной фазы на корпус должно быть определено защитой, и должна сработать сигнализация, а при токе замыкания на корпус более 5А генератор должен быть отключен;

4) двойные короткие замыкания на корпус в цепи ротора;

5) сверхтоки при внешних коротких замыканиях.

Для защиты генераторов применяют максимальные токовые защиты и отсечки, защиты от замыканий на землю и продольную дифференциальную защиту.

Продольная дифференциальная защита (рис. 7.6) предохраняет генератор от внутренних коротких замыканий и от замыканий на зажимах генератора. Она обеспечивает отключение генератора, гашение поля и остановку турбины.

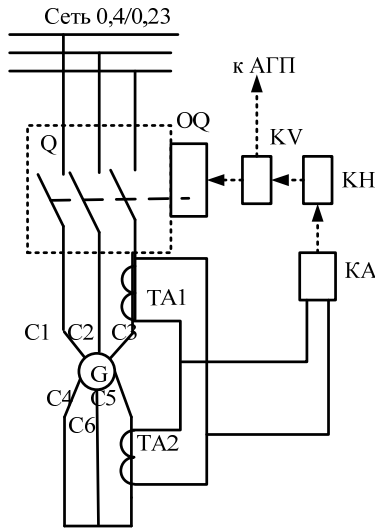


Рис. 7.6. Схема дифференциальной токовой защиты генератора:

G – генератор; АГП – включение автомата гашения поля; КН – сигнальное реле; C1, C2, C3 – начала фазных обмоток генератора; C4, C5, C6 – концы фазных обмоток; TA1 – трансформаторы тока, соединенные с выводами обмотки статора; TA2 – трансформаторы тока со стороны нейтрали; OQ – катушка отключения выключателя Q

В нормальном режиме токи в трансформаторах ТА1 и ТА2 направлены навстречу друг другу и полностью скомпенсированы. При внутреннем повреждении генератора в пределах от ТА1 до ТА2 нарушается баланс токов и срабатывает токовое реле КА, сигнальное реле КН, промежуточное реле КV, отключающая катушка выключателя ОQ. Выключатель Q отключается. Одновременно подается команда на срабатывание реле автоматического гашения поля АГП. Специальные быстронасыщающиеся трансформаторы тока обеспечивают нечувствительность защиты к всплескам тока при коротких замыканиях вне зоны действия защиты. Практически дифференциальная защита устанавливается в трех фазах.

Защита от внешних коротких замыканий, от перегрузок выполняется в виде максимальной токовой защиты (аналогично рассмотренным схемам).

Релейная защита трансформаторов

Релейная защита трансформаторов обеспечивает защиту от междофазных коротких замыканий внутри бака и на выводах, витковых внутренних коротких замыканий, от утечки масла из бака (газовая защита), замыканий обмоток на землю или на корпус, от перекрытия изоляции вводов, от сверхтоков при внешних коротких замыканиях, от перегрузки при самозапуске асинхронных и синхронных двигателей, а также при автоматическом включении резерва (АВР) и от повышения напряжения на вводах. Схема защиты цехового трансформатора от трехфазных и однофазных замыканий на землю: а) с выключателем Q; б) с выключателем нагрузки QS и высоковольтным предохранителем FU представлена на рис. 7.7.

Применяется максимальная токовая защита, дифференциальная защита, а также газовая защита и защита от замыканий на землю.

Дифференциальная защита применяется для защиты мощных силовых трансформаторов от внутренних коротких замыканий. В отличие от дифференциальной защиты синхронного генератора трансформаторы тока на высшей стороне силового трансформатора с соединением в треугольник, включаются в звезду, а на низшей стороне силового трансформатора с соединением в звезду включаются в треугольник для компенсации углового сдвига.

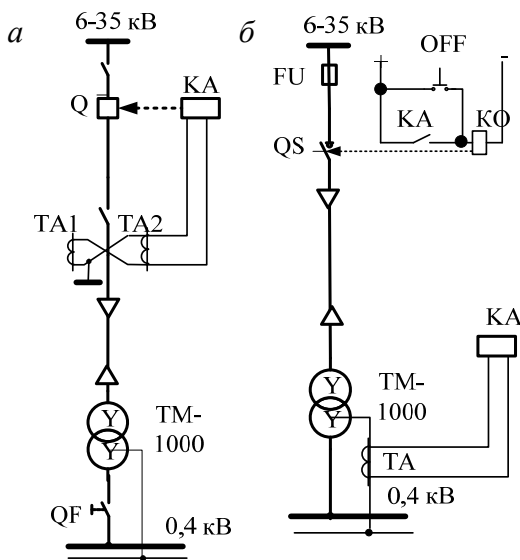


Рис. 7.7. Схема защиты цехового трансформатора от трехфазных и однофазных замыканий на землю:
а – с выключателем *Q*; *б* – с выключателем нагрузки *QS* и высоковольтным предохранителем *FU*

Токсовая отсечка используется для защиты трансформаторов небольшой мощности. Схема аналогична схемам защиты линий. Токсовая отсечка должна быть отстроена от броска намагничивающего тока включения. Зона действия токовой отсечки – вводы трансформатора, шины.

Максимальная токовая защита трансформаторов обеспечивает защиту от сверхтоков и перегрузок, строится аналогично максимальной токовой защите линий с независимой или зависимой выдержкой времени. Защита от перегрузок действует на сигнал.

Вид защиты зависит от типа аппаратов, установленных на стороне высшего напряжения трансформатора (выключатель, разъединитель, предохранители). На схемах защиты цеховых трансформаторов (трансформаторов небольшой мощности) с выключателем нагрузки и предохранителем защита от коротких замыканий в трехфазной сети 6–35 кВ выполняется высоковольтными предохранителями, защита от однофазных коротких замыканий в сети 0,4 кВ –

трансформатором тока ТА и токовым реле КА или автоматическим выключателем QF с максимальным расцепителем. Газовая защита с действием на сигнал и на отключение показана ниже.

Газовая защита (рис. 7.8), применяется в трансформаторах при мощности 1000 кВ·А и более, защищает от всех внутренних повреждений и утечек масла, выполняется с помощью газового реле.

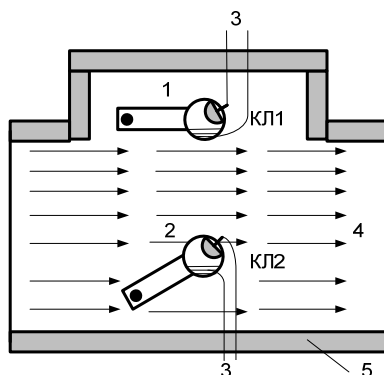


Рис. 7.8. Газовое реле поплавкового типа

Газовое реле устанавливается в патрубке 5, который соединяет бак трансформатора с маслорасширительным бачком на крышке трансформатора. Оно состоит из двух поплавков 1 и 2 с ртутными контактами КЛ1 и КЛ2, соединенными с внешней цепью выводами 3, которые замыкаются: КЛ1 – при снижении уровня масла в трансформаторе при всех видах повреждений, КЛ2 – при бурном газообразовании и появлением сильной струи масла 4 под давлением. Действие газовой защиты поясняется рисунком, где контакты КЛ1 и КЛ2, связанные с поплавками газового реле, ОВВ – отключающая катушка выключателя, РН – катушка и контакты промежуточного реле.

При слабом газовыделении внутри бака уровень масла в трубке понижается, поплавок КЛ1 опускается и замыкаются его контакты. Эти контакты включают сигнал о слабом, но ненормальном выделении газа в баке. Поплавок КЛ2 опускается при бурном газовыделении. Его замыкающий контакт КЛ2 включает промежуточное реле, которое включает отключающую катушку выключателя, который отключает трансформатор.

В настоящее время все большее число современных трехфазных масляных трансформаторов изготавливают по технологии герметичного исполнения, когда верхняя крышка трансформатора присоединяется к корпусу в вакуумной камере и масло предварительно подвергается вакуумной сушке. Такие трансформаторы не нуждаются в замене и доливке масла в течение 25 лет и не имеют маслорасширителей – следовательно, не имеют и устройств газовой защиты.

Защита от замыканий на землю и контроль изоляции применяются в сетях 6, 10, 35 кВ, работающих с изолированной нейтралью. Эти сети отличаются небольшой величиной тока однофазного замыкания на землю, что требует сигнализации о факте замыкания. Для контроля изоляции применяются специальные трансформаторы напряжения НТМИ с вольтметрами, по показаниям которых определяется наличие замыкания на землю и фаза, в которой оно произошло. (Схема приведена в главе 3 настоящего издания.)

В нормальном режиме вольтметр, включенный в разомкнутую звезду, показывает «0», остальные вольтметры показывают фазные напряжения. При замыкании одной фазы на землю вольтметр, включенный в эту фазу во вторичной обмотке, показывает «0», остальные два вольтметра показывают фазные напряжения. Вольтметр, включенный в разомкнутый треугольник, показывает линейное напряжение.

Вместо вольтметров во вторичной обмотке трансформаторов напряжения могут быть включены сигнальные или указательные реле, действующие на сигнал.

Для защиты от замыканий на землю применяются также трансформаторы тока нулевой последовательности. Трансформатор тока нулевой последовательности имеет тороидальный сердечник, который одевается на кабель и охватывает все три фазы.

В нормальных условиях емкостные токи фаз относительно земли одинаковы и результирующий магнитный поток в тороидальном сердечнике трансформатора равен нулю. При замыкании одной фазы на землю ее емкость относительно земли становится равной нулю и токи других фаз образуют несимметричную систему. Суммарный магнитный поток не равен нулю, и на зажимах вторичной обмотки трансформатора появляется ЭДС. Реле РН срабатывает и подает сигнал о наличии замыкания на землю.

Релейная защита блока генератор-трансформатор

Защита блоков генератор-трансформатор от междуфазных коротких замыканий осуществляется общей токовой защитой. Она состоит из защиты обратной последовательности с приставкой от симметричных коротких замыканий. Защита от трехфазных коротких замыканий осуществляется с двумя выдержками времени: с первой – подается импульс на отключение выключателя со стороны высокого напряжения трансформатора, со второй – на выходное реле защиты блока, отключающее выключатель блока, аппарат гашения поля генератора и выключателя трансформатора собственных нужд.

Защита от внешних несимметричных коротких замыканий и от перегрузки токами обратной последовательности осуществляется с помощью двух реле типа РТФ-2 (или их аналогов) и одного реле напряжения нулевой последовательности, подключенного во вторичной обмотке трансформатора напряжения, установленного на выводах генератора. С помощью этих реле обеспечивается трехступенчатая токовая защиты обратной последовательности.

Поскольку ступенчатая токовая защита не обеспечивает отключение турбогенератора при прохождении токов обратной последовательности в точном соответствии с характеристикой допустимой перегрузки генераторов, разработано и применяется реле с зависимой характеристикой типа РТФ-6.

Для повышения чувствительности резервных защит к внешним однофазным коротким замыканиям применяется специальная токовая защита нулевой последовательности, которая подключается обычно к трансформатору тока, установленному в цепи заземления нулевой точки трансформатора. Защита обычно выполняется с двумя выдержками времени: с первой – на отключение выключателя с высокой стороны, со второй – на отключение блока.

На блоках генератор–двухобмоточный трансформатор устанавливается только одна защита от перегрузки, а на блоке генератор–трехобмоточный трансформатор или автотрансформатор устанавливаются две или три защиты от перегрузки. На таких блоках также устанавливаются дополнительные токовые защиты для того, чтобы обеспечить селективное отключение выключателей при коротких замыканиях на стороне высшего или среднего напряжения.

Защита электродвигателей

Повреждения и аномальные режимы: междуфазные КЗ, замыкания обмотки статора на корпус, внутренние витковые замыкания, технологические перегрузки, перегрузки при обрыве одной фазы, асинхронный режим синхронных двигателей. Защита от перегрузок и КЗ выполняется аналогично максимальной токовой защите линий или трансформаторов. Защита не должна реагировать на кратковременные пусковые токи. Защита от перегрузок выполняется с выдержкой времени. Защита от КЗ выполняется в виде токовой отсечки.

Для защиты от обрыва фазы нагревательные элементы теплового реле устанавливаются как минимум в двух фазах двигателя, которые отключают двигатель при перегрузке, связанной с обрывом фазы, при которой ток возрастает в $\sqrt{3}$ раз.

Схема управления и защиты трехфазного двигателя представлена на рис. 7.9.

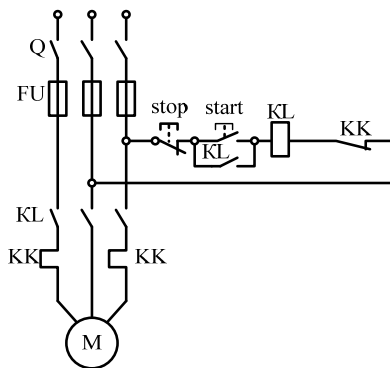


Рис. 7.9. Схема управления и защиты асинхронного электродвигателя
М – асинхронный электродвигатель; Q – выключатель (рубильник); FU – плавкие предохранители; KL – линейный контактор; KK – тепловое реле (размыкающие контакты и нагревательные элементы), stop, start – пусковая и остановочная кнопки

Если вместо рубильника выбирается выключатель, то предохранители не используются. При необходимости частых включений и отключений электродвигателей рекомендуется для защиты от коротких замыканий использовать выключатели. Предохранители рекомендуется использовать при длительной равномерной нагрузке

электродвигателей без частых включений и отключений (например, для электродвигателей вентиляторов).

Для защиты от коротких замыканий используются плавкие предохранители, они защищают сеть от замыканий в двигателе. Тепловое реле КК защищает от перегрузок двигатель и сеть, оно изготавливается и устанавливается в трехфазном и в двухфазном исполнении. При установке в двух фазах при обрыве одной фазы возросший ток протекает хотя бы по одному из нагревательных элементов тепловых реле. Реле срабатывает и размыкает свой контакт КК в цепи катушки контактора КЛ. Тепловое реле срабатывает также при длительных технологических перегрузках, то есть при одинаковом возрастании тока во всех трех фазах.

Катушка контактора КЛ также защищает двигатель от понижения и исчезновения напряжения. При понижении напряжения ниже допустимой величины катушка обесточивается, линейный контактор размыкает силовые контакты и отключает двигатель от сети. Для его повторного включения нужно опять нажать кнопку «start».

Вопросы

1. Что такое релейная защита?
2. На какие виды подразделяются реле, используемые в релейной защите?
3. Перечислите основные требования к релейной защите, поясните их значения.
4. Поясните устройство и принцип действия максимального тока?
5. Дайте краткую характеристику максимальной токовой защиты линии с независимой выдержкой времени.
6. Что такое токовая отсечка?
7. Как осуществляется защита от однофазных замыканий в кабельных сетях с изолированной нейтралью?
8. Перечислите основные повреждения и аномальные режимы работы генераторов.
9. Какие виды релейной защиты применяются для защиты генераторов?
10. Перечислите основные защиты и дайте краткую характеристику релейной защиты трансформаторов.

8. ТРАНСПОРТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Электрические сети внешнего и внутреннего электроснабжения

Передача и распределение электроэнергии от электростанций потребителям осуществляется электрическими сетями энергосистемы.

Электрические сети энергосистемы могут быть: воздушными линиями, кабельными линиями, шинпроводами и токопроводами на напряжения от 0,127 кВ до 1150 кВ.

Линии связывают между собой понижающие трансформаторы подстанций и распределительных устройств потребителей (районные подстанции, ГПП, цеховые трансформаторные подстанции) с распределительными устройствами и трансформаторными подстанциями электрических станций и подстанций энергосистемы. Для передачи энергии на расстояние от электрической станции напряжение повышают. Величина повышения напряжения зависит от расстояния электропередачи. Повышение напряжения, обеспечивает уменьшение тока и снижение потерь электроэнергии, а также снижение расхода проводов, за счет уменьшения их сечения.

Воздушные линии электропередачи

Воздушные линии электропередачи (ЛЭП) – это электроустановки для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе (см. рис. 8.1).

Провода крепятся с помощью изоляторов и линейной арматуры к опорам с использованием кронштейнов, стоек и т. д.

ЛЭП подразделяются (*классификация по напряжению*) на три класса:

- *1-го класса* – на напряжение 35–750 кВ и выше для электроснабжения крупных удаленных предприятий, целых районов, для дальних и сверхдальних передач;
- *2-го класса* – на напряжение 1–20 кВ – для внутризаводского, внутрирайонного электроснабжения, дальность – в пределах 10 км;
- *3-го класса* – на напряжение до 1 кВ – во внутрицеховых сетях, сетях небольших поселков на короткие расстояния.

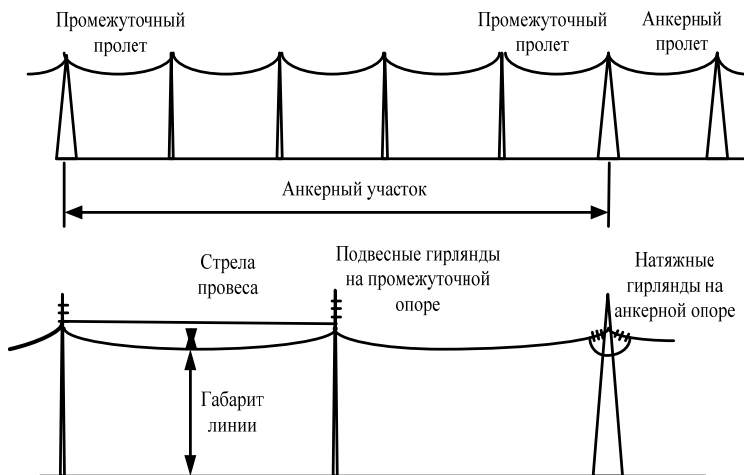


Рис. 8.1. Устройство ЛЭП

ЛЭП бывают одноцепными и двухцепными (одна трехфазная система или две трехфазные системы проводов). ЛЭП могут использоваться (*классификация по роду тока*), как для сетей переменного, так и для сетей постоянного тока. Линейные провода ЛЭП могут быть одиночными и расщепленными.

Основные элементы конструкции: 1) провода; 2) опоры; 3) изоляторы; 4) линейная арматура; 5) фундаменты; 6) грозозащитные тросы; 7) устройства заземления; 8) разрядники.

Протяженность ЛЭП различных напряжений, соответствующие им наибольшие передаваемые мощности и длины пролетов в зависимости от класса напряжений линии электропередачи приведены в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Характеристики ЛЭП различных напряжений

Напряжение линии, кВ	Длина пролета, м	Наибольшая длина передачи, км	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт
0,127–0,230	30–40	0,4–0,6	0,12–0,25
0,23–0,40	35–45	0,8–1,0	0,25–0,5

Напряжение линии, кВ	Длина пролета, м	Наибольшая длина передачи, км	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт
6–10	60–80	10–15	3–5
35	150–200	50–60	10–20
110	170–250	50–150	25–50
220	250–300	150–250	100–200
330	300–400	200–300	300–400
500	350–450	800–1200	700–900
750	400–500	1200–2000	1800–2200
1150	500–600	2000–2800 и более	4400–4800

Провода ЛЭП – однопроволочные ($S < 10 \text{ мм}^2$) и многопроволочные, выполняются: алюминиевыми (маркировка А), сталеалюминиевыми (АС), медными. Сечение стальных проводов ПС и сталеалюминиевых проводов должны быть не меньше 25 мм^2 , а алюминиевых – не меньше 35 мм^2 . На пересечениях с железной дорогой, реками, линиями связи сечение проводов должно быть не менее 70 мм^2 . Стальные провода используются в линиях до 1 кВ и в сельских малозагруженных сетях при напряжениях 10 и 35 кВ.

Провода воздушных ЛЭП выбираются, в основном, по экономической плотности тока.

При выборе сечения линии напряжением 110 кВ и выше по условиям появления коронного разряда минимальное сечение проводов (без расщепления проводов в фазе) должно быть для линии 110 кВ не менее 70 мм^2 (в некоторых источниках рекомендуется использовать сечение провода не менее 95 мм^2), для линий 220 кВ – не менее 240 мм^2 , для линий 330 кВ – не менее 600 мм^2 , для линий 500 кВ – не менее 700 мм^2 (при расщеплении проводов в фазе на два) или не менее 150 мм^2 (при расщеплении проводов в фазе на три).

Опоры. Опоры выполняются деревянными, железобетонными, металлическими. По назначению и конструкции опоры подразделяются: на промежуточные, анкерные, поворотные, опоры больших переходов, угловые, концевые.

Промежуточные опоры устанавливаются на прямых участках линий, снабжаются зажимами, только поддерживающими провод.

Промежуточные опоры содержат подвесные изоляторы, поддерживающие гирлянды, которые висят вертикально, воспринимая вертикальные нагрузки (тяжесть) и горизонтальные нагрузки (силу ветра).

Анкерные опоры имеют натяжные гирлянды и натяжные зажимы и рассчитаны на одностороннее натяжение проводов при обрыве линии с одной стороны. Применяются анкерные А-образные опоры с натяжными гирляндами-изоляторами. Стойки для увеличения жесткости соединяются с помощью раскосов.

Количество изоляторов в гирляндах зависит от номинального напряжения линии. Например: на линии 35 кВ при металлических или железобетонных опорах используется 3 подвесных изолятора в гирлянде, на линии 220 кВ – 13 изоляторов. При деревянных опорах количество изоляторов на 1–2 меньше.

Конструкции опор.

1. Деревянная опора ЛЭП 6 кВ (рис. 8.2) – одностоечная, промежуточная.

Выполняется из сосны, иногда лиственницы. Пасынок выполняется из пропитанной сосны. Для линий 35–110 кВ применяются деревянные П-образные двухстоечные опоры. Дополнительные элементы конструкции опоры: подвесная гирлянда с подвесным зажимом, траверса, раскосы.

2. Железобетонные опоры выполняются одностоечными свободостоящими, без оттяжек или с оттяжками на землю. Опора состоит из стойки (ствола), выполненной из центрифугированного железобетона, траверсы, грозозащитного троса с заземлителем на каждой опоре (для молниезащиты линии). С помощью заземляющего штыря трос связан с заземлителем (проводник в виде трубы, забитой в землю рядом с опорой). Трос служит для защиты линий от прямых ударов молнии. Другие элементы: стойка (ствол), тяга, траверса, тросостойка.

3. Металлические (стальные) опоры (рис. 8.3) применяются при напряжении 220 кВ и более.

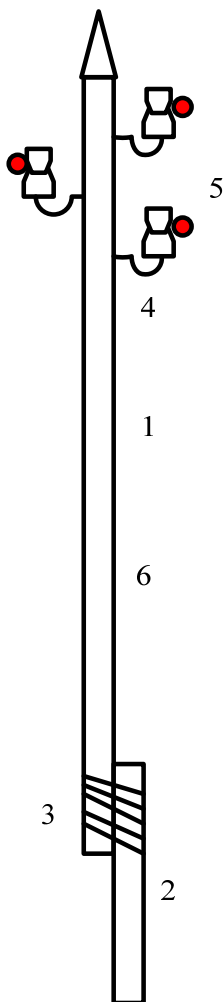


Рис. 8.2. Деревянная одностоечная промежуточная опора ЛЭП 6 кВ:
1 – опоры; 2 – пасынок; 3 – бандажа; 4 – крюка; 5 – штыревых изоляторов;
6 – провода

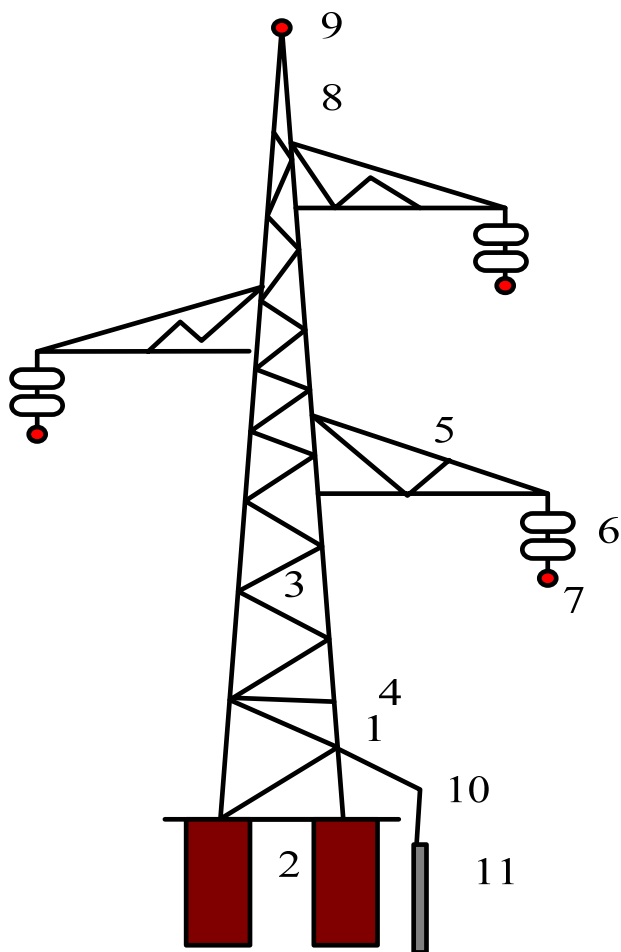


Рис. 8.3. Металлическая опора ЛЭП 220–330 кВ:

1 – стойка (ствол) опоры; 2 – фундамент сборный железобетонный или монолитный; 3 – раскосы; 4 – пояс опоры; 5 – траверса (тяга и пояс траверсы); 6 – гирлянда изоляторов натяжная или подвесная в зависимости от назначения опоры; 7 – провод; 8 – тросостойка; 9 – трос грозозащитный; 10 – заземлитель; 11 – заземляющий стержень

Изоляторы служат для подвески проводов ЛЭП и подразделяются на штыревые и подвесные. Штыревые изоляторы: фарфоровые и стеклянные, крепятся на штырях или крюках. Используются в линиях до 35 кВ, провод крепят провололочной вязкой мягким проводом. Подвесные изоляторы крепятся на опорах в поддерживающих или натяжных гирляндах. Число изоляторов гирлянды зависит от напряжения линии, материала опоры и условий окружающей среды. Подвесные изоляторы бывают фарфоровые и стеклянные (ПФ и ПС). Они крепятся на гирляндах, поддерживающих и натяжных.

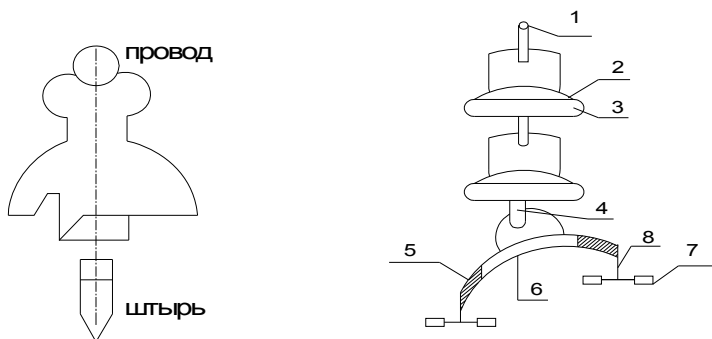


Рис. 8.4. Устройство штыревого изолятора и гирлянды:
 1 – серьга; 2 – шапка; 3 – фарфоровый изолятор; 4 – ушко; 5 – провод;
 виброгаситель; 6 – подвесной зажим; 7 – грузы; 8 – гибкий штырь

Кабельные линии прокладываются там, где затруднительно строительство воздушных линий (города, территория предприятий). Кабельные линии лучше защищены от атмосферных воздействий, более надежны и безопасны, но требуют больших капитальных затрат. Устройство высоковольтного кабеля с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией представлено на рис. 8.5.

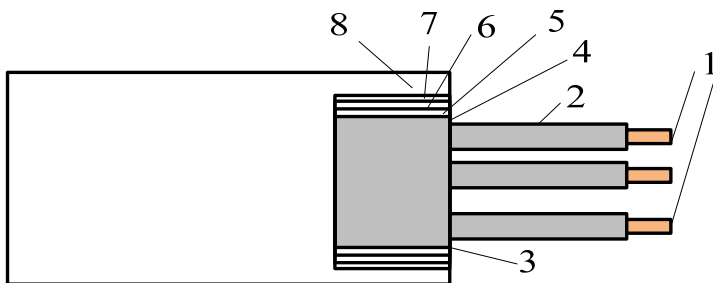


Рис. 8.5. Устройство трехжильного бронированного кабеля 6 кВ в свинцовой оболочке

1 – медные жилы; 2 – изолировочная кабельная бумага; 3 – заполнение пряжей между жилами и поясной изоляцией; 4 – поясная изоляция из кабельной бумаги; 5 – заземляемая свинцовая оболочка для влагоизоляции; 6 – пропитанная бумажная лента; 7 – слой пряжи для защиты свинцовой оболочки от механических и химических повреждений; 8 – стальная броня

Кабель состоит из токоведущих жил (одной, двух, трех, четырех или пяти), выполненных из меди или алюминия, изоляции и защитных оболочек. Изоляция кабелей напряжением до 1000 В может выполняться в основном из ПВХ пластика (поливинилхлорид) или резины, свыше 1000 В – это в основном многослойная, пропитанная, бумажная изоляция, полиэтиленовая изоляция или поливинилхлоридная. Защитные оболочки препятствуют проникновению влаги, газов, кислот, и выполняются из свинца, алюминия, хлорвинила. Для механической защиты кабели снабжаются стальной или проволочной броней, покрытой защитной джутовой рубашкой. При напряжениях 35–110 кВ применяются маслонаполненные кабели с бумажной изоляцией, пропитанной минеральным маслом. При монтаже кабелей применяют соединительные, ответвительные кабельные муфты и концевые кабельные воронки. Для предотвращения попадания влаги через торцы кабеля устанавливают кабельные воронки или муфты, заполняемые специальным составом, являющимся водонепроницаемым и обладающим высокими диэлектрическими характеристиками.

При прокладке в земле стальная броня должна быть защищена от коррозии защитным слоем из песчаной подушки и присоединена к заземляющему контуру со стороны источника питания. Кабели расмотренной конструкции изготавливают на напряжения до 10 кВ.

Кабельные линии прокладываются в траншеях, в каналах, тоннелях, на эстакадах и по стенам зданий. Прокладка кабельных линий обходится дороже, чем воздушных, но они лучше защищены и безопасны и прокладываются там, где затруднена прокладка воздушных линий.

Прокладка кабеля осуществляется в земляных траншеях, каналах, туннелях. Наиболее простой способ прокладки – это прокладка в земляной траншее рис. 8.6, *а*. В некоторых случаях вместо механической защиты допускается использовать сигнальную ленту. Глубина прокладки – не менее 0,7 м от поверхности земли.

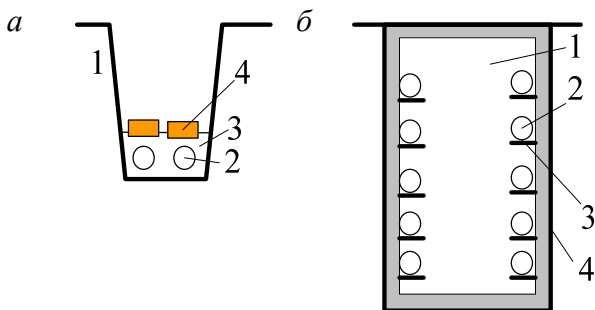


Рис. 8.6. Прокладка кабельных линий в земле (*а*) и кабельном канале (*б*):
 1 – траншея; 2 – кабель; 3 – песчаная подушка; 4 – кирпичи или плита для защиты кабеля от механических повреждений

Кабельный канал (рис. 8.6, *б*) имеет большие размеры. Кабельные каналы бывает подземными или полуподземными. При прокладке внутри зданий каналы перекрывают несгораемыми плитами. Возможна прокладка кабелей в трубах по стенам и потолкам.

При количестве кабелей более 30, их прокладка осуществляется в туннеле. Туннель отличается от канала большими размерами, глубиной более двух метров и шириной более 1,8 м, и наличием прохода для обслуживания. Кабели укладываются на полках снизу вверх в следующем порядке: кабели связи, кабели силовые на напряжение до 1 кВ, кабели на напряжение более 1 кВ.

Применяется также прокладка кабелей на эстакадах, в кабельных блоках.

Токопроводы применяются в сетях с большими токами вместо кабелей. Внешне напоминают воздушные линии, но имеют более мощные опоры, изоляторы, меньшие пролеты и большое сечение токопроводящих частей. Они вдвое дешевле, более надежны, лучше охлаждаются, чем кабели, и имеют меньшее сечение и характеризуются меньшим расходом провода.

Вопросы

1. Как осуществляется передача и распределение электроэнергии от электростанций потребителям?
2. Как классифицируются воздушные линии электропередачи?
3. Какие основные элементы входят в конструкцию деревянных опор?
4. Какие основные элементы входят в конструкцию железобетонных опор?
5. На какие виды подразделяются и для чего служат изоляторы линий электропередач?
6. Опишите устройство высоковольтного кабеля с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией
7. Назовите основные способы прокладки кабельных линий.
8. Когда целесообразно прокладка кабельных линий в туннелях?
9. Назовите основные способы прокладки кабельных линий?
10. Когда целесообразно применение токопроводов?

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЛИТЕРАТУРА

Основная литература

1. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
2. Липкин, Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б. Ю. Липкин. – М. : Высшая школа, 1990. – 366 с.
3. Князевский, Б. А. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. А. Князевский, Б. Ю. Липкин. – М. : Высшая школа, 1986. – 400 с.
4. Электротехнологические промышленные установки : учеб. для вузов / И. П. Евтюкова [и др.]; под ред. А. Д. Свенчанского. – М. : Энергоиздат, 1982.

Дополнительная литература

1. Радкевич, В. Н. Проектирование систем электроснабжения / В. Н. Радкевич. – Минск : НПООО «Пион», 2001. – 292 с.
2. Ристхейн, Э. М. Электроснабжение промышленных предприятий / Э. М. Ристхейн. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 424 с.
3. Козловская, В. Б. Электрическое освещение / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сацукевич. – Минск : БНТУ, 2005. – 166 с.
4. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. И. Кудрин, В. В. Прокопчик. – Минск : Высшая школа, 1988. – 358 с.
5. Прима, В. М. Электроснабжение промышленных предприятий : учебно-методическое пособие к практическим занятиям / В. М. Прима, Л. В. Прокопенко. – Минск : БНТУ, 2004. – 80 с.
6. Олешкевич, М. М. Нетрадиционные источники энергии / М. М. Олешкевич – Минск : БНТУ, 2007. – 157 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ.....	13
2. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ. СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ.....	38
3. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ. ТРАНСФОРМАТОРЫ.....	55
4. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ. ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ АППАРАТЫ И ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ.....	72
5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ.....	82
6. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ.....	93
7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.....	102
8. ТРАНСПОРТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	116
УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЛИТЕРАТУРА.....	126

Учебное издание

ОЛЕШКЕВИЧ Марк Михайлович
ПРОКОПЕНКО Людмила Васильевна
ВАСИЛЕВСКИЙ Юрий Леонидович

**ПРОИЗВОДСТВО, ТРАНСПОРТ
И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Учебно-методическое пособие для студентов специальности
1-43 01 06 «Энергоэффективные технологии и энергетический
менеджмент» и направления специальности
1-53 01 01-10 «Автоматизация технологических процессов
и производств (энергетика)»

В 3 частях

Часть 1

ПРОИЗВОДСТВО И ТРАНСПОРТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Редактор *Т. А. Зезюльчик*
Компьютерная верстка *А. Г. Занкевич*

Подписано в печать 02.07.2014. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.

Усл. печ. л. 7,44. Уч.-изд. л. 5,82. Тираж 100. Заказ 737.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.

Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.