

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Электрические системы»

В.Т. Федин
Г.А. Фадеева
А.А. Волков

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ.
ТЕРМИНОЛОГИЯ И ЗАДАЧИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ

Методическое пособие к практическим занятиям
по дисциплинам «Электрические системы и сети» и
«Установившиеся режимы электрических систем и сетей»
для студентов электроэнергетических специальностей вузов

Под редакцией профессора В.Т. Федина

Минск 2004

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.279я7

Ф 32

Рецензенты:

Г.Е.Поспелов, Е.В.Мышковец

Федин В.Т.

Ф 32 Электрические системы и сети. Терминология и задачи для решения: Метод. пособие к практическим занятиям по дисц. «Электрические системы и сети» и «Установившиеся режимы электрических систем и сетей» для студ. электроэнергетических спец. вузов / В.Т.Федин, Г.А.Фадеева, А.А.Волков; Под ред. В.Т.Федина. – Мн.: БНТУ, 2004. – 96 с.

ISBN 985-479-058-4.

В методическом пособии дано описание основных терминов, используемых при изучении дисциплины “Электрические системы и сети”. Приведены основные расчетные выражения для решения задач; составлены задачи для индивидуального решения по различным разделам дисциплины. Даны необходимые справочные материалы.

Пособие предназначено для студентов очного и заочного отделений специальностей 1-43 01 01 “Электрические станции”, 1-43 01 02 “Электроэнергетические системы и сети”, 1-43 01 03 “Электроснабжение”. Может быть использовано студентами специальностей 1-27 01 01 “Экономика и организация производства”, 1-08 01 01 “Профессиональное обучение” (специализация “Энергетика”), а также инженерами, чья деятельность связана с электрическими системами и сетями.

В работе над терминологией принимал участие студент Д.А.Горбун.

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.279я7

ISBN 985-479-058-4

© Федин В.Т., Фадеева Г.А.,
Волков А.А., 2004

Введение

В начале данного издания помещен словарь терминов по электроэнергетическим дисциплинам.

Как известно, терминология в области электроэнергетики формировалась в течение многих десятилетий и зафиксирована в различных стандартах, правилах устройства электроустановок, рекомендательных материалах, учебниках и учебных пособиях.

К сожалению, на практике нередко неправильно употребляются многие термины, например: “трансформаторный пункт” вместо “трансформаторная подстанция”, “фидер” вместо “распределительная линия”, “анцапфа трансформатора” вместо “ответвление трансформатора”, “столб” вместо “опора” и др. Авторы сочли необходимым разработать терминологический словарь с целью привития студентам навыков правильного использования терминов в период обучения в вузе и в последующей производственной работе. Данная терминология может быть также использована при проверке знаний студентов на соответствие образовательным стандартам.

Далее приведены основные расчетные выражения, предназначенные для решения задач, включенных в данное пособие. В эмпирических формулах указаны единицы измерения, в которых следует подставить ту или иную величину. В аналитических выражениях такие единицы измерения не даны. Поэтому обращаем внимание на необходимость правильного определения единиц измерения, в которых следует подставлять в формулы соответствующие величины, в противном случае могут получаться искаженные ответы, не соответствующие физическому смыслу выражений.

В пособие включены задачи по темам программы, приведенные в предыдущем издании (Сыч Н.М., Фадеева Г.А., Федин В.Т. Практические занятия по электрическим сетям. – Мн.: БГПА, 1996), существенно переработанные и дополненные с учетом изменений в рабочей программе по дисциплине и опыта проведения занятий. По всем темам увеличено число контрольных вопросов. Приведенные задачи могут быть использованы для аудиторных и домашних занятий студентов очного отделения, а также в качестве контрольных работ и аудиторных занятий для студентов-заочников.

Предполагается самостоятельное решение студентом задач по индивидуальному варианту. В каждой задаче исходные данные

формируются из двух таблиц, каждая из которых содержит несколько вариантов. Студент формирует исходные данные к любой задаче, получив у преподавателя однажды свой индивидуальный номер варианта из первой по счету таблицы и индивидуальный номер варианта из второй таблицы.

Обратим внимание на то, что в пособии принята форма обозначения комплекса полной мощности

$$\underline{S} = \sqrt{3} \underline{U} \underline{I}^* = P + jQ.$$

Положительный знак перед реактивной мощностью означает, что направления активной и реактивной мощности совпадают.

В приложениях приведены справочные материалы о параметрах линий, трансформаторов, а также некоторые стоимостные данные. Однако из-за ограниченности объема издания приводятся только те данные, которые необходимы при решении задач.

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ДИСЦИПЛИНАМ

А

Аварийный режим работы энергосистемы¹ – режим работы энергетической системы при возникновении аварий или при недопустимом отклонении показателей качества энергии в энергосистеме в целом или в ее части.

Автоматическая частотная разгрузка¹ – предусмотренное заранее отключение очередями потребителей электрической энергии при понижении частоты в электрической системе, осуществляемое устройствами автоматики.

Автотрансформатор – трансформатор, у которого обмотки имеют как магнитную, так и электрическую связи.

Активная проводимость линии – параметр линии, связанный с потерями активной мощности от тока утечки через изоляцию, а в воздушной линии – также с потерями на корону.

¹ Термин приведен в соответствии с источником: Энергетические системы. Терминология. – М.: Наука, 1970.

Активная проводимость трансформатора – параметр трансформатора, связанный с потерями активной мощности в сердечнике на перемагничивание и вихревые токи.

Активное сопротивление (линии, трансформатора) – параметр, связанный с потерями активной мощности и энергии на нагрев проводников при протекании по ним переменного тока.

Амплитуда импульса напряжения² – максимальное мгновенное значение импульса напряжения.

Б

Баланс активной мощности в энергосистеме¹ – соответствие активной мощности, вырабатываемой электрическими станциями энергетической системы, мощности, потребляемой в энергосистеме, с учетом потерь, а также перетоков мощности в другие системы.

Балансирующий узел – узел с фиксированным напряжением, покрывающий недостающую мощность в сети при проведении электрических расчетов.

Батарея (статических) конденсаторов – компенсирующее устройство, состоящее из конденсаторов, соединенных последовательно или параллельно, предназначенное для генерации реактивной мощности в узле сети (поперечная компенсация) или уменьшения реактивного сопротивления линии (продольная компенсация).

В

Ветвь электрической сети – участок электрической сети, состоящий из последовательно соединенных элементов с одним и тем же током.

Взаимная проводимость двух узлов – сумма проводимостей всех ветвей, соединяющих данные узлы.

Волновое сопротивление линии – сопротивление, связывающее токи прямой и обратной волн с соответствующими напряжениями.

² Термин приведен в соответствии с источником: ГОСТ 13109-97. Межгосударственный стандарт. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего пользования.

Вольтодобавочные трансформаторы – трансформаторы, предназначенные для продольного, поперечного или продольно-поперечного регулирования напряжения в отдельной линии, группе линий или на трансформаторе.

Временное перенапряжение² – повышение напряжения в точке электрической сети выше 1,1 номинального продолжительностью более 10 мс, возникающее в системах электроснабжения при коммутациях или коротких замыканиях.

Время восприятия фликера² – минимальное время для субъективного восприятия человеком фликера, вызванного колебаниями напряжения определенной формы.

Время наибольших потерь – время, за которое при передаче наибольшей нагрузки в сети возникнут те же потери электроэнергии, что и при работе сети по действительному графику нагрузки.

Встречное регулирование напряжения¹ – регулирование напряжения, при котором напряжение повышается в периоды повышенных нагрузок и понижается в периоды сниженных.

Вторичное регулирование частоты – регулирование частоты в энергосистеме с использованием статических характеристик регуляторов скорости турбин.

Г

Глубокий ввод³ – система электроснабжения потребителя от электрической сети высшего класса напряжения, характеризуемая наименьшим числом ступеней трансформации.

Г-образная схема замещения – условное представление элемента электрической сети в виде продольной ветви (последовательно соединенных активного и реактивного сопротивлений), в начале или в конце которой расположена поперечная ветвь (параллельно соединенные активная и реактивная проводимости), характерная для трансформаторов.

Годовой график суточных максимумов нагрузки¹ – огибающая наибольших значений суточных графиков нагрузки в течение года.

³ Термин приведен в соответствии с источником: ГОСТ 24291-90. Электрическая часть электростанций и электрической сети. Термины и определения.

Годовые эксплуатационные расходы (издержки) – финансовые затраты, необходимые для эксплуатации элемента электрической системы в течение определенного периода времени.

График нагрузки¹ – графическое изображение изменения нагрузки потребителя во времени.

График нагрузки суточный¹ – график нагрузки потребителя за сутки.

График нагрузки годовой по продолжительности¹ – график, показывающий суммарную длительность различных значений нагрузки в течение года.

Грозозащитный трос³ – проводник, заземленный непосредственно или через искровые промежутки, расположенный над фазными проводами воздушной линии электропередачи или подстанции и предназначенный для защиты их от поражения молнией.

Д

Диапазон регулирования напряжения на трансформаторе – разность номинальных напряжений двух крайних ответвлений обмотки трансформатора, выраженная в процентах от среднего напряжения данной обмотки.

Динамическая устойчивость электрической системы¹ – способность электрической системы вернуться к установившемуся режиму, близкому к исходному, после больших возмущений (резких нарушений исходного установившегося режима).

Динамическая характеристика нагрузки⁴ – зависимость активной или реактивной нагрузки от времени при определенных изменениях напряжения или частоты.

Длительность провала напряжения² – интервал времени между начальным моментом провала напряжения и моментом восстановления напряжения до первоначального или близкого к нему.

Доза фликера² – мера восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени.

⁴ Термин приведен в соответствии с источником: ГОСТ 21027-75 с изменениями № 1,2 (1982 и 1986 гг.). Системы энергетические. Термины и определения.

Е

Емкостная проводимость линии – параметр линии, обусловленный наличием емкостей между проводами фаз и проводами фаз и землей.

Естественное распределение мощностей в замкнутой электрической сети – распределение мощностей по участкам сети без влияния каких-либо специальных устройств, изменяющих его.

З

Звено электрической сети – участок в схеме замещения электрической сети, содержащий только активные и реактивные сопротивления.

И

Идеальный трансформатор – трансформатор, не имеющий потерь мощности и энергии, но обладающий коэффициентом трансформации.

Импульс напряжения² – резкое изменение напряжения в точке электрической сети, за которым следует его восстановление до первоначального или близкого к нему за промежуток времени до нескольких миллисекунд.

Индуктивное сопротивление (линии, трансформатора) – параметр, обусловленный созданием и поддержанием магнитного поля между проводниками фаз и внутри проводников при протекании по ним переменного тока.

Интегральные показатели качества напряжения¹ – обобщенные показатели, характеризующие качество напряжения за определенный период времени.

К

Капитальные затраты – единовременные финансовые вложения, необходимые для сооружения элемента электрической системы.

Категория потребителя электрической энергии¹ – условное разделение потребителей электрической энергии в зависимости от требований к надежности их электроснабжения.

Колебания напряжения^{1,2} – часто повторяющиеся и происходящие относительно быстро отклонения напряжения в обе стороны от среднего значения отклонения напряжения и характеризующиеся показателями качества напряжения в виде размаха изменения напряжения и дозы фликера.

Компенсирующее устройство – устройство, предназначенное для выработки и (или) потребления реактивной мощности в узле нагрузки энергосистемы или для изменения реактивных параметров (реактивного сопротивления, реактивной проводимости) линии электропередачи.

Конфигурация электрической сети – структурная связь между источниками питания и точками потребления электрической сети.

Корона – явление ионизации воздуха вблизи поверхности провода, возникающее на работающей линии в случае превышения напряженностью электрического поля на поверхности провода некоторого критического значения, вызывающее дополнительные потери активной мощности, окисление проводов и появление радиопомех.

Коэффициент временного перенапряжения² – величина, равная отношению максимального значения огибающей амплитудных значений напряжения за время существования временного перенапряжения к амплитуде номинального напряжения сети.

Коэффициент выгодности автотрансформатора – показатель эффективности автотрансформатора, равный отношению его типовой мощности к номинальной.

Коэффициент заполнения графика нагрузки¹ – отношение фактически выработанной (потребленной, отпущенной) электрической энергии к той энергии, которая могла быть выработана (потреблена, отпущена) за рассматриваемый период при наибольшей мощности.

Коэффициент затухания – показатель, характеризующий затухание модуля напряжения или тока на единицу длины при распространении электромагнитной волны вдоль линии.

Коэффициент изменения фазы волны – показатель, характеризующий поворот вектора напряжения или тока на единицу длины при распространении электромагнитной волны вдоль линии.

Коэффициент неравномерности графика нагрузки¹ – отношение наименьшего значения мощности к наибольшему за рассматриваемый период времени.

Коэффициент полезного действия линии экономический – значение коэффициента полезного действия линии, соответствующее минимальной стоимости передачи электроэнергии.

Коэффициент попадания в максимум¹ – отношение значения нагрузки потребителя в момент максимума нагрузки системы к наибольшему значению данной нагрузки.

Коэффициент распространения волны – комплексный коэффициент, характеризующий затухание и фазовый сдвиг вектора напряжения или тока при распространении электромагнитной волны вдоль линии.

Коэффициент трансформации – отношение высшего напряжения трансформатора к низшему в режиме холостого хода.

Критическая частота¹ – наименьшее значение частоты по условиям устойчивости электрической системы и условиям работы собственных нужд электрических станций.

Критическое напряжение в энергосистеме^{1,4} – предельное наименьшее значение напряжения в узле энергосистемы по условиям статической устойчивости.

Крутизна характеристики регулятора скорости турбины – отношение процентного изменения мощности турбогенератора к процентному изменению частоты.

Л

Лавина напряжения в энергосистеме⁴ – явление лавинообразного снижения напряжения вследствие нарушения статической устойчивости энергосистемы и нарастающего дефицита реактивной мощности.

Лавина частоты в энергосистеме⁴ – явление лавинообразного снижения частоты в энергосистеме, вызванного нарастающим дефицитом активной мощности.

Линия без потерь – идеализированная линия электропередачи, в которой при расчетах не учитываются активное сопротивление и активная проводимость, т.е. делается допущение об отсутствии потерь активной мощности.

Линия с равномерно распределенной нагрузкой – линия электропередачи, в которой по всей длине или на отдельных участках на равных расстояниях друг от друга подключены равные нагрузки.

Линия электропередачи³ – электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором:

воздушная³ – линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор и изоляторов;

двухцепная³ – линия электропередачи, имеющая два комплекта фазных или разнополярных электрических проводов;

кабельная^{3,5} – линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, в кабельные каналы, трубы, на кабельные конструкции, с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями;

комбинированная³ – линия электропередачи, на опорах которой подвешено несколько комплектов фазных или разнополярных проводов разных номинальных напряжений;

компактная³ – линия электропередачи с большим традиционного расщеплением фаз, более сближенных между собой, расстояние между которыми может фиксироваться изолирующими распорками;

магистральная³ – линия электропередачи, от которой отходит несколько ответвлений;

многоцепная³ – линия электропередачи, имеющая более двух комплектов фазных или разнополярных электрических проводов;

одноцепная³ – линия электропередачи, имеющая один комплект фазных или разнополярных электрических проводов;

радиальная³ – линия электропередачи, в которую электрическая энергия поступает только с одной стороны;

распределительная⁶ – линия электропередачи, к которой подключены ряд трансформаторных подстанций или вводы к электроустановкам потребителей.

М

Максимум нагрузки энергосистемы⁴ – наибольшее значение активной нагрузки энергосистемы за определенный период времени.

⁵ Термин приведен в соответствии с источником: ГОСТ 24291-90. Правила устройства электроустановок. Изд. 6-е, испр. и доп.

⁶ Термин приведен в соответствии с источником: Электрические системы. Электрические сети / Под ред. В.А. Веникова и В.А. Строева. – М.: Высш. школа, 1998.

Мачтовая трансформаторная подстанция³ – открытая трансформаторная подстанция, оборудование которой установлено на одной или нескольких опорах линии электропередачи, не требующая наземных ограждений.

Межсистемная связь^{4,3} – одна или несколько линий электропередачи, непосредственно соединяющих электростанции или подстанции разных энергосистем.

Местное регулирование напряжения¹ – регулирование напряжения, осуществляемое при помощи устройств, установленных в отдельных точках электрической системы.

Минимум нагрузки энергосистемы⁴ – наименьшее значение активной нагрузки за определенный период времени.

Н

Нагрузка потребителя – электрическая мощность, потребляемая электроприемником (потребителем) из сети.

Нагрузка энергосистемы¹ – сумма нагрузок потребителей энергетической системы и потерь в электрических сетях в рассматриваемый период времени.

Наибольшая потеря напряжения в электрической сети¹ – наибольшее из значений суммарной потери напряжения в данной электрической сети.

Наибольшее длительно допустимое напряжение¹ – наибольшее значение напряжения, при котором по условиям эксплуатации допустима непрерывная работа данных устройств электрической системы в течение длительного времени.

Накопители электроэнергии – накопители энергии, предназначенные для накопления и хранения электрической энергии.

Накопители энергии – устройства, предназначенные для накопления энергии любого вида с целью ее использования в соответствии с требованиями режима работы энергосистемы.

Натуральная мощность – мощность, протекающая по линии при равенстве сопротивления приемника волновому сопротивлению линии.

Независимый источник питания⁵ – источник питания, на котором сохраняется напряжение в допустимых пределах при его исчезновении на другом или других источниках питания.

Нерегулируемые ГЭС – гидроэлектростанции, которые могут выдавать только определенную наибольшую мощность, соответствующую расходу воды в реке в данный момент времени.

Несимметрия напряжения – искажение напряжения, связанное с несимметрией напряжений по фазам и характеризующееся показателями качества напряжения в виде коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям.

Несинусоидальность напряжения – искажение напряжения, связанное с отклонением формы кривой напряжения от синусоиды и характеризующееся показателями качества напряжения в виде коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения.

Номинальная частота¹ – значение частоты, указанное в паспорте электроустановки.

Номинальное значение параметра⁵ – указанное изготовителем электротехнического устройства значение параметра, являющееся исходным для отсчета отклонений от этого значения при эксплуатации и испытаниях устройства.

Номинальное напряжение¹ – значение напряжения, указанное в паспорте соответствующего элемента электрической системы.

Нормальный режим работы энергосистемы⁴ – режим работы энергосистемы, при котором обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей при поддержании ее качества в установленных пределах.

О

Области (зоны) экономически целесообразных номинальных напряжений – области, ограниченные кривыми с координатами: длина линии электропередачи и передаваемая активная мощность, соответствующими равенству приведенных затрат при рассматриваемых двух смежных номинальных напряжениях.

Ответвление (от линии электропередачи)³ – линия электропередачи, присоединенная одним концом к другой линии в промежуточной точке.

Ответвление трансформатора – вывод на обмотке трансформатора, соответствующий определенному числу витков этой обмотки и соответственно определенному номинальному напряжению.

Опорный узел – узел с фиксированным напряжением при проведении электрических расчетов.

Отклонение напряжения¹ – разность модулей действующих значений фактического и номинального напряжений в рассматриваемой точке электрической системы, выраженная в вольтах или процентах (от номинального напряжения).

Отклонение частоты¹ – алгебраическая разность между фактическим значением частоты и ее номинальным значением.

II

Падение напряжения¹ – разность между действующими значениями напряжения (как вектора) по концам элемента электрической системы.

Параметр режима энергосистемы¹ – одна из величин, характеризующих данное состояние энергетической системы (напряжение, ток, мощность, частота и т.п.).

Первичное регулирование частоты – процесс изменения активной мощности генератора и потребителя при изменении частоты в соответствии с их статическими характеристиками.

Переменные потери активной мощности¹ – потери активной мощности в элементах электрической системы, зависящие от нагрузки (нагрузочные потери).

Перепад напряжений – разность или отклонение действующих значений напряжения в двух точках электрической системы одной ступени трансформации или приведенных к одной ступени.

Переходный режим работы энергосистемы⁴ – режим работы энергосистемы, при котором скорости изменения параметров настолько значительны, что должны учитываться при рассмотрении конкретных практических задач.

Π-образная схема замещения – условное представление элемента электрической сети в виде продольной ветви (последовательно соединенных активного и реактивного сопротивлений), по концам которой расположены поперечные ветви (параллельно соединенные активная и реактивная проводимости), характерное для линий электропередачи.

Подведенное напряжение¹ – значение напряжения на входных шинах приемника электрической энергии.

Подстанция (электрическая)³ – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств.

Поперечная индуктивная компенсация параметров электропередачи¹ – поперечная компенсация параметров электропередачи при помощи индуктивностей.

Поперечная компенсация¹ – компенсация параметров электропередачи при помощи устройств, включаемых в виде нагрузки.

Поперечная составляющая падения напряжения – проекция падения напряжения на мнимую ось.

Поперечное регулирование напряжения – изменение сдвига напряжения по фазе.

Послеаварийный режим энергосистемы¹ – установившийся режим энергетической системы после устранения аварийных условий.

Постоянные потери активной мощности¹ – потери активной мощности в элементах электрической системы, не зависящие от нагрузки (потери холостого хода).

Потери активной мощности¹ – активная мощность, расходуемая в элементах электрической системы.

Потери электрической энергии¹ – электрическая энергия, расходуемая в элементах электрической системы.

Потеря напряжения¹ – разность модулей напряжения по концам элемента электрической системы.

Потребитель электрической энергии⁵ – электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Преобразовательная подстанция³ – электрическая подстанция, предназначенная для преобразования рода тока или его частоты.

Приведенное напряжение¹ – значение напряжения, пересчитанное через коэффициенты трансформации к ступени трансформации, принятой за базисную.

Приведенные затраты – экономический показатель, включающий единовременные капитальные затраты и годовые эксплуатационные расходы (издержки) при определенном их соотношении.

Приемник электрической энергии⁵ – аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

Принудительное распределение мощностей в замкнутой электрической сети – преобразование естественного распределения мощностей в экономическое за счет применения каких-либо специальных средств.

Провал напряжения² – внезапное понижение напряжения в точке электрической сети ниже 0,9 от номинального, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему через промежуток времени от десяти миллисекунд до нескольких секунд.

Продолжительность (время) использования наибольшей нагрузки¹ – время (в часах), за которое при наибольшей мощности (или токе) потребляется (вырабатывается) то же количество энергии, что и в реальных условиях при фактически изменяющейся во времени нагрузке.

Продольная компенсация¹ – компенсация параметров электропередачи при помощи устройств, включаемых в линию последовательно.

Продольная емкостная компенсация¹ – продольная компенсация при помощи емкости.

Продольная составляющая падения напряжения – проекция падения напряжения на действительную ось.

Продольное регулирование напряжения¹ – изменение модуля напряжения без изменения его сдвига по фазе.

Продольно-поперечное регулирование напряжения¹ – комплексное изменение напряжения по модулю и по фазе.

Пропускная способность линий электропередачи – наибольшая активная мощность, которую можно передавать в достаточно длительном установившемся режиме с учетом технических ограничений.

Р

Распределительное устройство – электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении и содержащая коммутационные аппараты, соединяющие их сборные шины (секции шин), устройства управления и защиты.

Распределительный пункт^{3,5} – электрическое распределительное устройство, предназначенное для приема и распределения элек-

трической энергии без преобразования и трансформации, не входящее в состав подстанции.

Расходная характеристика¹ – зависимость расхода энергоносителя от нагрузки.

Расщепленная фаза³ – фаза линии электропередачи, выполненная несколькими проводами, расположенными на определенном расстоянии один от другого.

Реактивная проводимость трансформатора – параметр трансформатора, обусловленный намагничиванием сердечника.

Реактор – статическое электромагнитное устройство, содержащее катушку индуктивности и предназначенное для компенсации емкостных токов на землю (заземляющий реактор), ограничения токов короткого замыкания (токоограничивающий реактор) или регулирования реактивной мощности и напряжения (шунтирующий реактор).

Регулирование напряжения¹ – мероприятия, осуществляемые для поддержания надлежащего уровня напряжения.

Регулирование частоты¹ – мероприятия, осуществляемые для поддержания частоты в допустимых пределах.

Регулируемые ГЭС – гидроэлектростанции, на которых благодаря наличию специального водохранилища имеется возможность изменять выдаваемую мощность по требованию энергосистемы в течение определенного отрезка времени (суток, сезона, года, нескольких лет – соответственно ГЭС с суточным, сезонным, годовым и многолетним регулированием) с обеспечением той же вырабатываемой электроэнергии, что и при постоянной нагрузке за соответствующий отрезок времени.

Регулирующий эффект нагрузки по напряжению⁴ – изменение активной или реактивной нагрузки при изменении напряжения, препятствующее данному возмущению.

Регулирующий эффект нагрузки по частоте⁴ – изменение активной или реактивной нагрузки электроэнергетической системы при изменении частоты, препятствующее данному возмущению.

Регулятор скорости турбины – устройство, предназначенное для изменения мощности турбины в целях восстановления прежней частоты переменного тока при ее отклонении.

Режим работы энергосистемы¹ – состояние энергетической системы, характеризующееся совокупностью условий и величин, в какой-либо момент времени или на интервале времени.

Режим стабилизации напряжения – поддержание заданного значения напряжения за счет его регулирования в определенной точке электрической сети.

С

Себестоимость передачи электроэнергии – удельные годовые эксплуатационные расходы (издержки) на единицу переданной по сети электроэнергии.

Сечение электрической сети³ – совокупность линий электропередачи, характеризующая суммарную пропускную способность определенного района электрической сети.

Синхронный компенсатор – синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода без нагрузки на валу, применяемый для выдачи (в режиме перевозбуждения) или потребления (в режиме недовозбуждения) реактивной мощности.

Система электроснабжения⁵ – совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

Собственная проводимость узла – сумма проводимостей всех ветвей, сходящихся в данном узле.

Совмещенный максимум нагрузки энергосистем⁴ – максимум суммарной нагрузки работающих параллельно энергосистем.

Среднее геометрическое расстояние между фазами линии – параметр линии, равный корню третьей степени из произведения междуфазных расстояний и влияющий на индуктивное сопротивление линии.

Среднее отклонение напряжения¹ – среднее значение отклонений напряжения в рассматриваемой точке электрической системы за определенный период времени.

Среднеквадратичная нагрузка энергосистемы¹ – среднеквадратичное значение ряда нагрузок за определенный период времени (сутки, месяц, квартал, год).

Среднеквадратичное отклонение напряжения¹ – среднеквадратичное значение отклонения напряжения в рассматриваемой точке электрической системы за определенный период времени.

Средняя нагрузка энергосистемы¹ – значение нагрузки, равное отношению выработанной (или потребленной) за определенный период времени энергии к длительности этого периода в часах.

Срок окупаемости – время, в течение которого дополнительные капитальные затраты окупаются за счет экономии годовых эксплуатационных расходов (издержек).

Статическая устойчивость электрической системы¹ – способность электрической системы возвращаться к исходному режиму (или весьма близкому к нему) после малых возмущений режима.

Статическая характеристика нагрузки⁴ – зависимость активной или реактивной нагрузки от напряжения при постоянной частоте или от частоты при постоянном напряжении.

Стоимость передачи электроэнергии – удельные приведенные затраты на единицу переданной по сети электроэнергии.

Степень регулирования напряжения – разность номинальных напряжений двух ближайших ответвлений обмотки трансформатора, выраженная в процентах от среднего напряжения данной обмотки.

Суммарная потеря напряжения¹ – сумма потерь напряжения в последовательно включенных элементах электрической системы.

Схема замещения – математическая модель, отображающая реальный элемент электрической сети (линию, трансформатор и др.) в виде режимных параметров по его концам.

Т

Типовая мощность автотрансформатора – мощность, на которую рассчитывается общая обмотка автотрансформатора.

Токопровод⁵ – устройство, предназначенное для передачи и распределения электроэнергии, состоящее из неизолированных или изолированных проводников, относящихся к ним изоляторов, защитных оболочек, ответвительных устройств, поддерживающих и опорных конструкций.

Точка раздела мощностей¹ – пункт электрической системы (электрической сети), к которому по всем линиям поступает мощность.

Транспозиция (линии электропередачи)³ – перемена взаимного расположения фаз линии электропередачи с целью компенсации электромагнитной несимметрии этой линии.

Трансформатор – статическое электромагнитное устройство, предназначенное для преобразования переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения той же частоты.

Трансформаторная подстанция³ – электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного

напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов.

Трансформатор с регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ) – трансформатор, содержащий устройство, позволяющее изменять коэффициент трансформации трансформатора только после отключения его от сети (снятия с него напряжения).

Трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) – трансформатор, содержащий устройство, позволяющее изменять коэффициент трансформации трансформатора без отключения его от сети, т.е. под нагрузкой.

Третичное регулирование частоты – процесс изменения мощности станций при изменении частоты, связанный с перераспределением активных нагрузок в соответствии с экономическими соображениями.

У

Угловая характеристика активной мощности линии – зависимость передаваемой активной мощности по линии электропередачи от угла между векторами напряжения в ее начале и конце.

Удельный прирост потерь¹ – производная потерь активной (реактивной) мощности по активной (реактивной) мощности электрической станции.

Удельный прирост расхода топлива агрегата¹ – производная расхода топлива по нагрузке агрегата.

Удельный расход условного топлива¹ – отношение суммарного расхода условного топлива на выработку электроэнергии тепловой электрической станцией к суммарной электроэнергии, отпущенной с шин этой станции.

Узел – точка соединения двух и более ветвей электрической сети.

Уравнительная ЭДС – ЭДС, возникающая в замкнутом контуре электрической сети при наличии в нем трансформаторов, произведение коэффициентов трансформации которых, взятых по направлению обхода контура, отлично от единицы.

Уравнительный ток (мощность) – ток (мощность) в линии электропередачи с двумя источниками питания с различными напряжениями или ток (мощность) в замкнутом контуре, обусловленный действием уравнительной ЭДС.

Уровень напряжения в пунктах электрической сети⁷ – значение напряжения в пунктах электрической сети, усредненное по времени или по некоторому числу узлов сети.

Установившийся режим работы энергосистемы^{1,4} – режим работы энергосистемы, при котором его параметры могут приниматься неизменными или очень медленно изменяющимися.

Установленная активная мощность энергосистемы¹ – суммарная номинальная активная мощность генераторов электрических станций энергетической системы.

Ф

Фликер² – субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники.

Х

Характеристика удельных приростов¹ – зависимость удельного прироста от нагрузки.

Ц

Централизованное регулирование напряжения¹ – регулирование напряжения, осуществляемое при помощи устройств, установленных в центрах питания электрической системы.

Центр питания² – распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или распределительное устройство вторичного напряжения понизительной подстанции энергосистемы, к которому присоединены распределительные сети данного района.

Ш

Шаг транспозиции³ – длина участка линии электропередачи между двумя последовательными пунктами транспозиции.

⁷ Термин приведен в соответствии с источником: ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения.

Эквивалентный радиус провода – физический параметр воздушной линии электропередачи, характеризующий расщепленную фазу и влияющий на индуктивное сопротивление линии и на потери, связанные с короной.

Экономическая плотность тока – плотность тока при выбранном сечении проводов фаз линии электропередачи, соответствующая минимуму приведенных затрат.

Экономические интервалы мощностей – кривые зависимостей приведенных затрат линии при различных сечениях проводов от передаваемой по линии мощности (тока), используемые при выборе сечений проводов.

Экономическое распределение мощностей в замкнутой электрической сети – распределение мощностей по участкам сети, при котором суммарные потери активной мощности в сети минимальны.

Экономическое сечение линии – сечение проводов фаз линии, соответствующее минимуму стоимости передачи электроэнергии.

Электрическая сеть^{3,4} – совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии:

замкнутая³ – электрическая сеть, каждая линия электропередачи которой входит хотя бы в один замкнутый контур;

однородная – электрическая сеть, в которой на каждом участке отношение активного сопротивления к индуктивному одинаково;

радиальная³ – электрическая сеть, состоящая из радиальных линий, передающих электрическую энергию от одного источника питания;

распределительная³ – электрическая сеть, обеспечивающая распределение электрической энергии между пунктами потребления;

системообразующая³ – электрическая сеть высших классов напряжения, обеспечивающая надежность и устойчивость энергосистемы как единого объекта.

Электрическая система¹ – электрическая часть энергетической системы.

Электрическая станция^{3,7} – энергоустановка для производства электрической энергии или электрической энергии и теплоты, со-

держашая строительную часть, оборудование для преобразования энергии и вспомогательное оборудование.

Электропередача³ – совокупность линий электропередачи и подстанций, предназначенная для передачи электрической энергии из одного района энергосистемы в другой.

Электроснабжение⁵ – обеспечение потребителей электрической энергией.

Электроустановка⁷ – энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии.

Электроэнергетика³ – раздел энергетики, обеспечивающий электрификацию страны на основе рационального расширения производства и использования электрической энергии.

Электроэнергетическая система⁵ – электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Энергетика⁷ – область народного хозяйства, науки и техники, охватывающая энергетические ресурсы, производство, передачу, преобразование, аккумулирование, распределение и потребление различных видов энергии.

Энергетическая система (энергосистема)⁵ – совокупность электрических станций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электроэнергии и теплоты при общем управлении этим режимом:

единая⁴ – совокупность объединенных энергетических систем, соединенных межсистемными связями, при общем режиме работы, имеющая общее диспетчерское управление;

изолированная^{1,4} – энергетическая система, не имеющая электрических связей для параллельной работы с другими энергетическими системами;

объединенная⁴ – совокупность нескольких энергетических систем, объединенных общим режимом работы, имеющая общее диспетчерское управление как высшую ступень управления по отношению к диспетчерским управлениям входящих в нее энергосистем.

Энергоустановка⁷ – комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии.

ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ВЫРАЖЕНИЯ

1. Удельное активное сопротивление проводника фазы линии в зависимости от температуры окружающей среды Θ

$$r_{\Theta} = r_0(1 + 0,004 (\Theta - 20)),$$

где r_0 – в Ом/км;

Θ - в град.

2. Удельное реактивное сопротивление фазы воздушной линии

$$\begin{aligned}x_0 &= x_0' + x_0'' = (2\pi f \cdot 4,6 \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} + 2\pi f \cdot 0,5\mu) \cdot 10^{-4} = \\ &= 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} + 0,0157, \text{ Ом/км},\end{aligned}$$

где r_{np} и D_{cp} – в см.

3. Среднегеометрическое расстояние между фазами

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{CA}}.$$

4. Потери мощности на корону

$$\Delta P_k = \Delta P_{k0}L.$$

5. Критическое напряжение возникновения короны

$$U_k = 84,6 m_0 m_{np} \delta r_{np} \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}}, \text{ кВ},$$

где r_{np} – см.

6. Удельная активная проводимость линии

$$g_0 = \frac{\Delta P_{к0}}{U^2}.$$

7. Удельная реактивная проводимость линии

$$b_0 = \omega C_0 = 2\pi f C_0.$$

8. Зарядная мощность линии

$$Q_b = U^2 b_0 L.$$

9. Эквивалентный радиус расщепленной фазы

$$R_{\text{эк}} = \sqrt[N]{r_{\text{пр}} a_{\text{ср}}^{N-1}}.$$

10. Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}.$$

11. Реактивное сопротивление двухобмоточного трансформатора

$$X_T = \frac{U_{\text{к}\%} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}} 100}.$$

12. Потери короткого замыкания лучей схемы замещения трех-
обмоточного трансформатора

$$\Delta P_{\text{кВ}} = 0,5(\Delta P_{\text{кВН}} + \Delta P_{\text{кВС}} - \Delta P_{\text{кСН}});$$

$$\Delta P_{\text{кС}} = 0,5(\Delta P_{\text{кВС}} + \Delta P_{\text{кСН}} - \Delta P_{\text{кВН}});$$

$$\Delta P_{\text{кН}} = 0,5(\Delta P_{\text{кВН}} + \Delta P_{\text{кСН}} - \Delta P_{\text{кВС}}).$$

13. Напряжение короткого замыкания лучей схемы замещения трехобмоточного трансформатора

$$U_{кВ\%} = 0,5(U_{кВН} + U_{кВС} - U_{кСН});$$

$$U_{кС\%} = 0,5(U_{кВС} + U_{кСН} - U_{кВН});$$

$$U_{кН\%} = 0,5(U_{кВН} + U_{кСН} - U_{кВС}).$$

14. Активная проводимость трансформатора

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{НОМ}^2}.$$

15. Потери реактивной мощности холостого хода в трансформаторе

$$\Delta Q_x = \frac{I_{x\%} S_{НОМ}}{100}.$$

16. Реактивная проводимость трансформатора

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{НОМ}^2}.$$

17. Волновое сопротивление линии

$$z_B = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} = z_B e^{-j\xi_B}.$$

18. Постоянная распространения электромагнитной волны

$$\underline{\gamma}_0 = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)} = \beta_0 + j\alpha_0.$$

19. Волновая длина линии

$$\lambda_B = \alpha_0 \ell.$$

20. Скорость распространения электромагнитной волны

$$v = \frac{\omega}{\alpha_0}.$$

21. Натуральная мощность линии

$$\underline{S}_{\text{нат}} = \frac{U^2}{Z_B^*}.$$

22. Нагрузочные потери активной мощности

$$\Delta P_H = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = 3 I^2 R.$$

23. Нагрузочные потери реактивной мощности

$$\Delta Q_H = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = 3 I^2 X.$$

24. Падение напряжения

$$\Delta \underline{U} = \Delta U + j\delta U = \frac{PR + QX}{U} + j \frac{PX - QR}{U}.$$

25. Нагрузочные потери активной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_{HT} = \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2.$$

26. Нагрузочные потери реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta Q_{HT} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}.$$

27. Время использования наибольшей полной мощности

$$T_{\text{нб}} = \frac{\sum S_j \Delta t_j}{S_{\text{нб}}}.$$

28. Время использования наибольшей активной мощности

$$T_{\text{нба}} = \frac{\sum P_j \Delta t_j}{P_{\text{нб}}}.$$

29. Потери электроэнергии холостого хода.

$$\Delta W_x = \Delta P_x \cdot 8760.$$

30. Потери электроэнергии по методу графического интегрирования

$$\Delta W_n = \sum \Delta P_j \Delta t_j.$$

31. Потери электроэнергии по методу среднеквадратичной мощности

$$\Delta W_n^{\text{ср кв}} = \frac{S_{\text{ср кв}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R \cdot 8760.$$

32. Среднеквадратичная мощность

$$S_{\text{ср кв}} = \sqrt{\frac{\int S^2(t) dt}{8760}} \approx \sqrt{\frac{\sum S_j^2 \Delta t_j}{8760}};$$

$$S_{\text{ср кв}} = S_{\text{нб}} (0,12 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4}).$$

33. Потери электроэнергии по методу времени наибольших потерь

$$\Delta W_n = \frac{S_{\text{нб}}^2}{U^2} R \tau.$$

34. Время наибольших потерь

$$\tau = \frac{\int_0^T S^2(t) dt}{S_{\text{нб}}^2} \approx \frac{\sum S_j^2 \Delta t_j}{S_{\text{нб}}^2};$$

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \text{ ч,}$$

где $T_{\text{нб}}$ – в ч.

35. Потери электроэнергии по методу средних нагрузок

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{ср}} \cdot T k_{\phi};$$

для периода, равного году,

$$k_{\phi} = \frac{1090}{T_{\text{нба}}} + 0,876.$$

36. Энергия

$$W = P_{\text{нб}} \cdot T_{\text{нба}}.$$

37. Мощность на головных участках в линии с двухсторонним питанием

$$\underline{S}_A = \frac{U_A - U_B}{\underline{Z}_{\Sigma}} U_{\text{ном}} + \frac{\sum \underline{S}_i \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{\Sigma}};$$

$$\underline{S}_B = \frac{U_B - U_A}{\underline{Z}_{\Sigma}} U_{\text{ном}} + \frac{\sum \underline{S}_i \underline{Z}_{iA}}{\underline{Z}_{\Sigma}}.$$

38. Мощность на головном участке в однородной линии с двухсторонним питанием

$$\underline{S}_A = \frac{\sum \underline{S}_i L_{iB}}{L_{\Sigma}}.$$

39. Контурные уравнения

$$1) \sum_{ij=1}^n \sqrt{3} I_{ij} Z_{ij} = 0;$$

$$2) \sum_{ij=1}^n S_{ij} Z_{ij} = 0;$$

$$3) \sum_{ij=1}^n S_{ij} Z_{ij} = U_0^2 \left(1 - \prod_{ij=1}^n n_{ij}\right);$$

$$4) \sum_{i=1}^n S_i L_i = 0.$$

40. Капитальные затраты на подстанцию

$$K_{\Pi} = K_T + K_{py} + K_{\text{пост.}}$$

41. Приведенные затраты

$$З = E_n K + И.$$

42. Издержки (годовые эксплуатационные расходы)

$$И = pK + \Delta W_x \beta_x + \Delta W_n \beta_n.$$

43. Себестоимость передачи электроэнергии

$$\beta_{\Pi} = \frac{И}{W}.$$

44. Стоимость передачи электроэнергии

$$C_{\Pi} = \frac{З}{W}.$$

45. Экономичное номинальное напряжение линии

$$U_{\text{номэ}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \text{ кВ,}$$

где P – в МВт, L – в км.

46. Экономическое сечение проводников фазы линии

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{нб}}}{J_{\text{э}}}.$$

47. Ток

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}.$$

48. Средневзвешенное время использования наибольшей нагрузки.

$$T_{\text{срвзв}} = \frac{\sum P_{\text{нб}} T_{\text{нб}}}{k_0 \sum P_{\text{нб}}}$$

49. Расчетное сечение линий, соответствующее допустимой потере напряжения:

при постоянном сечении вдоль линий

$$F_{\text{расч}} = \frac{\rho \sum P_i L_i}{\Delta U_{\text{а доп}} U_{\text{ном}}};$$

при одинаковой плотности тока на всех участках линии

$$F_{\text{ил}} = \frac{I_{\text{ил}}}{J_{\Delta U}}; \quad J_{\Delta U} = \frac{\Delta U_{\text{а доп}}}{\sqrt{3} \rho \sum_{i=1}^{n-1} l_{\text{ил}} \cos \varphi_{\text{ил}}};$$

при минимальном расходе проводникового материала

$$F_{\text{ил}} = k_p \sqrt{P_{\text{ил}}}; \quad k_p = \frac{\rho \sum_{i=1}^{n-1} \ell_{\text{ил}} \sqrt{P_{\text{ил}}}}{\Delta U_{\text{а доп}} U_{\text{ном}}}.$$

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В ФОРМУЛАХ

g_0 – удельное активное сопротивление линии при температуре окружающей среды 20°C;

L, ℓ – длина линии;

$r_{\text{пр}}$ – радиус провода;

x_0' – внешнее удельное реактивное сопротивление линии;

x_0'' – внутреннее удельное реактивное сопротивление линии;

μ – магнитная проницаемость материала провода;

f – частота, Гц;

$D_{\text{AB}}, D_{\text{BC}}, D_{\text{CA}}$ – расстояние между проводами соответственно фаз А, В, С;

$\Delta P_{\text{к}}$ – среднегодовые потери мощности на корону;

$\Delta P_{\text{к0}}$ – удельные среднегодовые потери мощности на корону;

$U_{\text{к}}$ – критическое напряжение короны;

m_0 – коэффициент гладкости (шероховатости) провода;

$m_{\text{п}}$ – коэффициент погоды;

δ – коэффициент состояния атмосферы;

U – напряжение;

C_0 – удельная рабочая емкость;

ω – циклическая частота;

$Q_{\text{б}}$ – зарядная мощность линии;

$R_{\text{эк}}$ – эквивалентный радиус провода расщепленной фазы;

N – число проводов в расщепленной фазе;

$a_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы;

$\Delta P_{\text{к}}$ – потери короткого замыкания трансформатора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение обмотки трансформатора, линии;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;
 $\Delta P_{\text{кВ}}, \Delta P_{\text{кС}}, \Delta P_{\text{кН}}$ – потери короткого замыкания для обмоток высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора;
 $\Delta P_{\text{кВН}}, \Delta P_{\text{кВС}}, \Delta P_{\text{кСН}}$ – потери короткого замыкания для пар обмоток трехобмоточного трансформатора;
 $U_{\text{к}\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора;
 $U_{\text{кВ}\%}, U_{\text{кС}\%}, U_{\text{кН}\%}$ - напряжения короткого замыкания для обмоток высшего, среднего и низшего напряжения трансформатора;
 $U_{\text{кВН}}, U_{\text{кВС}}, U_{\text{кСН}}$ - напряжения короткого замыкания для пар обмоток трехобмоточного трансформатора;
 ΔP_x – потери активной мощности холостого хода;
 ΔQ_x – потери реактивной мощности холостого хода;
 I – ток;
 $I_{\text{х}\%}$ - ток холостого хода;
 β_0 – коэффициент затухания волны;
 α_0 – коэффициент изменения фазы волны;
 $z_{\text{в}}$ – волновое сопротивление линии;
 $\xi_{\text{в}}$ – аргумент волнового сопротивления;
 P, Q, S – активная, реактивная и полная мощности;
 R, X – активное и реактивное сопротивление;
 ΔU – падение напряжения в элементе сети;
 ΔU – потеря напряжения, продольная составляющая падения напряжения;
 δU – поперечная составляющая падения напряжения;
 ΔP_j – потери мощности в элементе в j-м режиме;
 τ - время наибольших потерь;
 $\Delta P_{\text{ср}}$ – средние потери мощности;
 T – период времени;
 $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы графика нагрузки;
 S_i – мощность в узле сети;
 $\underline{S}_{ij}, \underline{Z}_{ij}$ – мощность и полное сопротивление участка ij;
 \underline{p}_{ij} – коэффициент трансформации на участке ij;
 $T_{\text{нб}}$ – время использования наибольшей нагрузки;
 $T_{\text{срвзв}}$ – средневзвешенное время использования наибольшей нагрузки;
 n – число участков контура;
 U_0 – напряжение опорного узла;

K – капитальные затраты;
 E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат (банковский процент по ссуде);
 K_T – стоимость трансформатора;
 K_{py} – стоимость распределительного устройства;
 $K_{пост}$ – постоянная часть капитальных затрат на подстанцию;
 p – отчисления от капитальных затрат линии на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание;
 W – количество электроэнергии;
 $\Delta W_n, \Delta W_x$ – потери электроэнергии нагрузочные и холостого хода;
 β_x, β_n – удельная стоимость 1 кВт·ч потерь энергии холостого хода и нагрузочных потерь;
 $I_{нб}$ – наибольшее значение тока;
 $J_э$ – экономическая плотность тока;
 $\Delta U_{a доп}$ – допустимая потеря напряжения в активном сопротивлении линии;
 ρ – удельное сопротивление материала проводника, для алюминия – 31,5 Ом мм²/км, для меди – 18,7 Ом мм²/км;
 $F_{ил}$ – сечение провода в i -й линии;
 $I_{ил}$ – ток в i -й линии;
 $P_{ил}$ – активная мощность в i -й линии.

ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»

Задача № 1

На рис. 1 а изображена принципиальная схема электропередачи, состоящей из линии и понижающего трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора).

Для одного из заданных вариантов 1...9 (табл. 1) и одного из вариантов 1...10 (табл. 2) исполнения электропередачи вычертить:

1) принципиальную схему электропередачи, содержащую заданное количество линий и понижающих трансформаторов;

2) однолинейную схему замещения с учетом эквивалентирования линий и трансформаторов (рис. 1 б);

3) расчетную схему замещения (рис. 1 в).

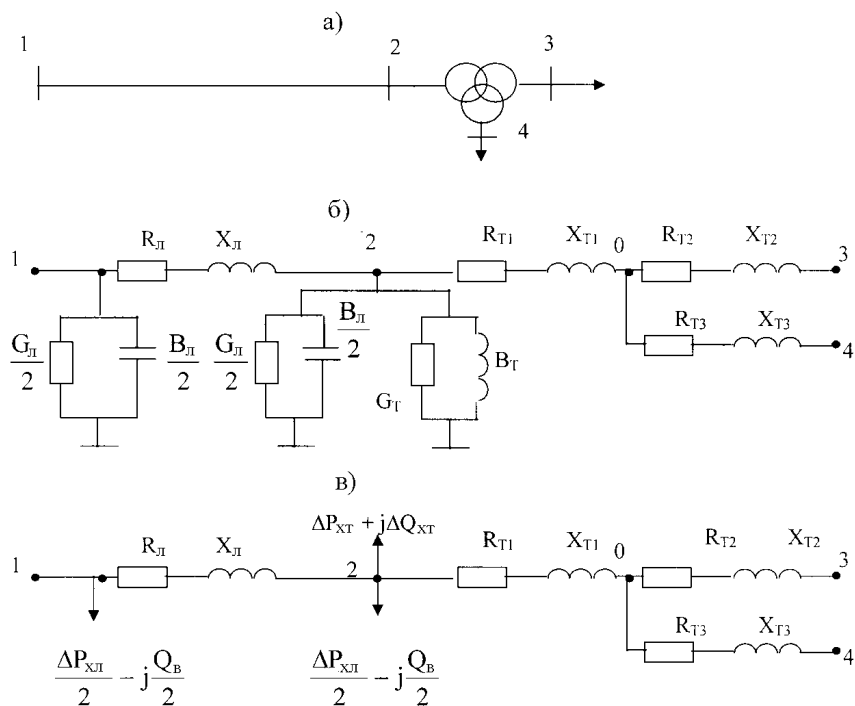


Рис. 1. Схемы электропередачи:
а – принципиальная; б – замещения; в – расчетная

Таблица 1

Параметры линий электропередачи

Но- мер вари- анта	Номи- нальное напряже- ние, кВ	Марка провода АС	Шаг расщеп- ления фазы	Среднегео- метрическое расстояние между фа- зами, м	Коэф- фициент мощно- сти	Длина линии, км	Наиболь- шая пере- даваемая мощность, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8
1	110	70/11	-	4,5	0,86	40	8
2		95/16	-	4,6	0,82	35	10
3		120/19	-	4,7	0,91	50	15
4		150/24	-	4,8	0,84	60	20
5		185/29	-	4,9	0,85	65	20
6		240/32	-	5,0	0,92	55	25

Окончание табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8
7	220	240/32	-	6,5	0,78	160	40
8		300/39	-	6,8	0,81	170	60
9		400/51	-	7,0	0,90	150	80
10	330	2x240/32	45	8,6	-	240	120
11		2x300/39	50	8,8	-	180	200
12		2x400/51	55	9,0	-	200	260
13	500	3x300/66	60	11,0	-	260	400
14		3x400/51	60	11,8	-	300	600
15		3x500/64	50	12,0	-	240	800
16	750	5x240/56	60	15,0	-	300	1000
17		5x300/66	65	15,5	-	350	1100
18		5x400/51	60	16,0	-	340	1200
19		4x500/64	60	16,0	-	400	1300
20		4x400/93	60	16,0	-	360	1200

Таблица 2

Количественная характеристика элементов электропередачи

Номер варианта	Количество параллельных элементов	
	линий	трансформаторов
1	1	1
2	1	2
3 - 6	2	1
7 - 10	2	2

Задача №2

По данным табл. 1 определить параметры схемы замещения линий электропередачи, учитывая количество цепей, указанное в табл. 2.

Определить следующие погонные (на 1 км линии) и полные параметры ее схемы замещения:

- 1) активное сопротивление, Ом/км, Ом;
- 2) реактивное сопротивление, Ом/км, Ом;
- 3) активную проводимость, См/км, См, вычисленную по потерям на корону, взятым из каталога [8, с. 279];
- 4) рабочую емкость, Ф/км, Ф;

5) емкостную (реактивную) проводимость, См/км, См;

6) зарядную мощность, Мвар/км, Мвар.

Сопоставить найденные погонные параметры линии с каталожными данными (прил. 1...3 [1, с. 184 – 186; 3, с. 282 – 283; 8, с. 233 – 258]).

Определить отношение реактивного сопротивления линии к активному.

Найденные полные параметры нанести на схему замещения линии электропередачи и расчетную схему замещения (рис. 1 б,в) с учетом имеющихся параллельных цепей.

По каталожным данным определить волновое сопротивление линии, коэффициент затухания волны, коэффициент фазы волны, натуральную мощность. Найти отношение заданной мощности к натуральной.

Задача №3

Для одного из вариантов (10...19, см. табл. 1) исполнения линии электропередачи с расщепленными фазами определить погонные (на 1 км линии) параметры: активное и реактивное сопротивления; активную и реактивную проводимость (по каталожным данным); зарядную мощность; волновое сопротивление и натуральную мощность; отношение зарядной мощности к натуральной.

Задача №4

По заданной в табл. 1 наибольшей передаваемой мощности подобрать по справочным данным тип и мощность понижающих трансформаторов (автотрансформаторов). Если на подстанции предусмотрено два трансформатора (см. табл. 2), мощность каждого из них принять равной 60...70% наибольшей передаваемой мощности.

Вычисление полной передаваемой мощности произвести при $\cos\varphi = 0,9$. Выписать паспортные данные выбранных трансформаторов.

Задача №5

По паспортным данным трансформаторов, выбранных в задаче 4, определить параметры схемы замещения и расчетной схемы замещения (см. рис. 1 б,в):

- 1) активные сопротивления обмоток, Ом;
- 2) реактивные сопротивления обмоток, Ом;
- 3) активные проводимости, См;
- 4) реактивные проводимости, См;
- 5) реактивные мощности намагничивания, Мвар;
- 6) активные мощности холостого хода, МВт.

Найденные параметры в табличной форме сопоставить с каталожными данными и согласовать с преподавателем [1, с. 184 – 186; 3, с. 286 – 292; 8, с. 238 – 247].

Найденные параметры нанести на схемы рис. 1 б,в (с учетом имеющихся параллельных трансформаторов).

Контрольные вопросы

1. Какой схемой замещения представляется линия электропередачи, двухобмоточный трансформатор, трехобмоточный трансформатор?

2. Чем отличается схема замещения воздушной и кабельной линии, воздушной линии 110 кВ и выше от воздушной линии 35 кВ, 20 кВ, 10 кВ, 6 кВ, 0,38 кВ?

3. Как изменится активное сопротивление линии при повышении температуры окружающей среды?

4. Какое реактивное (индуктивное) сопротивление линии предпочтительнее – большее или меньшее, и почему?

5. С помощью каких конструктивных параметров линии можно влиять на величину ее реактивного сопротивления?

6. Для какого из указанных ниже проводов воздушной линии при одинаковых расстояниях между проводами фаз реактивное сопротивление меньше и для какого – больше, и почему: АС – 185/43 и АС – 185/29; АС – 240/33 и АС – 240/56?

7. Каким способом можно уменьшить потери мощности на корону в воздушной линии электропередачи ?

8. При какой погоде потери мощности на корону больше, и почему: хорошая погода, снег, дождь, изморозь? Выстроить эти четыре вида погоды в ряд в порядке убывания потерь мощности.

9. Какое влияние на работу линии электропередачи оказывает ее реактивная проводимость (зарядная мощность)?

10. С помощью каких конструктивных параметров воздушной линии можно влиять на величину ее реактивной проводимости?

11. Какое соотношение между активным и реактивным сопротивлениями существует в воздушной и кабельной линиях?

12. С какой целью применяют расщепление фаз на воздушных линиях?

13. Какие каталожные данные даются для двухобмоточных трансформаторов без РПН и с РПН?

14. Чем отличаются каталожные данные для двух- и трехобмоточных трансформаторов?

Дополнительные задачи для решения по данному разделу приведены в [1], с. 11, 24 – 25, контрольные вопросы – с. 25 – 26; примеры решения задач – с. 15 – 20.

ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ»

Задача № 6

Задан вариант линии электропередачи (табл. 3, 4) и годовые графики активной и полной нагрузки по продолжительности (табл. 5). Вычертить годовые графики активной и полной нагрузки по продолжительности и определить величину нагрузочных потерь электрической энергии следующими методами:

- 1) графического интегрирования (по заданному графику нагрузки);
- 2) среднеквадратичной мощности (тока);
- 3) времени наибольших потерь;
- 4) средних нагрузок.

Среднеквадратичную мощность и время наибольших потерь вычислить двумя способами:

- 1) на основе годового графика нагрузки по продолжительности;
- 2) приближенным способом через понятие времени использования наибольшей нагрузки на основе известной зависимости между временем потерь наибольшей и среднеквадратичной мощностей.

Вычислить различия в потерях энергии (в процентах) по различным методам, приняв за эталонный метод графического интегрирования. Результаты расчетов свести в табл. 6.

Таблица 3

Параметры линий электропередачи

Номер варианта	Номинальное напряжение, кВ	Марка провода АС	Длина линии, км	Наибольшая передаваемая мощность, МВт
1	35	70/11	10	3
2	35	95/16	10	4
3	35	95/16	15	5
4	35	120/19	20	7
5	35	120/19	30	6
6	35	150/24	25	9
7	110	70/11	30	15
8	110	95/16	40	12
9	110	95/16	35	20
10	110	120/19	40	25
11	110	120/19	20	40
12	110	150/24	45	30
13	110	185/29	50	35
14	110	240/32	55	40
15	220	240/32	150	100
16	220	240/32	190	80
17	220	300/39	170	120
18	220	400/51	190	140
19	220	500/64	200	160
20	220	500/64	180	190

Таблица 4

Количество цепей линий электропередачи

Номер варианта	Количество цепей
1	1
2...6	2
7...10	3

Таблица 5

Характеристика годового графика нагрузки
по продолжительности

Номера ступеней графика нагрузки	1	2	3	4
Величина нагрузки в долях от наибольшей передаваемой активной мощности	1,0	0,8	0,6	0,4
Длительность ступеней, ч	1000	2000	3000	2760
Коэффициент мощности	0,9	0,85	0,82	0,79

Таблица 6

Результаты расчетов потерь электроэнергии в линии

Метод		Потери энергии, МВт.ч	Потери энергии в процентах от передаваемой энергии	Погрешность расчета, %
Графического интегрирования				
Среднеквадратичной мощности	способ 1			
	способ 2			
Времени наибольших потерь	способ 1			
	способ 2			
Средних нагрузок				

Задача №7

1. Для заданного варианта трансформатора (трансформаторов) (табл. 7, 8) и годового графика нагрузки по продолжительности (табл. 5) определить годовые потери электроэнергии холостого хода и нагрузочные потери. Расчеты нагрузочных потерь энергии выполнить:

1) методом графического интегрирования (по заданному графику нагрузки);

2) методом времени наибольших потерь по заданному годовому графику нагрузки по продолжительности;

3) методом средних нагрузок.

2. Вычислить потери энергии холостого хода и нагрузочные в процентах от суммарных потерь; результаты расчетов свести в табл. 9.

3. Для режимов наибольших и наименьших нагрузок определить потери реактивной мощности холостого хода и нагрузочные потери мощности.

Т а б л и ц а 7

Данные по трансформаторам

Номер варианта	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Наибольшая передаваемая мощность, МВт
1	ТМ – 100/10	0,1	0,08
2	ТМ – 250/10	0,25	0,2
3	ТМ – 400/10	0,4	0,35
4	ТМН – 1000/35	1,0	0,8
5	ТМН – 2500/35	2,5	2,0
6	ТМН – 4000/35	4,0	3,8
7	ТМН – 4000/35	4,0	2,3
8	ТДН – 10000/35	10,0	9,0
9	ТМН – 63000/110	6,3	5,7
10	ТДН – 10000/110	10,0	9,2
11	ТДН – 16000/110	16,0	15,0
12	ТДН – 16000/110	16,0	12,0
13	ТРДН – 25000/110	25,0	23,0
14	ТРДН – 40000/110	40,0	36,0
15	ТДТН – 40000/110	40,0	37,0
16	ТРДН – 40000/220	40,0	35,0
17	ТРДЦН – 63000/220	63,0	60,0
18	ТДТН – 25000/220	25,0	22,0
19	ТДТН – 40000/220	40,0	38,0
20	ТДТН – 40000/220	40,0	34,0

Таблица 8

Количество трансформаторов на подстанции

Номер варианта	Количество трансформаторов
1	1
2	2
3...10	3

Таблица 9

Результаты расчетов потерь электроэнергии
в трансформаторах

Метод	Потери электроэнергии, МВт·ч			Потери электроэнер- гии в процентах от суммарных потерь	
	холосто- го хода	нагру- зочные	сум- марные	холостого хода	нагру- зочные
Графического интегрирования					
Времени наи- больших потерь					
Средних нагрузок					

4. Определить потери реактивной мощности холостого хода ΔQ_x в процентах относительно потерь активной мощности холостого хода ΔP_x .

5. Аналогичные расчеты выполнить для нагрузочных (ΔQ_n , ΔP_n) и суммарных (ΔQ_Σ , ΔP_Σ) потерь реактивной мощности. Результаты занести в табл. 10.

Результаты расчетов потерь реактивной мощности
в трансформаторах

Потери реактивной мощности	Режим	
	наибольших нагрузок	наименьших нагрузок
Холостого хода, Мвар Нагрузочные, Мвар Суммарные, Мвар		
Холостого хода $\Delta Q_x/\Delta P_x$, % Нагрузочные $\Delta Q_n/\Delta P_n$, % Суммарные $\Delta Q_\Sigma/\Delta P_\Sigma$, %		

Контрольные вопросы

1. Что понимается под временем использования наибольшей полной, активной и реактивной мощности?
2. Что понимается под временем потерь наибольшей полной, активной и реактивной мощности?
3. Как определить среднеквадратичные ток и мощность?
4. Какова физическая природа потерь активной и реактивной мощности в линиях и трансформаторах?
5. Как определить КПД линии электропередачи?
6. Будут ли иметь место потери реактивной мощности в линии при передаче по ней только активной мощности? Почему?
7. Будут ли иметь место потери активной мощности в линии при передаче по ней только реактивной мощности? Почему?
8. Будут ли в линии электропередачи потери активной мощности, если она включена с одной стороны и разомкнута с другой? Почему?
9. Каким может быть наибольшее значение времени использования наибольшей нагрузки и наибольшее значение времени потерь?
10. От чего зависит соотношение нагрузочных потерь активной и реактивной мощности в линиях электропередачи?
11. Как изменятся потери активной мощности при неизменной нагрузке потребителя, если к питающему ее трансформатору подключить параллельно второй трансформатор с такими же параметрами?

Дополнительные задачи для решения по данному разделу приведены в [1], с. 51 – 52, контрольные вопросы – с. 52; примеры решения задач – с. 47 – 51.

ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»

Задача №8

От электрической станции отходит линия электропередачи номинального напряжения $U_{\text{ном}} = 330$ кВ длиной L км, выполненная проводом марки АС. Нагрузка в конце линии – \underline{S}_k , напряжение в конце линии – U_k .

Представить линию П-образной схемой замещения. Определить мощность в начале линии \underline{S}_n , напряжение в начале линии U_n , потери активной и реактивной мощности в линии, зарядную мощность линии Q_b , продольную и поперечную составляющие падения напряжения, модуль полного падения напряжения. Марку провода, числовые значения L , \underline{S}_k и U_k принять из табл. 11, 12. Результаты расчетов занести в табл. 13. Построить в масштабе векторную диаграмму напряжений.

Задача №9

Для линии электропередачи с параметрами из задачи № 8 (см. табл. 11) определить мощность и напряжение в конце линии \underline{S}_k и U_k , если известны рассчитанные в задаче № 8 мощность и напряжение в начале линии \underline{S}_n и U_n (см. табл. 13). Определить также потери активной и реактивной мощности, зарядную мощность, продольную и поперечную составляющие падения напряжения и полное падение напряжения. Результаты расчетов занести в табл. 13. Построить в масштабе векторную диаграмму напряжений, совмещенную с векторной диаграммой из задачи № 8.

Задача №10

Для линии электропередачи с параметрами из задачи № 8 (см. табл. 11) определить мощность в конце линии $\underline{S}_к$, напряжение в начале линии U_n , если известны напряжение в конце линии U_k из табл. 12 и мощность в начале линии $\underline{S}_н$, полученная в задаче № 8 (см. табл. 13). Результаты расчета занести в табл. 13.

Задача №11

Для линии электропередачи с параметрами из задачи № 8 (см. табл. 11) определить мощность в начале линии $\underline{S}_н$ и напряжение в конце линии U_k , если известны нагрузка в конце линии $\underline{S}_к$ из табл. 12 и напряжение в начале линии U_n , полученное в задаче № 8 (см. табл. 13). Результаты расчета занести в табл. 13.

Задача №12

От шин узловой подстанции А питается разветвленная электрическая сеть напряжением 110 кВ (рис. 2). Представить каждый участок линии П-образной схемой замещения. Длины участков А-1, 1-2, 2-3, марки их проводов, напряжения на шинах подстанции U_A и нагрузки узлов принять из табл. 14, 15 для заданного преподавателем варианта. Коэффициенты трансформации трансформаторов принять: на подстанциях 1,3 $n = 115/10,5$ кВ; на подстанции 2 $n = 115/38,5/11$ кВ, полагая, что на подстанции 2 n нагрузка \underline{S}_2 подключена к обмотке низшего напряжения, а нагрузка \underline{S}_5 – к обмотке среднего напряжения трансформатора.

Определить потоки мощности в начале и в конце каждого участка сети, потери мощности и падения напряжения в линиях, напряжения в узлах сети, в том числе на вторичных сторонах трансформаторов, с учетом заданных коэффициентов трансформации.

Результаты расчетов представить в виде схемы с нанесенными на нее потоками мощности, зарядными мощностями линий в начале и в конце каждого участка и напряжениями во всех узлах, как показано в [3], с. 126.

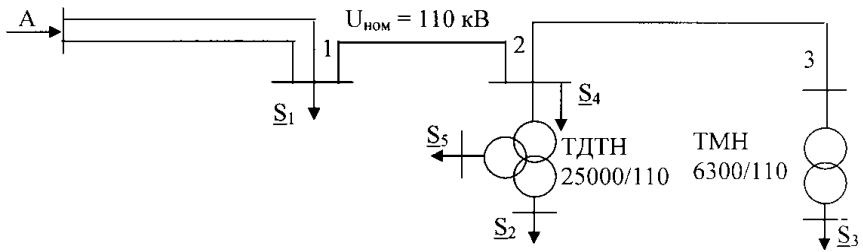


Рис. 2. Схема разомкнутой электрической сети с одним номинальным напряжением

Задача №13

От шин электрической станции А питается радиальная электрическая сеть с номинальными напряжениями $U_{1ном}$ и $U_{2ном}$ (рис. 3). Представить каждый участок линии соответствующей схемой замещения. Потерями на корону в линиях пренебречь. Нагрузки подстанций, длины участков А-1, 1-2, 3-4, 4-5, марки их проводов, напряжение на шинах станции U_A принять из табл. 16, 17 для заданного преподавателем варианта. Коэффициенты трансформации трансформаторов принять: для подстанции 1 $n_1 = 115/11$ кВ, на подстанции 5 $n_5 = 35/6,3$ кВ, на подстанции 2 $n_2 = 115/38,5/6,6$ кВ.

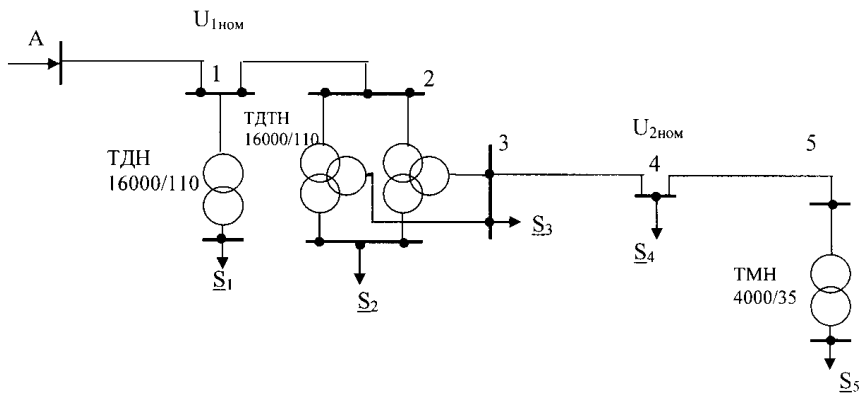


Рис. 3. Схема разомкнутой электрической сети с двумя номинальными напряжениями

Определить потоки мощности в начале и в конце каждого участка линии, потери мощности и напряжения в линиях, модули напряжений в узлах, в том числе на шинах вторичного напряжения подстанций.

Результаты расчетов представить в виде схемы с нанесенными на нее потоками мощности на участках и напряжениями в узлах, как показано в [3], с. 126.

Т а б л и ц а 11

Параметры линии электропередачи

Номер варианта	Марка провода	Длина линии L, км
1	АС 2 x 240/32	100
2	АС 2 x 240/32	130
3	АС 2 x 240/32	150
4	АС 2 x 240/32	170
5	АС 2 x 300/39	90
6	АС 2 x 300/39	110
7	АС 2 x 300/39	130
8	АС 2 x 240/32	160
9	АС 2 x 240/32	210
10	АС 2 x 240/32	80
11	АС 2 x 300/39	150
12	АС 2 x 300/39	70
13	АС 2 x 300/39	190
14	АС 2 x 400/51	80
15	АС 2 x 400/51	120
16	АС 2 x 400/51	140
17	АС 2 x 400/51	220
18	АС 2 x 400/51	110
19	АС 2 x 400/51	70
20	АС 2 x 400/51	160

Таблица 12

Параметры режима линии электропередачи

Номер варианта	Нагрузка в конце линии \underline{S}_k , МВ·А	Напряжение в конце линии U_k , кВ
1	$200 + j40$	325
2	$160 + j30$	320
3	$140 + j25$	315
4	$220 + j50$	320
5	$240 + j40$	330
6	$250 + j30$	335
7	$270 + j50$	330
8	$300 + j40$	325
9	$150 + j20$	320
10	$120 + j30$	315

Таблица 13

Результаты решения задач № 8, 9, 10, 11

Номер задачи	$\underline{S}_n = P_n + jQ_n$, МВ·А	$\underline{S}_k = P_k + jQ_k$, МВ·А	Q_b , Мвар	ΔP , МВт	ΔQ , Мвар	U_n , кВ	U_k , кВ	ΔU , кВ	δU , кВ	$ \Delta U $, кВ

Таблица 14

Исходная информация о параметрах режима

Номер варианта	Нагрузка в узлах, МВ·А					Напряжение U_A , кВ
	\underline{S}_1	\underline{S}_2	\underline{S}_3	\underline{S}_4	\underline{S}_5	
1	2	3	4	5	6	7
1	$12 + j10$	$6 + j3$	$4 + j2$	$3 + j2$	$10 + j8$	121
2	$10 + j8$	$15 + j9$	$3 + j2$	$4 + j2$	$5 + j4$	115
3	$12 + j9$	$14 + j8$	$4 + j1$	$3 + j1$	$8 + j6$	120

1	2	3	4	5	6	7
4	10 + j6	8 + j5	5 + j3	6 + j2	7 + j6	118
5	9 + j5	12 + j10	4 + j2	5 + j3	6 + j5	116
6	11 + j6	12 + j9	3 + j1	4 + j2	8 + j7	114
7	12 + j8	11 + j6	4 + j3	5 + j3	10 + j7	119
8	8 + j6	12 + j7	5 + j4	6 + j4	10 + j6	117
9	10 + j7	9 + j6	4 + j3	5 + j2	9 + j5	114
10	12 + j8	8 + j5	5 + j2	3 + j2	9 + j4	117
11	9 + j4	15 + j8	3 + j2	6 + j3	8 + j3	121
12	10 + j7	9 + j4	4 + j3	6 + j3	9 + j3	116
13	11 + j4	8 + j6	5 + j4	6 + j2	8 + j5	119
14	10 + j5	12 + j7	3 + j2	4 + j3	10 + j3	120
15	12 + j6	7 + j2	4 + j1	3 + j2	15 + j9	119
16	10 + j7	10 + j4	3 + j2	4 + j1	12 + j7	121
17	11 + j9	14 + j10	4 + j1	6 + j2	6 + j4	120
18	10 + j6	8 + j5	3 + j2	4 + j2	8 + j4	115
19	9 + j4	12 + j10	4,5 + j1	4 + j3	9 + j4	118
20	10 + j5	13 + j6	5 + j2	6 + j4	9 + j6	114

Таблица 15

Исходная информация о параметрах схемы сети

Номер варианта	Сечения проводов марки АС на участках			Длины участков L, км		
	А – 1	1 – 2	2 – 3	А – 1	1 – 2	2 – 3
1	240/32	185/29	120/19	25	20	15
2	240/32	150/24	120/19	30	10	18
3	240/32	185/29	150/24	15	10	25
4	185/29	150/24	120/19	17	10	19
5	185/43	150/24	120/19	35	20	12
6	240/32	150/24	120/19	18	25	11
7	240/56	185/29	150/24	16	20	9
8	240/32	150/24	150/24	30	25	6
9	185/29	120/19	150/24	40	25	19
10	240/32	150/24	185/29	18	34	17

Таблица 16

Параметры линий электропередачи

Номер варианта	Сечение проводов марки АС на участках				Длины участков L, км			
	А - 1	1 - 2	3 - 4	4 - 5	А - 1	1 - 2	3 - 4	4 - 5
1	240/32	120/19	95/16	70/11	25	20	10	5
2	240/32	185/29	120/19	95/16	30	10	7	4
3	120/19	95/16	95/16	70/11	15	8	6	4
4	185/29	120/19	95/16	70/11	17	13	5	7
5	240/32	185/29	120/19	70/11	18	25	8	6
6	185/29	95/16	95/16	70/11	16	20	4	12
7	185/29	120/19	70/11	95/16	30	12	8	4
8	240/29	95/16	120/19	70/11	24	15	8	6
9	120/19	240/32	95/16	120/19	22	17	7	5
10	185/29	185/29	120/19	70/11	18	16	13	11
11	240/32	120/19	95/16	95/16	16	18	11	7
12	240/32	185/29	95/16	70/11	32	14	9	5
13	240/32	120/19	120/19	95/16	25	10	4	8
14	240/32	95/16	120/19	70/11	20	13	6	11
15	240/32	95/16	120/19	70/11	20	13	6	12
16	185/29	240/32	120/19	70/11	22	11	5	8
17	240/32	240/32	240/32	120/19	25	14	7	6
18	120/19	120/19	95/16	70/11	14	18	8	7
19	185/29	120/19	95/16	70/11	16	17	7	4
20	240/32	120/19	70/11	95/16	14	18	5	6

Таблица 17

Исходная информация о параметрах режима

Номер варианта	Нагрузки в узлах, МВ·А					Напряжение U_{A_2} , кВ
	\underline{S}_1	\underline{S}_2	\underline{S}_3	\underline{S}_4	\underline{S}_5	
1	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>7</u>
1	$10 + j5$	$15 + j10$	$4 + j1$	$2 + j1$	$3 + j1$	120
2	$12 + j7$	$14 + j8$	$5 + j1$	$3 + j1$	$2 + j2$	118
3	$13 + j4$	$2 + j1$	$17 + j10$	$4 + j2$	$2 + j1$	116

1	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	7
4	11 + j6	7 + j2	13 + j8	3 + j2	2 + j1	115
5	14 + j3	4 + j1	13 + j5	4 + j2	3 + j1	120
6	10 + j6	8 + j3	12 + j4	1 + j1	2 + j1	121
7	11 + j5	6 + j2	7 + j3	2 + j1	3 + j1	116
8	12 + j6	13 + j4	5 + j2	3 + j1	2 + j2	114
9	13 + j7	3 + j1	12 + j7	4 + j2	3 + j1	117
10	14 + j4	12 + j5	4 + j2	5 + j2	2 + j1	115

Задача №14

От шин узловой подстанции А питается электрическая сеть напряжением 110 кВ (рис. 4). Длины участков, марки проводов, нагрузки узлов при номинальном напряжении и напряжение на шинах подстанции U_A принять из табл. 18, 19 для заданного преподавателем варианта. Нагрузки узлов изменяются в соответствии со статическими характеристиками по напряжению:

$$P = P_{\text{НОМ}} \left[0,83 - 0,3 \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + 0,47 \left(\frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right];$$

$$Q = Q_{\text{НОМ}} \left[5,5 - 10,7 \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + 6,2 \left(\frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right],$$

где $P_{\text{НОМ}}$, $Q_{\text{НОМ}}$ – нагрузки узлов при номинальном напряжении (см. табл. 19).

Представить каждый участок линии П-образной схемой замещения, содержащей активное и реактивное сопротивления и зарядные мощности линии.

Определить потоки мощности в начале и в конце каждого участка сети и напряжения в узлах с учетом изменения нагрузок узлов и зарядных мощностей линий в зависимости от напряжения в данной точке сети. Результаты представить в виде схемы с нанесенными на нее мощностями в начале и в конце каждого участка и в узлах сети,

а также напряжениями во всех узлах. Результаты получить после трех итераций расчета.

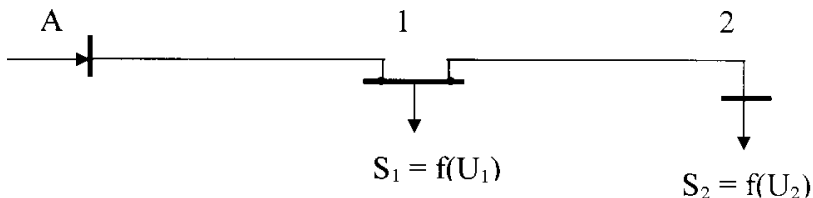


Рис. 4. Схема сети

Таблица 18

Параметры линий электропередачи

Номер варианта	Сечения проводов марки АС на участках		Длины участков L, км	
	А – 1	1 – 2	А – 1	1 – 2
1...2	240/32	95/16	20	25
3...4	240/32	185/29	30	15
5...6	120/19	95/16	16	24
7...8	185/29	120/19	13	17
9...10	240/32	120/19	19	21
11...12	185/29	120/19	15	16
13...14	240/32	185/29	25	20
15...16	120/19	95/16	17	11
17...18	120/19	120/19	32	15
19...20	240/32	95/16	14	18

Таблица 19

Исходная информация о параметрах режима

Номер варианта	Нагрузка в узлах при номинальном напряжении, МВ·А		Напряжение U_A , кВ
	\underline{S}_1	\underline{S}_2	
1	<u>2</u>	<u>3</u>	4
1	$25 + j11$	$20 + j10$	115
2	$18 + j12$	$25 + j12$	121

1	<u>2</u>	<u>3</u>	4
3	$13 + j11$	$18 + j10$	120
4	$12 + j9$	$17 + j9$	118
5	$19 + j10$	$22 + j13$	116
6	$14 + j8$	$24 + j14$	114
7	$17 + j10$	$18 + j11$	119
8	$18 + j11$	$19 + j12$	120
9	$18 + j10$	$17 + j8$	116
10	$19 + j9$	$21 + j13$	117

Задача №15

Определить наибольшую потерю напряжения и потери мощности в трехфазной сети с симметричной по фазе нагрузкой. Номинальное напряжение сети – 380 В. Схема сети представлена на рис. 5. В ней участки 12 и 13 имеют равномерно распределенную по длине нагрузку с $\cos\varphi = 0,9$. Длины участков А-1, 1-2, 2-3, марки проводов (одинаковые на всех участках) и удельную нагрузку P_y принять из табл. 20, 21 для заданного преподавателем варианта.

Таблица 20

Параметры участков сети

Номер варианта	1	2	3	4	5 - 12	13 - 20
Марка провода	А35	А50	А70	А35	А50	А70
Длина участков, м	А-1	50	70	90	40	80
	1-2	100	90	120	130	120
	2-3	200	110	170	160	130

Исходная информация о нагрузках

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Удельная нагрузка P_y , кВт/м, на участках сети	12	0,03	0,04	0,06	0,04	0,05	0,03	0,06	0,04	0,04	0,05
	13	0,02	0,01	0,03	0,03	0,03	0,01	0,04	0,03	0,02	0,03

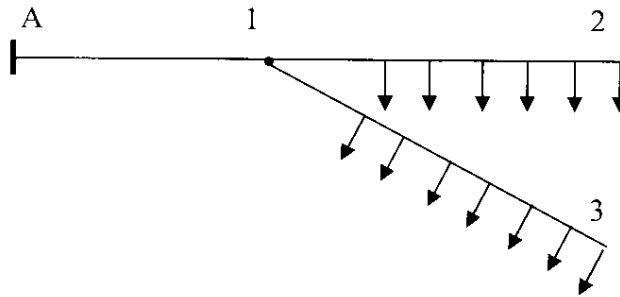


Рис. 5. Схема сети с равномерно распределенной нагрузкой

Контрольные вопросы

1. Каковы задачи электрического расчета электрической сети?
2. Что понимают под падением напряжения и потерей напряжения?
3. Как определить продольную и поперечную составляющие падения напряжения?
4. При расчете каких сетей можно пренебречь потерями мощности на корону?
5. При каких исходных условиях и как производят расчет режима линии электропередачи в два этапа?
6. При расчете каких сетей можно пренебречь зарядной мощностью линий?
7. Что представляет собой полная П-образная схема замещения линии?
8. Какова последовательность электрического расчета сети с учетом статических характеристик нагрузки по напряжению?

9. Какая схема замещения трансформаторов 110...330 кВ используется при расчете режимов сети?

10. Как осуществляется приведение нагрузок к стороне высшего напряжения трансформаторов?

11. В какой из линий – воздушной или кабельной – при одинаковом сечении, номинальном напряжении и передаваемой мощности потери активной и реактивной мощности будут меньше?

12. Повлияет ли на значения потерь мощности и падения напряжения расщепление фаз проводов воздушных линий?

13. Как будет выглядеть векторная диаграмма линии электропередачи, если в конце линии подключена чисто активная нагрузка?

14. Как будет выглядеть векторная диаграмма линии электропередачи, если в конце линии подключена активно-емкостная нагрузка?

15. Как будет выглядеть векторная диаграмма линии электропередачи, если в конце линии подключена чисто индуктивная нагрузка?

16. Как будет выглядеть векторная диаграмма линии электропередачи, если в конце линии подключена активно-индуктивная нагрузка?

17. Как будет выглядеть векторная диаграмма линии электропередачи, если в конце линии подключена чисто емкостная нагрузка?

18. Как будет выглядеть векторная диаграмма линии электропередачи, если учесть потери на корону?

Дополнительные задачи для решения по данному разделу приведены в [1], с. 68 – 69, 77 – 78, контрольные вопросы – с. 107, примеры решения задач – с. 58 – 68, 71 – 77. Расчетные выражения для решения задач данного раздела приведены в [1], с. 53 – 58, 69 – 71, и в [3], с. 108 – 111.

ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ПРОТЯЖЕННЫХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ»

Задача №16

Для заданного преподавателем варианта линии электропередачи номинальным напряжением 750 кВ (табл. 22, 23) выполнить следующее:

1. Определить волновое сопротивление, коэффициент распространения волны, волновую длину, натуральную мощность.

2. Для идеализированной линии (без потерь) найти распределение напряжения и реактивной мощности вдоль линии в случаях, когда:

1) напряжения на концах линии равны номинальному, и передается мощность $P = 1,3 P_{\text{нат}}$, где $P_{\text{нат}}$ – натуральная активная мощность;

2) напряжение в начале линии равно $1,05 U_{\text{ном}}$, в конце линии – $0,95 U_{\text{ном}}$, и передается мощность $P = 1,3 P_{\text{нат}}$;

3) напряжения на концах линии равны номинальному, и передается мощность $P = 0,2 P_{\text{нат}}$, а также $P = 0$ (режим холостого хода).

3. Построить эпюры распределения напряжения и реактивной мощности вдоль линии для случаев, рассчитанных в п. 2.

4. Построить векторные диаграммы напряжений в начале, в конце и в середине линии для случаев, рассчитанных в п. 2.

Таблица 22

Исходная информация о сечениях фаз

Номер варианта	1...5	6...10	11...15	16...20
Сечение проводов фазы линии марки АС	5 x 300/66	5 x 400/51	4 x 400/93	4 x 500/64

Таблица 23

Исходная информация о длинах линии

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Длина линии, км	700	600	800	500	650	750	850	900	950	1000

Контрольные вопросы

1. Как определяется волновое сопротивление линии без потерь?
2. По какой формуле вычисляется натуральная мощность линии без потерь? Какой характер она имеет?
3. Как определяется волновая длина линии?

4. Каковы свойства натурального режима линии без потерь?
5. Чему равно напряжение в середине линии без потерь в режиме натуральной мощности при работе линии без перепада напряжений?
6. От чего зависит соотношение зарядной мощности и потери реактивной мощности в линии? Каким оно может быть?

**ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ:
«РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЗАМКНУТЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»**

Задача №17

Для схемы сети, приведенной на рис. 6, найти потоки мощности на участках сети без учета потерь мощности. Длины участков сети принять из табл. 25 для заданного преподавателем варианта. Принять условие $U_A = U_B$. Результаты расчетов представить в виде схемы с нанесенными на нее потоками мощности.

Задача №18

От шин электростанций А и В осуществляется электроснабжение четырех районных подстанций (рис. 6). Выполнить расчет потоков мощности в начале и конце каждого участка, потерь мощности и падений напряжения в линиях, напряжений на шинах каждой подстанции. Нагрузки узлов $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3, \underline{S}_4$, напряжения на шинах электростанций – U_A, U_B , длины участков А-1, 1-2, 2-3, 3-4, В-4 принять из табл. 24, 25 для заданного преподавателем варианта. Марки проводов принять: на участках А-1, 1-2, В-4 – АС 2 х 400/51, на участках 2-3, 3-4 – АС 2 х 240/32. Нагрузки подстанций $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3, \underline{S}_4$ приведены к стороне высшего напряжения трансформаторов; зарядная мощность и потери мощности на корону линий учтены в нагрузках.

Результаты расчетов представить в виде схемы с нанесенными на нее потоками мощности и напряжениями на шинах подстанций.

Потоки мощности сравнить с результатами, полученными в задаче № 17.

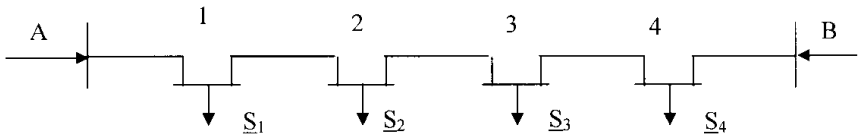


Рис. 6. Схема сети с двумя источниками питания

Таблица 24

Параметры режима сети

Номер варианта	Нагрузка в узлах, МВ·А				Напряжение, кВ	
	\underline{S}_1	\underline{S}_2	\underline{S}_3	\underline{S}_4	U_A	U_B
1	$80 + j16$	$90 + j13$	$105 + j12$	$100 + j10$	340	336
2	$70 + j15$	$60 + j10$	$80 + j20$	$90 + j16$	341	332
3	$60 + j10$	$80 + j14$	$50 + j10$	$70 + j20$	350	339
4	$120 + j25$	$100 + j20$	$190 + j15$	$110 + j22$	351	333
5	$100 + j15$	$120 + j13$	$90 + j9$	$150 + j10$	345	338
6	$110 + j16$	$140 + j10$	$125 + j14$	$180 + j20$	339	335
7	$200 + j30$	$120 + j10$	$150 + j15$	$120 + j10$	346	334
8	$105 + j14$	$90 + j11$	$100 + j10$	$190 + j25$	354	332
9	$130 + j10$	$110 + j12$	$105 + j15$	$150 + j20$	359	337
10	$170 + j20$	$180 + j10$	$90 + j15$	$120 + j12$	360	339
11	$120 + j20$	$150 + j10$	$120 + j12$	$80 + j18$	362	338
12	$110 + j15$	$100 + j10$	$130 + j12$	$70 + j20$	358	349
13	$80 + j20$	$70 + j30$	$60 + j40$	$50 + j50$	350	330
14	$90 + j30$	$80 + j40$	$70 + j20$	$85 + j25$	355	341
15	$85 + j35$	$70 + j30$	$80 + j30$	$90 + j25$	360	340
16	$92 + j34$	$75 + j40$	$90 + j28$	$78 + j34$	342	335
17	$75 + j30$	$65 + j20$	$85 + j25$	$92 + j10$	348	336
18	$82 + j40$	$82 + j20$	$74 + j34$	$81 + j41$	350	338
19	$103 + j18$	$91 + j17$	$84 + j15$	$85 + j13$	342	336
20	$87 + j18$	$91 + j13$	$78 + j20$	$71 + j16$	351	340

Длины линий электропередачи

Номер варианта	Номер линии	Длина каждой линии, км
1	A-1, 2-3, 3-4,	100
	1-2, B-4	120
2	A-1, 2-3, 3-4,	90
	1-2, B-4	80
3	A-1, 2-3, 3-4,	80
	1-2, B-4	95
4...7	A-1, 2-3, 3-4,	105
	1-2, B-4	100
8...10	A-1, 2-3, 3-4,	95
	1-2, B-4	70

Задача №19

1. Электрическая сеть напряжением $U_{\text{ном}}$ питается от шин электростанции А (рис. 7). Пользуясь методом контурных уравнений, выполнить электрический расчет сети, определив потоки мощности в начале и конце каждой линии и модули напряжений на шинах подстанций 1, 2, 3. Номинальное напряжение сети $U_{\text{ном}} = 330$ кВ. Марки проводов принять: на участках А-1, 1-2, А-3 – АС 2 х 400/51, на участках 1-3, 2-3 – АС 2 х 240/32. Числовые значения длин линий, мощностей S_1 , S_2 , S_3 , напряжения U_A принять из табл. 26, 27 для заданного преподавателем варианта. Нагрузки подстанций S_1 , S_2 , S_3 приведены к стороне высшего напряжения трансформаторов, зарядная мощность линий и потери на корону учтены в нагрузках. Результаты расчетов нанести на схему.

2. Для той же схемы сети (рис. 7) выполнить электрический расчет, полагая сеть однородной. Длины участков линий принять из табл. 7 для заданного преподавателем варианта.

Результаты расчетов представить в виде схемы с нанесенными на нее потоками мощности без учета потерь мощности.

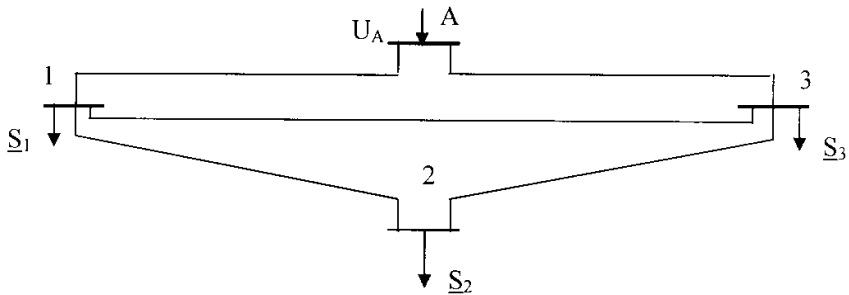


Рис. 7. Схема сложной замкнутой сети

Таблица 26

Параметры режима сети

Номер варианта		1	2	3	4...10	11...15	16...20
Нагрузка в узлах, МВ·А	\underline{S}_1	120+j30	90+j30	130+j10	170+j20	200+j30	105+j15
	\underline{S}_2	90+j15	120+j20	120+j15	80+j10	120+j10	100+j0
	\underline{S}_3	110+j20	85+j15	80+j10	90+j15	150+j20	190+j25
Напряжение U_A , кВ		340	350	360	345	355	360

Таблица 27

Длины линий электропередачи

Номер варианта		1	2	3	4	5	6	7...8	9...10
Длина линии, км	A-1, 1-3, 2-3,	100	80	120	70	110	90	80	120
	A-3, 1-2	80	100	70	90	105	80	95	100

Задача № 20

Подстанция завода питается от замкнутой сети, представленной на рис. 7. Всю нагрузку покрывает станция А. Электрическая сеть выполнена воздушными линиями. Номинальное напряжение сети $U_{ном} = 330$ кВ.

Длины линий, расчетные нагрузки подстанций и напряжение в узле А принять из табл. 26, 27 для заданного преподавателем варианта. Найти напряжение в узлах сети и потоки мощности в ветвях методом узловых напряжений. Марки проводов принять: на участках А-1, 1-2, А-3 – АС 2 х 400/51, на участках 1-3, 2-3 – АС 2 х 240/32. Результаты решения задачи представить в виде схемы с нанесенными потоками мощности в начале и конце каждого участка и модулями напряжений в узлах.

Задача № 21

Замкнутая электрическая сеть содержит линию 1-2 напряжением 220 кВ и линии 3-4, 4-5 напряжением 110 кВ (рис. 8). Длины линий задаются преподавателем индивидуально для каждого варианта (табл. 28).

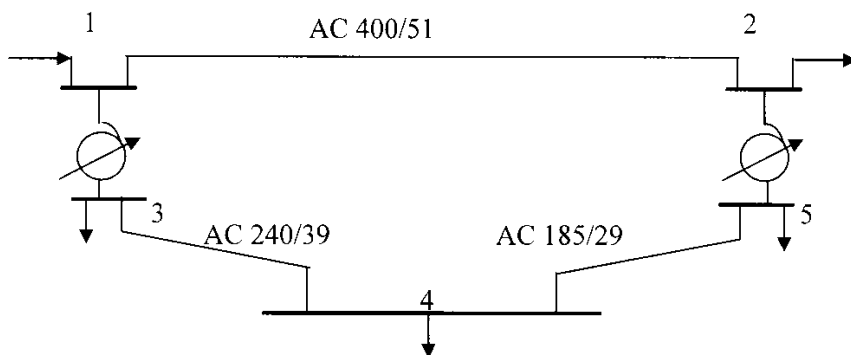


Рис. 8. Схема замкнутой сети с двумя номинальными напряжениями

На подстанциях с шинами 1-3 и 2-5 установлены одинаковые автотрансформаторы типа АТДЦТН 125000/220/110, имеющие номинальные напряжения 230/121/6,6 кВ. На стороне СН имеется устройство регулирования напряжения с пределами $\pm 6 \cdot 2\%$. Обмотки НН автотрансформаторов не нагружены. Активные и реактивные мощности узлов задаются преподавателем индивидуально для каждого варианта (табл. 29).

Расчет режима производится методом обобщенных контурных уравнений. Потерями холостого хода трансформаторов, активной и реактивной проводимостями линий пренебречь. Узел 1 принять за балансирующий; напряжение в узле 1 $U_1 = 230$ кВ.

Требуется выполнить электрический расчет сети, в результате которого найти потоки мощности с учетом потерь на всех участках, и напряжение во всех узлах сети 220...110 кВ.

Расчет выполнить для двух случаев:

1) коэффициенты трансформации трансформаторов 1-3 и 2-5 равны: $n_{13} = n_{25} = 230/121$;

2) коэффициент трансформации автотрансформатора 1-3 $n_{13} = 230/121$ кВ, а автотрансформатора 2-5 $n_{25} = 230/(121 - 5 \times 2\%)$ кВ.

Результаты расчета представить в виде схем сетей (для каждого случая – отдельная схема) с нанесенными на них направлениями и значениями мощностей в начале и в конце каждого участка и напряжениями в узлах, как показано в [3], с. 126.

Расчет произвести в следующей последовательности:

1. Определить сопротивления линий 110 кВ 3-4, 4-5 и привести их к напряжению 220 кВ.

2. Составить обобщенное контурное уравнение при $n_{13} = n_{25}$ и найти потоки мощности без учета потерь мощности в сети 110...220 кВ.

3. Определить потокораспределение с учетом потерь мощности и напряжения в узлах. Результаты расчета нанести на схему.

4. Выполнить п. 2, 3 при неодинаковых n_{13} и n_{25} и результаты нанести на отдельную схему.

5. Определить значение и направление уравнивающей мощности, созданной неодинаковыми коэффициентами трансформации n_{13} и n_{25} .

6. Сделать анализ результатов расчета.

Т а б л и ц а 28

Параметры линий

Номер варианта	Длина линий, км		
	1-2	3-4	4-5
1	2	3	4
1	80	40	50
2	70	50	30
3	60	30	50
4	50	40	30
5	75	45	40
6	90	45	50

1	2	3	4
7	100	50	55
8	80	55	40
9	70	60	25
10	60	45	30
11	74	44	38
12	80	42	45
13	86	30	58
14	70	48	36
15	82	52	41
16	76	48	39
17	60	42	38
18	75	42	44
19	87	52	38
20	65	37	60

Для определения потоков мощности в замкнутой сети использовать уравнение

$$\sum_{i=1}^m \underline{S}_i \underline{Z}_i = U_0 \left(1 - \prod_{i=1}^m n_i \right),$$

где \underline{S}_i и \underline{Z}_i – мощность и сопротивление i -го участка;

n_i – коэффициент трансформации на i -м участке сети;

m – число участков сети;

U_0 – напряжение опорного узла.

Уравнительную мощность определить по формуле

$$\underline{S}_y = \underline{S}_{i1} - \underline{S}_{i2},$$

где \underline{S}_{i1} – мощность на i -м участке при $n_{13} = n_{25}$;

\underline{S}_{i2} – мощность на i -м участке при неодинаковых n_{13} и n_{25} .

Параметры нагрузок сети

Номер варианта	Мощности в узлах, МВ·А			
	2	3	4	5
1	80 + j50	80 + j40	50 + j30	50 + j20
2	75 + j40	45 + j25	55 + j45	40 + j15
3	130 + j60	50 + j20	40 + j20	55 + j25
4	70 + j40	50 + j25	55 + j25	90 + j28
5	75 + j35	45 + j20	90 + j50	54 + j25
6	85 + j40	30 + j20	100 + j40	40 + j30
7	100 + j60	40 + j15	70 + j30	40 + j20
8	65 + j30	70 + j28	65 + j30	45 + j30
9	120 + j50	75 + j35	85 + j30	50 + j30
10	60 + j40	25 + j15	60 + j30	40 + j20

Приведение сопротивлений линий 110 кВ к напряжению 220 кВ производится по формулам

$$R_{i220} = R_{i110} \left(\frac{220}{110} \right)^2 ;$$

$$X_{i220} = X_{i110} \left(\frac{220}{110} \right)^2 .$$

Контрольные вопросы

1. Может ли в сети с двухсторонним питанием поток реактивной мощности быть направлен навстречу потоку активной мощности?
2. В каких случаях в сети с двухсторонним питанием появляется уравнительная мощность?
3. Как записываются известные различные формы контурных уравнений?
4. В чем особенности контурных уравнений для замкнутой сети с несколькими номинальными напряжениями и для однородной сети?

5. Какой параметр находится раньше при расчете режима по методу уравнений узловых напряжений: напряжение в узлах или потоки мощности?

6. Как найти потоки мощности в начале и в конце участка сети, если известны напряжения в узлах?

7. Как записывается обобщенное контурное уравнение?

8. В чем особенности регулирования напряжения с помощью автотрансформаторов при выполнении устройства РПН на стороне ВН? на стороне СН? на стороне нейтрали?

9. В каких случаях в контуре, содержащем трансформаторы, появляется уравнительная мощность?

10. Как производится расчет потокораспределения, если точки потокоораздела активной и реактивной мощности не совпадают?

11. Каким образом можно изменить положение точки потокоораздела в замкнутой сети?

Дополнительные задачи для решения по данному разделу приведены в [1], с. 91 – 92, контрольные вопросы – с. 107, примеры решения задач – с. 80 – 91, 93 – 107. Теоретические положения и расчетные выражения для решения задач данного раздела приведены также в [3], с. 109 – 111, 139 – 140, 141 – 142, 108 – 110, 169 – 170, 118 – 123; [6], с. 154 – 158.

ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «ЭЛЕМЕНТЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»

Задача № 22

Для заданной принципиальной схемы сети, приведенной на рис. 9, составить однолинейную схему с выключателями и разъединителями, приняв на передающей подстанции схему с двумя системами шин и обходной системой шин, а на приемной подстанции – схему “мостика”. Номинальные напряжения: $U_{1ном} = 110$ кВ; $U_{2ном} = 10$ кВ. Для заданного преподавателем варианта исходных данных (табл. 30, 31) определить следующие экономические показатели: капитальные затраты, годовые эксплуатационные расходы (издержки), приведенные затраты, себестоимость и стоимость передачи электроэнергии. Для расчетов воспользоваться стоимостными показателями в ценах

1985 года, приведенными в [8, 3], и прил. 6 с учетом коэффициентов инфляции, которые задаются преподавателем.

При расчетах принять: для воздушных линий отчисления на амортизацию $r_a = 0,024$, на текущий ремонт и обслуживание $r_{то} = 0,004$; для подстанций соответственно $r_a = 0,058$, $r_{то} = 0,03$.

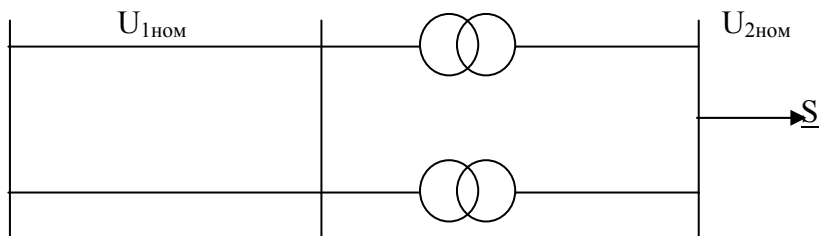


Рис. 9. Схема сети

Таблица 30

Параметры линии

Номер варианта	1...2	3...4	5...7	8...11	12...15	16...18	19...20
Длина линии, км	45	38	40	50	60	40	35
Марка провода АС	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32	120/19	240/32

Таблица 31

Параметры трансформаторов и нагрузок

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7...8	9...10
Мощность трансформатора, МВ·А	16	6,3	10	16	10	6,3	10	16
Наибольшая нагрузка S_n , МВ·А	23+j6	9+j4	17+j8	20+j10	18+j3	10+j2	16+j5	25+j8
Время использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$, ч	5000	4000	3000	4500	5500	3500	4800	5200

Задача №23

Воспользовавшись уравнением приведенных затрат на 1 км воздушной линии электропередачи, построить экономические интервалы для стандартных сечений проводов.

Стоимостные данные принять по ценам 1985 года: для заданного преподавателем варианта стандартные марки проводов, стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь энергии β_n и время потерь τ - из табл. 32, 33; удельное сопротивление r_0 , капитальные вложения K_0 на 1 км линии и удельные потери мощности холостого хода (на корону) ΔP_x - из приложений. Суммарный коэффициент p , отражающий нормы отчислений от капитальных вложений K_0 на амортизацию, обслуживание и ремонт, а также нормативный коэффициент эффективности (в терминах рыночной экономики - банковский процент по ссуде), принять равным 0,148. Стоимость 1 кВт·ч потерь на коронирование проводов $\beta_x = 1,5$ коп./кВт·ч.

Результаты расчетов представить в виде табл. 34 и в виде зависимостей $Z = f(I_m)$. Расчетным путем найти граничные значения токов, при которых экономически целесообразно переходить от одного сечения проводов к другому.

Т а б л и ц а 32

Исходная информация к построению экономических интервалов нагрузки

Номер варианта	Номинальное напряжение линии, кВ	Марки проводов
1...2	110	АС 70/11, АС 95/16, АС 120/19
3...4	110	АС 95/16, АС 120/19, АС 150/24
5...7	110	АС 120/19, АС 150/24, АС 185/29
8...9	110	АС 150/24, АС 185/29, АС 240/32
10...12	110	АС 70/11, АС 120/19, АС 240/32
13...15	220	АС 240/32, АС 300/39, АС 400/51
16...18	220	АС 300/39, АС 400/51, АС 500/64
19...20	220	АС 240/32, АС 400/51

Исходные данные к построению экономических интервалов нагрузки

Номер варианта	τ , ч	β_n , коп/кВт·ч
1	5200	1,85
2	5100	1,86
3	5000	1,87
4	4900	1,88
5	4800	1,89
6	4700	1,9
7	4600	1,91
8	4500	1,92
9	4400	1,93
10	4300	1,94,

Таблица 34

Результаты расчетов экономических интервалов нагрузки

Марка проводов	Приведенные затраты, тыс. руб./км, при значении токов, А						

Задача № 24

Задана схема сети, приведенная на рис. 10. Длины участков 0-1, 1-2, 0-2, 2-3 и наибольшие нагрузки \underline{S}_1 , \underline{S}_2 , \underline{S}_3 принять для заданного преподавателем варианта из табл. 35, 36. Время использования наибольшей мощности нагрузок $T_{н61} = T_{н62} = 6000$ ч; $T_{н63} = 4000$ ч. При расчете принять марки проводов АС.

Требуется:

1. Определить потоки мощности на участках сети без учета потерь мощности, полагая, что сеть однородная.

2. Выбрать номинальные напряжения для каждого участка сети по зонам экономических номинальных напряжений или по одной из эмпирических формул, после чего принять одно напряжение для всех участков.

3. На всех участках определить сечения по экономической плотности тока. Для замкнутой сети ее значение принять по средневзвешенному $T_{нб}$.

4. Проверить выбранные сечения на нагрев в послеаварийных режимах при поочередном отключении линий 0-1, 0-2, 1-2 и 2-3 (одной цепи).

Результаты расчетов представить в виде:

1) схем сети с потоками мощности для нормального и всех послеаварийных режимов;

2) табл. 37, 38.

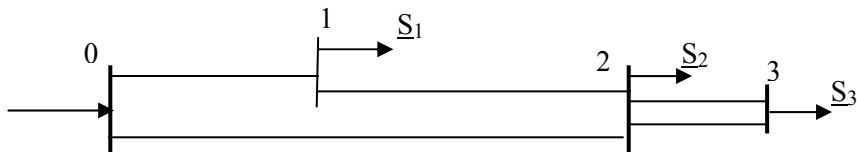


Рис. 10. Схема сети

Таблица 35

Исходные данные по участкам сети

Номер варианта	Длины участков, км			
	0-1	1-2	0-2	2-3
1	80	40	50	20
2	70	50	30	15
3	60	30	50	13
4	50	40	30	18
5	75	45	40	25
6	90	45	50	17
7	100	50	55	23
8	80	55	40	17
9	70	60	25	14
10	60	45	30	26
11	74	44	38	22
12	80	42	45	20
13	86	30	58	19
14	70	48	36	16
15	82	52	41	21
16	76	48	39	26
17	60	42	38	27
18	75	42	44	23
19	87	52	38	18
20	65	37	60	17

Таблица 36

Исходные данные о нагрузках

Номер варианта	Нагрузки узлов, МВ·А		
	S_1	S_2	S_3
1	$80 + j50$	$40 + j30$	$50 + j30$
2	$75 + j40$	$45 + j25$	$55 + j35$
3	$80 + j40$	$50 + j20$	$40 + j20$
4	$70 + j40$	$50 + j25$	$55 + j25$
5	$75 + j35$	$45 + j20$	$56 + j32$
6	$85 + j40$	$30 + j20$	$60 + j20$
7	$70 + j50$	$40 + j15$	$70 + j30$
8	$65 + j30$	$50 + j18$	$65 + j30$
9	$75 + j40$	$30 + j15$	$55 + j25$
10	$85 + j35$	$45 + j20$	$65 + j30$

Таблица 37

Результаты решения задачи

Параметр	Номер участка			
	0-1	1-2	0-2	2-3 (одной цепи)
Расчетный ток, А				
Расчетное сечение, мм ²				
Стандартное сечение, мм ²				

Таблица 38

Результаты проверки сечений проводов по нагреву

Номер участка	Допустимый ток по нагреву для выбранного сечения, А	нормальном	Ток, А, в режиме			
			послеаварийном при отключении участка			
			0-1	1-2	0-2	2-3 (одной цепи)
0-1						
1-2						
0-2						
2-3						

Задача №25

От станции А по одноцепной замкнутой сети напряжением 10 кВ питаются три потребителя (рис. 11). Для заданного преподавателем варианта протяженности участков линии L_1, L_2, L_3, L_4 и наибольшей нагрузки потребителей $I_{нб1}, I_{нб2}, I_{нб3}$ принять из табл. 39, 40. Время использования наибольших нагрузок принять $T_{нб1} = 6000$ ч, $T_{нб2} = 4500$ ч; $T_{нб3} = 3200$ ч. Выбрать сечения проводов для участков линии, воспользовавшись методом экономической плотности тока; при этом считать, что экономическая (нормированная) плотность тока $j_3 = 1,3$ А/мм² при $1000 < T_{нб} < 3000$ ч; $j_3 = 1,1$ А/мм² при $3001 < T_{нб} < 5000$ ч; $j_3 = 1,0$ А/мм² при $T_{нб} > 5001$ ч. Токи на участках линии найти из предположения однородности сети. Используя справочные данные, проверить выбранные сечения проводов на нагрев в послеаварийных режимах работы линии при поочередном отключении ее участков.

Результаты расчетов представить в виде табл. 41 и схем кольцевой сети с токораспределением для нормального и всех послеаварийных режимов.

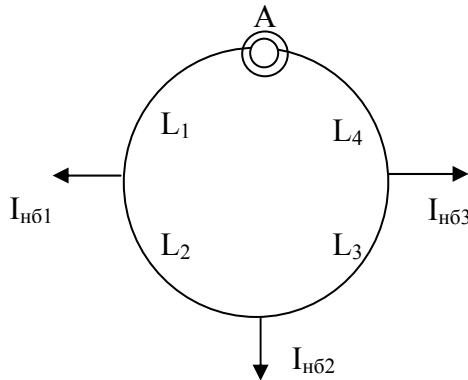


Рис. 11. Схема замкнутой сети

Таблица 39

Исходные данные о длинах линий

Номер варианта	Длина линий, км			
	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄
1	8	6	4	10
2	10	5	5	8
3	12	4	4	10
4	14	7	5	12
5	16	5	7	9
6	10	6	4	12
7	18	11	4	8
8	11	8	6	10
9	12	10	8	14
10	19	12	6	6
11	17	7	9	2
12	15	4	7	9
13	13	10	8	5
14	11	8	11	4
15	9	9	4	7
16	14	4	6	10
17	16	6	4	8
18	18	10	10	10
19	10	12	14	16
20	12	16	12	14

Таблица 40

Исходные данные о нагрузках

Номер варианта	Наибольший ток, А		
	I _{нб1}	I _{нб2}	I _{нб3}
1	2	3	4
1	25	25	25
2	25	27	29
3	25	29	21
4	27	21	23

1	2	3	4
5	29	23	25
6	33	27	31
7	31	25	27
8	35	29	33
9	40	19	30
10	27	23	18

Таблица 41

Результаты решения задачи

Длина участка, км	Ток участка в нормальном режиме, А	Экономическое сечение проводов, мм ²	Допустимый ток нагрева, А	Ток послеаварийного режима при отключении участка, А				Результаты окончательного выбора провода	
				L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	сечения, мм ²	допустимый ток нагрева, А
L ₁									
L ₂									
L ₃									
L ₄									

Задача №26

Определить сечения проводов участков сети напряжением 10 кВ, приведенной на рис. 12, по допустимой потере напряжения, равной $\Delta U_{\text{доп}} = 6\%$. Длины участков сети и нагрузки в узлах принять из табл. 42, 43 для заданного преподавателем варианта. Удельное сопротивление проводов линий принять равным

$$\rho = 31,5 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}.$$

Расчет выполнить для трех следующих условий:

- 1) сечения проводов одинаковы на всех участках сети;
- 2) обеспечивается минимум расхода проводникового материала;

3) обеспечивается одинаковая плотность тока на всех участках сети (минимум потерь активной мощности).

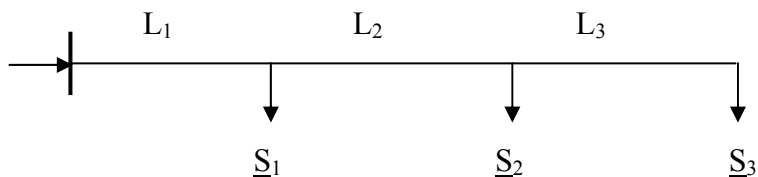


Рис. 12. Схема сети

Таблица 42

Исходные данные по длинам линий

Номер варианта	Длина участков сети, км		
	L ₁	L ₂	L ₃
1	4	4	2
2	4	2	6
3	3	5	2
4	2	7	6
5	3	4	5
6	5	6	2
7	3	1	7
8	2	4	5

Таблица 43

Исходные данные по нагрузкам

Номер варианта	Расчетные нагрузки, МВ·А		
	S ₁	S ₂	S ₃
1	1 + j0,5	2 + j0,7	0,5 + j0,2
2	2 + j0,8	1 + j0,4	0,8 + j0,4
3	0,7 + j0,3	0,6 + j0,2	0,5 + j0,2
4	1,5 + j0,8	1,8 + j0,9	0,4 + j0,1
5...7	1,2 + j0,5	1,6 + j0,3	0,3 + j0,1
8...10	0,9 + j0,2	0,6 + j0,3	0,7 + j0,3

Задача №27

По допустимой величине потери напряжения определить сечения проводов электрической сети 10 кВ, приведенной на рис. 13. Длины участков $L_1 \dots L_5$ и наибольшие нагрузки $\underline{S}_1 \dots \underline{S}_5$ принять из табл. 44, 45 для заданного преподавателем варианта. Допустимую величину потерь напряжения из линии принять равной 6%; удельное сопротивление проводов линии

$$\rho = 31,5 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}.$$

Расчеты выполнять для условия постоянства сечения вдоль магистральной линии 0-1-2-3, и отдельно – для ответвления 1-4-5.

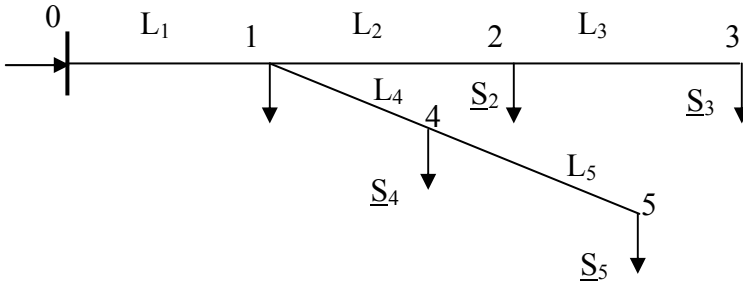


Рис. 13. Схема разомкнутой сети

Таблица 44

Исходные данные по длинам линий

Номер варианта	Длина линий, км				
	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5
1...2	1	2	3	2	2
3...4	2	1	3	4	1
5...6	2	3	6	3	2
7...8	3	2	6	5	3
9...10	1	4	7	6	2
11...12	4	1	8	7	1
13...14	4	2	8	6	2
15...16	2	4	7	5	3
17...18	3	3	6	4	9
19...20	4	3	5	3	5

Исходные данные по нагрузкам

Номер варианта	Нагрузка, МВ·А				
	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5
1	$0,6 + j0,2$	$0,4 + j0,1$	$0,1 + j0,1$	$0,2 + j0,2$	$0,3 + j0,1$
2	$0,7 + j0,15$	$0,2 + j0$	$0,2 + j0,1$	$0,5 + j0,2$	$0,4 + j0,2$
3	$0,6 + j0,1$	$0,4 + j0,2$	$0,3 + j0,2$	$0,6 + j0,2$	$0,2 + j0,1$
4	$1,1 + j0,1$	$0,6 + j0,1$	$0,2 + j0,1$	$0,2 + j0,2$	$0,5 + j0,2$
5	$0,5 + j0,2$	$0,4 + j0,1$	$0,3 + j0,1$	$0,4 + j0,3$	$0,3 + j0,2$
6	$0,3 + j0,25$	$0,2 + j0,1$	$0,2 + j0,1$	$0,3 + j0,2$	$0,4 + j0,2$
7	$0,4 + j0,1$	$0,3 + j0,1$	$0,2 + j0,2$	$0,5 + j0,1$	$0,2 + j0,1$
8	$0,6 + j0,2$	$0,5 + j0,2$	$0,1 + j0,1$	$0,5 + j0,2$	$0,3 + j0,2$
9	$0,8 + j0,3$	$0,4 + j0,2$	$0,3 + j0,2$	$0,4 + j0,2$	$0,3 + j0,1$
10	$0,9 + j0,4$	$0,3 + j0,1$	$0,2 + j0,1$	$0,4 + j0,2$	$0,3 + j0,1$

Контрольные вопросы

1. Какие известны основные технико-экономические показатели электрической сети?
2. По какому показателю принято сопоставлять варианты схемы электрической сети между собой и почему?
3. Каков физический смысл экономической плотности тока?
4. Исходя из какого режима выбирают сечения по экономической плотности тока: наибольших нагрузок, наименьших нагрузок, послеаварийных? Почему?
5. В каких координатах строятся экономические интервалы нагрузки?
6. Почему и как экономическая плотность тока зависит от времени использования наибольшей нагрузки?
7. Для каких режимов производится проверка сечений проводов по нагреву? Почему?
8. Для каких сетей сечение провода выбирают по допустимой потере напряжения? Почему?
9. В чем особенности выбора сечений проводов по допустимой потере напряжения в разветвленных сетях?
10. Какова зависимость индуктивного сопротивления проводов от их сечения?

11. Какие параметры являются решающими при выборе номинального напряжения линии?

12. От чего зависит допустимый ток по нагреву линий электропередачи?

13. Чем обусловлено ограничение наименьших допустимых сечений проводов линий напряжения 110 кВ и выше?

14. Какие условия являются определяющими при выборе сечений проводников для сетей напряжением ниже 10 кВ? 1 кВ?

15. Какие наименьшие сечения алюминиевых и сталеалюминиевых проводов допускаются по условию механической прочности для линий напряжением выше 1 кВ?

Дополнительные задачи для решения по данному разделу приведены в [1], с. 116 – 117, 136 – 138, примеры решения задач – с. 111 – 116, 123 – 136; теоретические положения и расчетные выражения для решения задач данного раздела приведены – в [3], с. 54 – 74, 94 – 105; [6], с. 105 – 113, 223 – 226; [4], с. 285 – 297; [8], с. 284 – 292; [11], с. 263 – 284.

ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ»

Задача №28

Определить крутизну частотной статической характеристики системы (совместно потребителей и электростанций), в которую входят n турбогенераторов тепловых электростанций мощностью P_n каждый с крутизной частотной характеристики $k_{гн}$ и m гидрогенераторов мощностью P_m каждый с крутизной характеристики $k_{гм}$. Половина турбогенераторов и гидрогенераторов загружены до номинальной мощности, другая половина – до 0,6 номинальной. Крутизна частотной статической характеристики нагрузки $k_n = 2,5$.

Значения n , P_n , $k_{гн}$, m , P_m и $k_{гм}$ принять из табл. 46, 47 для заданного преподавателем варианта.

При решении задачи использовать формулы и пример расчета из [13], с. 54 – 55.

Таблица 46

Исходные данные о числе и мощности генераторов

Номер варианта	1...2	3...4	5...7	8...10	11...13	14...16	17...18	19...20
n, шт.	30	26	24	34	42	18	22	28
P_n , МВт	200	100	150	200	100	300	300	100
m, шт.	20	28	36	14	12	16	18	12
P_m , МВт	50	60	20	70	40	30	40	50

Таблица 47

Исходные данные о крутизне статических характеристик генераторов

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$k_{гн}$	15	18	20	22	25	15	17	23	20	17
$k_{гм}$	30	35	40	45	50	25	30	35	30	35

Задача № 29

Для условий задачи № 28 определить, каково будет снижение частоты в системе в процессе первичного регулирования частоты, если в исходном режиме при номинальной частоте нагрузка потребителей P_n составляла 0,8 от суммарной мощности P_c всех генераторов, включенных в систему, и увеличилась на 0,1 P_c .

При решении задачи использовать формулы и пример расчета из [13], с. 57.

Контрольные вопросы

1. Каковы нормируемые показатели качества частоты?
2. Какие параметры связывают статические характеристики нагрузки, генераторов, системы?
3. Какая крутизна частотных статических характеристик задается для генераторов ТЭС и ГЭС?

4. Почему первичное регулирование частоты не обеспечивает восстановление частоты до номинальной?
5. В чем заключается вторичное регулирование частоты?
6. Какие станции наиболее приспособлены для регулирования частоты? Почему?
7. Работа каких потребителей не зависит от частоты?
8. Как изменяются скорость вращения асинхронных двигателей и потребляемая ими активная и реактивная мощность при изменении частоты?
9. Как отражается снижение частоты на работе питательных насосов тепловых электростанций?
10. Какое влияние оказывает частота на напряжение в контрольных точках сети?

**ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ:
«РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ»**

Задача №30

На подстанции установлен трехобмоточный трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне высшего напряжения и с ПБВ на стороне среднего напряжения, имеющий номинальные напряжения и диапазоны регулирования $115 \pm (9 \cdot 1,78)\% / 38,5 \pm \pm (2 \cdot 2,5)\% / 11$ кВ. По результатам электрических расчетов сети при наибольших и наименьших нагрузках получены напряжения U'_{10} и U'_{35} соответственно на шинах 10 и 35 кВ подстанции, приведенные к высшему напряжению (табл. 48, 49).

Желаемые напряжения принять: на шинах 10 кВ в режиме наибольших нагрузок $U_{жнб} = 1,05 U_{ном} = 10,5$ кВ; в режиме наименьших нагрузок $U_{жнм} = 1,0 U_{ном} = 10$ кВ; на шинах 35 кВ в обоих режимах $U_{ж} = 36,5$ кВ.

Для заданного преподавателем варианта (см. табл. 48, 49) выбрать ответвления трансформаторов на обмотках 110 и 35 кВ и оценить достаточность диапазонов регулирования трансформатора для обеспечения желаемых напряжений в режимах наибольших и наименьших нагрузок.

Расчет выполнить в следующем порядке:

1. Для обмоток высшего и среднего напряжений трансформатора подстанции рассчитать напряжения ответвлений, соответствующие каждой ступени регулирования, и составить таблицы в виде табл. 50.
2. Для двух режимов определить расчетные и выбрать стандартные ответвления обмотки высшего напряжения трансформатора из условия обеспечения желаемого напряжения на шинах 10 кВ.
3. Определить действительные напряжения в двух режимах на шинах 10 кВ.
4. Используя выбранные ответвления обмотки высшего напряжения для режимов наибольших и наименьших нагрузок, определить расчетное и выбрать стандартное ответвление обмотки среднего напряжения, исходя из желаемого напряжения на шинах 35 кВ.
5. Определить действительные напряжения в двух режимах на шинах 35 кВ.
6. Определить отклонения действительных напряжений от желаемых на шинах 10 и 35 кВ в двух режимах.
7. Сделать анализ и выводы о достаточности диапазонов регулирования трансформаторов.

Результаты расчетов представить в виде табл. 51.

Т а б л и ц а 48

Напряжения, приведенные к высшему напряжению,
в режиме наибольших нагрузок

Номер варианта	1...2	3...4	5...7	8...10	11...13	14...16	17...18	19...20
Напряжение на шинах:								
10 кВ - $U'_{10н0}$, кВ	105	100	102	104	106	108	101	103
35 кВ - $U'_{35н5}$, кВ	103	106	105	108	102	105	104	106

Таблица 49

Напряжения, приведенные к высшему напряжению,
в режиме наименьших нагрузок

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Напряжение на шинах:										
10 кВ - $U'_{10\text{нм}}$, кВ	115	112	115	117	114	118	113	112	117	109
35 кВ - $U'_{35\text{нм}}$, кВ	117	114	112	114	111	109	115	116	112	114

Таблица 50

Параметры регулирования трансформатора

Номер ответвления	Добавка напряжения, %	Напряжение ответвления, %
-------------------	-----------------------	---------------------------

Таблица 51

Результаты выбора ответвлений трансформатора

Шины	Приведенное напряжение, кВ	Расчетное напряжение от- ветвления, кВ	Стандартное ответвление		Действи- тельное напряже- ние, кВ	Отклонение действительного напряжения от желаемого, %
			кВ	%		
Режим наибольших нагрузок						
10 кВ						
35 кВ						
Режим наименьших нагрузок						
10 кВ						
35 кВ						

Задача №31

Задана электрическая сеть с номинальным напряжением 10 кВ и с фиксированным коэффициентом трансформации 10/0,4 кВ трансформатора ТМ-1000/10 (рис. 14). Исходные параметры принять для заданного преподавателем варианта из табл. 52, 53. Сопротивления

линии и трансформатора приведены в приложениях. Требуется определить мощность батареи конденсаторов, которую необходимо установить на шинах 0,38 кВ подстанции для повышения напряжения в этой точке сети на 5%. Напряжение в точке питания равно $U_1 = 10,5$ кВ. Расчеты выполнить без учета статических характеристик и с учетом статической характеристики $Q = f(U)$, приняв ее в виде

$$Q = Q_{\text{НОМ}} \left(5,5 - 10,7 \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + 6,2 \left(\frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right).$$

Определить изменение потерь активной мощности в результате установки батареи конденсаторов.

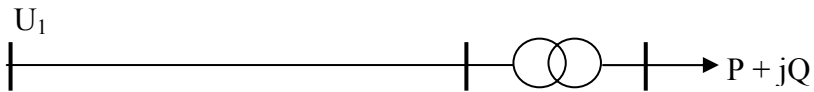


Рис. 14. Схема сети

Таблица 52

Исходные данные о параметрах сети

Номер варианта	1...2	3...4	5...6	7...8	9...11	12...14	15...17	18...20
Марка провода линии	A50	A70	A95	A35	A25	A50	A70	A95
Длина, км	16	18	17	15	16	16	18	20

Таблица 53

Исходные данные о нагрузке

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7...8	9...10
$P + jQ$, МВ·А	0,8+j0,6	0,7+j0,5	0,6+j0,6	0,7+j0,4	0,8+j0,5	0,7+j0,5	0,8+j0,7	0,6+j0,5

Контрольные вопросы

1. В чем заключается принцип встречного регулирования напряжения?
2. В чем особенности выбора ответвлений двухобмоточных трансформаторов без РПН, с РПН, трехобмоточных трансформаторов?
3. Какие известны типы компенсирующих устройств?
4. Как влияет установка компенсирующих устройств на потери мощности, потери напряжения?
5. Какими путями можно устранить в сети избыток реактивной мощности?
6. Какие компенсирующие устройства могут работать как в режиме выдачи, так и в режиме потребления реактивной мощности?
7. В чем заключаются особенности конструкции устройства регулирования напряжения с РПН по сравнению с устройством без РПН?
8. Какое влияние оказывают режимы напряжений на потери активной мощности в элементах электрической сети?
9. Почему устройства РПН устанавливают преимущественно на стороне высшего напряжения трансформатора?
10. Каковы причины отклонения напряжения от номинального значения?

Дополнительные задачи для решения по данному разделу приведены в [1], с. 156 – 157, контрольные вопросы – с. 158, примеры решения задач – с. 142 – 156.

ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «ЭЛЕМЕНТЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ»

Задача №32

Задана неоднородная замкнутая электрическая сеть, содержащая линию 1-2 напряжением 220 кВ, и линии 3-4, 4-5 напряжением 110 кВ (см. рис. 8). На каждой подстанции установлены автотрансформаторы с параметрами, приведенными в задаче № 21. Исходные данные о длинах линий и нагрузках принять для заданного преподавателем варианта из табл. 28, 29.

Требуется: рассчитать и проанализировать естественное, экономичное и принудительное распределение мощностей в замкнутой сети.

Расчет произвести в следующем порядке:

1. Составить расчетные схемы с параметрами элементов сети и мощностями (одну – с полными сопротивлениями, другую – только с активными).

2. Выписать из задачи № 21 результаты расчета естественного потокораспределения без учета потерь мощности при коэффициентах трансформации автотрансформаторов $n_{13} = n_{25}$. Рассчитать потери активной мощности.

3. Определить экономичное распределение мощностей без учета потерь мощности при $n_{13} = n_{25}$, используя уравнение $\sum \underline{S}_{ij} R_{ij} = 0$.

4. Определить уравнительную мощность по формуле

$$\underline{S}_y = \underline{S}_{124э} - \underline{S}_{124е} = P_y + jQ_y.$$

5. Вычислить требуемые продольную и поперечную ЭДС для перехода от естественного к экономичному распределению мощностей:

$$\underline{E}_э = E'_э + E''э;$$

$$E'_э = \frac{P_y R_k + Q_y X_k}{U_{ном}};$$

$$E''э = \frac{P'_y X_k - Q_y R_k}{U_{ном}},$$

где R_k, X_k – сопротивление контура.

6. Подобрать сочетание стандартных коэффициентов трансформации (ответвлений) автотрансформаторов, соответствующее требуемой продольной ЭДС:

$$E'_э = U_{ном} (1 - n_{13} \cdot n_{25}).$$

7. Рассчитать принудительное распределение мощностей без учета потерь мощности при введенной продольной ЭДС; определить суммарные потери активной мощности сети.

8. Сравнить потери мощности при естественном, экономичном и принудительном распределении мощностей.

Результаты расчетов представить в виде схем сети с нанесенными на них нагрузками узлов и потоками мощности во всех рассчитанных режимах.

Задача №33

Задана неоднородная замкнутая электрическая сеть, содержащая линию напряжением 110 кВ, выполненную проводом АС 120/19, и линии напряжением 10 кВ с маркой провода АС 120/19 (рис. 15). На каждой подстанции установлено по два трансформатора со следующими номинальными напряжениями и диапазонами регулирования напряжения: $115 \pm 9 \times 1,78\%$ / 11 кВ. Исходные данные о длинах линий и нагрузках принять для заданного преподавателем варианта из табл. 54, 55.

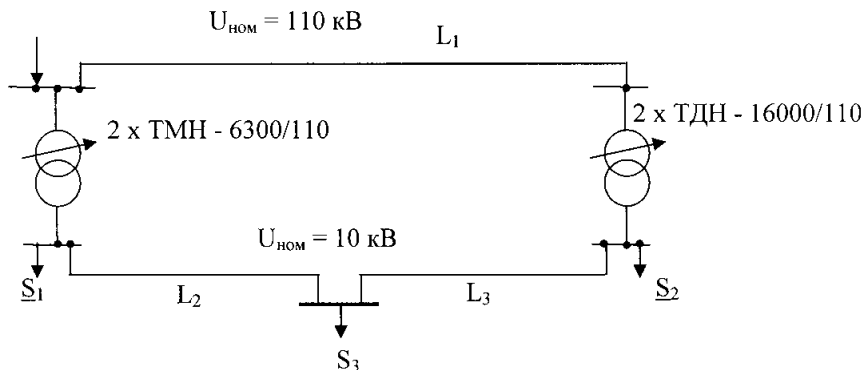


Рис. 15. Схема сети

Требуется:

- 1) рассчитать естественное и экономичное распределение мощностей, а также уравнительную мощность при установленных средних ответвлениях всех трансформаторов;
- 2) подобрать сочетание ответвлений трансформаторов для перехода от естественного к экономичному распределению мощностей;
- 3) рассчитать потокораспределение при установленных ответвлениях трансформаторов одной из подстанций $+9 \times 1,78\%$, другой $-9 \times 1,78\%$;

4) сделать вывод о допустимости режимов с одинаковыми и различными ответвлениями трансформаторов по условию нагрузочной способности трансформаторов и допустимых по нагреву токов линий.

Таблица 54

Параметры линий

Длины линий, км	Номер варианта						
	1...2	3...4	5...7	8...10	11...13	14...16	17...20
L ₁	30	25	40	35	27	32	34
L ₂	10	20	25	17	14	17	18
L ₃	20	10	15	18	15	17	16

Таблица 55

Параметры нагрузок сети

Мощности в узлах, МВ·А	Номер варианта						
	1	2	3	4	5	6...7	8...10
1	15 + j8	12 + j5	6 + j3	11 + j7	10 + j6	20 + j8	8 + j4
2	19 + j6	20 + j13	30 + j14	20 + j11	20 + j8	10 + j6	30 + j16
3	5 + j2	4 + j2	5 + j3	6 + j4	5 + j1	6 + j3	4 + j2

Контрольные вопросы

1. Что понимается под естественным, экономичным и принудительным распределением мощностей?
2. С помощью каких устройств можно ввести в контур продольную ЭДС? поперечную ЭДС?
3. На потоки какой мощности (активной или реактивной) в большей степени оказывает влияние введение в контур продольной ЭДС?
4. Какой режим называется оптимальным?
5. В чем заключается процесс оптимизации режима электрической сети?
6. Что называется критерием оптимизации?

Литература

1. Лычев П.В. Федин В.Т. Электрические системы и сети. Решение практических задач. – Мн.: Дизайн ПРО, 1997.
2. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / Под ред. В.А. Строева. – М.: Высш. школа, 1999.
3. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование. – Мн.: Высш. школа, 1988.
4. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
5. Расчеты и анализ режимов работы сетей / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1974.
6. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Проектирование электрических сетей и систем. – Мн.: Высш. школа, 1978.
7. Электрические системы. Электрические сети / Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – М.: Высш. школа, 1998.
8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
9. Электротехнический справочник. Т. 3. Кн. 1 / Под ред. И.Н. Орлова и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
10. Петренко Л.И. Электрические сети и системы. – Киев: Вища школа, 1981.
11. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
12. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М.: Энергоиздат, 1981.
13. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Энергетические системы. – Мн.: Высш. школа, 1974.

**ПРИЛОЖЕНИЯ
ПРИЛОЖЕНИЕ 1**

Данные сталеалюминиевых проводов воздушных линий 110...220 кВ

Марка провода	Сечение алюминия, мм ²	Диаметр провода, мм	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ · 10 ⁻⁶ , См/км	ΔP _к , кВт/км	Длительно допусти- мый ток, А	K ₀ для ВЛ на стальных одноцепных опорах, III район по гололеду, тыс.руб./км	
								110 кВ	220 кВ
Напряжение 110 кВ									
70/11	68,0	11,4	0,428	0,444	2,55	-	265	19,4	-
95/16	95,4	13,5	0,306	0,434	2,61	-	330	19,1	-
120/19	118,0	15,2	0,249	0,427	2,66	-	390	19,0	-
120/27	114,0	15,4	0,253	0,425	2,67	-	375	19,1	-
150/19	148,0	16,8	0,199	0,421	2,69	-	450	18,9	-
150/24	149,0	17,1	0,198	0,420	2,70	-	450	19,0	-
150/34	147,0	17,5	0,201	0,423	2,71	-	450	19,1	-
185/29	181,0	18,8	0,162	0,413	2,75	-	510	19,7	-
185/43	185,0	19,6	0,158	0,410	2,78	-	515	19,8	-
240/32	244,0	21,6	0,121	0,405	2,81	-	605	20,0	-
Напряжение 220 кВ									
240/32	244,0	21,6	0,121	0,435	2,60	2,7	605	-	22,9
240/39	236,0	21,6	0,124	0,438	2,61	2,5	610	-	23,0
240/56	241,0	22,4	0,122	0,436	2,62	2,6	610	-	23,1
300/39	301,0	24,0	0,098	0,429	2,64	2,5	710	-	24,1
400/51	394,0	27,5	0,075	0,420	2,70	1,7	825	-	25,0
500/64	490,0	30,6	0,060	0,413	2,74	1,5	945	-	26,0

Данные сталеалюминиевых проводов воздушных линий 330...750 кВ

Марка провода	Для одного провода			Количество проводов в фазе	Шаг расщепления фазы, мм	330 кВ				500 кВ				750 кВ				К ₀ , тыс.руб/км, для ВЛ на стальных одноцепных опорах, III район по гололеду		
	Сечение алюминия, мм ²	Диаметр, мм	Длительно допустимый ток, А			r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км	ΔP _к , кВт/км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км	ΔP _к , кВт/км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км	ΔP _к , кВт/км	330 кВ	500 кВ	750 кВ
2×240/32	244,0	21,6	605	2	45	0,060	0,331	3,38	4,3									39,6		
2×300/39	288,3	22,1	710	2	50	0,048	0,328	3,41	3,4									40,8		
2×400/51	394,0	27,5	825	2	55	0,375	0,323	3,46	2,6									44,0		
3×300/66	288,5	24,5	680	3	60					0,034	0,310	3,97	7,9							49,3
3×400/51	394,0	27,5	825	3	60					0,025	0,306	3,62	6,2							54,3
3×500/64	490,0	30,6	945	3	50					0,020	0,304	3,64	4,9							63,6
4×400/93	406,0	29,1	850	4	60									0,019	0,289	4,13	18,3			83
4×500/64	490,0	30,6	945	4	60									0,015	0,303	3,90	16,6			85
5×240/56	241,0	22,4	610	5	60									0,024	0,308	3,76	16,0			88
5×300/66	288,5	24,5	680	5	65									0,021	0,288	4,11	13,7			95
5×400/51	394,0	27,5	825	5	60									0,015	0,286	4,13	10,8			97

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Данные алюминиевых проводов

Номинальное сечение, мм ²	Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км, при напряжении, кВ			Длительно допустимый ток, А
				0,38	6	10	
25	24,7	6,4	1,15	0,319	0,389	0,402	135
35	34,5	7,5	0,835	0,308	0,380	0,391	170
50	49,5	9,0	0,578	0,297	0,369	0,380	215
70	69,3	10,7	0,413	0,283	0,355	0,366	265
95	92,4	12,3	0,311	0,274	0,346	0,347	325
120	117,0	14,0	0,246	-	0,338	0,349	375

Данные двухобмоточных трансформаторов

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Каталожные данные						Расчетные данные			K _T , тыс.руб.
		U _{ном} обмоток, кВ		U _{к%}	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _{х%}	R _T , Ом	X _T , Ом	ΔQ _х , квар	
		ВН	НН								
ТМ-100/10	0,10	10	0,4	4,5	1,97	0,31	2,6	22,7	40,8	2,6	
ТМ-250/10	0,25	10	0,4	4,5	3,7	1,05	2,3	6,7	15,6	9,2	
ТМ-400/10	0,40	10	0,4	4,5	5,5	0,92	2,1	3,7	10,6	12,0	
ТМ-1000/10	1,0	10	0,4	5,5	12,2	2,1	2,8	1,3	6,1,8	28,0	
ТМН-1000/35	1,0	35	0,4	6,5	16,5	3,6	1,4	7,9	49,8	22,4	15,4
ТМН-2500/35	2,5	35	6,3; 11	6,5	23,5	5,1	1,1	4,6	31,9	27,5	21,2
ТМН-4000/35	4,0	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23,0	40,0	25,7
ТДН-10000/35	10,0	36,75	6,3;10,5	8,0	60,0	12,5	0,6	0,81	10,8	60,0	41,8
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11	10,5	44,0	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4	49,0
ТДН-10000/110	10,0	115	6,6; 11	10,5	60,0	14,0	0,7	7,95	139,0	70,0	54,0
ТДН-16000/110	16,0	115	6,6; 11	10,5	85,0	19,0	0,7	4,38	86,7	122,0	63,0
ТРДН-25000/110	25,0	115	6,3;10,5	10,5	120,0	27,0	0,7	2,54	55,9	175,0	84,0
ТРДН-40000/110	40,0	115	6,3;10,5	10,5	172,0	36,0	0,65	1,4	34,7	260,0	109,0
ТРДЦН-63000/110	63,0	115	6,3;10,5	10,5	260,0	59,0	0,6	0,87	22,0	410,0	136,0
ТРДН-40000/220	40,0	230	6,6; 11	12,0	170,0	50,0	0,9	5,6	158,7	360,0	169,0
ТРДЦН-63000/220	63,0	230	6,6; 11	12,0	300,0	82,0	0,8	3,9	100,7	504,0	193,0

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Данные трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов)

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Каталожные данные									Расчетные данные						ΔQ_x , квар	K_T , тыс. руб.
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$U_{K\%}$			$\Delta P_{кв}$, кВт	$\Delta P_{х_3}$, кВт	$I_{х\%}$	R_T , Ом			X_T , Ом				
		ВН	СН	НН	ВС	ВН	СН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6	57
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1	5,0	5,0	5,0	142,2	0	82,7	110	67
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160	79
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175	91
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240	117
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300	148
ТДТН-40000/220	40	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5	220	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440	165
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	6,6; 11; 38,5	11	45	28	305	65	0,5	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625	253

Содержание

В в е д е н и е.....	3
СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ДИСЦИПЛИНАМ.....	4
ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ВЫРАЖЕНИЯ.....	24
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В ФОРМУЛАХ.....	32
ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ».....	34
ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ».....	39
ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ».....	45
ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ПРОТЯЖЕННЫХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ».....	56
ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ».....	58
ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «ЭЛЕМЕНТЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ».....	66
ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ».....	78
ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ».....	80
ЗАДАЧИ ПО ТЕМЕ: «ЭЛЕМЕНТЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ».....	84
Л и т е р а т у р а.....	88
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	89

Учебное издание

ФЕДИН Виктор Тимофеевич
ФАДЕЕВА Галина Анатольевна
ВОЛКОВ Александр Анатольевич

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ.
ТЕРМИНОЛОГИЯ И ЗАДАЧИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ

Методическое пособие к практическим занятиям
по дисциплинам «Электрические системы и сети» и
«Установившиеся режимы электрических систем и сетей»
для студентов электроэнергетических специальностей вузов

Под редакцией профессора В.Т.Федина

Редактор Т.А.Палилова. Корректор М.П.Антонова
Компьютерная верстка Н.А.Школьниковой

Подписано в печать 05.02.2004.

Формат 60x84 1/16. Бумага типографская № 2.

Печать офсетная. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 5,6. Уч.-изд. л. 4,4. Тираж 500. Заказ 436.

Издатель и полиграфическое исполнение:

Белорусский национальный технический университет.
Лицензия ЛВ №155 от 30.01.2003. 220013, Минск, проспект
Ф.Скорины, 65.