

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РЕГИОНА

Учебное электронное издание

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова»

А.И. Мотовилов

**РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РЕГИОНА**

Учебное пособие

Архангельск
САФУ
2019

УДК 621.311
ББК 31.27-01
М85

*Рекомендовано к изданию учебно-методическим советом
Северного (Арктического) федерального университета
имени М.В. Ломоносова*

Мотовилов, А.И.

М85 Разработка проекта электрической сети региона [Электронное издание]: учебное пособие / А.И. Мотовилов; Сев. (Арктич.) федер. ун-т им. М.В. Ломоносова. – [Электронные текстовые данные]. – Архангельск: САФУ, 2019. – 93 с.

ISBN 978-5-261-01364-8

Курсовой проект по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» предполагает проектирование электрических сетей для электроснабжения, расположенных в 6 пунктах потребителей от крупного источника электроэнергии. Содержанием проекта является разработка вариантов конфигураций электрической сети; выбор основных параметров сети и технико-экономическое сравнение вариантов схем; расчёт режимов лучшего варианта электрической сети для проверки соблюдения заданных требований к надёжности схемы и качеству электроэнергии, отпускаемой потребителям.

Предназначено для студентов специальности 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Электроснабжение») дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.311
ББК 31.27-01

Издательский дом им. В.Н. Булатова САФУ
163060, г. Архангельск, ул. Урицкого, д. 56

ISBN 978-5-261-01364-8

© Мотовилов А.И., 2019
© Северный (Арктический) федеральный
университет им. М.В. Ломоносова, 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

Термины и определения	4
Общие сведения	6
1. Характеристика и порядок выбора задания	13
1.1. Характеристика задания.....	13
1.2. Порядок выбора задания.....	13
2. Рекомендации по выполнению разделов курсового проекта.....	17
2.1. Разработка вариантов конфигурации и выбор номинального напряжения сети	18
2.2. Ориентировочный выбор компенсирующих устройств.....	22
2.3. Выбор числа и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях.....	24
2.4. Выбор конструктивного исполнения сети и сечений проводников	28
2.5. Составление схем электрических соединений подстанций .	35
2.6. Техничко-экономическое сравнение вариантов.....	38
2.7. Электрический расчёт характерных режимов сети	43
2.8. Выбор ответвлений трансформаторов и других средств обеспечения качества напряжения.....	49
2.9. Техничко-экономические показатели электрической сети	53
3. Общие сведения об электрических сетях	54
Библиографический список	76

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Авария в энергосистеме – нарушение нормального режима всей или значительной части энергетической системы, связанное с повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей.

Надежность электроснабжения – способность энергосистемы, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, обеспечить им поставку электрической энергии (мощности) в соответствии с заявленными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм качества электроэнергии.

Режим энергосистемы (электроэнергетический режим энергосистемы) – единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

Нормальный режим энергосистемы – режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

Аварийный режим энергосистемы – режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Послеаварийный режим энергосистемы – режим, в котором энергосистема находится после локализации аварии до установления нормального или вынужденного режима. Послеаварийный режим характеризуется сниженными требованиями к параметрам режима по сравнению с требованиями к нормальному режиму. Продолжительность нормализации

послеаварийного режима ограничена 20 мин. Превышение указанного времени означает переход к работе в вынужденном режиме.

Вынужденный режим энергосистемы – режим энергосистемы, при котором загрузка некоторых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой. Вынужденный режим может быть разрешен на высшем уровне диспетчерского управления для послеаварийных режимов на время прохождения максимума или минимума нагрузки, но не более 40 мин (дополнительно к 20 мин, разрешенным для нормализации послеаварийного режима), или на время, необходимое для ввода ограничений и/или мобилизации резерва, а также при невозможности выполнения требований к нормальным режимам энергосистемы.

Технологический режим работы объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя – процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки (включая параметры настройки системной и противоаварийной автоматики).

Переток мощности (энергии) – это мощность (энергия), передаваемая из одной энергосистемы или части энергосистемы в другую или передаваемая мощность (энергия) по линии (сечению) внутри одной системы.

Схема электрических соединений объектов электроэнергетики – характеристика электроэнергетического режима, определяющая состояние соединения оборудования объектов электроэнергетики между собой.

Электрическая сеть – совокупность технических устройств, состоящая из высоковольтных линий электропередачи и подстанций, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.

Электрический ток – направленное движение носителей заряда и (или) изменение электрического поля, сопровождаемое магнитным полем.

Электрическое напряжение – физическая величина, характеризующая электрическое поле вдоль рассматриваемого пути и равная линейному интегралу напряженности электрического поля вдоль рассматриваемого пути.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Источники энергии (бассейны топлива, водные бассейны) находятся на значительном расстоянии от крупных заводов, населенных пунктов и других центров потребления. Передача топлива может быть произведена по газопроводам и нефтепроводам, перевозка угля – по железной дороге, тепла – по специальным трубопроводам, но во многих случаях это может быть нерентабельно и более выгодным оказывается сооружение электростанций вблизи бассейнов и передача электроэнергии на дальние расстояния по линиям электропередачи. В условиях России основные ресурсы расположены в азиатской части, а основная часть электропотребителей в европейской части. В связи с этим возникает необходимость переброски на большие расстояния значительных потоков электроэнергии.

Электростанции при помощи линий электропередачи (через подстанции) связывают друг с другом для параллельной работы на общую нагрузку. Такая совокупность электростанций, подстанций и приемников электрической энергии, связанных между собой линиями электропередачи, называется энергетической системой (ЭС). При этом получают существенные технико-экономические преимущества:

1. Возможность увеличения единичной мощности генераторов и электростанций. Это снижает стоимость 1 кВт установленной мощности, позволяет повысить производительность машиностроительных заводов при тех же производственных площадях и трудозатратах;

2. Значительное повышение надежности электроснабжения потребителей;

3. Повышение экономичности работы различных типов электростанций;

4. Снижение необходимой резервной мощности электростанций.

Значения напряжений, мощностей и токов элементов, а также частоты, определяющие процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, называются параметрами режима.

В энергосистемах России вырабатывается и потребляется переменный электрический ток. Используется трехфазная система, работающая со стандартной (по ГОСТ) частотой 50 герц (Гц). В трехфазных симметрич-

ных системах применяются два основных способа соединения элементов: соединение «треугольником» и соединение «звездой», что соответствует трем однофазным системам, но позволяет использовать только три провода (фазы) вместо шести в случае построения трех однофазных систем.

Токовая загрузка оборудования измеряется в амперах (А). Напряжение на шинах электростанций и подстанций измеряется в вольтах (В), киловольтах (кВ);

Линейное напряжение – это напряжение между фазами. Фазное напряжение это напряжение между фазой и землей. Линейное напряжение всегда больше фазного в 1,73 раза.

Протекание токов по элементам электрической сети сопровождается потерями напряжения вследствие преодоления сопротивления по мере движения носителей заряда электрического тока. Следовательно, по мере удаления от источника питания напряжение уменьшается.

Активное сопротивление измеряется в омах (Ом), килоомах (кОм) и т.д. В то же время для нормальной работы электроприемников напряжение должно находиться в допустимых пределах. Например, если принять, что на пути от генераторов электростанций до приемников электрическая энергия претерпевает четыре трансформации и при каждой трансформации потери напряжения составляют 5 %, а в каждой из сетей 10 %, то суммарные потери напряжения могут составить до 60 %.

Потери напряжения уменьшаются при увеличении класса напряжения в сети, т.е. при увеличении передаваемой мощности требуется увеличивать напряжение электропередачи. В сетях высокого напряжения максимальное рабочее напряжение определяется условиями работы изоляции и составляет от 105 до 120 % номинального значения.

Допустимое снижение напряжения в ЭЭС определяются условиями устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и узлов нагрузки. Напряжение является показателем качества электроэнергии.

Активная генерируемая мощность ($P_{\text{Г}}$), активная потребляемая мощность ($P_{\text{н}}$) – это нагрузка генератора или потребителя нагрузки соответственно в единицу времени, измеряется в ваттах (Вт), киловаттах ($\times 1000$) (кВт), мегаваттах ($\times 1000000$ по отношению к Вт) (МВт). Так как величина мощности изменяется во времени, то различают мощности: номинальную, максимальную, минимальную, среднесуточную и т.д.

Электроэнергия (генерации, потребления) – это мощность, выработанная или потребленная за определенный период времени (например, за минуту, час, сутки, месяц и т.д.). Измеряется: Вт·ч, кВт·ч, МВт·ч.

Наибольшая активная мощность, возможная при данных значениях напряжения U и тока I , называется полной мощностью. Она определяется выражением $S = UI$, а отношение активной мощности P к полной мощности S характеризует его энергетическую эффективность и называется коэффициентом мощности. Отношение P/S равно $\cos \varphi$ (φ – это угол между током и напряжением во вращающейся трехфазной системе). Полная мощность S измеряется в вольтамперах (В·А), мегавольтамперах (МВ·А). Например, в В·А измеряется мощность силовых трансформаторов или полная мощность генераторов.

Активную мощность возможно передавать на большие расстояния.

Реактивная мощность $Q = UI \sin \varphi$ – это мощность, которая также генерируется и потребляется. Её баланс в отдельных энергоузлах, в свою очередь, обеспечивает заданный уровень напряжения в контрольных пунктах электрической сети. Следует отметить, что реактивная мощность в отличие от активной и полной мощности может быть как положительной (при активно-индуктивном характере нагрузки), так и отрицательной (при активно-емкостном характере нагрузки). Измеряется в вольтамперах реактивных (вар). Реактивную мощность нельзя передавать на большие расстояния.

Полная мощность определяется выражением $S^* = P^* + jQ^*$. При этом все три мощности взаимосвязаны и характеризуют работу генератора.

Наибольшая активная мощность, равная полной мощности генератора, может быть достигнута на генераторе в случае отсутствия генерации реактивной мощности (т.е. при $Q = 0$).

Электрическая сеть как часть ЭЭС обеспечивает возможность выдачи мощности электростанций, ее передачу на расстояние, преобразование параметров электроэнергии (напряжения, тока) на подстанциях и ее распределение по некоторой территории, вплоть до непосредственных электроприемников. Электрическая сеть характеризуется многоступенчатостью, т.е. большим числом трансформаций на пути от источников электроэнергии к ее потребителям и сложной конфигурацией (узлов, ветвей и замкнутых контуров). При этом электрическая сеть обладает многорежимностью работы (разнообразием загрузки элементов сети в суточном и годовом разрезе и обилием режимов, возникающих при выводе различных элементов сети в плановый ремонт и при их аварийных отключениях).

Все электроприемники, генераторы, трансформаторы и прочие элементы ЭЭС проектируются для работы в длительном нормальном режиме при определенном напряжении, при котором эти элементы облада-

ют наиболее целесообразными технико-экономическими показателями. В настоящее время стандартизированы четыре напряжения менее 1000 В (40, 220, 380 и 660 В) и 12 напряжений выше 1000 В (3, 6, 10, 20, 35, 110, 150 (150 – только в Кольской и Калининградской энергосистемах), 220, 330, 500 (500 в ОЭС Северо-Запада не используется), 750, 1150 кВ (1150 в ОЭС Северо-Запада не используется)). Все перечисленные цифры соответствуют линейным (т.е. междуфазным) значениям напряжений трехфазной системы переменного тока.

На генераторном напряжении (напряжение на выводах статора генератора) используются следующие основные классы напряжения: 6,3; 10; 15,75; 20 кВ.

По отношению к территории, охватываемой сетью, могут быть выделены следующие сети: местные (U_n – меньше или равно 35 кВ), районные (U_n – 110, 220 кВ) и региональные (U_n – больше или равно 330 кВ). Линии электропередачи (ЛЭП) сверхвысокого напряжения (СВН) 750, 1150 кВ, служат как для связи отдельных районов и относительно небольших ЭС в ОЭС, так и для связи между собой крупных объединений (ОЭС).

По назначению различают системообразующие и распределительные сети. Первые образуют районные энергосистемы (РЭС) путем объединения электростанций на параллельную работу, а также объединения РЭС и ОЭС между собой. Распределительной линией считается линия, питающая ряд трансформаторных подстанций или вводы к электроустановкам потребителей.

По характеру подключаемых к ним потребителей различают промышленные (высокая плотность нагрузки), городские (сочетание промышленной и бытовой нагрузки) и сельские (низкая плотность нагрузки).

Основные элементы – генерирующие агрегаты электростанций, преобразующие энергию воды или пара в электроэнергию; трансформаторы, автотрансформаторы, выпрямительные установки, преобразующие значения и вид тока и напряжения; линии электропередачи (ЛЭП), передающие электроэнергию на расстояние; коммутирующая аппаратура (выключатели, разъединители), предназначенная для изменения схемы ЭЭС и отключения поврежденных элементов. Нередко данное оборудование называют силовым или первичным оборудованием.

Оборудование измерительное и средств управления называют вторичным (по отношению к силовому) оборудованием.

Ни один элемент ЭЭС (генератор, трансформатор, линия электропередачи, шины подстанции и т.д.) не обладает абсолютной надежностью. Они могут быть повреждены, причем большинство повреждений связаны с коротким замыканием (КЗ). При этом режим КЗ опасен для ЭЭС; устойчивая работа может быть нарушена из-за существенного искажения параметров ЭЭС, потребители теряют электропитание, длительное существование токов КЗ разрушает оборудование до неремонтопригодного состояния.

Назначением релейной защиты (РЗ) является выявление поврежденного элемента и быстрее его отключение от энергосистемы. Кроме того, устройства РЗ должны предупреждать повреждение элемента энергосистемы в случае возникновения ненормального и опасного для него режима работы (перегрузка, неполнофазный режим и др.).

Основные требования:

- селективность – способность устройства РЗ выявить и отключить именно поврежденный элемент, хотя при наличии КЗ нарушается нормальная работа многих элементов энергосистемы;
- быстродействие – способность устройства РЗ в кратчайший промежуток времени (лучше мгновенно) выявить и отключить поврежденный элемент энергосистемы;
- чувствительность – способность устройства РЗ четко отличать режим КЗ любого вида (трехфазное, двухфазное, однофазное) от всевозможных режимов работы защищаемого объекта при отсутствии КЗ;
- надежность – отсутствие отказов или ложных срабатываний релейной защиты, что обеспечивается как функциональной, так и аппаратной надежностью устройств РЗ.

Состояние ЭЭС на заданный момент или отрезок времени называется режимом работы. Режим определяется составом включенных основных элементов ЭЭС и их нагрузкой. Если параметры режима неизменны, то режим ЭЭС называется установившимся, если изменяются, то переходным.

Основная задача ЭЭС – экономичное и надежное электроснабжение потребителей без перегрузок основных элементов ЭЭС и при обеспечении заданного качества электроэнергии, т.е. в этом смысле основной режим работы ЭЭС – нормальный установившийся, в котором она работает основную часть времени.

Аварийный режим должен немедленно ликвидироваться средствами автоматики, а при ее неработоспособности (отказе) – оперативно.

Причинами нарушения нормального режима являются:

- нарушение одним или несколькими субъектами рынка согласованного графика поставок электроэнергии, включая потерю генерирующего оборудования;
- отключение линий электропередачи и оборудования;
- отказ в работе или потеря функции автоматики, релейной защиты, системы контроля или управления;
- ошибки субъектов рынка при планировании балансов мощности и определении пропускной способности.

При отклонении от нормального режима необходимо принять меры по введению режима в область допустимых значений действием автоматики или оперативного персонала.

Аварийный режим возникает в результате:

- ненормативных возмущений;
- отказа автоматики при ликвидации нормативных возмущений;
- возмущений, произошедших в условиях вынужденного режима;
- задержки на 20 мин и более в ликвидации аварийно-допустимого режима или превышение по продолжительности допустимой длительной перегрузки оборудования по току, напряжению или другим параметрам.

Для ликвидации аварийного режима оперативный персонал энергосистемы обязан:

- ввести в работу оборудование, отключение которого явилось причиной нарушения нормального режима;
- использовать согласованные резервы мощности;
- ввести в работу резервное оборудование или вывести в резерв работающее;
- использовать располагаемую реактивную мощность станций, синхронных компенсаторов и шунтирующих реакторов;
- произвести секционирование (деление) электрической сети при необходимости снятия перегрузки;
- изменить согласованный график поставок электроэнергии для изменения перетоков мощности (изменение загрузки генерирующего оборудования);
- изменить уровень потребления в энергосистеме в целом или её отдельных частях введением соответствующих очередей графиков отключений и ограничений электрической мощности и энергии;
- осуществить синхронизацию отдельных объектов и частей энергосистемы в случае их отделения;

- организовать разворот электростанций в случае их полного останова;
- организовать вывод из холодного резерва генерирующего оборудования.

Послеаварийный режим работы энергосистемы – режим, в котором энергосистема находится после локализации аварии до установления нормального или вынужденного режима. Послеаварийный режим характеризуется сниженными требованиями к параметрам режима по сравнению с требованиями к нормальному режиму. Продолжительность послеаварийного режима ограничена 20 мин. Превышение указанного времени означает переход к работе в вынужденном режиме.

Цель вынужденного режима – устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, не затронутого аварией; предотвращение развития аварии; восстановление в кратчайший срок электроснабжения потребителей и качества электроэнергии (частоты напряжения); создание наиболее надежной послеаварийной схемы энергосистемы и отдельных ее частей; выяснение состояния отключившегося во время аварии оборудования и возможности включения его в работу.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА И ПОРЯДОК ВЫБОРА ЗАДАНИЯ

1.1. Характеристика задания

Необходимо произвести электроснабжение расположенных в 6 пунктах потребителей от крупного источника электроэнергии. Четыре потребителя характеризуются достаточно большой мощностью, соответствующей необходимости выбора для них районной подстанции или главной понизительной подстанции крупного предприятия. Для этой группы потребителей электроэнергия должна быть преобразована на напряжение 10 кВ. Два потребителя имеют относительно небольшую мощность и расположены недалеко от одного из крупных потребителей. Ими могут быть небольшие промышленные и сельскохозяйственные предприятия, жилые районы и населённые пункты. Электроснабжение этих потребителей предполагается осуществить от подстанций соответствующих крупных потребителей и обеспечить напряжением 380 В.

Содержание проекта включает следующие вопросы:

1. Разработка вариантов конфигураций электрической сети и выбор двух лучших;
2. Ориентировочный выбор компенсирующих устройств;
3. Выбор основных параметров сети: номинального напряжения, трансформаторов, проводов и кабелей;
4. Составление схем электрических соединений подстанций;
5. Технико-экономическое сравнение вариантов;
6. Расчёт режимов лучшего варианта электрической сети;
7. Выбор ответвлений трансформаторов и других средств обеспечения качества напряжения;
8. Технико-экономические показатели спроектированной сети.

1.2. Порядок выбора задания

Исходные данные для курсового проекта приведены в табл. 1.1–1.8. Необходимый вариант выбирается по первым трём буквам фамилии и имени студента и по первой букве отчества.

В табл. 1.1–1.4 представлена информация о потребителях 1–4: координаты X и Y потребителей по отношению к источнику питания, их

максимальные активные мощности P_m , коэффициенты мощности $\cos\varphi$, время использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$ и категории надёжности электроснабжения потребителей.

В табл. 1.5–1.6 даны координаты X и Y потребителей по отношению к точке их привязки, их максимальные активные мощности P_m , коэффициенты мощности $\cos\varphi$, время использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$ и категории надёжности электроснабжения потребителей.

Таблица 1.1. Исходные данные о потребителе 1

Параметр	Варианты по 1-й букве фамилии									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
X , мм	–11	–7	8	5	12	23	25	32	34	36
Y , мм	17	16	45	46	49	16	22	21	23	25
P_m , МВт	42	39	54	31	18	58	46	28	17	27
$\cos\varphi$	0,80	0,95	0,90	0,91	0,88	0,85	0,78	0,89	0,95	0,92
$T_{нб}$, ч	5680	5120	4490	5450	4610	3730	3210	3670	4160	3790
Категория	I	I, II	II	III	III	I	I, II	I	I, II	III

Таблица 1.2. Исходные данные о потребителе 2

Параметр	Варианты по 2-й букве фамилии									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
X , мм	8	–30	14	–20	–23	16	22	35	38	41
Y , мм	16	23	12	24	35	21	26	39	40	34
P_m , МВт	69	78	72	40	47	33	23	16	11	57
$\cos\varphi$	0,78	0,80	0,85	0,91	0,93	0,95	0,95	0,82	0,84	0,83
$T_{нб}$, ч	4220	4890	4380	5270	4650	3530	3790	2520	3160	4880
Категория	I, II	I	I, II	I, II	I	III	III	I	I, II	II

Таблица 1.3. Исходные данные о потребителе 3

Параметр	Варианты по 3-й букве фамилии									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
X , мм	11	22	9	26	17	30	24	43	27	35
Y , мм	28	0	38	5	35	0	31	0	38	12
P_m , МВт	72	53	44	27	22	41	38	49	66	64
$\cos\varphi$	0,95	0,93	0,91	0,78	0,80	0,84	0,88	0,90	0,85	0,81
$T_{нб}$, ч	5790	5920	6180	2950	3280	3170	3870	4340	4730	5610
Категория	I	II	I, II	III	III	I	I, II	II	I, III	III

Таблица 1.4. Исходные данные о потребителе 4

Параметр	Варианты по 1-й букве имени									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
X , мм	–13	–12	–26	–38	–20	–7	–4	0	–23	–30
Y , мм	42	24	0	5	6	37	38	23	12	14
P_m , МВт	72	61	58	39	23	16	37	43	28	32
$\cos \varphi$	0,90	0,92	0,95	0,95	0,88	0,84	0,80	0,78	0,83	0,87
$T_{нб}$, ч	5720	4760	5980	4890	5540	4280	3190	3620	3950	4550
Категория	I	I, II	II	III	III	III	I	I, II	II	II

Таблица 1.5. Исходные данные о потребителе 5

Параметр	Варианты по 2-й букве имени									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
X , мм	–13	–12	–10	–6	0	2	7	6	8	11
Y , мм	0	15	8	4	6	12	7	5	0	4
P_m , кВт	530	460	648	1130	834	754	327	558	934	438
$\cos \varphi$	0,78	0,80	0,84	0,89	0,92	0,95	0,92	0,95	0,80	0,83
$T_{нб}$, ч	5250	4300	3560	4520	3230	5580	4240	3890	2580	2860
Категория	I	I, II	II	III	I	I, II	II	III	II	III

Таблица 1.6. Исходные данные о потребителе 6

Параметр	Варианты по 3-й букве имени									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
X , мм	–9	–6	–11	–7	–4	0	5	11	10	13
Y , мм	2	0	9	8	16	14	12	13	0	2
P_m , кВт	458	1168	523	544	327	351	431	687	952	385
$\cos \varphi$	0,95	0,92	0,90	0,93	0,88	0,86	0,84	0,82	0,80	0,79
$T_{нб}$, ч	5020	5360	5290	2950	3390	2550	4170	4240	5180	3560
Категория	III	II	II, I	I	I	I, II	II	III	II	III

В табл. 1.7 дана исходная информация о потребителях и их расположении: масштаб для потребителей 1–4, доля каждой из нагрузок в минимальном режиме P_{\min} по отношению к максимальному, точка привязки нагрузок 5 и 6, масштаб для потребителей 5 и 6 по отношению к точке привязки.

Таблица 1.7. Исходные данные о потребителях

Характеристика потребителей	Варианты по 1-й букве отчества									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
Масштаб для потребителей 1–4, км/мм	2	1,5	1	2	1,5	1	2	1,5	1	2
Масштаб для потребителей 5 и 6 по отношению к точке привязки, км/мм	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5
Потребитель, к которому привязаны потребители 5 и 6	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
Доля всех нагрузок в минимальном режиме по отношению к максимальной	0,51	0,62	0,54	0,61	0,55	0,57	0,65	0,67	0,56	0,64

Для примера в табл. 1.8 приведены исходные данные варианта для студента с фамилией МАМ..., именем СЕР... и отчеством Ю... . Согласно табл. 1.7:

масштаб для потребителей 1–4: 1,5;

масштаб для потребителей 5, 6: 0,5;

точка привязки потребителей 5,6: 2;

доля наименьших нагрузок от наибольших: 0,6.

Таблица 1.8. Пример исходных данных варианта

№	Координаты		Номинальная активная мощность, МВт	$\cos \varphi$	$T_{\text{нб}}, \text{ч}$	Категория
	$X, \text{мм}$	$Y, \text{мм}$				
1	5	46	31	0,91	5450	III
2	8	16	69	0,78	4220	I
3	26	5	27	0,78	2950	III
4	0	23	43	0,78	3620	II
5	2	12	0,754	0,95	5580	I
6	5	12	0,431	0,84	4170	II

2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАЗДЕЛОВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Во введении обосновывается тема проекта с точки зрения перспективы развития сетевого строительства в регионе проживания студента. Определяются цель и задачи курсового проекта.

В каждом разделе проекта необходимо:

1. Сформулировать задачу, решаемую в разделе;
2. Привести исходные данные и поставленные требования;
3. Привести чертежи и схемы;
4. Описать методику и последовательность решения задачи с приведением расчётных формул;
5. Выполнить расчёты. Повторные аналогичные расчёты свести в таблицы;
6. Привести краткий анализ полученных результатов. Сделать выводы.

Заключение должно обобщать основные результаты, полученные в каждом разделе.

На первом листе графической части (формата А1) приводятся варианты конфигурации шести предварительно рассмотренных схем проектируемой электрической сети с указанием на них категорий потребителей, активной мощности потребителей P_m (МВт), протяжённости участков линии (км), суммарной длины линий (км) каждого варианта и принятые обозначения. Также приводятся две принципиальные схемы электрических соединений двух лучших вариантов проектируемой сети – радиальной и смешанной (с наличием замкнутых участков). На схемах указывают марки проводов, длины участков сети, количество, тип и мощности выбранных трансформаторов на каждой подстанции, напряжение распределительных устройств высокого, среднего и низшего напряжений, места подключения компенсирующих устройств и их типы.

На втором листе (формата А1) приводится режимная схема лучшего варианта электрической сети с данными расчётов режимов сети: максимального, минимального и послеаварийного – потоков мощности в начале и конце каждого участка, напряжения в узлах, значения выбран-

ных ответвлений на трансформаторах, действительные напряжения на шинах потребителей для всех расчётных режимов.

2.1. Разработка вариантов конфигурации и выбор номинального напряжения сети

Разработка схем электрических сетей производится совместно с построением конфигурации сети и выбором её номинального напряжения. Многообразие условий, связанных с взаимным размещением нагрузок и источников питания, их географическим расположением приводит к большому количеству конфигураций и схем электрической сети, которые отличаются различными свойствами и технико-экономическими показателями.

При разработке вариантов конфигурации сети необходимо учитывать следующие основные требования:

1. Обеспечение необходимой надёжности электроснабжения потребителей электрической энергии;
2. Обеспечение нормируемого качества электроэнергии потребителей как в нормальных, так и в послеаварийных режимах;
3. Обеспечение гибкости сети. При этом передача мощности должна осуществляться в различных режимах, в том числе ремонтных и послеаварийных;
4. Схемы должны позволять построение сетей из унифицированных элементов (линий и подстанций).

По заданным координатам расположения источника питания и нагрузкам составляется топологическая схема их размещения. На схему наносят максимальные нагрузки потребителей и отмечают категории потребителей электроэнергии. В принятом масштабе на топологическую схему наносят расстояния между узлами проектируемой сети. После этого приступают к разработке вариантов схемы сети.

При выборе количества линий можно исходить из следующего. Электроснабжение потребителей I категории должно осуществляться не менее чем по двум отдельным линиям. Электроснабжение потребителей II категории относительно небольшой мощности возможно по двухцепной линии, а III категории по одной линии.

При построении конфигурации можно рекомендовать следующее:

- целесообразно выделить подстанции, потребители которых требуют 100 % резерва по сети, и рассмотреть выполнение этого требования;

- замкнутой сетью целесообразно связывать потребителей примерно одинаковой мощности;
- по возможности необходимо исключить потоки мощности к источнику питания;
- не следует допускать малозагруженных линий в замкнутых сетях;
- необходимо стремиться к передаче электроэнергии потребителям по кратчайшему пути.

В результате должно быть разработано не менее трёх вариантов радиальных схем и столько же замкнутых и смешанных (рис. 2.1).

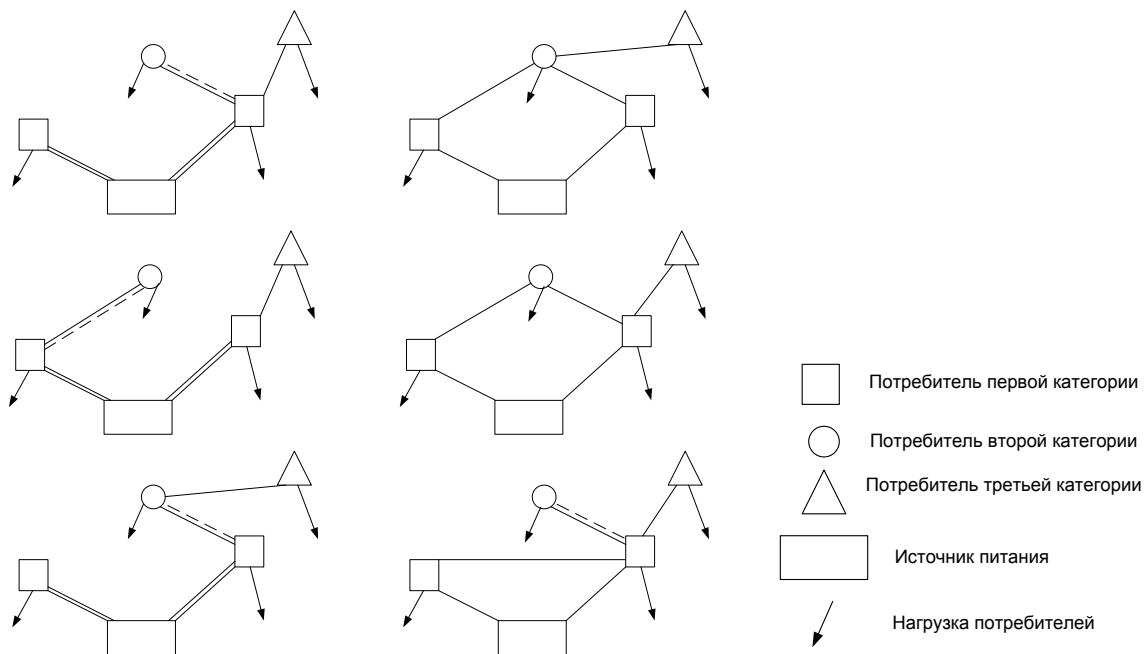


Рис. 2.1. Варианты конфигурации электрической сети

В качестве критерия сопоставления вариантов сети на данном этапе проектирования рекомендуется использовать суммарную длину линий. Длины двухцепных линий при этом умножаются на 1,5: во столько раз дороже двухцепная линия по сравнению с одноцепной.

Условные графические обозначения для разного типа длины приведены на рис. 2.2.

Примеры смешанной и радиальной сети приведены на рис. 3 и 4.

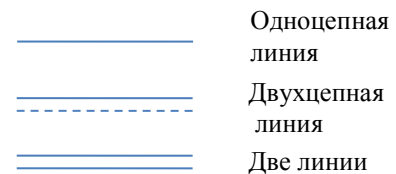


Рис. 2.2. Условные графические обозначения ЛЭП

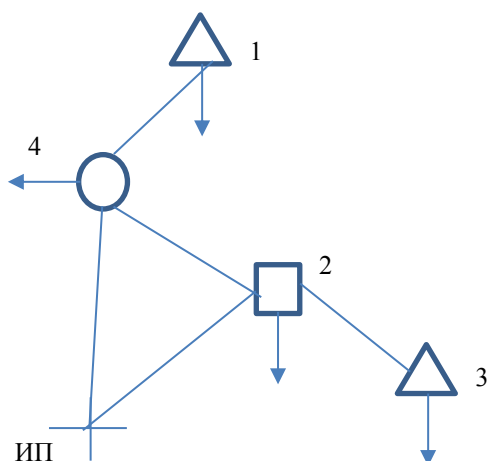


Рис. 2.3. Пример смешанной сети

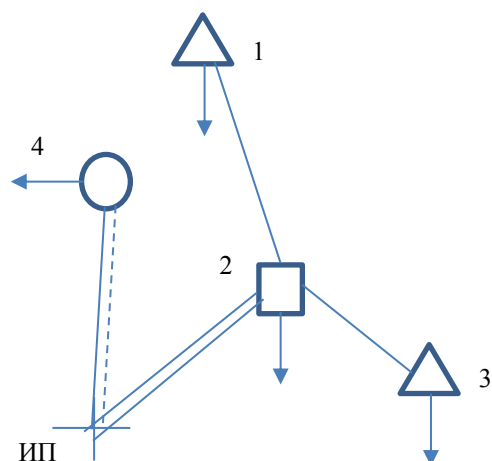


Рис. 2.4. Пример радиальной сети

Приведем *пример расчета* длины участков для радиальной сети (рис. 2.4).

Длины участков:

ИП-2 = 34 км; 2-1 = 36 км; 2-3 = 27 км; ИП-4 = 32 км; 1-5 = 7,5 км;
5-6 = 1,5 км

Суммарная длина линий:

$2 \cdot 34 + 36 + 27 + 1,5 \cdot 32 + 7,5 + 1,5 = 188$ км.

Из каждой группы схем на основе сравнения по длинам надо выбрать по одной лучшей для дальнейшего расчёта. Так как это ориентировочный отбор вариантов, то не исключается замена их другими, если в дальнейшем возникнут трудности с выбором трансформаторов, сечений проводников или обеспечением качества напряжения.

Номинальное напряжение – это основной параметр сети, определяющий габаритные размеры линий, трансформаторов, подстанций. Номинальное напряжение сети должно соответствовать характерной для данной энергосистемы системе номинальных напряжений. В энергосистемах СНГ применяются две системы номинальных напряжений: 10(6)–110–330–750 кВ и 10(6)–35–110–220–500 кВ. Номинальное напряжение 150 кВ для вновь проектируемых сетей использовать нежелательно.

Для предварительного выбора номинального напряжения сети учитывают его связь с передаваемой мощностью и длиной. Активные мощности на каждом участке сети можно найти без учёта потерь.

В случае расчёта замкнутой сети она принимается за однородную. С учетом этого для смешанной сети (рис. 2.3) мощность по линиям на замкнутой части ИП-4-2-ИП определяется так:

1) составляется схема замкнутой части сети с обозначением принимаемого направления потоков мощности и точки потока раздела (рис. 2.5);

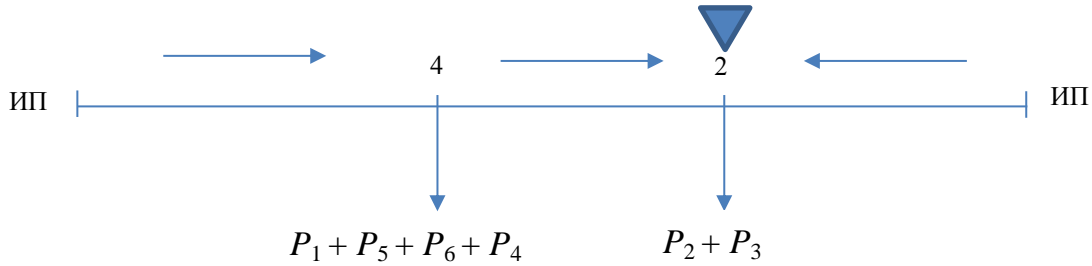


Рис. 2.5. Пример схемы замкнутой части для выбора напряжения сети

2) с учетом заданных направлений составляются уравнения для определения потоков мощности без учета потерь мощности:

$$P_{\text{ип-4}} = \frac{(P_1 + P_5 + P_6 + P_4)L_{\text{ип-2-4}} + (P_2 + P_3)L_{\text{ип-2}}}{L_{\text{ип-2-4-ип}}};$$

$$P_{\text{ип-2}} = \frac{(P_2 + P_3)L_{\text{ип-4-2}} + (P_1 + P_5 + P_6 + P_4)L_{\text{ип-4}}}{L_{\text{ип-2-4-ип}}};$$

$$P_{24} = P_{\text{ип-2}} - (P_2 + P_3).$$

Пример расчета мощностей, передаваемых по ЛЭП в радиальной схеме, приведен в табл. 2.1

Таблица 2.1. Исходные данные и формула расчета номинального напряжения участков

Участок	Выбранный вариант радиальной схемы	
	Длина линии, км	Передаваемая мощность, МВт
ИП-2	$L_{\text{ип-2}}$	$P_{\text{ип-2}}$
2-1	L_{2-1}	P_{2-1}
2-3	L_{2-3}	P_3
ИП-4	$L_{\text{ип-4}}$	P_4

Номинальное напряжение U_n (кВ) участков можно наметить:

– по эмпирической формуле Г.А. Илларионова

$$U_n = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}},$$

где L – длина линии, км; P – передаваемая мощность, МВт;

– по экономическим областям номинальных напряжений.

Полученные напряжения необходимо уточнить, для чего принимается во внимание:

- недопустимость применения большого ряда разных напряжений;
- необходимость использования одного напряжения на всех участках замкнутой части сети;
- обеспечение качества напряжения как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

Пример выбора напряжения:

номинальное напряжение для участка ИП-2 (радиальная схема):
по формуле Илларионова

$$U_{н,ИП-2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{34} + \frac{2500}{74}}} = 144,8 \text{ кВ},$$

принимая ближайшее стандартное $U_{н,ЛП} = 110 \text{ кВ}$, по экономическим областям $U_{н,ЛП} = 110$

Аналогично выбираем номинальные напряжения остальных участков обоих вариантов конфигурации сети и сводим результаты в табл. 2.2.

Таблица 2.2. Результаты выбора номинального напряжения участков сети радиальной схемы

Участок сети	Длина линии L , км	Передаваемая мощность, МВт	Номинальное напряжение, кВ		Выбранное напряжение, кВ
			по формуле Илларионова	по экономическим областям	
ИП-2	34	74	144,8	110/150	110
2-1	36	31	102,4	110	110
2-3	27	96	149,8	110	110
ИП-4	32	27	96,1	110/150	110

2.2. Ориентировочный выбор компенсирующих устройств

Выбор компенсирующих устройств представляет собой довольно сложную задачу. При выполнении курсовой работы решим её упрощённо.

Компенсирующие устройства (батареи конденсаторов и синхронные компенсаторы) должны обеспечить снижение потребляемой из электрической сети реактивной мощности. При этом предлагается исходить из равен-

ства коэффициентов реактивной мощности на шинах вторичного напряжения подстанции без учёта её потребления линиями и трансформаторами.

Необходимая компенсируемая реактивная мощность, Мвар,

$$Q_k = P_m (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_{\text{ж}}),$$

где P_m – максимальная активная мощность нагрузки подстанции, МВт; $\operatorname{tg} \varphi$ – естественный коэффициент реактивной мощности нагрузки подстанции; $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ж}}$ – желаемый коэффициент реактивной мощности нагрузки подстанции.

При выборе типа и количества компенсирующих устройств необходимо учитывать количество и тип трансформаторов на подстанциях. Так, если на подстанции необходима установка двух трансформаторов, то мощность компенсирующих устройств должна быть разделена на каждый из них и на каждую обмотку низшего напряжения. При этом предпочтение следует отдавать комплектным конденсаторным установкам и только при большой мощности – синхронным компенсаторам.

Результаты выбора компенсирующих устройств необходимо свести в таблицу (для нашего примера – табл. 2.3). Количество устройств должно соответствовать числу секций на подстанции, при этом суммарная компенсируемая мощность должна быть примерно равна Q_k , допускается небольшая перекомпенсация.

Таблица 2.3. Пример выбора компенсирующих устройств для варианта радиальной сети

Номер подстанции	P_m , МВт	$\operatorname{tg} \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ж}}$	Q_k , Мвар	$Q_{\text{КУ}}$, Мвар	Количество и тип компенсирующих устройств
1	31	0,46	0,33	4,85	4,8	2×ШКБ 2,4 Мвар

Весь дальнейший расчёт следует вести с учётом работы компенсирующих устройств реактивной мощности (табл. 2.4).

Таблица 2.4. Результаты перерасчёта мощностей подстанций с учётом компенсирующих устройств

Номер подстанции	Нагрузка подстанции до установки КУ S_m , МВ·А	Мощность КУ $Q_{\text{КУ}}$, Мвар	Нагрузка подстанции после установки КУ S_m , МВ·А

2.3. Выбор числа и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях

Выбор числа трансформаторов главным образом зависит от требований к надёжности электроснабжения потребителей. На понижающих подстанциях устанавливают, как правило, два трансформатора. Установка более двух трансформаторов принимается на основе технико-экономических обоснований. Это могут быть подстанции, где требуются два средних напряжения, а также подстанции промышленных предприятий с высокой плотностью нагрузки или, если необходимо, выделить по режиму работы толчковые нагрузки.

Применение подстанций с одним трансформатором допускается при условии обеспечения резервирования питания потребителей по сетям вторичного напряжения от соседних подстанций.

Допускается питание электроприёмников II и III категорий от одного трансформатора при наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 24 ч. При этом необходимо учитывать габариты трансформатора, время и пути доставки его к месту установки, сложность настройки релейной защиты трансформатора.

На всех подстанциях с высшим напряжением 35 кВ и более должны применяться трансформаторы, оборудованные устройствами РПН.

Основой для выбора мощности трансформаторов являются допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки силовых масляных трансформаторов. В курсовом проектировании, в связи с отсутствием графиков нагрузки проектируемых подстанций, выбор мощности трансформаторов производят упрощённо.

Мощность однотрансформаторной подстанции S_T определяем по максимальной загрузке трансформатора в нормальном режиме работы:

$$S_T \leq S_{нб},$$

где $S_{нб}$ – наибольшая мощность подстанции.

Для двухтрансформаторных подстанций мощность каждого трансформатора выбирается исходя из условия, учитывающего допустимую в течение не более 5 суток перегрузку 40 % на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки:

$$S_T \geq \frac{S_{нб}}{1,4}.$$

То есть коэффициент загрузки K_3 трансформатора в нормальном режиме работы не должен превышать 0,7, а в послеаварийном 1,4.

Выбор мощности автотрансформаторов производится согласно ТУ 3411-001-498-90-270-2005. В соответствии с ТУ в аварийных случаях автотрансформаторы допускают перегрузку в 1,2 номинальной мощности. Перегрузка допускается на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 ч в сутки при условии, что предшествующая нагрузка составляла не более 0,7 номинального значения и температура охлаждающего воздуха во время перегрузки 25 °С. Поэтому для двухтрансформаторной подстанции при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого автотрансформатора

$$S_T \geq \frac{S_{нб}}{1,2}.$$

При выборе мощности трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов необходимо выполнять проверку по нагрузочной способности для каждой обмотки.

Пример. Потребитель III категории. Полная мощность потребителя с учётом компенсирующих устройств

$$S_1 = \sqrt{P_{T1}^2 + Q_{T1}^2} = \sqrt{31^2 + 12,46^2} = 36,39 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Минимальная мощность трансформатора:

$$S_{T \min} = S_1 = 36,39 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор ТРДН-40000/110.

Коэффициент загрузки трансформатора:
в нормальном режиме

$$K_3^{\text{нор}} = \frac{36,39}{40} = 0,91;$$

в аварийном режиме – не рассчитывается.

Потребитель II категории, напряжение линии 10 кВ. Требуется установка двух трансформаторов 10/0,4 кВ.

Полная мощность потребителя

$$S_6 = P_{T6} \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \phi_6} = 754 \cdot \sqrt{1 + 0,33^2} = 794 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Минимальная мощность каждого трансформатора:

$$S_{T \min} = \frac{S_6}{1,4} = \frac{794}{1,4} = 567 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор ТМ-630/10.

Коэффициент загрузки трансформатора:
в нормальном режиме

$$K_3^{\text{нор}} = \frac{794}{2 \cdot 630} = 0,63;$$

в аварийном режиме

$$K_3^{\text{ав}} = \frac{794}{630} = 1,26.$$

Результаты выбора трансформаторов и автотрансформаторов на понижающих подстанциях сводим в табл. 2.5.

Таблица 2.5. Результаты выбора трансформаторов

Номер подстанции	$S_{\text{нб}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	Категория потребителей	Число трансформаторов	$S_{\text{т}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	Марка трансформаторов	$K_3^{\text{нор}}$	$K_3^{\text{ав}}$

Для лучших вариантов схем (радиальной и замкнутой) после выбора компенсирующих устройств, номинальных напряжений и трансформаторов необходимо составить структурные схемы (рис. 2.6).

Схема выполняется без соблюдения масштаба, действительное пространственное расположение функциональных частей не учитывают или учитывают приближенно, если для них отсутствуют отдельные указания.

Элементы и соединяющие их линии электрической связи следует располагать на схеме таким образом, чтобы обеспечивать наилучшее представление о структуре и взаимодействии функциональных частей.

Расстояние (просвет) между двумя соседними линиями должно быть не менее 5 мм; расстояние между отдельными элементами – не менее 10 мм; расстояние между текстовыми надписями и элементами – не менее 5 мм.

Размеры элементов, а также толщины линий должны быть одинаковыми на одной схеме.

Элементы следует выполнять линиями той же толщины, что и линии электрической связи, если для них отсутствуют отдельные указания.

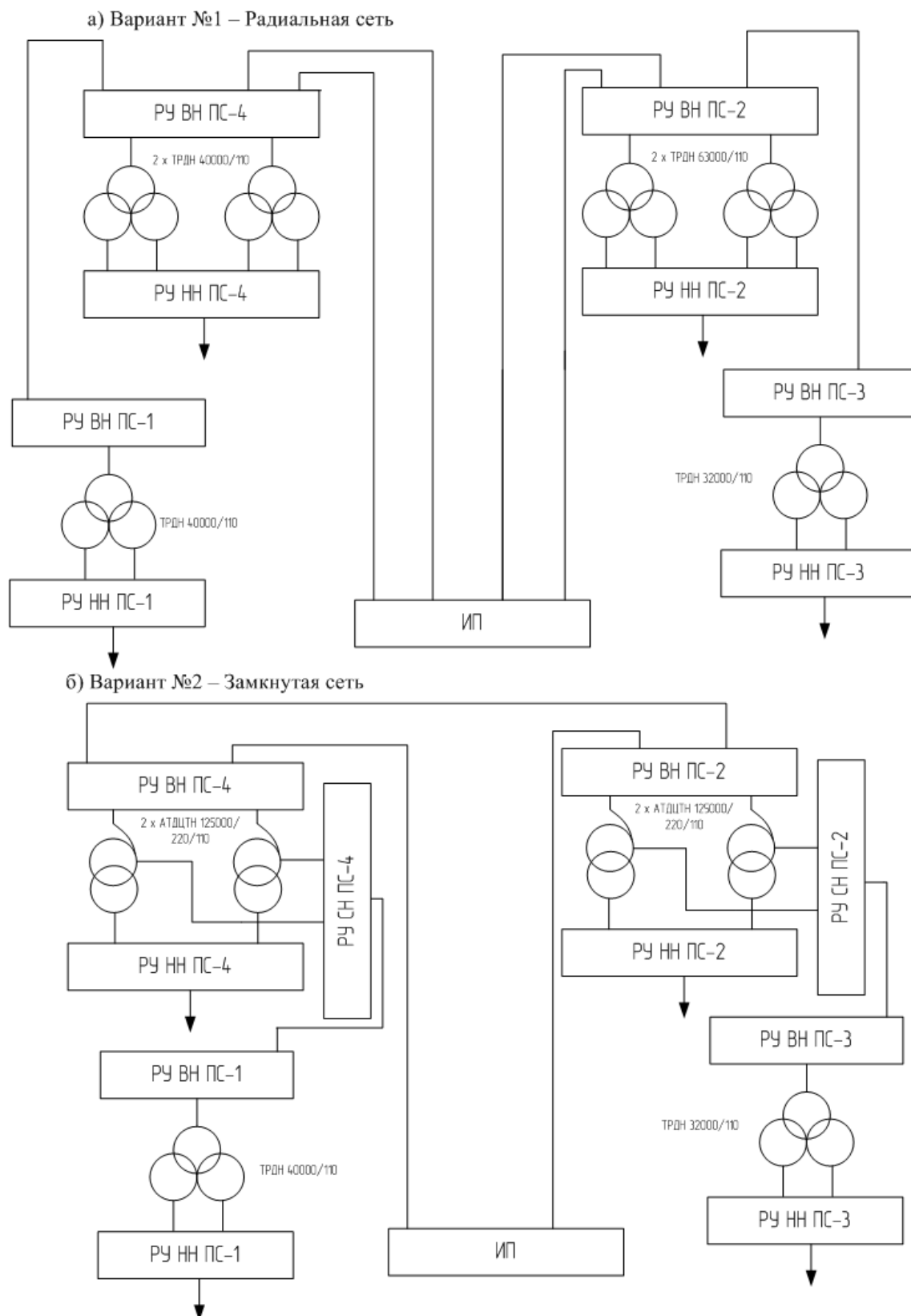


Рис. 2.6. Структурная схема радиальной электрической сети

2.4. Выбор конструктивного исполнения сети и сечений проводников

По конструкции электрические сети делят на воздушные и кабельные. Для передачи электроэнергии на относительно большие расстояния практически используют только воздушные линии. Передача электроэнергии на расстояние от сотен метров до километров может осуществляться как по воздушным, так и по кабельным линиям.

Кабельные линии по сравнению с воздушными имеют ряд преимуществ. В основном они не подвергаются атмосферным воздействиям и поэтому более надёжны в эксплуатации. На ограниченной территории может быть проложено несколько кабельных линий, так как они весьма компактны. Вместе с тем кабельные линии значительно дороже воздушных. Они более сложны в эксплуатации, в них труднее найти и устранить повреждение.

Кабельные линии широко применяются для передачи и распределения электроэнергии на территории городов, промышленных предприятий. При этом используются разные кабели и различные способы их прокладки.

Сечения проводов воздушных линий и жил кабелей должны выбираться прежде всего по экономическим условиям, которым отвечают методы экономической плотности тока и экономических токовых интервалов.

Сечение проводника F_3 по условию экономической плотности тока определяется по выражению, мм²,

$$F_3 = \frac{I_{нб}}{j_3},$$

где $I_{нб}$ – расчётный ток в режиме наибольших нагрузок при нормальном режиме работы сети, А; j_3 – нормированная плотность тока, А/мм².

Полученное значение сечения округляется до ближайшего стандартного. Расчётный ток принимается для нормального режима работы, т. е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается.

Выбор сечений проводов линий электропередачи постоянного и переменного тока напряжением 330 кВ и выше, а также линий межсистемных связей и мощных жестких и гибких токопроводов, работающих с большим числом часов использования максимума, производится на основе технико-экономических расчетов.

Увеличение количества линий или цепей сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения в целях удовлетворения эконо-

мической плотности тока производится на основе технико-экономических расчетов. При этом во избежание увеличения количества линий или цепей допускается двукратное превышение нормированных значений.

В технико-экономических расчетах следует учитывать все вложения в дополнительную линию, включая оборудование и камеры распределительных устройств на обоих концах линий. Следует также проверять целесообразность повышения напряжения линии.

Данными указаниями следует руководствоваться также при замене существующих проводов проводами большего сечения или при прокладке дополнительных линий для обеспечения экономической плотности тока при росте нагрузки. В этих случаях должна учитываться также полная стоимость всех работ по демонтажу и монтажу оборудования линии, включая стоимость аппаратов и материалов.

Не подлежат выбору по данному методу:

- проводники до 1 кВ при $T_{нб} \leq 4000 \dots 5000$ ч;
- линии, питающие отдельные приёмники напряжением до 1 кВ независимо от $T_{нб}$;
- проводники осветительных сетей;
- проводники временных сетей со сроком службы до 5 лет;
- шины станций и подстанций.

Сечения проводников любого назначения должны удовлетворять требованиям предельно-допустимого нагрева в нормальном и послеаварийном режимах сети.

Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т. п. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

При повторно-кратковременном и кратковременном режимах работы электроприемников (с общей длительностью цикла до 10 мин и длительностью рабочего периода не более 4 мин) в качестве расчетного тока для проверки сечения проводников по нагреву следует принимать ток, приведенный к длительному режиму. При этом:

- 1) для медных проводников сечением до 6 мм^2 , а для алюминиевых проводников до 10 мм^2 ток принимается как для установок с длительным режимом работы;

2) для медных проводников сечением более 6 мм², а для алюминиевых проводников более 10 мм² ток определяется умножением допустимого длительного тока на коэффициент $0,875\sqrt{T_{п.в}}$, где $T_{п.в}$ – выраженная в относительных единицах длительность рабочего периода (продолжительность включения по отношению к продолжительности цикла).

Для кратковременного режима работы с длительностью включения не более 4 мин и перерывами между включениями, достаточными для охлаждения проводников до температуры окружающей среды, наибольшие допустимые токи следует определять по нормам повторно-кратковременного режима. При длительности включения более 4 мин, а также при перерывах недостаточной длительности между включениями наибольшие допустимые токи следует определять как для установок с длительным режимом работы.

Для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, несущих нагрузки меньше номинальных, может допускаться кратковременная перегрузка.

На период ликвидации послеаварийного режима для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10 %, а для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией – до 15 % номинальной на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут, если нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышает номинальной.

На период ликвидации послеаварийного режима для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией допускаются перегрузки в течение 5 сут в пределах указанных в действующей редакции ПУЭ.

Для кабельных линий, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузки должны быть понижены на 10 %.

Перегрузка кабельных линий напряжением 20...35 кВ не допускается.

Условие проверки по нагреву:

$$I_{нб} \leq I_{доп},$$

где $I_{нб}$ – наибольший ток из нормального, послеаварийного режимов, А;
 $I_{доп}$ – длительно допустимый ток проводника, А.

При расчёте воздушных линий $I_{доп}$ принимается равным допустимому табличному значению для проводника рассматриваемого сечения. Для кабельных линий допустимый ток определяется по выражению

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп}}^{\text{табл}} K_{\text{п}} K_T K_{\text{ав}},$$

где $I_{\text{доп}}^{\text{табл}}$ – допустимый табличный ток для рассматриваемого кабеля; $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий число рядом проложенных работающих кабелей; K_T – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды; $K_{\text{ав}}$ – коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме.

Для определения протекающего тока по ЛЭП используется известная формула $I_{\text{max.ЛП}} = \frac{S_{\text{ЛП}}}{2\sqrt{3}U_{\text{нЛП}}}$.

Для смешанной сети необходимо провести расчет потока мощностей без учета потерь мощности, мощность нагрузки подстанций принимается с учетом установки компенсирующих устройств.

Для рассмотренного примера смешанной сети (см. рис. 2.3) мощность по линиям на замкнутой части ИП-4-2-ИП будет определяться в следующем порядке:

1) составляется схема замкнутой части сети с обозначением принимаемого направления потоков мощности и точки потока раздела (рис. 2.7);

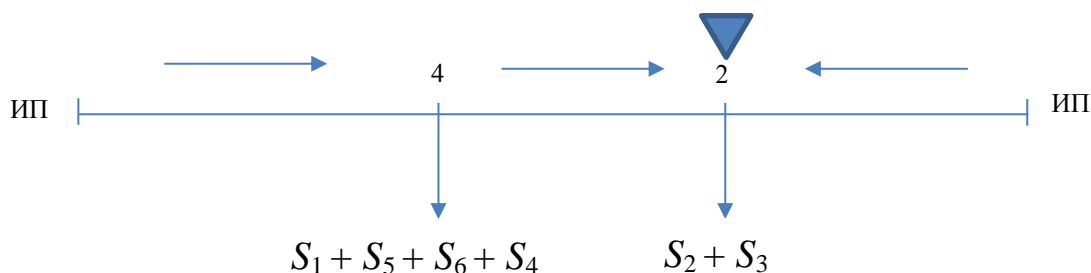


Рис. 2.7. Пример схемы замкнутой части

2) с учетом заданных направлений составляются уравнения для определения потоков мощности без учета потерь мощности:

$$S_{\text{ип-4}} = \frac{(S_1 + S_5 + S_6 + S_4)L_{\text{ип-2-4}} + (S_2 + S_3)L_{\text{ип-2}}}{L_{\text{ип-2-4-ип}}};$$

$$S_{\text{ип-2}} = \frac{(S_2 + S_3)L_{\text{ип-4-2}} + (S_1 + S_5 + S_6 + S_4)L_{\text{ип-4}}}{L_{\text{ип-2-4-ип}}};$$

$$S_{24} = S_{\text{ип-2}} - (S_2 + S_3).$$

Провода воздушных линий напряжением 110 кВ и выше подлежат проверке по условию короны. Минимальный диаметр проводов ВЛ напряжением 110 кВ – 70 мм², напряжением 220 кВ – 240 мм².

Сечения проводников воздушных и кабельных линий напряжением 10 кВ и ниже подлежат проверке по допустимой потере напряжения: для сетей напряжением 6...10 кВ – 6...8 %.

Отклонение напряжения – это разность между фактическим напряжением U на зажимах приемника и его номинальным значением:

$$V = U - U_{\text{н}}; \quad V_{\%} = \frac{U - U_{\text{н}}}{U}.$$

Причиной отклонения напряжения у электроприемников являются потери напряжения в элементах электрической сети. Для того чтобы напряжение у электроприемников возможно меньше отклонялось от номинального, необходимо ограничить ΔU в сети и в частности в линиях электропередачи. Поэтому задачей выбора проводников сети по условию обеспечения нормального напряжения у электроприемников является уточнение значения площади сечения выбранного провода или кабеля, от которого зависит, останется ли отклонение напряжения на зажимах электроприемников в допустимых значениях.

Для сети с $U_{\text{н}} \leq 35\text{кВ}$ выполненными проводами относительно небольших сечений характерно существенное повышение активного сопротивления над индуктивным. В этих условиях продольная составляющая падения напряжения практически равна потере напряжения:

$$\Delta U_{\text{max}} = \frac{\sum P_{kj} R_{kj}}{U_{\text{н}}} + \frac{\sum Q_{kj} x_{kj}}{U_{\text{н}}} = \Delta U_{\text{max a}} + \Delta U_{\text{max p}},$$

где m – число участков; $\Delta U_{\text{max a}}$ – составляющая полной потери напряжения, обусловленная активными сопротивлениями участков линий и передаваемой через них активной мощностью; $\Delta U_{\text{max p}}$ – то же, но их индуктивными сопротивлениями и реактивными мощностями.

Так как $R_{kj} \gg x_{kj}$, то составляющая $\Delta U_{\text{max a}}$ также намного больше $\Delta U_{\text{max p}}$ и ее изменение существенно влияет на ΔU_{max} .

Поскольку погонное активное сопротивление провода обратно пропорционально площади сечения, то при ее изменении оказывается возможным в распределительных линиях эффективно влиять на изменение величины ΔU_{max} . Возможности регулирования напряжения в таких сетях невелики:

$$\Delta U_{\text{max}} \leq \Delta U_{\text{доп}}.$$

Допустимая потеря напряжения в распределительной сети $\Delta U_{\text{доп}}$ – это такая допустимая потеря, при которой в результате регулирования напряжения отклонение на зажимах всех электроприемников не выходит за пределы технически допустимых значений.

Рассмотрим выбор проводников линии по допустимой потере напряжения ($\Delta U_{\text{доп}}$), если сеть имеет только один участок (рис. 2.8). В этом случае

$$\Delta U = \frac{P_1 R + Q_1 x}{U_n} \leq \Delta U_{\text{доп}}.$$

Величина $\Delta U_{\text{доп}}$ однозначно определяет площадь сечения $F_{\Delta U}$ проводов (кабелей).

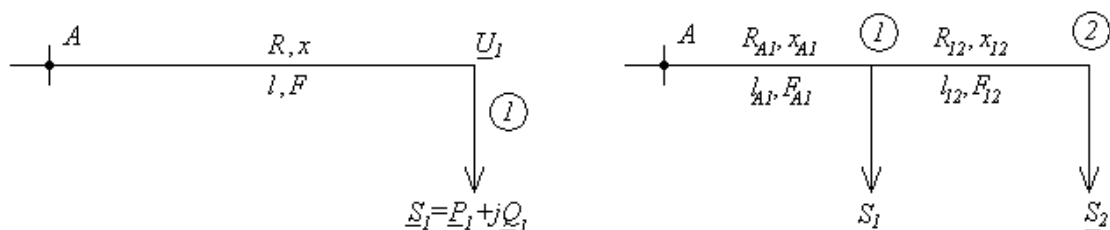


Рис. 2.8. Пример схемы для выбора сечения проводника по допустимой потере напряжения

Для сети с несколькими участками нельзя однозначно выбрать $F_{\Delta U}$ участков. Дело в том, что в таких сетях ΔU_{max} зависит от площади сечения всех участков;

$$\Delta U_{\text{max}} = \frac{1}{U_n} \left(\sum_m P_{kj} R_{kj} + \sum_m Q_{kj} x_{kj} \right) = \frac{1}{U_n} \left(\sum_m \frac{P_{kj} \rho l_{kj}}{F_{kj}} + \sum_m Q_{kj} x_{kj} l_{kj} \right).$$

При этом можно выбрать различное сочетание величин F_{kj} . Поэтому для однозначного выбора $F_{\Delta U}$ в таких сетях необходимо наложить дополнительное условие, косвенно отражающее фактор экономичности.

Необходимо выбрать F_{A1}, F_{12} :

$$\Delta U_{\text{max}} = \frac{P_{A1} R_{A1} + P_{12} R_{12}}{U_n} + \frac{Q_{A1} x_{A1} + Q_{12} x_{12}}{U_n}$$

Представим $\Delta U_{\text{доп}}$ в виде двух слагаемых:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп.а}} + \Delta U_{\text{доп.р}},$$

где $\Delta U_{\text{доп.а}}$ – допустимая потеря напряжения, обуславливаемая активным сопротивлением участка.

Пусть $\Delta U_{\text{max}} = \Delta U_{\text{доп}}$ и $\Delta U_{\text{доп.а}} = \Delta U_{\text{max.а}}$.

Тогда

$$\Delta U_{\text{доп.а}} = \frac{P_{A1} R_{A1} + P_{12} R_{12}}{U_n}; \quad \Delta U_{\text{доп.р}} = \frac{Q_{A1} x_{A1} + Q_{12} x_{12}}{U_n}.$$

Учитывая $R_0 = \frac{\rho}{F}$ получим:

в общем случае

$$F_{\text{расч}} = \frac{\rho \sum_m P_{kj} l_{kj}}{U_{\text{н}} \Delta U_{\text{доп.а}}}$$

или

$$F_{\text{расч}} = \frac{\rho \sqrt{3} \sum_m I_{kj} l_{kj} \cos \varphi_{kj}}{\Delta U_{\text{доп.а}}},$$

где ρ – расчетное удельное сопротивление провода или жилы кабеля, Ом·мм²/м.

Значения удельного сопротивления и удельной проводимости для проводов и кабелей: медных – $\rho_{\text{м}} = 0,0189$ Ом·мм²/м; алюминиевых – $\rho_{\text{а}} = 0,0315$ Ом·мм²/м.

Найденное значение $F_{\text{расч}}$ округляют до ближайшего стандартного значения.

Для выбранного сечения F находят погонное сопротивление x_0 и R_0 , после чего проверяют условие $\Delta U_{\text{мах}} \leq \Delta U_{\text{доп.}}$. Если данное условие выполняется, то принимают выбранное сечение, в противном случае берут следующее по порядку значение F и вновь проводят расчеты.

Проверке на термическую стойкость подлежат сечения кабелей и изолированных проводов, так как даже относительно кратковременное протекание токов короткого замыкания может вызвать термическое повреждение изоляции.

Минимально допустимое сечение проводника по условию термической стойкости:

$$F = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C};$$

где $B_{\text{к}} = I_{\text{п.с}}^2 (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}})$ – термический импульс тока короткого замыкания, кА²·с; $I_{\text{п.с}}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, А; $t_{\text{отк}}$ – время отключения короткого замыкания, с; $T_{\text{а}}$ – постоянная аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с; C – коэффициент, величина которого зависит от напряжения, материала проводника и изоляции; для кабелей с бумажной изоляцией с алюминиевыми (медными) жилами $C = 90(140)$; для кабелей и проводов с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена $C = 97$.

Сечения проводов воздушных линий в соответствии с [1] должны удовлетворять требованию механической прочности.

Результаты выбора сечений проводов ВЛ и жил КЛ представляют в виде табл. 2.6.

Таблица 2.6. Результаты выбора сечений проводов ВЛ и жил КЛ

Участок сети	U_n , кВ	Ток, А		j_3 , А/мм ²	Сечение по условию			$I_{доп}$, А	Марка провода, кабеля
		Нормальный режим	Послеаварийный режим		j_3	нагрева	короны		

Послеаварийный режим рассматривается самый тяжелый для участка сети. Критерий нагрева определяется током в послеаварийном режиме, т.е. наибольшим током на рассматриваемом участке.

2.5. Составление схем электрических соединений подстанций

К надежности главных схем электрических соединений подстанций предъявляются следующие основные требования:

- схема должна обеспечивать надёжное питание присоединённых потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с категориями нагрузки по надёжности электроснабжения;
- схема должна обеспечивать надёжность транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети;
- схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать возможность восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации средствами автоматики без вмешательства персонала.

Экономичность подразумевает выбор схемы РУ на основании технико-экономических показателей, учитывающих затраты на его сооружение и эксплуатацию и экономические последствия, вызванные аварийными возмущениями.

Удобство эксплуатации заключается в наглядности и простоте схемы, снижающих вероятность ошибочных действий персонала, возможности минимизации количества переключений.

Техническая гибкость – способность адаптироваться к изменяющимся условиям работы электроустановки при плановых и аварийно-восстановительных ремонтах, расширении, реконструкции и испытаниях.

Экологическая чистота определяется степенью воздействия электроустановки на окружающую среду – шум, электрические и магнитные поля, загрязнение выбросами и отходами, нарушение ландшафта и пр.

Компактность характеризуется возможностью минимизации площади земли, отчуждаемой под РУ. Это позволяет наиболее рационально решать проблему приобретения земельных участков, которая при обосновании и выборе схем электроустановок нередко является определяющей.

Унифицированность заключается в применении ограниченного числа типовых схем. Использование типовых решений позволяет снижать материальные и финансовые затраты на проектирование, монтаж, пусконаладку и эксплуатацию электроустановки.

Для каждой схемы фиксируются только для нее характерные условия применения.

Главная схема электрических соединений подстанций выбирается с использованием типовых схем РУ 35...750 кВ, представленных в [2, рис. 4.8]. Область применения схем представлена в [2, табл. 4.4]. Схемы РУ 6(10) кВ приведены в [2, рис. 4.9].

Для подстанций с высшим напряжением 35...220 кВ освоено заводское изготовление блочных комплектных КТПБ, схемы которых представлены в [2, рис. 4.10, 4.11].

При проектировании следует выполнять требования нормативных документов, регламентирующих уровень воздействия на окружающую среду, жизнедеятельность и здоровье населения, применяя соответствующие конструктивные и проектные решения, а при необходимости специальные мероприятия, обеспечивающие снижение воздействий до безопасных значений, требуемых действующими нормами.

При отсутствии по отдельным видам воздействий нормативных документов следует использовать имеющиеся данные соответствующих научно-исследовательских организаций и опыт эксплуатации аналогичных объектов (в том числе за рубежом).

Предельно допустимые уровни напряженности электрического поля определяются СанПиН 2.2.4.1191-03.

В графической части пояснительной записки проекта необходимо представить схему электрических соединений сети с учётом выбранных схем электрических соединений подстанций (см. пример: рис. 2.9).

Рис. 2.9. Пример схемы электрических соединений сети

2.6. Техничко-экономическое сравнение вариантов

Задачей технико-экономического сравнения является выбор наилучшего из двух рассматриваемых вариантов. Критерием является минимум приведенных затрат, определяемых выражением

$$З = E_n K + И,$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принимаемый равным 0,12; K – капитальные затраты на сооружение электрической сети; $И$ – годовые эксплуатационные расходы.

Определение капитальных затрат. В капитальные затраты на сооружение сети входят стоимость линий $K_{л}$ и подстанций $K_{п}$, определяемые по укрупнённым показателям стоимости электрических сетей.

В стоимость ячейки выключателя КРУЭ не входит стоимость материалов и строительных конструкций для ввода токопровода в ячейку КРУЭ: элегазовый токопровод или кабельные строения и конструкции, включая концевую кабельную муфту.

Стоимость ячеек КРУЭ представлена для широко распространённых условий эксплуатации. При особых условиях эксплуатации применяются повышающие коэффициенты (K): при токах короткого замыкания (ТКЗ) свыше 50 кА $K = 1,3$; при температуре окружающего воздуха ниже $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ $K = 1,1$; при наличии требований или технических решений по применению специальных строительных конструкций $K = 1,1$.

Показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя КРУЭ используются в расчете стоимости реконструкции в случае размещения подстанции в условиях городской и/или промышленной застройки, а также в особо загрязненных районах. Для ячеек выключателей в стоимость входят: высоковольтные элегазовые выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, оборудование релейной защиты ячейки выключателя, строительно-монтажные работы ячейки с учётом стоимости материалов.

Стоимость линий определяется их длиной, номинальным напряжением, материалом и типом опор, сечением проводов и районом по гололёду.

Для получения полной стоимости ВЛ и КЛ и стоимости ВОЛС добавляются следующие затраты:

- 2 % – временные здания и сооружения;
- 11 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор;
- 2 % – содержание дирекции строительства;
- 5 % – прочие работы и затраты.

Пример. Рассчитаем капитальные затраты для ЛЭП напряжением 220 кВ, количество цепей – 1, провод марки АС240/32, длина 36 км. Для рассматриваемого примера примем базовые показатели стоимости ВЛ 1170 тыс. руб./км. Коэффициент приведения затрат к текущему году 2,664. Тогда капитальные затраты сооружения ВЛ:

$$K_{\text{л}} = 1,20(1 \cdot 36 \cdot 1170) = 50544 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{\text{л.тек}} = 50544 \cdot 2,664 = 134649,2 \text{ тыс. руб.}$$

Оценка капитальных затрат на сооружение ВЛ наглядно представлена в табл. 2.7.

Таблица 2.7. Пример капитальных затрат на сооружение ВЛ

Участок сети	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5
Номинальное напряжение, кВ	220	110	220	110	220
Количество цепей на опоре, шт.	1	1	1	1	1
Марка провода	АС240/32	АС185/29	АС240/32	АС150/24	АС240/32
Длина линий, км	36	34	17	32	27
Количество линий на участке, шт.	1	1	1	1	1
Базовые показатели стоимости, тыс. руб./км	1170	1070	1170	1050	1170
Коэффициент приведения затрат к текущему году	2,664	2,664	2,664	2,664	2,664
Базовая стоимость участка сети, тыс. руб.	50544	43656	23868	40320	37908
Капитальные затраты с учётом повышающего коэффициента	134649,2	116299,6	63584,4	107412,5	100986,9
Итоговые капитальные затраты на линии, тыс. руб.	522932,5				

Стоимость трансформаторов зависит от их типа, мощности и напряжения. Для ячеек трансформаторов (реакторов) в стоимость включены трансформаторы (реакторы), ограничители перенапряжения, оборудование релейной защиты трансформатора (реактора), строительно-монтажные работы ячейки с учётом стоимости материалов.

Стоимость элементов, составляющих распределительные устройства (РУ), определяется схемой РУ. Для упрощения стоимость РУ напряжением ниже 110 кВ можно не учитывать.

Для получения полной стоимости ПС к сумме показателей добавляют следующие затраты:

2 % – благоустройство, временные здания и сооружения;

11 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

8 % – затраты на общеподстанционные устройства: автоматизация, управление и связь, собственные нужды и система оперативного постоянного тока;

15 % – затраты на подготовку территории, строительство зданий, ограждения и инженерных сетей: срезка растительного слоя, подсыпка и выравнивание площадки, водоснабжение и пожаротушение, канализация, маслоуловители, ограждение, общеподстанционные здания и сооружения;

2 % – содержание дирекции строительства;

5 % – прочие работы и затраты.

Пример. Рассчитаем капитальные затраты на сооружение двухтрансформаторной подстанции 110/10 кВ (стоимость трансформаторов принята 8600 тыс. руб.) с двумя ячейками 110 кВ (стоимость одной ячейки 110 кВ принимаем 4150 тыс. руб), с 1 компенсирующим устройством (стоимость 913 тыс. руб).

Стоимость трансформаторов: $2 \cdot 8600 = 17200$ тыс. руб.

Стоимость РУ 110 кВ: $2 \cdot 4150 = 8300$ тыс. руб.

Стоимость компенсирующих устройств: $1 \cdot 913 = 913$ тыс. руб.

Капитальные затраты стоимости всей подстанции:

$K_{\text{пс}} = 1,43(17200 + 8300 + 913) = 37770,6$ тыс. руб

$K_{\text{пс(тек)}} = 37770,6 \cdot 2,664 = 100620,9$ тыс. руб.

Расчет капитальных затрат на сооружение ПС наглядно представлен в табл. 2.8.

Таблица 2.8. Пример оценки капитальных затрат на сооружение подстанций

Показатель	Номера подстанций			
	1	2	3	4
Стоимость трансформатора, тыс. руб	8600	18600	8600	18600
Количество трансформаторов, шт.	2	2	1	2
Стоимость одной ячейки выключателя, тыс. руб.	4150	6150	4150	6150
Количество ячеек выключателей, шт.	2	10	4	12
Стоимость компенсирующих устройств, тыс. руб.	913	913	413	513
Количество компенсирующих устройств, шт.	1	4	3	2
Базовая стоимость строительства ПС, тыс. руб./км	37770,59	152083,4	37807,77	160197,2
Коэффициент приведения затрат к текущему году	2,664	2,664	2,664	2,664
Капитальные затраты с учётом повышающего коэффициента, тыс. руб./км	100620,9	405150,1	100719,9	426765,3
Итоговые капитальные затраты на ПС, тыс. руб.	1033256			

Для уменьшения объёмов расчётов из сравниваемых вариантов можно исключить стоимость абсолютно одинаковых линий и подстанций.

Определение годовых эксплуатационных расходов. В состав годовых эксплуатационных расходов входят соответствующие расходы в линиях $I_{\text{л}}$ и подстанциях $I_{\text{п}}$:

$$I = I_{\text{а}} + I_{\text{э}} + I_{\Delta W},$$

где $I_{\text{а}}$ – издержки на амортизацию; $I_{\text{э}}$ – издержки на эксплуатацию; $I_{\Delta W}$ – затраты на возмещение потерь электроэнергии.

Издержки на амортизацию $I_{\text{а}}$ определяются по норме отчисления на амортизацию от капитальных затрат:

$$I_{\text{а}} = \frac{a_{\text{р}}}{100} K,$$

где $a_{\text{р}}$ – коэффициент амортизации, %, принимаемый по [2, табл. 6.1].

Эксплуатационные издержки $I_{\text{э}}$ определяются по выражению

$$I_{\text{э}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{р}}}{100} K,$$

где $\mathcal{E}_{\text{р}}$ – отчисления на ремонты и обслуживание элементов электрической сети, %, принимаются по [2, табл. 6.2].

Затраты на возмещение потерь электроэнергии $I_{\Delta W}$ рассчитываются по формуле

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot \mathcal{C},$$

где ΔW – расчётные потери электроэнергии в сети, вызванные вводом объекта; \mathcal{C} – тариф на электроэнергию.

Пример расчета эксплуатационных расходов для линии и подстанции рассмотренных выше.

Коэффициент амортизации 2 % [2, табл. 6.1]. Тогда

$$I_{\text{а}} = \frac{2}{100} 522932,5 = 10458,7 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на ремонты и обслуживание элементов электрической сети 0,8 % [2, табл. 6,2].

$$I_{\text{э}} = \frac{0,8}{100} 522932,5 = 4183,5 \text{ тыс. руб.}$$

Время наибольшей нагрузки для участка ИП-2 радиальной сети (см. рис. 2.4):

$$T_{\text{нб}} = \frac{P_2 T_{\text{нб}2} + P_1 T_{\text{нб}1} + P_5 T_{\text{нб}5} + P_6 T_{\text{нб}6} + P_3 T_{\text{нб}3}}{P_2 + P_1 + P_5 + P_6 + P_3}.$$

Время наибольших потерь на участке

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

Потери активной мощности на участке:

$$\Delta P = \frac{PR + QX}{U_{\text{н}}}.$$

Потери электроэнергии на участке

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau.$$

Аналогично вычислим потери электроэнергии на остальных участках и сведём результаты расчётов в табл. 2.9.

Потери электроэнергии в трансформаторах включают потери в стали, величина которых зависит только от параметров трансформатора и потери в меди, величина которых зависит ещё и от загрузки трансформатора.

Например, потери на двухтрансформаторной подстанции

$$\Delta W_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х}} \cdot 8760 \cdot 2 = 0,03 \cdot 8760 \cdot 2 = 525,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где $\Delta P_{\text{х}}$ – потери холостого хода одного трансформатора, МВт; 8760 – количество часов работы в год; 2 – количество трансформаторов на ПС.

Нагрузочные потери активной мощности в трансформаторе

$$\Delta P = \frac{PR + QX}{U_{\text{н}}}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторе

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P \cdot \tau.$$

Время наибольших потерь будет зависеть только от времени наибольшей нагрузки, подключенной к подстанции.

Затраты на возмещение потерь = $(\Delta W_{\text{х}} + \Delta W_{\text{н}}) \times \text{Тариф}$.

Результаты расчёта капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов линий и подстанций целесообразно свести в табл. 2.9 и 2.10. Для дальнейших расчётов необходимо оставить вариант с наименьшими приведенными затратами.

Таблица 2.9. Результаты расчета эксплуатационных расходов линий электропередач

Показатель	Участок сети			
	А-1	1-2	2-3	А-4
Номинальное напряжение, кВ				
Марка провода				
Количество линий и длина участка, км				
Стоимость одного километра линии, тыс. руб./км				
Стоимость линии, тыс. руб.				
Издержки на амортизацию, тыс. руб.				
Издержки на эксплуатацию, тыс. руб.				
Потери электроэнергии в линии, МВт·ч.				
Стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии				
Затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс. руб.				
Годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб.				

Таблица 2.10. Результаты расчетов капитальных затрат и эксплуатационных расходов линий электропередач

Показатель	Номер подстанции			
	1	2	3	4
Стоимость трансформаторов, тыс. руб.				
Стоимость ячейки с выключателями, тыс. руб.				
Стоимость компенсирующих устройств, тыс. руб.				
Стоимость подстанции, тыс. руб.				
Издержки на амортизацию, тыс. руб.				
Издержки на эксплуатацию, тыс. руб.				
Потери электроэнергии в трансформаторах, МВт·ч				
в том числе:				
холостого хода, МВт·ч				
нагрузочные, МВт·ч				
Затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс. руб.				
Годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб.				

Проанализировав результаты технико-экономического расчета необходимо сделать вывод, какой вариант сети – смешаной или радиальной – наиболее экономичен и сравнить показатели расчета этих вариантов.

2.7. Электрический расчёт характерных режимов сети

Целью расчёта является определение параметров режимов (распределение мощностей и потерь мощности) и получение необходимых данных для решения вопросов регулирования напряжения. Он ведётся для трёх характерных режимов: максимальных и минимальных нагрузок и по-

слеаварийного. В качестве послеаварийного рассматривается режим с максимальными нагрузками при отключении какого-то одного элемента сети, приводящего к наиболее тяжёлым последствиям (наиболее часто – отключение наиболее загруженной линии).

Порядок расчёта следующий:

- составляют схему замещения сети и определяют её параметры;
- упрощают схему – составляют расчётную схему и определяют расчётные нагрузки подстанций (для трёх режимов);
- определяют потоки мощности на участках сети;
- производят расчёт напряжений на стороне высшего напряжения районных подстанций.

Результаты определения расчётных нагрузок подстанций целесообразно свести в табл. 2.11.

Таблица. 2.11. Расчетные нагрузки подстанций

Параметр	Номер подстанции			
	1	2	3	4
Мощность нагрузки, МВ·А				
Потери мощности в трансформаторах, МВ·А				
Зарядная мощность линий, примыкающих к подстанции, Мвар				
Расчётная нагрузка подстанции, МВ·А				

Пример для определения расчетной нагрузки подстанции (рис. 2.10):

$$S_{p2} = S_2 + \Delta S_x + \frac{S_2^2}{U_H^2} Z_T - j \frac{Q_{c(ип-2)}}{2} - j \frac{Q_{c(2-1)}}{2}.$$

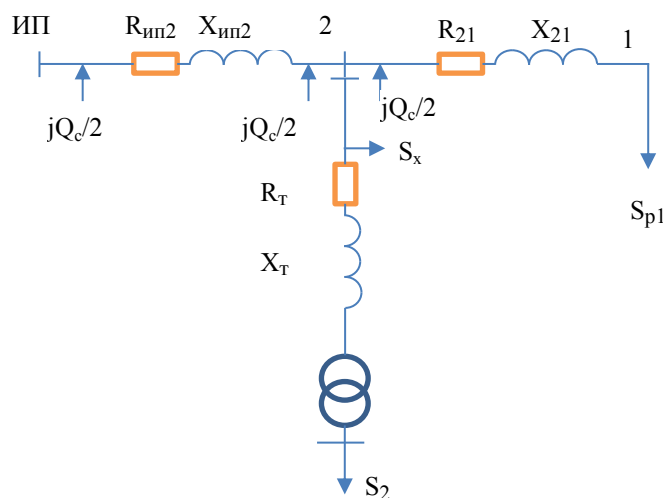


Рис. 2.10. Пример схемы замещения для определения расчетной нагрузки подстанции 2

После определения всех расчетных нагрузок схема замещения примет вид, как на рис. 2.11.

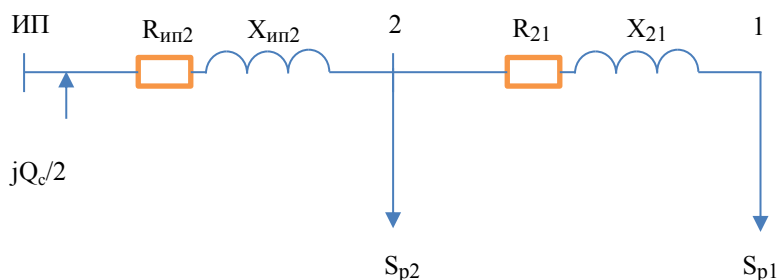


Рис. 2.11. Пример схемы замещения сети

Расчет режима разомкнутой сети. Известны:

- мощности потребителей S_1 и S_2 ;
- сопротивления $Z_{ип-1}$, Z_{1-2} линии;
- напряжение $U_{ип}$ источника питания.

Необходимо определить:

- напряжения U_1 и U_2 в узлах сети;
- потоки и потери мощности в линии S_{kj}^H , S_{kj}^K , ΔS_{kj} (где kj – 1-2 или

A-1).

- мощность S_A источника питания.

Расчет выполняют в два этапа.

I этап. Принимаем напряжение в узлах равным номинальному напряжению сети: $U_i = U_H$ и $i = 1, 2$.

Определяем потоки и потери мощности в линиях, передвигаясь от последнего потребителя к источнику питания. При этом для линии 1-2 находим: S_{1-2}^K , ΔS_{1-2} , $S_{1-2}^H = S_{1-2}^K + \Delta S_{1-2}$.

Запись первого закона Кирхгофа для узла 2 имеет вид: $S_{ип-2}^K = S_{1-2}^H + S_{p2}$.

По аналогии с линией 1-2 $S_{ип-2}^H = S_{ип-2}^K + \Delta S_{ип-2}$.

Последней на этом этапе определяется мощность источника: $S_{ип-2}^K = S_{1-2}^H - jQ_c / 2$.

При этом зарядная мощность $Q_{с,А1}^H$ вычисляется по заданному напряжению U_A источника.

II этап. Определяем напряжение U_2 по известному напряжению $U_{ип}$ и потоку мощности $S_{ип-2}^H$, определенному на I этапе. Определив U_2 , аналогично определим U_1 .

На этом первая итерация закончилась. Далее осуществляется вторая итерация, т.е. U_1 и U_2 , найденные на втором этапе первой итерации,

используются на первом этапе второй итерации вместо U_n и т.д. Для курсового проектирования достаточно провести первую итерацию.

Расчет режимов кольцевых электрических сетей. Представим простую замкнутую сеть в виде линии с двухсторонним питанием, разрезав (условно) ее по узлу питания (рис. 2.12).

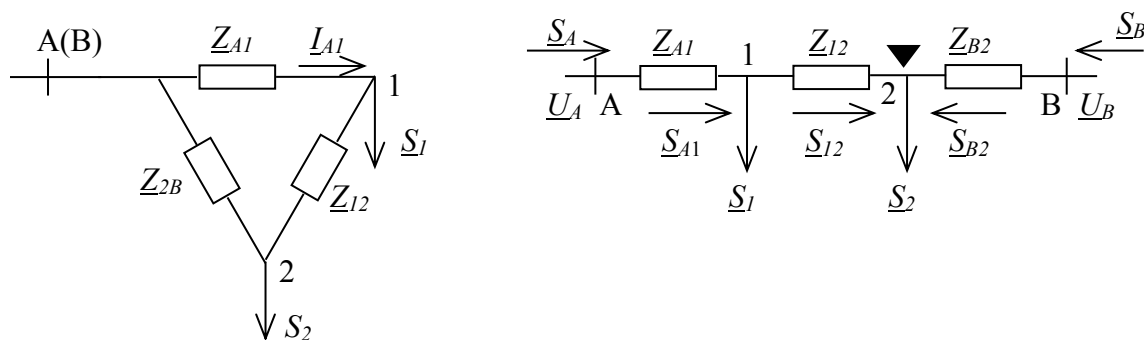


Рис. 2.12. Пример замкнутой сети и ее схема замещения

При этом заданными являются:

- одинаковые напряжения по концам линии $U_A = U_B$;
- расчетные мощности нагрузок S_1 и S_2 ;
- сопротивления участков линии Z_{A-1} , Z_{1-2} , Z_{B-2} .

Поскольку напряжения и мощности заданы для разных точек сети, то расчет должен выполняться методом последовательных приближений.

Этап 1. Расчет без учета потерь мощности. Определение мощностей источника и на участках сети.

В качестве первого приближения принимаем равенство всех напряжений вдоль линии номинальному напряжению сети.

Для одного из узлов сети (1 или 2) обязательно окажется, что мощности к нему притекают с двух сторон. Допустим, что это узел 2 (рис. 2.12). Такой узел является точкой потокораздела и на схеме обозначается зачерненным треугольником.

Так как потери мощности не учитываются, то первый закон Кирхгофа можно записать так:

$$S_{12} = S_{A1} - S_1;$$

$$S_{B2} = S_2 - S_{12} = -S_{A1} + S_1 + S_2.$$

Мощность, поступающая от источника А,

$$S_A = S_{A1} = \frac{S_1 Z_{1B} + S_2 Z_{2B}}{Z_{AB}}$$

где Z_{1B} – комплексно-сопряженное сопротивление линии от узла 1 до узла В; Z_{AB} – сопротивление всей линии.

Аналогично формула для мощности, поступающей в сеть от источника В:

$$S_B = \frac{S_1 Z_{1A} + S_2 Z_{A2}}{Z_{AB}}.$$

Если все мощности получились положительными, то принятое направление ее потоков выбрано верно и точка потока раздела указана правильно.

Этап 2. Расчет с учетом потерь мощности.

В точке потока раздела сеть может быть условно разрезана и потери напряжения определены для обеих частей, как для сети с односторонним питанием. Снова рассмотрим сеть на рис. 2.12 и разрежем ее в т. 2 (рис. 2.13).

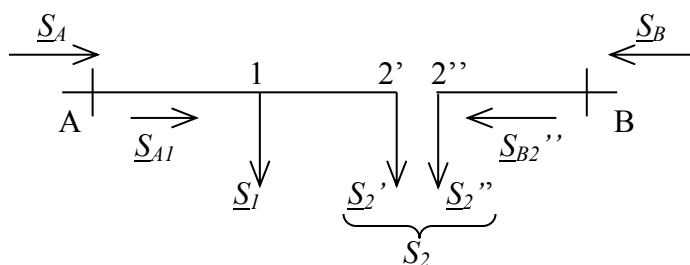


Рис. 2.13. Схема, преобразованная после определения точки потока раздела

Очевидно, что такая операция не изменит распределение мощностей во всей сети, если, как показано на рис. 2.13, считать, что в точке 2' включен потребитель с мощностью S_2' , а в точке 2'' – с мощностью S_2'' . При этом $S_2' + S_2'' = S_2$. Схема, изображенная на рис. 2.14, состоит из двух независимых частей, каждая из которых характеризует разомкнутую сеть с заданными нагрузками и напряжениями $U_A = U_B$ на шинах источников.

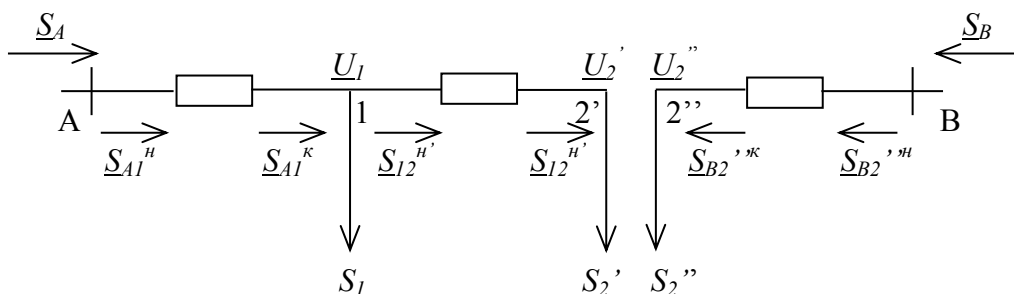


Рис. 2.14. Сеть разделенная в точке потока раздела

Следовательно, дальнейший расчет режима замкнутой сети осуществляется так же, как и для разомкнутой сети.

Рассмотрим сеть с двухсторонним питанием (см. рис. 2.12).
На участке 1-2' потери активной мощности

$$\Delta P_{12}' = \left(\frac{S_{12}^{K'} }{U_H} \right)^2 R_{12};$$

Потери реактивной мощности

$$\Delta Q_{12}' = \left(\frac{S_{12}^{K'} }{U_H} \right)^2 X_{12};$$

Комплексная мощность потерь

$$\Delta S_{12}' = \Delta P_{12}' + j\Delta Q_{12}'.$$

Находим значение потока мощности в начале участка 1-2':

$$S_{12}^{H'} = S_{12}^{K'} + \Delta S_{12}'$$

Расчет потоков мощности на участке А-1 проводится как для разомкнутой сети.

Далее находят напряжение в узлах: 1, 2', 2'' так же, как это делалось выше, а затем определяем наибольшую потерю напряжения. При этом значения напряжений U_2' и U_2'' в точке потокораздела могут несколько различаться друг от друга. Однако это различие обычно бывает небольшим, поэтому в качестве U_2 можно принять среднее арифметическое этих значений.

Далее рассматриваем послеаварийные режимы и определяем $\Delta U_{\max \text{ ав.}}$

Наиболее тяжелые послеаварийные режимы электрической сети – выход из строя и отключение участков А-1 или 2-В.

Результаты расчёта распределения мощностей и напряжений для каждого режима целесообразно свести в табл. 2.12.

Таблица 2.12. Расчет электрического режима сети

Параметр	Участок сети			
	А-1	1-2	2-3	3-4
Соппротивления участка, Ом				
Мощность в конце участка, МВ·А				
Потери мощности на участке, МВ·А				
Мощность в начале участка, МВ·А				
Напряжение в начале участка, кВ				
Падение напряжения на участке, кВ				
Напряжение в конце участка, кВ				

Порядок и примеры расчёта режимов электрических сетей изложены в [3].

Напряжение источника питания в максимальном режиме следует принять $U_{\text{ип}} = 1,1U_{\text{н.с}}$, в минимальном режиме – $U_{\text{ип}} = 1,05U_{\text{н.с}}$.

2.8. Выбор ответвлений трансформаторов и других средств обеспечения качества напряжения

Задача состоит в том, чтобы обеспечить желаемый уровень напряжения на шинах вторичного напряжения трансформаторных подстанций в соответствии с действующими нормативными документами. Согласно [1], устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 3...20 кВ электростанций и подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100 % номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. В связи с этим напряжение на низшей стороне подстанций 1-4 в режиме максимальных нагрузок должно быть не менее 105 % номинального, в режиме минимальных нагрузок – не более номинального. На шинах низшего напряжения подстанций 5 и 6 во всех режимах отклонения напряжения не должны выходить за пределы $\pm 5\%$ от номинального.

Для достижения требуемых отклонений напряжения в первую очередь следует рассмотреть возможности трансформаторов.

Трансформаторы с РПН, установленные на подстанциях 1-4, практически позволяют для каждого характерного режима выбрать приемлемое регулировочное ответвление. Трансформаторы на подстанциях 5 и 6, оборудованные устройствами ПБВ, могут обеспечить постоянную для всех режимов добавку напряжения. При невозможности поддержания требуемых отклонений напряжений у потребителей трансформаторами следует рассмотреть другие пути, например использование линейных регуляторов.

В двухобмоточных и трёхобмоточных трансформаторах РПН выполнены в обмотках высшего напряжения, а в автотрансформаторах – в линейном выводе обмотки среднего напряжения. Эти особенности следует учитывать при выборе ответвлений в них. Порядок и примеры выбора ответвлений в различных трансформаторах представлены в [3].

Рассмотрим пример определения ответвлений двухобмоточного трансформатора с нагрузкой $27,1767 + j \cdot 12,349$ МВ·А, подключенного к узлу 3 с напряжением 110,9 кВ.

Напряжение на стороне НН трансформатора, приведенное к стороне ВН:

$$U_{3\text{Т.В}} = \left| U_3 - \frac{S_{3\text{Н}}^*}{U_3} Z_{\text{ТЗ}} \right| = \left| 110,9 - \frac{27,176 - j12,349}{110,2} (2 + j45) \right| = 105,9 \text{ кВ}.$$

Напряжение ответвления, которое обеспечивает желаемое напряжение на стороне НН в режиме наибольших нагрузок ($U_{3\text{ж}} = 1,05U_{\text{Н}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5$ кВ):

$$U_{\text{отв}} = \frac{U_3}{U_{3\text{ж}}} \cdot U_{\text{НН}} = \frac{105,9}{10,5} \cdot 11 = 110,95 \text{ кВ}.$$

Стандартное напряжение ответвления:

$$U_{\text{отв.ст}} = 121 \pm \frac{n_3 \cdot 1}{100} \cdot 121 = 121 - \frac{9 \cdot 1}{100} \cdot 121 = 110,11 \text{ кВ}.$$

Устройство регулирования трансформатора имеет пределы $\pm 12 \times 1,0$ %.

Принимаем 9-е положение ответвления РПН.

Действительное напряжение ответвления

$$U_{3\text{д}} = \frac{U_{3\text{Т.В}}}{U_{\text{отв.ст}}} \cdot U_{\text{НН}} = \frac{105,9}{121} \cdot 11 = 10,5.$$

Приведем пример расчета ответвления ПБВ двухобмоточного трансформатора, при этом напряжение на стороне НН трансформатора, приведенное к стороне ВН, в наибольшем режиме 10,5 кВ и в наименьшем 9,9 кВ:

$$U_{\text{отв}} = \frac{(U_{\text{нб}} + U_{\text{нм}}) U_{\text{НН}}}{2U_{\text{н.ж}}} = \frac{(10,5 + 9,9) 0,4}{2 \cdot 0,4} = 10,35;$$

$$U_{\text{отв.ст}} = U_{\text{ВН}} \pm \frac{n \cdot \delta U_{\text{ст}\%}}{100} U_{\text{В.Н}} = 10 + \frac{2 \cdot 2,5}{100} 10 = 10,5;$$

$$U_{\text{д}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{отв.ст}}} 0,4 = \frac{10,5}{10,5} 0,4 = 0,4.$$

Принимаем 2-е положение ПБВ.

Результаты выбора ответвлений на примере двухобмоточных трансформаторов с РПН для каждого режима целесообразно свести в табл. 2.13.

Таблица 2.13. Результаты выбора обмоток трансформатора

Показатель	Номер подстанции			
	1	2	3	4
Напряжение на стороне ВН, кВ				
Падение напряжения в трансформаторе, кВ				
Напряжение на стороне НН, приведенное к обмотке ВН, кВ				
Требуемое напряжение на стороне НН, кВ				
Расчётное напряжение регулировочного ответвления, кВ				
Стандартное напряжение регулировочного ответвления, кВ				
Выбранное ответвление $\pm n \cdot \delta U \%$				
Действительное напряжение на стороне НН, кВ				

Все результаты электрического расчёта трёх режимов необходимо представить в виде режимной схемы в соответствии с рис. 2.15 и 2.16.

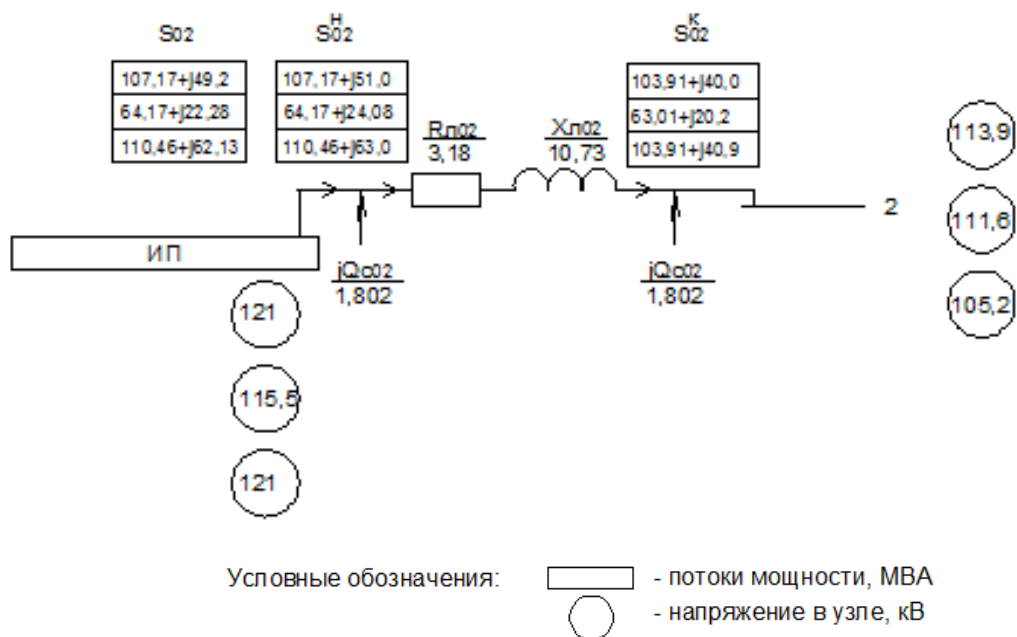


Рис. 2.15. Фрагмент режимной схемы электрической сети

2.9. Техничко-экономические показатели электрической сети

Большинство необходимой информации было получено при выполнении технико-экономического сравнения вариантов и в электрическом расчёте. Заметим, что если при расчёте, например, капитальных затрат из сравниваемых вариантов одинаковые элементы исключались, то здесь они должны быть учтены. Величину потерь мощности и электроэнергии необходимо взять из электрического расчёта нормального режима максимальных нагрузок.

В целом в расчётно-пояснительной записке должны быть представлены следующие показатели:

- номинальное напряжение сети, кВ;
- длина линий каждого класса напряжения, км;
- общая активная мощность всех потребителей, МВт;
- установленная мощность трансформаторов подстанций, МВ·А;
- мощность компенсирующих устройств, Мвар;
- капитальные вложения в сеть K , тыс. руб.;
- годовые эксплуатационные расходы по сети I , тыс. руб.;
- приведенные затраты электрической сети, тыс. руб.;
- потери мощности в линиях и трансформаторах электрической сети, МВт;
- потери электроэнергии в линиях и трансформаторах электрической сети, МВт·ч;
- годовая потребляемая всеми потребителями электроэнергия, МВт·ч,

$$W = \sum_{i=1}^n (P_{н6i} T_{н6i});$$

- удельные капитальные вложения, тыс.руб./(МВт·км),

$$K_y = \frac{K}{P_{н6\Sigma} L_{\Sigma}};$$

- себестоимость передачи электроэнергии, тыс.руб./(МВт·ч),

$$C_e = \frac{I}{W};$$

- стоимость передачи электроэнергии, тыс.руб./(МВт·ч),

$$C = \frac{3}{W}.$$

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Пропускная способность ВЛ устанавливается на основе расчета электрической сети. Средние значения дальности передачи и пропускной способности по линиям электропередачи напряжением 110...220 кВ приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1. Пропускная способность линий электропередачи 110...220 кВ

Напряжение, кВ	Сечение фазы, мм ²	Пропускная способность ВЛ, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		натуральная	при плотности тока 0,9 А/мм ²	предельная (КПД = 0,9)	средняя (между двумя соседними ПС)
110	70...240	30	11...37	80	25
150	150...300	60	31...63	250	20
220	240...400	135	74...123	400	100

Линии электропередачи состоят из ВЛ основной и распределительной сети. ВЛ основной сети обеспечивают связь между крупными электростанциями и передачу мощности от них в районы потребления электроэнергии. ВЛ распределительной сети обеспечивают передачу электроэнергии от ПС основной сети и электростанций к потребителям электроэнергии.

При проектировании основной электрической сети энергосистем рекомендуется:

- намечать линии электропередачи через крупные узлы нагрузки, избегать прямых связей между электростанциями;
- производить выбор схемы присоединения электростанции и ПС к основной сети с учетом надежности питания узла электрической сети и необходимости обеспечения транзита мощности по ВЛ;
- сооружать между двумя узлами сети по одной трассе, как правило, не более двух линий электропередачи одного напряжения. При необходимости дополнительного усиления сети следует рассматривать целесообразность сооружения ВЛ по другим направлениям или выполнение электропередачи на более высоком напряжении.

Проектирование распределительной сети энергосистем осуществляется с учетом следующего:

- в районах с малым охватом территории сетями при близких значениях технико-экономических показателей вариантов развития сети рекомендуется отдавать предпочтение сооружению ВЛ по новым трассам;

- в крупных городах и промышленных районах с большой концентрированной нагрузкой по одной трассе может предусматриваться строительство двух и более ВЛ;

- при прохождении ВЛ по территории городов, промышленных районов, на подходах к электростанциям ПС, в стесненных условиях, лесных массивах и т. д. ВЛ рекомендуется выполнять на двухцепных опорах. При этом подвеска одной цепи рекомендуется в случае, когда необходимость ввода второй цепи возникает в срок более трех лет после ввода первой, а также когда отключение первой цепи на время проведения работ по подвеске второй допустимо по условиям электроснабжения. Допускается подвеска на одних опорах ВЛ разных классов напряжений;

- при питании ПС с потребителями первой категории применение двух одноцепных ВЛ вместо одной двухцепной допускается при наличии обоснований.

При развитии распределительных сетей отдельных номинальных напряжений необходимо учитывать следующие рекомендации.

При напряжении сети 220...330 кВ:

- использовать в сети одно- и двухцепные ВЛ 220...330 кВ;
- при питании ПС по одноцепной ВЛ с двухсторонним питанием общее число промежуточных ПС не должно превышать трех, а длина такой ВЛ, как правило, не должно быть больше 250 км;

- присоединять к двухцепной ВЛ 220 кВ с двухсторонним питанием до пяти промежуточных ПС. При этом присоединение ПС рекомендуется принимать по схеме «мостик» или блочной схеме (от одной или двух ВЛ 220 кВ);

- проектировать сеть 220...330 кВ внешнего электроснабжения крупных и крупнейших городов с использованием принципа кольцевой конфигурации. В системе электроснабжения таких городов рекомендуется предусматривать сооружение не менее двух ПС 220...330 кВ, через которые осуществляется связь с сетью энергосистемы, а питающие ВЛ рекомендуется прокладывать по разным трассам. При присоединении сети крупных и крупнейших городов к энергосистеме рекомендуется обеспечивать минимальные транзитные перетоки мощности через городскую сеть. Общее количество и пропускная способность линий, связывающих сети таких городов с энергосистемой, рекомендуется выбирать с учетом обеспечения питания городских потребителей без ограничений при отключении двухцепной питающей ВЛ 220 кВ;

– выполнять, как правило, ПС 220...330 кВ двухтрансформаторными. Установка на ПС одного трансформатора допускается временно при обеспечении резервирования потребителей.

При напряжении сети 110 кВ:

– не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 110 кВ параллельно существующим ВЛ 220 кВ;

– использовать в качестве источников питания сети 110 кВ ПС 220...330/110 кВ, имеющие независимые питающие линии, и шины 110 кВ электростанций;

– обеспечивать двухстороннее питание ПС, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть более 120 км, а количество присоединяемых промежуточных ПС – более трех. Присоединение к такой ВЛ двухтрансформаторных ПС рекомендуется по схеме «мостик». При однотрансформаторной ПС (первый этап развития двухтрансформаторной ПС) присоединение к линии осуществляется по блочной схеме. Допускается присоединение ПС к одноцепной тупиковой ВЛ 110 кВ только на первом этапе развития сети. При этом резервирование ответственных потребителей должно быть обеспечено по сети вторичного напряжения;

– осуществлять применение двухцепных ВЛ с двухсторонним питанием в системах электроснабжения крупных городов, а также в схемах внешнего электроснабжения потребителей транспортных систем (электрифицированные участки железных дорог, продуктопроводов и т.п.). К таким ВЛ рекомендуется присоединение не более пяти промежуточных ПС, с чередованием ПС по схеме «мостик» и блочной схеме;

– применять двухцепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов, промузлов, промышленных предприятий и т. п. с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории таких ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ может быть присоединено до трех ПС.

При напряжении сети 35 кВ:

– не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 35 кВ параллельно существующим ВЛ 110 кВ и не сооружать новые ВЛ 35 кВ протяженностью свыше 80 км;

– оценивать целесообразность сооружения новых ВЛ 35 кВ в габаритах 110 кВ;

– рассматривать возможность перевода существующих ВЛ 35 кВ на напряжение 110 кВ;

– использовать преимущественно одноцепные ВЛ 35 кВ с питанием от разных ПС 110...220 кВ или разных секций (систем шин) одной ПС.

Трасса ВЛ выбирается по возможности кратчайшей с учетом условий отчуждения земли, вырубки просек, комплексного использования охранной зоны и приближения к дорогам и существующим ВЛ.

Протяженность намечаемых ВЛ при отсутствии более точных данных может быть принята на 20...25 % больше воздушной прямой (большее значение относится к территориям с высокой плотностью застройки, развитой сетью дорог и инженерных коммуникаций, интенсивной хозяйственной деятельностью). В районах городской и промышленной застройки, а также в других сложных случаях длину ВЛ следует принимать с учетом конкретных условий.

Вблизи промышленных предприятий трассы ВЛ, как правило, располагаются вне зон действия ветра преобладающего направления от источников загрязнения.

На железобетонных опорах сооружаются двухцепные ВЛ до 220 кВ включительно. В условиях, когда доставка железобетонных опор по трассе ВЛ затруднена, рекомендуется использовать металлические опоры.

На ВЛ напряжением 35 кВ и выше рекомендуется применять сталеалюминевые провода. Использование алюминиевых проводов и проводов из алюминиевого сплава обосновывается расчетами. На больших переходах через водные пространства (ущелья) при наличии технической целесообразности в качестве проводов могут применяться стальные канаты.

Обозначения марок проводов для ВЛ электропередачи:

Провод скрученный из алюминиевых проволок.....	А
Провод из алюминиевых проволок и стального сердечника.....	АС
Провод марки АС, у которого стальной сердечник покрыт смазкой повышенной теплостойкости и изолированной пленкой.....	АСК
Провод, скрученный из проволок нетермообработанного алюминиевого сплава.....	АН
Провод, скрученный из проволок термообработанного алюминиевого сплава	АЖ
Сталеалюминевый провод марки АСК, у которого межпроводочное пространство заполнено смазкой.....	АСКП
Сталеалюминевый провод марки АСК, у которого межпроводочное пространство заполнено смазкой.....	АСКС

Срок службы алюминиевых и медных проводов составляет 45 лет, проводов марки АЖ и АН – 25 лет.

В последние годы на ВЛ 6–10–35 кВ получили распространение самонесущие изолированные провода (СИП). Последняя конструкция та-

кого провода – СИП-3. Это одножильный самонесущий провод с защитным покровом. Жила выполнена из алюминиевого сплава высокой прочности или из сталеалюминия.

Расчетные данные сталеалюминевых, алюминиевых и проводов из алюминиевых сплавов приведены в табл. 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2. Расчетные данные сталеалюминевых проводов марок АС, АСК (ГОСТ 839–80)

Номинальное сечение, мм ² (алюминий / сталь)	Алюминиевая часть провода		Расчетные данные провода					
	Число прово- лок	Диаметр прово- лок, мм	Сопротивле- ние постоян- ному току при 20 °С, Ом/км	Диаметр прово- да, мм	Сечение, мм ²		Отношение сечения алюмини- й / сталь	Удельная масса, кг/км
					алю- миний	сталь		
35/6,2	6	2,8	0,777	8,4	36,9	6,15	6	148
50/8		3,2	0,595	9,6	48,2	8,04		195
70/11		3,8	0,422	11,4	68	П,3		276
95/16		4,5	0,301	13,5	95,4	15,9		385
120/19*	26	2,4	0,244	15,2	118	18,8	6,25	471
150/24*	26	2,7	0,204	17,1	148	24,2	6,14	599
185/29*	26	2,98	0,159	18,8	181	29	6,24	728
185/43	30	2,8	0,156	19,6	185	43,1	4,29	846
240/32	24	3,6	0,118	21,6	244	31,7	7,71	921
240/39*	26	3,4	0,122	21,6	236	38,6	6,11	952
240/56	30	3,2	0,120	22,4	241	56,3	4,29	1106
300/39	24	4	0,096	24,0	301	38,6	7,31	1132

*Провод марки АСК изготавливается для указанных сечений.

Таблица 3.3. Расчетные данные алюминиевых проводов марки А и проводов из алюминиевого сплава марок АН, АЖ (ГОСТ 839-80)

Номинальное сечение, мм ² (алюминий / сталь)	Число прово- док, шт.	Номи- нальный диаметр проволок, мм	Расчетные данные провода			
			Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км	Удельная масса провода, кг/км (без смазки)
А:						
50	7	3	49,5	9	0,558	135
70	7	3,55	69,3	10,7	0,42	189
95	7	4,1	92,4	12,3	0,315	252
120	19	2,8	117,0	14	0,251	321
150	19	3,15	148,0	15,8	0,197	406
185	19	3,5	182,5	17,5	0,161	502
240	19	4	238,7	20	0,123	655
300	37	3,15	288,3	22,1	0,102	794

Окончание табл. 3.3

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	Число проводов, шт.	Номинальный диаметр проволоки, мм	Расчетные данные провода			
			Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км	Удельная масса провода, кг/км (без смазки)
АН:						
50	7	3	49,5	9	0,624	135
120	19	2,8	117,0	14	0,266	321
150	19	3,15	148,0	15,8	0,211	406
185	19	3,5	182,3	17,5	0,171	502
АЖ:						
50	7	3	49,5	9	0,676	L35
120	19	2,8	117,0	14	0,288	321
150	19	3,15	148,0	15,8	0,229	406
185	19	3,5	1X2,3	17,5	0,185	502

Расчетные данные ВЛ 35 кВ и выше со сталеалюминиевыми проводами приведены в табл. 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4. Расчетные данные ВЛ 35...150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	r_0 , Ом/км, при 20 °С	150 кВ		110 кВ		35 кВ
		x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	x_0 , Ом/км
70/11	0,422	-	-	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	-	-	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,429	2,645	0,413	2,747	-
240/32	0,118	0,420	2,702	0,405	2,808	-

Примечание. Зарядная мощность b_0 подсчитана по среднеэксплуатационному напряжению $1,05 U_n$.

Таблица 3.5. Расчетные данные ВЛ 220 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/ сталь)	Число проводов в фазе, шт.	r_0 , Ом/км, при 20 °С	220 кВ	
			x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км
240/32	1	0,1180	0,435	2,604
	2	0,0590	-	-
240/56	5	0,0240	-	-
300/39	1	0,0960	0,429	2,645
	2	0,0480	-	-
300/48	8	0,0123	-	-
300/66	3	0,330	-	—
	5	0,0200	—	-

Основные типы и марки кабелей:

Маслонаполненные

Прокладываемые в трубопроводе	Т
Шланг из поливинилхлоридного пластика	Шв
То же, с усиленным защитным слоем	Шву
Покров асфальтированный	А
То же, бронированный круглыми проволоками	К
Оболочка свинцовая	С
То же, алюминиевая, алюминиевая гофрированная	А, Аг
Давление масла низкое	Н
То же, высокое	ВД
Маслонаполненный (с медной жилой)	М

С бумажной изоляцией и вязкой пропиткой

Усовершенствованный	У
Без наружного покрова	Г
Тип покрова	Б, Бл, Б2л, Бн, Пн, К, ШВ, ШПС
Оболочка свинцовая	С
То же, алюминиевая	А
Изолированные жилы совместно	–
То же, отдельно	О
Жила медная	–
То же, алюминиевая	А
Изоляция обыкновенная	–
То же, пропитанная нестекающим составом	Ц

С пластмассовой изоляцией

Шланг из поливинилхлоридного пластика	Шв
Без наружного покрова	Г
Бронированный	Бб
Оболочка из полиэтилена, самозатухающего и вулкани- зированного полиэтилена, поливинилхлоридного пластика, алюминия	П, Пс, Пв, В, А
Жила медная	–
То же, алюминиевая	А

В настоящее время применяют, как правило, кабели с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке. Применение кабелей с медными жилами требует специального обоснования. Для КЛ, прокладываемых в земле и воде, применяют бронированные кабели. Применение кабелей в свинцовой оболочке предусматривается для прокладки подводных линий, в шахтах, опасных по газу и пыли, для прокладки в особо опасных коррозионных средах. В остальных случаях при невозможности использовать

кабели в алюминиевых или пластмассовых оболочках их замена на кабели в свинцовых оболочках требует специального обоснования.

В последние годы в сетях зарубежных энергосистем получили широкое распространение кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (русское обозначение СПЭ, английское – XLPE).

Основные достоинства кабелей со СПЭ-изоляцией:

- изготавливаются на напряжение до 500 кВ;
- срок службы кабелей составляет не менее 30 лет;
- пропускная способность в зависимости от условий прокладки на 15...30 % выше, чем у кабелей с бумажной или маслonaполненной изоляцией, т.к. кабели со СПЭ-изоляцией рассчитаны на длительную работу. При температуре жилы 90 °С их бумажно-масляные аналоги допускают нагрев до 70 °С;
- отвечают экологическим требованиям;
- прокладка и монтаж меньше зависят от погоды и могут проводиться даже при температуре –20 °С;
- значительно дешевле и проще становятся обслуживание и ремонт при механических повреждениях, существенно легче выполняются прокладка и монтаж соединительных муфт и концевых заделок в полевых условиях.

Максимальная возможная разность уровней в маслonaполненных КЛ низкого давления составляет 20...25 м.

При прокладке нескольких кабелей в земле, а также в трубах продолжительно допустимые мощности (токи) должны быть уменьшены путем введения соответствующих коэффициентов (табл. 3.6).

Таблица 3.6. Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле

Расстояние между осями кабелей, мм	Значение коэффициента снижения продолжительно допустимого тока при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,0	0,84	0,72	0,68	0,64	0,61
200	1,0	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68
300	1,0	0,90	0,82	0,77	0,74	0,72

Для кабелей, проложенных в земле, продолжительно допустимые мощности (токи) приняты из расчета, что удельное тепловое сопротивление земли составляет 1,2 м·К/Вт.

Параметры кабелей 10 кВ с изоляцией из СПЭ и бумажной изоляцией приведены в табл. 3.7, 3.8.

Таблица 3.7. Технические характеристики СПЭ-кабеля напряжением 10 кВ

Характеристики	Сечение							
	50	70	95	120	150	185	240	300
Толщина изоляции, мм	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Толщина оболочки, мм	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Внешний диаметр, мм	28	29,7	31	33	34	36	38	40
Масса прикл., кг/км:								
алюминиевая жила	725	825	935	1040	1230	1370	1575	3795
медная жила	1020	1260	1540	1800	2175	2530	3100	3730
Минимальный радиус изгиба, см	42	45	47	50	51	54	57	60
Допустимые усилия тяжения, кН:								
алюминиевая жила	1,5	2,1	2,85	3,60	4,50	5,55	7,20	9,00
медная жила	2,5	3,5	4,75	6,00	7,50	9,25	12,0	15,0
Строительная длина поставки, м	2500	2500	2000	1800	1800	1600	1400	1200
Длительный допустимый ток в земле, А:								
при прокладке «треугольником»:								
алюминиевая жила	170	210	250	280	320	360	415	475
медная жила	220	270	320	360	410	460	530	600
при прокладке в плоскости:								
алюминиевая жила	175	215	260	295	330	375	440	495
медная жила	230	280	335	380	430	485	560	640
Длительный допустимый ток на воздухе, А:								
при прокладке «треугольником»:								
алюминиевая жила	185	235	285	330	370	425	505	580
медная жила	245	300	370	425	475	545	645	740
при прокладке в воздухе								
алюминиевая жила	225	230	340	390	440	505	595	680
медная жила	290	360	435	500	560	635	745	845

Таблица 3.8. Расчетные данные кабелей с бумажной изоляцией (на 1 км)

Сечение жилы, мм ²	r_0 , Ом		6 кВ		10 кВ		20 кВ	
	Медь	Алюминий	x_0 , Ом	b_0 , квар	x_0 , Ом	b_0 , квар	x_0 , Ом	b_0 , квар
10	1,84	3,10	0,110	2,3	–	–	–	–
16	1,15	1,94	0,102	2,6	0,113	5,9	–	–
25	0,74	1,24	0,091	4Д	0,099	8,6	0,135	24,8
35	0,52	0,89	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6
50	0,37	0,62	0,083	5,2	0,090	11,7	0,119	31,8
70	0,26	0,443	0,08	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	20,0	0,101	51,0
240	0,77	0,129	0,071	13,0	0,075	21,5	0,098	52,8
300	0,061	0,103	–	–	–	–	0,095	57,6
400	0,046	0,077	–	–	–	–	0,092	64,0

Схемы соединения обмоток трехфазного трансформатора обозначают в виде дроби, в числителе которой ставят обозначение схемы соединения обмотки ВН, а в знаменателе – обмотки НН. При наличии третьей обмотки СН обозначение схемы соединения обмотки СН располагают между обозначениями схем соединения обмоток ВН и НН.

Обозначения типов силовых трансформаторов

Автотрансформатор.....	А
Число фаз:	
трехфазный	Т
однофазный.....	О
С расщепленной обмоткой	Р
Охлаждение:	
естественное воздушное.....	С
естественное масляное	М
масляное с дутьем	Д
масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла	ДЦ
масляно-водяное с естественной циркуляцией масла	МВ
масляно-водяное с принудительной циркуляцией масла	МВЦ
Трехобмоточный.....	Т
Вид переключения ответвлений:	
выполнение одной из обмоток с устройством регулирования:	
под нагрузкой (РПН)	Н
то же, с автоматическим РПН	АН
Особенность исполнения:	
грозоупорное	Г
защищенное	З
усовершенствованное	У
Для электрификации железных дорог	Ж(Э)
Для собственных нужд электростанций.....	С

Обозначения типов регулировочных трансформаторов:

Последовательный регулировочный трансформатор (трансформаторный агрегат)	ВР
Линейный регулировочный	Л
Трехфазный	Т
Охлаждение масляное с дутьем и естественной циркуляцией масла	Д
Регулирование под нагрузкой	Н
Поперечное регулирование	П
Исполнение грозоупорное	Г
с усиленным вводом (для новых конструкций)	У

В названии новых трансформаторов буква Г опускается, так как все они исполняются грозоупорными. Некоторые трансформаторы 35 кВ в обозначении имеют букву А, означающую изготовление обмотки из алюминия.

Параллельной работой двух или нескольких трансформаторов называется работа при параллельном соединении не менее чем двух основных обмоток одного из них с таким же числом основных обмоток другого трансформатора (других трансформаторов).

В целях правильного распределения нагрузки между параллельно работающими трансформаторами пропорционально их номинальным мощностям параллельная работа двухобмоточных трансформаторов рекомендуется для случаев:

- равенства номинальных первичных и вторичных напряжений (допускается разность коэффициентов трансформации не более $\pm 0,5\%$);
- тождественности групп соединения обмоток;
- равенства напряжений КЗ (допускается отклонение не более чем на $\pm 10\%$ средней величины).

При несоблюдении первого и второго условий в обмотках трансформаторов возникают уравнивающие токи, которые в отдельных случаях, особенно при несовпадении групп, могут достигнуть и даже превысить значения тока полного КЗ. Несоблюдение третьего условия приводит к тому, что общая нагрузка распределяется между трансформаторами непропорционально их номинальным мощностям. Рекомендуется, чтобы отношение номинальных мощностей параллельно работающих трансформаторов не превышало 3:1.

Трансформаторы с расщепленными обмотками – трансформаторы, у которых одна из обмоток разделяется на две или большее число гальванически не связанных частей, суммарная номинальная мощность которых равна номинальной мощности трансформатора, а напряжения КЗ которых относительно другой обмотки практически равны, так что эти части допускают независимую нагрузку или питание. Такие обмотки, обычно обмотки НН, называются расщепленными. При КЗ в цепи одной из частей расщепленной обмотки в обмотках трансформатора возникают токи и напряжения существенно меньшие, чем в таком же трансформаторе с нерасщепленной обмоткой НН.

Преобразование переменного напряжения и тока, его повышение или понижение более экономично может быть осуществлено путем применения АТ. В отличие от трансформатора в АТ для преобразования

напряжения используется не только магнитная связь обмоток, но и их прямое или встречное соединение.

На преобразование напряжения при помощи АТ затрачивается меньше активных материалов, чем на преобразование, осуществляемое при помощи трансформаторов. Это снижает также потери мощности и электроэнергии.

Регулирование напряжения трансформаторов. В соответствии с ГОСТ 11677–85 и стандартами на трансформаторы различных классов напряжений и диапазонов мощностей большинство силовых масляных трансформаторов рассчитано на регулирование, т. е. изменение в соответствии с заданным режимом, или стабилизацию напряжения на одной или двух обмотках. Различают трансформаторы с регулированием напряжения при отключенной нагрузке (переключение ответвлений обмоток без возбуждения – ПБВ) и с РПН. Регулировочные ответвления размещаются, как правило, у трансформаторов на стороне ВН (в нейтрали ВН), а у АТ – на стороне СН (в линии СН) или в общей части гальванически связанных обмоток (в «нуле»).

Трансформаторы без регулирования напряжения предназначены для работы в блоке с генератором (напряжение регулируется на генераторе) или в блоке с дополнительным специальным регулировочным трансформатором.

Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе, с учетом их допустимой (по техническим условиям) перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание полной нагрузки. При росте нагрузок сверх расчетного уровня увеличение мощности ПС производится, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные. Установка дополнительных трансформаторов должна быть обоснована и согласована с заказчиком.

Решение о замене трансформаторов и АТ, установке дополнительных или сохранении действующих принимается на основании данных о фактическом состоянии работающих трансформаторов, надежности их работы за истекший период, техническом уровне, фактическом сроке эксплуатации в отношении к нормативному сроку работы, росту нагрузок, развитию примыкающих электрических сетей и изменении главной схемы электрических соединений ПС.

АТ, имеющие регулирование напряжения с помощью вольтодобавочных трансформаторов, включаемых в их нейтраль, заменяются на соответствующие АТ, имеющие встроенное регулирование напряжения на стороне СН.

На ПС 220 кВ и выше, на которых в течение расчетного периода и последующих пяти лет не предусматривается нагрузка на напряжении 6–10 кВ, рекомендуется применение АТ 220 кВ мощностью 63 или 125 МВ · А с третичным напряжением 0,4 кВ для питания собственных нужд ПС.

На ПС 110 кВ с отдаленной перспективой роста нагрузки или с резко переменным графиком нагрузки рекомендуется применять трансформаторы с форсированной системой охлаждения, имеющие повышенную нагрузочную способность (по материалам трансформаторных заводов).

На ПС 110 кВ с трехобмоточными трансформаторами при сочетании суммарных нагрузок по сетям СН и НН, не превышающих в течение расчетного периода и последующих пяти лет номинальной мощности выбираемого трансформатора, целесообразно выбирать трансформатор с неполной мощностью обмоток СН и НН.

При замене одного из двух трансформаторов (АТ) ПС проверяются условия, обеспечивающие параллельную работу оставшегося в работе и нового трансформаторов в автоматическом режиме регулирования напряжения на соответствующей стороне. При применении линейных регулировочных трансформаторов проверяется их динамическая и термическая стойкость при КЗ на стороне регулируемого напряжения. В необходимых случаях предусматривается соответствующее реактирование.

Регулирование напряжения осуществляется на стороне ВН путем РПН или ПБВ. Трансформаторы типа ТМ, указанные в скобках, имеют ПБВ $\pm 2,5$ % на стороне ВН. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН 38,5 кВ, трансформаторы 25 МВ · А – 27,5 кВ (для электрификации железных дорог)

В табл. 3.9–3.15 приведены основные каталожные и расчетные данные трансформаторов.

Таблица 3.9. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	S_n , МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{н обм}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТМН (ТМ)-6300/35	6,3	$\pm 6 \cdot 1,5$ %	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	10	$\pm 2 \cdot 2,5$ %	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	$\pm 9 \cdot 1,3$ %	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДН-10000/35	10	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	$\pm 2 \cdot 2,5$ %	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	96
ТДН-16000/35	16	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДН-25000/35	25	$\pm 8 \cdot 1,5$ %	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,1	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125

Таблица 3.10. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S_n , МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U , кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТДН-10000/110	10	$+9 \cdot 1,78$ %	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	$+9 \cdot 1,78$ %	115	6,6; 11; 34,5	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТДН-25000/110	25	$+9 \cdot 1,78$ %	115	6,3–6,3; 6,3–10,5;	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	$+9 \cdot 1,78$ %	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	53,5	175
ТД-40000/110	40	$+2 \cdot 2,5$ %	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	48,4	260
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \cdot 1,78$ %	115	6,3–6,3; 6,3–10,5;	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН (ТРДН)-63000/110	63	$+9 \cdot 1,78$ %	115	6,3–6,3; 6,3–10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410

Таблица 3.11. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S_n , МВ·А	Каталожные данные									Расчетные данные						
		$U_{н обм}$, кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом			X_T , Ом			ΔQ_x , квар
		ВН	СН	НН	ВС	ВН	СН				ВН	СН	НН	ВН	ВС	СН	
ТДТН -10000/110	10	115	11,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН -16000/110*	16	115	22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН -25000/110	25	115	11; 22,0; 34,5; 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
ТДТН-40000/110*	40	115	11; 22; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6				0,8	0,8	0,8	35,5	0 (22,3)	22,3 (0) 20,7 (0)	240 320
ТДТН-63000/110*	63	115	11; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441

Примечание. Все трансформаторы имеют РПН $\pm 9 \cdot 1,78$ % в нейтрали ВН. Трансформаторы ТДТН-10000, -16000, -25000, -40000, -63000/110 имеют также ПБВ на стороне 34,5 кВ $\pm (2 \cdot 2,5,5 \text{ \%})$

Таблица 3.12. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{\text{н}}$, МВ·А	Пределы ре- гулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{н обм}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	$R_{\text{т}}$, Ом	$X_{\text{т}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$, квар
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	230	6,6–6,6; 11–11	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН (ТРДН)-63000/220	63	$+8 \cdot 1,5\%$	230	6,6–6,6; 11–11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТДЦ-80000/220	80	$+2 \cdot 2,5 \%$	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН- 100000/220	100	$+8 \cdot 1,5\%$	230	11–11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ- 125000/220	125	$\pm 2 \cdot 2,5 \%$	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	230	11–11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2 \cdot 2,5\%$	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900

Таблица 3.13. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	S_n , МВ·А	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные									Расчетные данные						ΔQ_x , квар
			U_n , кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом			X_T , Ом			
ВН	СН	НН	ВН–СН	ВН–НН	СН–НН	ВН–СН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
ТДТН-25000/220	25	$\pm 12 \cdot 1 \%$	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
ТДТН-40000/220	40	$\pm 12 \cdot 1 \%$	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

Таблица 3.14. Трехфазные трехобмоточные автотрансформаторы 220 кВ

Тип	S_n , МВ·А	Преде- лы ре- гулиро- вания	Каталожные данные								Расчетные данные							ΔQ_x , квар
			U_n , кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом			X_T , Ом			
												ВН	СН	НН	ВН–СН	ВН–НН	СН–НН	
АТДЦТН-63000/220/110	63	$\pm 6 \cdot 2 \%$	230	121	11; 38,5	11	35,7	21,9	215	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110	125	$\pm 6 \cdot 2 \%$	230	121	10,5; 11; 38,5	11	45	28	305	65	0,5	0,52	0,52	3,2	49,0	0	131	625
АТДЦТН-200000/220/110	200	$\pm 6 \cdot 2 \%$	230	121	10,5; 11; 38,5	11	32	20	430	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	100 0
АТДЦТН-250000/220/110	250	$\pm 6 \cdot 2 \%$	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	125 0

Примечание. Для АТ мощность обмотки НН равна 50 % от номинальной.

Таблица 3.15. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 10 кВ

Тип	S_n , кВ·А	Каталожные данные						Расчетные данные		
		U_n обм, кВ		U_k , %	ΔP_x , кВт	ΔP_{Σ} , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
		ВН	НН							
ТМ-100/10	100	10	0,4	4,5	1,97	0,36	2,6	22,7	47	2,60
ТМ-250/10	250	10	0,4; 0,69	4,5	3,7	0,82	2,3	5,92	18	5,75
ТМ-400/10	400	10	0,4; 0,69	4,5	5,5	1,05	2,1	3,44	11,25	8,40
ТМ-630/10	630	10	0,4; 0,69	5,5	7,6	1,56	2,0	1,91	8,73	12,60
ТМ-1000/10	1000	10	0,4; 6,3	5,5	12,2	2,45	1,4	1,22	5,50	28,00

Компенсирующие устройства. Компенсирующими устройствами называются установки, предназначенные для компенсации емкостной или индуктивной составляющей переменного тока. Обозначения типов КУ и реакторов:

Синхронные компенсаторы

Компенсатор.....	К
Синхронный	С
Охлаждение водородное	В
Возбуждение:	
безщетоное.....	Б
нереверсивное (положительное), реверсивное (положительное)	
и отрицательное	О

Статические конденсаторы

Статический	С
Тиристорный	Т
Компенсатор.....	К

Конденсаторы

Конденсатор косинусный	К
Пропитка синтетическим диэлектриком	С
Удвоенная мощность.....	2
Для наружной установки	А

В качестве средств компенсации реактивной мощности применяют шунтовые батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, статические компенсаторы реактивной мощности, ШР, управляемые реакторы и асинхронизированные турбогенераторы.

Шунтовые конденсаторные батареи отечественного исполнения комплектуются из конденсаторов типа КСА-0,66-20 и КС2А-0,66-40. Для комплектования установок продольной компенсации, предназначенных для уменьшения индуктивного сопротивления дальних линий электропередачи, используются конденсаторы типа КСП-0,6-40.

Основные параметры шунтовых батарей конденсаторов, синхронных компенсаторов и статических компенсирующих и регулирующих устройств приведены в табл. 3.16–3.18.

Таблица 3.16. Синхронные компенсаторы

Тип	S_n , МВ·А	U_n , кВ	I_n , кА	Реактивное сопротивление, %					ΔP , кВт	GD2, т·м ²	S_{max} при от- стаю- щем токе, Мвар	Часто- та вра- щения ротора, 1/мин
				X_d''	X_d'	X_d	X_g''	X_g'				
КСВБ-50-11 (КСВБО-50-11)	50	11	2,62	261	43	220	–	118	800	31	20 (33)	750
КСВБ-100-11 (КСВБО-100-11)	100	11	5,25	20	40	210	–	126	1350	55	50(82,5)	750

Примечания. 1. Реактивные сопротивления обозначены соответственно: X_d'' , X_d' , X_d – продольные сверхпереходное, переходное и синхронное; X_g'' , X_g' – поперечное сверхпереходное и синхронное. 2. GD2 – момент инерции ротора.

Таблица 3.17. Установки конденсаторов 0,4 кВ

Тип исполнения установки	Мощность, квар	Номинальный ток фазы, А
УК2 -0,4-30-УХЛЗ	30	44
УК2 -0.4-40-УХЛЗ	40	60
УК2 -0.4-50-УХЛЗ	50	72
УК2 -0,4-60-УХЛЗ	60	86
УК2 -0,4-75-УХЛЗ	75	108
УК2-0.4-100-УХЛЗ	100	144
УК3 -0,4-125-УХЛЗ	125	180
УК3 -0,4-150-УХЛЗ	150	216

Таблица 3.18. Установки конденсаторов типа УКЛ

Параметр	УКЛ(П) 56 (КРМ)	УКЛ(П)57 (КРМ)	АУКРМ, УКРМ (КРМ)	АУКРМФ, УКМФ (КРМФ)
Номинальное напряжение, кВ	6,3; 10,5			
Номинальная частота, Гц	50			
Номинальная мощность, квар	От 100 квар и выше			
Стандартный шаг регулиро- вания, квар	-	50; 100; 150; 200; 250; 300; 450		
Варианты регулирования	Нерегулируемый / Ручное регулирование		Автоматическое или руч- ное	
Схема соединения конденса- торов	Треугольник			
Варианты климатического исполнения	Внутреннее У3; наружное У1; в блочно-модульном контейнере УХЛ1			
Класс защиты	от IP21 до IP54			
Диапазон температур, стан- дартно	От –40 до +40 °С металлический шкаф, от –60 до +40 °С блочно-модульный контейнер			
Габаритные размеры	Стандартно в соответствии с типоминалом или по ТЗ заказчика			

Таблица 3.19. Технические характеристики установки конденсаторов типа УКРМ

Тип	Мощность, квар	Шаги регулировки, квар	
		фиксируемые	регулируемые
УКРМ-6,3 (10,5)-150-50 (100р + 50р)	150	1×100	1×50
УКРМ-6,3 (10,5)-300-150 (150ф + 150р)	300	1×150	1×150
УКРМ-6,3 (10,5)-450-150 (300ф + 150р)	450	1×300	1×150
УКРМ-6,3 (10,5)-600-300 (300ф + 300р)	600	1×300	1×300
УКРМ-10,5 (6,3)-900-450 (450ф + 450р)	900	1×450	1×450
УКРМ-6,3 (10,5)-1350-450 (450ф + 2×450р)	1350	1×450	2×450
УКРМ-6,3 (10,5)-2250-450 (3×450ф + 2×450р)	2250	3×450	2×450
УКРМ-6,3 (10,5)-3150-450 (3×450ф + 4×450р)	3150	3×450	4×450
УКРМ-6,3 (10,5)-4050-450 (2×450ф + 7×450р)	4050	2×450	7×450
УКРМ-6,3 (10,5)-5400-450 (3×450ф + 9×450р)	5400	3×450	9×450
УКРМ-6,3 (10,5)-6000-600 (4×600ф + 6×600р)	6000	4×600	6×600
УКРМ-6,3 (10,5)-7200-450 (8×450ф + 8×450р)	7200	8×450	8×450

При проектировании новых линий электропередачи 220 кВ управляемость электрических сетей обеспечивается за счет применения статических компенсирующих и регулирующих устройств нового типа с применением преобразовательной техники. К ним относятся:

СТК – статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности с непрерывным регулированием. СТК присоединяется к линии электропередачи через отдельный трансформатор или к обмотке НН АТ. Установленная мощность СТК может наращиваться путем увеличения отдельных модулей. В России имеется опыт разработки и эксплуатации основного оборудования СТК первого поколения. Дальнейшее развитие СТК может осуществляться в направлении разработки вентилях на базе мощных тиристоров, что позволяет создать СТК на напряжение 35 кВ мощностью до 250 Мвар;

ВРГ – «сухие» (без магнитопровода и масла) шунтирующие реакторы, присоединяемые к обмотке трансформаторов (АТ) на ПС через вакуумные выключатели;

УШР – управляемые ШР с масляным охлаждением. Изменение проводимости сетевой обмотки осуществляется путем подмагничивания магнитопровода либо другими способами с применением систем непрерывного или дискретного автоматического регулирования параметров реактора.

Для компенсации зарядной мощности ВЛ применяются ШР (табл. 3.20, 3.21)

Таблица 3.20. Управляемые шунтирующие реакторы с подмагничиванием серии РТУ 35–220 кВ

Мощность, МВ·А	Напряжение, кВ	Ток, А
32	38,5	480
25	121	114
32	121	153
63	121	301
63	242	151
100	242	239

Таблица 3.21. Шунтирующие реакторы 6–110 кВ

Тип	U_n , кВ	I_n , А	S_n , МВ·А	ΔP , кВт
Трехфазные				
РТД	38,5	300	20	120
РТМ	11	170	3,3	40
РТМ	6,6	290	3,3	40
Однофазные				
РОДБС РОМ	$121\sqrt{3}$	475	33,3	3×180
	$38,5\sqrt{3}$	1350	30	3×180
РОМ	$11\sqrt{3}$	173	1,1	3×20
	$6,6\sqrt{3}$	288	1,1	3×20

Структура условного обозначения типономинала установок расшифровывается следующим образом:

АУКРМ (УКЛ(П))1 – Х2–ХХХ3–ХХХ4–Х5Х6–К7–ХХХ8Х9

УКЛ(П) – установка конденсаторная регулируемая, нерегулируемая, буквы Л и П обозначают, с какой стороны расположена вводная ячейка, с левой или с правой;

Х2 – напряжение, кВ;

ХХХ3 – мощность, квар;

ХХХ4 – мощность минимальной ступени, квар;

Х5 – наличие постоянной ступени: 1 – есть, 0 – нет;

Х6 – число автоматических ступеней;

К7 – контейнерного исполнения;

ХХХ8 – вид климатического исполнения;

Х9 – категория размещения.

Используйте эту схему при выборе конденсаторных установок.

Выпускаются КТББ модернизированные КТПБ(М) 35–220 кВ и КРУ 110 и 220 кВ блочного типа (КРУБ) по типовым схемам (табл. 3.22). Использование КРУБ основано на применении жесткой ошиновки без сооружения порталов.

Таблица 3.22. Комплектные трансформаторные подстанции блочные модернизированные КТПБ(М) 35–220 кВ

Наименование изделия, тип, серия Область применения	Краткая техническая характеристика
КТПБ(М) 220/110/10(6) кВ ТИ–064;ОАЩ.143.020 Климатическое исполнение – У1.ХЛ1 по ГОСТ 15150–69	Схемы главных электрических соединений – 1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 6, 7, 12, 13, 14* и др. (по требованию заказчика) Номинальное напряжение: ВН–220кВ СН–110кВ НН – 10 (6) кВ Мощность трансформатора 63–125 МВ·А
КТПБ(М) 220/35/10(6) кВ ТИ–064; ОАЩ. 143.020 Климатическое исполнение – У1.ХЛ1 по ГОСТ 15150–69	Схемы главных электрических соединений – 1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 6, 7, 12, 13, Ни др. (по требованию заказчика) Номинальное напряжение: ВН – 220 кВ СН–35кВ НН–10(6)кВ Мощность трансформатора 25–40 МВ·А
По развитым схемам (КРУБ220кВ) ТИ–064; ОАЩ. 143.020 Климатическое исполнение – У1.ХЛ1 по ГОСТ 15150–69 и ГОСТ 15543.1–89 Степень загрязнения изоляции – I, II по ГОСТ 9920–89 Климатический район по ветру I–IV	Схемы главных электрических соединений – 12, 13, 14 и др. (по требованию заказчика)
КТПБ (М) 110/35/10(6) кВ ТИ–064; ОАЩ. 143.020 Климатическое исполнение – У1.ХЛ1 по ГОСТ 15150–69 и ГОСТ 15543.1–89 Степень загрязнения изоляции – I, II по ГОСТ 9920–89 Климатический район по ветру I–IV	Схемы главных электрических соединений на стороне 110кВ–1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 9 и др. (по требованию заказчика) Номинальное напряжение: ВН–110кВ СН – 35 кВ НН – 10 (6) кВ Мощность трансформатора 6,3–63 МВ·А
КТПБ(М) 110/10(6) кВ ТИ–064; ОАЩ. 143.020 Климатическое исполнение – У1.ХЛ1 по ГОСТ 15150–69 и ГОСТ 15543.1–89 Степень загрязнения изоляции – I, II по ГОСТ 9920–89 Климатический район по ветру I–IV	Схемы главных электрических соединений на стороне 110кВ–1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН и др. (по требованию заказчика) Номинальное напряжение: ВН–110кВ НН – 10 (6) кВ Мощность трансформатора 2,5–63 МВ·А

Окончание табл. 3.22

Наименование изделия, тип, серия Область применения	Краткая техническая характеристика
КТПБ(М) 35/10(6) кВ ТИ-064; ОАЩ. 143.020 Климатическое исполнение – У1.ХЛ1 по ГОСТ 15150–69 и ГОСТ 15543.1–89 Степень загрязнения изоляции – I, II по ГОСТ 9920–89 Климатический район по ветру I–Г	Схемы главных электрических соединений на стороне 35кВ–3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 9 Номинальное напряжение: ВН–35кВ НН–10(6)кВ Мощность трансформатора 1–16 МВ·А
КТПБ(М) 35/10(6) кВ ТИ-064; ОАЩ. 143.020 Климатическое исполнение – У,ХЛ1 по ГОСТ 15150–69 Степень загрязнения изоляции – I, II по ГОСТ 9920–89 Климатический район по ветру I–IV Применяется в нефте- и газодобываю- щих отраслях и др.	Схемы главных электрических соединений на стороне 35 кВ – 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 9 Номинальное напряжение: ВН – 35 кВ НН – 10 (6) кВ Мощность трансформатора 1–10 МВ·А

Примечание. Схемы электрических соединений приняты по типовым решениям института «Энергосетьпроект». В объем заводской поставки входят основное электротехническое оборудование (за исключением силовых трансформаторов), металлоконструкции РУ, ошиновка и вспомогательное оборудование.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ): утв. приказом Минэнерго РФ от 8 июля 2002 г. № 2004.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012.
3. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии. – 2-е изд. – Ростов н/Д: Феникс, 2008.
5. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычёв П.В. Электрические системы и сети: учебник. – Минск: УП «Технопринт», 2004.
6. Электрические системы. Электрические сети / под ред. В.А. Веникова и В.А. Строева. – М.: Высш. шк., 1998.
7. СТО 56947007-29.240.55.016-2008. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ / ОАО «ФСК». – 2008.
8. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС) / ОАО «ФСК». – 2009.
9. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ / ОАО «СО ЕЭС». – 2010.