



**Некоммерческое
акционерное
общество**

**АЛМАТИНСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
ЭНЕРГЕТИКИ И
СВЯЗИ**

Кафедра электрических
станций, сетей и систем

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СИСТЕМ

Конспект лекций
для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика

Алматы 2015

СОСТАВИТЕЛИ: Оржанова Ж.К., Тергеусизова М.А. Проектирование электрических сетей и систем. Конспект лекций для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика. - Алматы: АУЭС, 2015 - 78с.

В конспекте лекции рассматриваются вопросы, связанные с проектированием электрических сетей: основы технико-экономических расчетов, выбор целесообразной конфигурации сети, выбор и проверка сечений проводов и кабелей, принципы построения схем электрических сетей различных классов напряжений, а также пути повышения пропускной способности электрических сетей.

Ил.26, табл. 3, библиогр. – 7 назв.

Рецензент: доцент Башкиров М.В.

Печатается по плану издания некоммерческого акционерного общества «Алматинский университет энергетики и связи» на 2015г.

© НАО «Алматинский университет энергетики и связи», 2015г.

Содержание

Введение.....	4
1 лекция. Задачи методы проектирования электрических сетей и систем.....	6
2 лекция. Классификация электрических сетей.....	9
3 лекция. Основные экономические показатели.....	16
4 лекция. Критерии сравнительной технико-экономической эффективности.....	19
5 лекция. Учет надежности при выборе вариантов развития электрических сетей.....	23
6 лекция. Выбор конфигурации и номинального напряжения электрической сети.....	26
7 лекция. Выбор сечений проводников по экономической плотности тока.....	31
8 лекция. Выбор сечение проводов воздушных линий по экономическим интервалам нагрузки.....	35
9 лекция. Выбор сечений проводников по допустимой потере напряжения	38
10 лекция. Выбор трансформаторов и автотрансформаторов на понижающих подстанциях.....	47
11 лекция. Основы построения схем электрических сетей.....	49
12 лекция. Типовые схемы подстанций.....	54
13 лекция. Схемы городских распределительных сетей.....	58
14 лекция. Расчеты режимов электрических сетей.....	62
15 лекция. Пути повышения пропускной способности линий электропередачи и электрических сетей.....	75
Список литературы.....	78

Введение

Рассматривая процесс создания и объединения энергосистем в СССР, в составе которого развивалась энергетика Казахстана, можно выделить ряд характерных этапов. *Первый этап* начался с соединения изолированно работающих электростанций на параллельную работу и организации первых энергоузлов. С развитием энергосистем были созданы условия для перехода ко *второму этапу* – образованию территориальных объединенных энергосистем (ОЭС), обеспечивающих электроснабжение крупных, наиболее развитых в промышленном отношении регионов. На *третьем этапе* была организована параллельная работа территориальных ОЭС западной части страны и создана Единая электроэнергетическая система европейской части СССР. Содержанием *четвертого этапа* является переход к высшей форме организации энергетического хозяйства – формированию ЕЭС в масштабе всей страны. *Пятый этап* – сформирована энергетика Казахстана как отдельная отрасль. *Шестой этап* характеризуется значительным повышением роли Казахской энергетике в СССР: строительство крупноблочных электростанций на базе экибастузских углей, соединение энергомоста, соединившего Сибирь и Урал России. *Седьмой этап* – этап либерализации (перестройки) экономики энергетике в условиях рынка суверенного Казахстана и ее интеграции с энергетикой других стран. В результате структурных и организационных преобразований создана Национальная компания ОАО «KEGOC», управляющая межгосударственными и межрегиональными электрическими сетями, обеспечивающая передачу энергии, выдачу мощности с регулирующих станций и устойчивое формирование ЕЭС Казахстана. Созданы распределительные электросетевые компании (РЭКи) с функциями покупки, передачи, распределения и реализации электроэнергии.

Эти качественные изменения, связанные со все возрастающей централизацией электроснабжения народного хозяйства, происходили вместе с нарастающей концентрацией генерирующих мощностей на крупных электростанциях и увеличением единичной мощности агрегатов, повышением класса напряжения электрических сетей и постепенным охватом электрическими сетями обжитой территории страны.

Начало развития электрических систем в нашей стране было положено планом ГОЭЛРО, который был первым единым общегосударственным народнохозяйственным планом создания материально-технической базы социализма. Его идеи привели к созданию объединенных энергетических систем, в том числе и единой энергетической системы (ЕЭС). Задачу проектирования электрических систем следует рассматривать как задачу развития единой энергетической системы Казахстана. При проектировании электрических систем важно учитывать интересы и специфику административных и экономических районов. Поэтому проектирование ЕЭС

Казахстана должно основываться на учете развития энергосистем и их объединений.

В соответствии с основными положениями Энергетической программы на длительную перспективу в ближайшие два десятилетия намечено завершение формирования ЕЭС страны, сооружение магистральных линий электропередачи напряжением 1150 кВ постоянного тока.

Создание мощных электрических систем обусловлено их большими технико-экономическими преимуществами. С увеличением их мощности появляется возможность сооружения более крупных электрических станций с более экономичными агрегатами, повышается надежность электроснабжения потребителей, более полно и рационально используется оборудование.

Формирование электрических систем осуществляется с помощью электрических сетей, которые выполняют функции передачи энергии и электроснабжения потребителей.

Расчетные задачи решаются по определенным формулам по известной методике на основе необходимых исходных данных. Задачи, которые поставлены в проекте электрической сети, в большинстве случаев не имеют однозначного решения. Выбор наиболее удачного варианта электрической сети производится не только путем теоретических расчетов, но и на основе различных соображений, производственного опыта.

Дисциплина «Проектирование электрических сетей и систем» знакомит студентов с основами проектирования электрических сетей и систем, начиная от технико-экономических расчетов, выбора номинального напряжения, выбора целесообразной конфигурации сети, выбора сечений проводников и кончая основами построения схем систем передачи и распределения электроэнергии.

1 лекция. Задачи и методы проектирования электрических сетей и систем

Содержание лекции: задачи и методы проектирования электрических сетей и систем.

Цель лекции: решение задач, возникающих при проектировании, ознакомление с методами проектирования электрических сетей и систем.

Задачей проектирования энергосистем является разработка с учетом новейших достижений науки и техники и технико-экономическое обоснование решений, определяющих формирование энергетических объединений и развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается оптимальная надежность снабжения потребителей электрической и тепловой энергией в необходимых размерах и требуемого количества с наименьшими затратами.

Проектирование развития энергосистем и электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности и включает в себя выполнение комплекса *внестадийных проектных работ*, к которым относятся следующие:

- схема развития ЕЭС и ОЭС;
- схемы развития районных энергосистем (РЭС);
- схемы развития распределительных сетей 110 кВ и выше;
- разработка энергетических и электросетевых разделов;
- схемы внешнего электроснабжения объектов народного хозяйства.

В результате *внестадийных проектных работ* разрабатываются *обосновывающие материалы* для определения экономической эффективности и целесообразности проектирования, строительства или реконструкции или расширения электросетевых объектов.

Задачами при проектировании *схемы развития ЕЭС и ОЭС* являются:

- определение уровней и режимов электро- и теплоснабжения;
- анализ топливно-энергетических ресурсов района;
- разработка и обоснование предложений по типу, размещению, мощности и очередности сооружения электростанций на ближайшие 10-15 лет;
- определение балансов мощности и энергии;
- обоснование развития основной электрической сети, включая выбор конфигурации, основных параметров и очередности сооружения основной сети напряжением 500 кВ и выше (ЕЭС) и 220 кВ и выше (ОЭС);
- разработка проектных решений по режимной и противоаварийной автоматике и релейной защите;
- определение объемов строительства, потребности в оборудовании, оценка необходимых капитальных вложений.

Задачами при проектировании *схемы развития районных энергосистем (РЭС)* являются:

- уточнение разработанных в «Схеме развития ОЭС» уровней электропотребления, балансов мощности, режимов работы электростанций и основной сети;
- разработка и обоснование развития РЭС, определение очередности строительства сетей 110 кВ и выше на проектный уровень;
- оценка необходимых капитальных вложений и потребности в основном оборудовании электрических сетей.

Схемы развития распределительных сетей 110 кВ и выше разрабатываются для сетей энергосистемы в целом или (для крупных энергосистем) по отдельным сетевым районам, а также для промышленных узлов, крупных городов, сельской местности.

Схема развития распределительных сетей 110 кВ и выше выполняется на основе решений, принятых по схемам развития ОЭС и РЭС, задачами при проектировании которых являются:

- разработка и обоснование предложений по развитию сети с учетом перспективы;
- выбор конфигурации и параметров сети, определение очередности строительства сетевых объектов;
- выбор типа, параметров и места размещения компенсирующих устройств, а также способов регулирования напряжения;
- оценка необходимых капитальных вложений.

На всех этапах проектирования развития энергосистем и электрических сетей учитываются вопросы организации эксплуатации и управления по следующим разделам: организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания, средства диспетчерского и технологического управления, обеспечение устойчивости параллельной работы, осуществление автоматизированных систем регулирования, средств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Разработка энергетических и электросетевых разделов в составе проектных работ по теплоснабжению городов, комплексному использованию рек, определению площадок для конденсаонных электростанций в различных районах страны. В указанных работах обосновывается выбор параметров проектируемого объекта, зависящий от условий его присоединения и использования в энергосистеме, а также уточняются сроки проектирования и строительства объектов.

Задачами при проектировании *схемы внешнего электроснабжения объектов народного хозяйства* являются:

- выбор конфигурации, параметров и очередности строительства (расширения, реконструкции) электрических сетей внешнего электроснабжения;
- определение сроков проектирования линий электропередачи и подстанций;

- оценка необходимых капитальных вложений.

При проектировании *электрических сетей* принимаются решения по развитию сетей различных назначений и напряжений. На различных этапах проектирования электрических сетей решаются разные по составу и объему задачи, которые имеют следующее примерное содержание:

- анализ существующей сети рассматриваемой энергосистемы (района, города, объекта), включающий ее рассмотрение с точки зрения загрузки, условий регулирования напряжения, выявление «проблемных мест» в работе;
- определение электрических нагрузок потребителей и составление балансов активной мощности по отдельным подстанциям и энергоузлам, обоснование сооружения новых понижающих подстанций;
- выбор расчетных режимов работы электростанций (если к рассматриваемой сети присоединены электростанции) и определение загрузки проектируемой электрической сети;
- проверочные расчеты статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанций, выявление основных требований к системе противоаварийной автоматики;
- составление баланса реактивной мощности и выявление условий регулирования напряжения в сети, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их типа и мощности;
- расчеты токов КЗ проектируемой сети и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка мероприятий по ограничению мощности КЗ;
- выбор и обоснование количества, мощности и мест установки дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов (для сетей 35 кВ и ниже).

Для рациональных решений и выявлений наилучших параметров производят:

- выбор конфигурации электрической сети и ее конструктивного исполнения (воздушная, кабельная);
- выбор числа цепей каждой из линий и числа трансформаторов подстанций;
- выбор номинального напряжения линий;
- выбор материала и сечений проводов линий;
- выбор схем подстанций;
- обоснование технических средств обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей;
- выбор технических средств обеспечения требуемого качества напряжения;
- обоснование средств повышения экономичности функционирования электрической сети;
- выбор средств повышения пропускной способности сети.

Методика технико-экономических расчетов и соответствующие критерии экономической эффективности выбираются в зависимости от

формулировки задачи. Применительно к элементам систем передачи и распределения электроэнергии в зависимости от их назначения условно можно выделить следующие задачи:

- выдача мощности проектируемой электростанции в систему;
- присоединение нового потребителя к существующей электрической сети;
- развитие электрической сети для повышения надежности электроснабжения потребителей;
- развитие электрической сети для повышения экономичности ее функционирования.

Объекты системы передачи и распределения электроэнергии могут иметь и комплексное значение. Например, присоединение новой электростанции для выдачи ее мощности в систему одновременно может служить и средством повышения надежности системообразующей сети. Если решается задача подключения к сети нового потребителя, то эффект проявляется прежде всего за счет продажи дополнительной электроэнергии. При этом, как правило, принятие решения по варианту развития электрической сети осуществляется на основании сравнительной эффективности различных вариантов, которые могут учитывать одновременно и фактор надежности.

Если основной целью развития сети является повышение надежности, то она может быть достигнута за счет сооружения дополнительных резервных линий, глубоких вводов повышенного напряжения в центры нагрузок, увеличения числа трансформаторов на подстанции и др. Данные мероприятия одновременно способствуют экономичности функционирования сети за счет снижения потерь мощности и электроэнергии.

Любое решение по развитию электрической сети связано с более общей задачей развития энергосистемы в целом. Действительно, например, подключение к сети нового потребителя может быть осуществлено лишь в том случае, если в системе есть резерв генерирующей мощности. В противном случае должны быть учтены затраты на создание дополнительных генерирующих источников и их эксплуатацию. Однако при решении частных задач электрических сетей произвести оценку эффективности развития всей энергосистемы бывает затруднительно. Поэтому обычно в таких случаях учет необходимого развития генерирующих мощностей осуществляют посредством соответствующей оценки стоимости 1 кВт·ч и потерь электроэнергии в электрических сетях.

2 лекция. Классификация электрических сетей

Содержание лекции: общие требования к схемам электрических сетей и надежности электроснабжения, принципы построения схем сети.

Цель лекции: изучение требований, предъявляемых к схемам электрических сетей, а также рассмотрение конфигураций электрических сетей.

Электрическая сеть – это совокупность электроустановок для распределения электрической энергии. Она состоит из подстанций, распределительных устройств, воздушных и кабельных линий электропередач.

Электрические сети классифицируются:

- по роду тока;
- по номинальному напряжению;
- по конструктивному исполнению;
- по расположению;
- по конфигурации;
- по степени резервированности;
- по выполняемым функциям;
- по характеру потребителей;
- по назначению в схеме электроснабжения;
- по режиму работы нейтрали.

По роду тока различают сети переменного и постоянного тока. Основное распространение получили сети трехфазного переменного тока.

Однофазными выполняются внутриквартирные сети. Они выполняются как ответвление от трехфазной четырехпроводной сети.

Сети постоянного тока используются в промышленности (электрические печи, электролизные цеха) и для питания городского электротранспорта.

Постоянный ток используется для передачи энергии на большие расстояния. Но на постоянном токе работает только ЛЭП: в начале и конце ЛЭП строятся преобразовательные подстанции, на которых происходит преобразование переменного тока в постоянный и обратно. Использование постоянного тока обеспечивает устойчивую параллельную работу генераторов ЭС.

Постоянный ток используется для организации связи электроэнергетических систем. При этом отклонение частоты в каждой системе практически не отражается на передаваемой мощности.

Существуют передачи пульсирующего тока. В них электроэнергия передается по общей линии одновременно переменным и постоянным токами. У такой передачи увеличивается пропускная способность по отношению к ЛЭП переменного тока и облегчается отбор мощности по сравнению с ЛЭП постоянного тока.

По напряжению согласно ГОСТ сети делятся на сети напряжением до 1000 В и сети напряжением выше 1000 В.

В литературе встречается и такое деление:

- сети низких напряжений (220 – 660 В);

- сети средних напряжений (6 – 35 кВ);
- сети высоких напряжений (110 – 220 кВ);
- сети сверхвысоких напряжений (330 – 750 кВ);
- сети ультравысоких напряжений (более 1000 кВ).

По конструктивному исполнению различают воздушные и кабельные сети, проводки и токопроводы.

Токопровод – это установка для передачи и распределения электроэнергии, которая используется на промышленных предприятиях. Состоит из неизолированных или изолированных проводников, изоляторов, защитных оболочек и опорных конструкций.

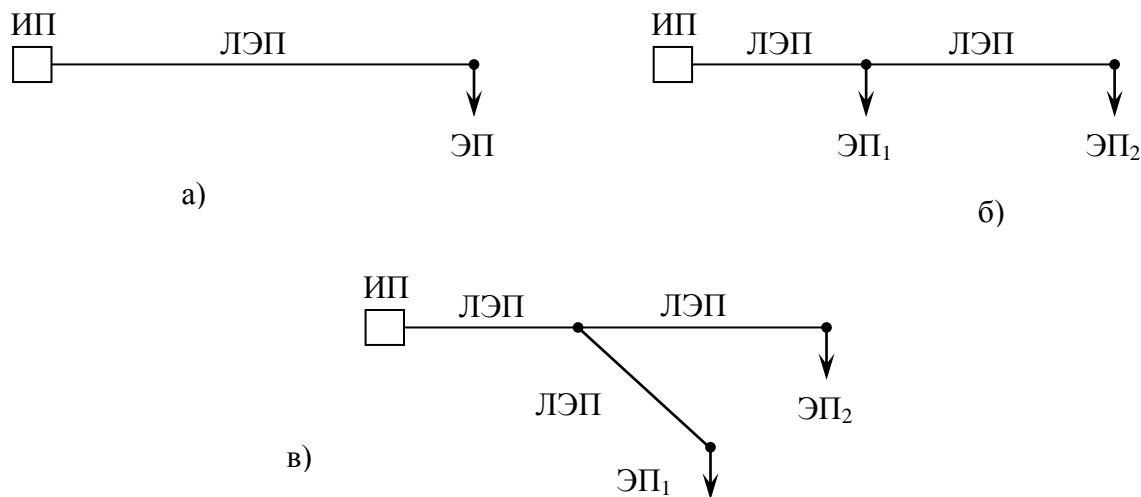
Электропроводки предназначены для выполнения сетей в зданиях.

По расположению сети делятся на наружные и внутренние. Наружные выполняются неизолированными (голыми) проводами и кабелями. Внутренние выполняются изолированными проводами.

По конфигурации сети делятся на разомкнутые (рисунок 2.1) и замкнутые (рисунок 2.2).

Разомкнутые сети питаются от одного источника питания и передают электроэнергию к потребителям только в одном направлении.

В замкнутых сетях электроприемники получают питание по меньшей мере с двух сторон. Различают простые замкнутые сети и сложнзамкнутые сети. Простые замкнутые сети имеют один замкнутый контур, сложнзамкнутые – несколько. К простым замкнутым сетям относятся кольцевая сеть и сеть с двухсторонним питанием.



а) – радиальная; б) – магистральная;
в) – магистральная с ответвлением.

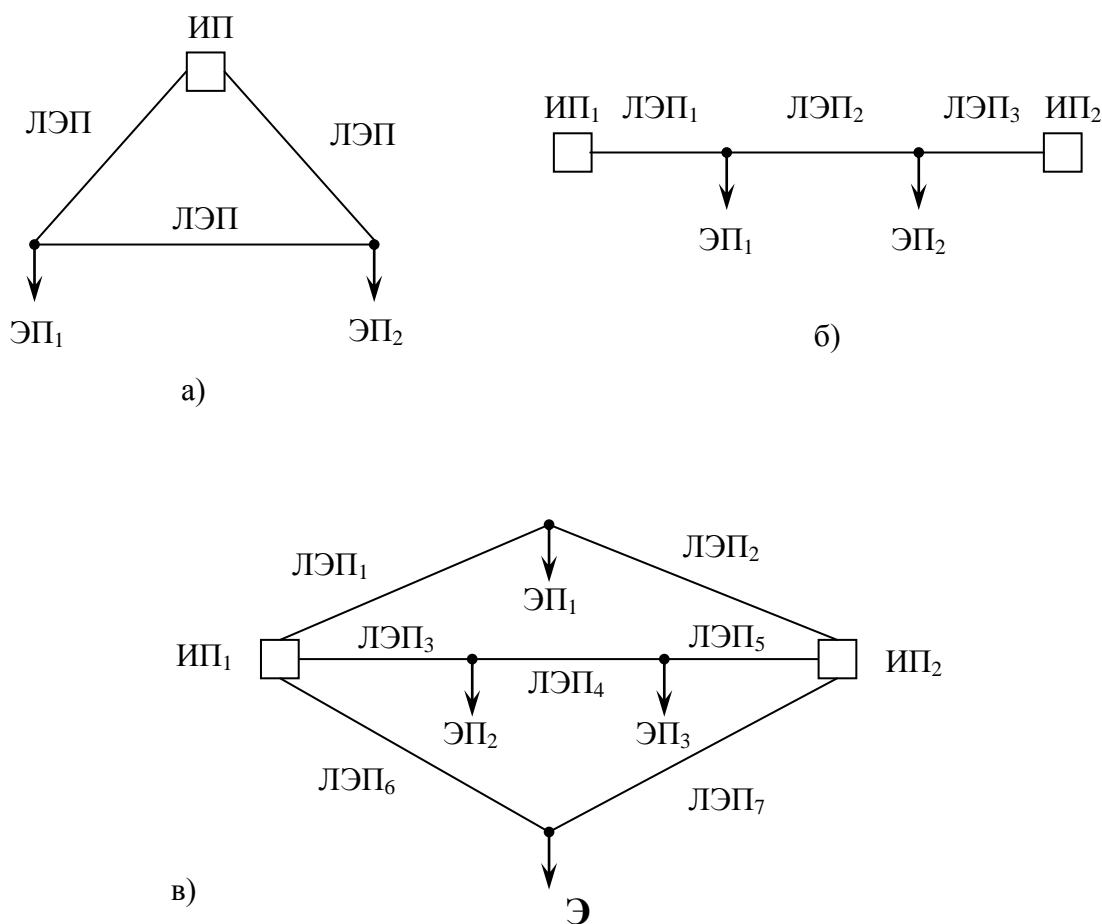
Рисунок 2.1 – Разомкнутые сети

По степени резервированности сети делятся на нерезервированные и резервированные. Замкнутые сети всегда резервированные, потому что при

отключении любой ЛЭП или любого источника питания ни один из потребителей не потеряет питание. Магистральные сети, выполненные одной цепью, являются нерезервированными, так как часть или все потребители теряют питание в зависимости от места повреждения и мест установки коммутационной аппаратуры. Магистральные сети, выполненные двумя цепями, являются резервированными.

По выполняемым функциям различают системообразующие, питающие и распределительные сети.

Системообразующие сети – это сети напряжением 330 кВ и выше. Выполняют функцию формирования энергосистем, объединяя мощные ЭС и обеспечивая их функционирование как единого объекта управления. Эти сети характеризуются большим радиусом охвата, значительными нагрузками. Сети выполняются по сложнзамкнутым многоконтурным схемам с несколькими ИП.



а) – кольцевая; б) – с двухсторонним питанием;
в) – сложнзамкнутая.

Рисунок 2.2 – Замкнутые сети

Питающие сети предназначены для передачи электроэнергии от подстанций системообразующей сети и от шин 110 – 220 кВ ЭС к районным

подстанциям. Питающие сети обычно замкнуты. Их напряжение – 110 – 220 кВ.

Распределительная сеть предназначена для передачи электроэнергии на небольшие расстояния от шин низшего напряжения районных ПС непосредственно к потребителям. Такие сети выполняют по разомкнутым схемам. Различают распределительные сети высокого напряжения (более 1000 В) и низкого напряжений (до 1000 В).

По характеру потребителей сети делятся на городские, промышленные и сельские.

Городские сети характеризуются высокой плотностью электрических нагрузок (до $12 \text{ МВ} \cdot \text{А/км}^2$) и большим количеством разнородных потребителей.

К промышленным сетям относятся сети промышленных предприятий. Эти сети делятся на сети внешнего и внутреннего электроснабжения. Напряжение зависит от близости к питающей ПС. Если она расположена вблизи предприятия, то напряжение внешнего электроснабжения – 6 - 10 кВ, а внутреннего – до 1000 В. Если питающая ПС расположена далеко, то напряжение внешнего электроснабжения повышается. Для промышленных сетей существует понятие «глубокого ввода», когда высокое напряжение (220 – 330 кВ) заводится на территорию завода, минуя дополнительные трансформации. В этом случае в схеме внутреннего электроснабжения используется напряжение 6 – 35 кВ.

Сельские сети – сети напряжением 0,4 – 110 кВ. Они предназначены для питания небольших населенных пунктов, сельскохозяйственных предприятий. Отличаются большой протяженностью и малой плотностью нагрузки (до $15 \text{ кВ} \cdot \text{А/км}^2$). Сельские сети выполняются, в основном, воздушными ЛЭП по разомкнутым схемам.

По назначению в схеме электроснабжения сети делятся на местные и районные.

Местные сети охватывают площади радиусом до 30 км. Они имеют малую плотность нагрузки и напряжение до 35 кВ включительно. Это сельские, коммунальные и фабрично-заводские сети. К местным сетям относятся «глубокие вводы» напряжением 110 кВ.

Районные сети охватывают большие районы и имеют напряжение 110 кВ и выше. По районным сетям осуществляется передача электроэнергии от ЭС в места ее потребления. К районным сетям относятся основные сети системы, магистральные ЛЭП внутрисистемной связи и межсистемные связи.

По режиму работы нейтрали сети делятся:

- на сети с изолированной нейтралью;
- на сети с компенсированной нейтралью;
- на сети с эффективно – заземленной нейтралью;
- на сети с глухозаземленной нейтралью.

Режим работы нейтрали определяется способом соединения нейтрали с землей. В сетях с изолированной нейтралью электроустановки не имеют связи

с землей. В сетях с компенсированной нейтралью имеется связь через дугогасительную катушку. В сетях с глухозаземленной нейтралью – непосредственная связь с землей. В сетях с эффективно-заземленной нейтралью – часть нейтралей трансформаторов заземлена, часть – разземлена (в нейтраль включены разъединитель и разрядник).

Выбор режима работы нейтрали в сети до 1000 В определяется безопасностью работ. В сети выше 1000 В – двумя причинами:

- стоимостью изоляции оборудования;
- величиной токов однофазного короткого замыкания на землю.

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» электроустановки до 1000 В работают либо с глухозаземленной, либо с изолированной нейтралью.

В первом случае имеем четырехпроводную сеть. Замыкание любой фазы на землю приводит к короткому замыканию в сети (ток повреждения большой). Предохранитель поврежденной фазы перегорает, а две здоровые фазы остаются в работе при фазном напряжении.

Во втором случае имеем трехпроводную сеть. В такой сети замыкание фазы на землю не приводит к значительному росту тока в месте повреждения, фаза не отключается. Фазные напряжения неповрежденных фаз возрастают до линейных значений, т.е. возрастают в $\sqrt{3}$ раз.

В обоих случаях изоляция рассчитывается на линейное напряжение.

Сети напряжением 6 - 35 кВ считаются сетями с малыми токами замыкания на землю (до 500 А). Работают такие сети либо с изолированной, либо с компенсированной нейтралью.

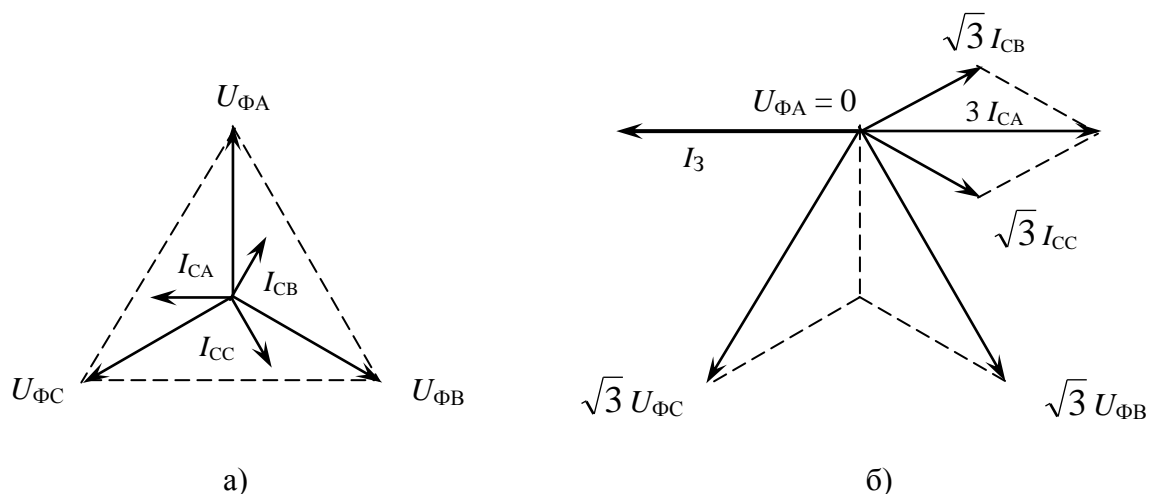
В сети с изолированной нейтралью при касании фазы землю напряжение этой фазы становится равным нулю, а на здоровых фазах возрастает до линейного значения (рисунок 2.3 а). Поэтому изоляция должна быть рассчитана на линейное напряжение. Емкостный ток в поврежденной фазе равен нулю, а в неповрежденных фазах увеличивается в $\sqrt{3}$ раз (рисунок 2.3 б). Суммарный емкостный ток, равный $3 I_0$, будет протекать через место замыкания фазы на землю и источник питания. Если величина этого тока в сети 6 – 10 кВ превышает 30 А, а в сети 35 кВ – 10 А, то в нейтраль трансформаторов необходимо включить дугогасительную катушку. Ее индуктивный ток складывается с емкостным током замыкания на землю, который может быть скомпенсирован частично или полностью.

Сети 6 – 35 кВ не требуют немедленного отключения и могут работать несколько часов. Но повреждение можно обнаружить только при поочередном отключении потребителей.

Сети напряжением 110 кВ и выше считаются сетями с большими токами замыкания на землю (свыше 500 А). Они не могут работать с изолированной нейтралью, так как изоляция в этом случае должна рассчитываться на линейное напряжение. А это дорого. Сети работают с заземленной нейтралью. При

этом ток однофазного короткого замыкания может превышать ток трехфазного к.з.

В этом случае коммутационная аппаратура должна выбираться по большему току, т.е. однофазному.



а) нормальный режим; б) замыкание фазы а на землю.
Рисунок 2.3 – Векторные диаграммы напряжений и токов

В месте повреждения в таких сетях возникает электрическая дуга с большим током. Дуга гасится при отключении повреждения. Так как большинство к.з. являются самоустраняющимися, то для проверки линия включается вновь под действием АПВ. Если к.з. самоустранилось, то ЛЭП остается в работе, если – нет, то повреждение отключается вновь. В переходном режиме и при коммутациях в сети возникают внутренние перенапряжения. Величина перенапряжения влияет на выбор изоляции. Величину перенапряжения стараются ограничить. Для этого заземляют нейтрали оборудования. Но чем больше заземленных нейтралей, тем меньше величина перенапряжения и тем больше величина тока однофазного к.з.

В сетях 110 кВ поступают следующим образом. Часть нейтралей разземляют, чтобы величина токов однофазного к.з. не превышала величину токов трехфазного к.з. Заземляют нейтрали трансформаторов на электростанциях, узловых подстанциях и на тупиковых потребительских подстанциях. Напряжение на неповрежденных фазах по отношению к земле в установившемся режиме не должно быть больше $0,8 U_{\text{ном}}$ (линейного). Такие сети называются сетями с эффективно-заземленной нейтралью.

В сетях 220 кВ и выше применяют глухое заземление нейтрали всех трансформаторов. В этом напряжение на неповрежденных фазах по отношению к земле в установившемся режиме не превышает фазное. Коммутационная аппаратура выбирается по большему току к.з.

3 лекция. Основные экономические показатели

Содержание лекции: основные экономические показатели систем передачи и распределения электроэнергии.

Цель лекции: изучение основных экономических показателей электрических сетей.

К основным экономическим показателям электрических сетей относятся капитальные затраты (вложения), ежегодные издержки (годовые эксплуатационные расходы), чистый дисконтированный доход и срок окупаемости сооружаемого объекта.

Капитальные затраты (инвестиции) - это единовременные (разовые) денежные средства, которые необходимы для строительства новых или реконструкции существующих объектов. Применительно к системам передачи и распределения электроэнергии капитальные затраты (стоимость сооружения) можно представить в виде следующих составляющих:

$$K = K_{\text{пс1}} + K_{\text{л}} + K_{\text{пс2}}, \quad (3.1)$$

где $K_{\text{пс1}}$, $K_{\text{пс2}}$ - стоимость повышающих и понижающих подстанций;
 $K_{\text{л}}$ - стоимость сооружения линии электропередачи.

Стоимость каждого элемента системы, учитываемого в формуле (3.1), определяется многими факторами. Так, на стоимость сооружения воздушной линии электропередачи влияют ее номинальное напряжение, конструкция фазы и площадь сечения проводов, число цепей, тип и материал опор, климатические районы сооружения линии по гололеду и по ветру, характер рельефа местности и условия прохождения трассы линии (населенная, ненаселенная местность), удаленность от производственных баз и др. Конечная стоимость линии рассчитывается при ее конкретном проектировании на основании выполнения сметного расчета по заранее определенным вышеперечисленным факторам.

Стоимость подстанции укрупнено может быть представлена в виде:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^I K_{\text{тi}} n_{\text{тi}} + \sum_{j=1}^J K_{\text{ячj}} n_{\text{ячj}} + \sum_{k=1}^K K_{\text{куk}} n_{\text{куk}} + K_{\text{п}}, \quad (3.2)$$

где $K_{\text{тi}}$, $K_{\text{ячj}}$, $K_{\text{куk}}$ - стоимость однотипных трансформаторов (автотрансформаторов), ячеек распределительных устройств и компенсирующих устройств соответственно;

$n_{\text{тi}}$, $n_{\text{ячj}}$, $n_{\text{куk}}$ - соответственно число однотипных элементов из общего числа.

В стоимость подстанции входит также постоянная составляющая капитальных затрат $K_{п}$, включающая стоимости здания щита управления, релейной защиты и автоматики, оборудования собственных нужд подстанции, водо- и теплоснабжения, ограждения, дорог, освещения территории и др. Эта стоимость задается в укрупненных показателях в зависимости от первичной схемы и числа присоединений распределительного устройства высшего напряжения подстанции.

Ежегодные издержки - это годовые эксплуатационные расходы, необходимые для эксплуатации сооружений и устройств системы передачи и распределения электроэнергии. Они включают:

- отчисления на амортизацию объектов электрической сети;
- расходы на эксплуатацию (текущий ремонт и обслуживание);
- стоимость потерянной электроэнергии в элементах сети.

Сущность амортизационных отчислений основывается на том, что каждый объект электрической сети рассчитан на определенный срок службы t_c . Во время эксплуатации с течением времени объект приходит в негодность. Если ставится задача сооружения нового объекта взамен старого после окончания его срока службы (т.е. задача осуществления воспроизводства), то за этот период должны быть накоплены соответствующие средства. Это накопление и делается за счет амортизационных отчислений. Нормы на амортизацию выбирают в долях от первоначальных капитальных затрат K в зависимости от расчетного срока службы t_c объекта:

$$p_a = \frac{K - K_{л}}{K \cdot t_c}, \quad (3.3)$$

где $K_{л}$ — ликвидная (остаточная) стоимость объекта после прекращения его функционирования, включающая стоимость материалов и оборудования, которые могут быть использованы по другому назначению после ликвидации данного объекта.

Из этой формулы видно, что норма на амортизацию обратно пропорциональна сроку службы. Например, значение p_a для линий электропередачи на деревянных опорах должно быть принято больше, чем для линий на металлических опорах, т. к. срок службы последних выше.

Зная норму отчислений на амортизацию, ежегодные расходы на амортизацию определяют по формуле:

$$I_a = p_a \cdot K. \quad (3.4)$$

Расходы на эксплуатацию электрической сети включают в себя ежегодные затраты на текущий ремонт и техническое обслуживание.

Эксплуатационные расходы зависят от напряжения и конструкции линий, подстанций. В проектных расчетах их определяют в долях от капитальных затрат

$$I_3 = p_3 K. \quad (3.5)$$

Стоимость потерянной электроэнергии в электрической сети определяется:

$$I_{\Delta A} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot \tau \cdot \beta_{\text{н}} + \Delta P_{\text{х}} \cdot T \cdot \beta_{\text{х}}, \quad (3.6)$$

где $\Delta P_{\text{нб}}$ - нагрузочные потери мощности в максимальном режиме;

$\Delta P_{\text{х}}$ - потери мощности холостого хода;

τ – время максимальных потерь;

T – число часов работы элемента в году;

$\beta_{\text{н}}, \beta_{\text{х}}$ – стоимость потерь 1кВт ч электроэнергии.

Таким образом, ежегодные издержки

$$I = I_a + I_3 + I_{\Delta A}. \quad (3.7)$$

Удельные ежегодные издержки, относящиеся к единице передаваемой мощности, называются себестоимостью передачи электроэнергии

$$\beta_{\text{п}} = \frac{I}{A} = \frac{I}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб}}}, \quad (3.8)$$

где $P_{\text{нб}}$ - наибольшая передаваемая мощность;

$T_{\text{нб}}$ – число часов использования максимальной нагрузки.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) является одним из основных показателей эффективности инвестиционного проекта. Под ним понимают превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени. При этом дисконтированием называют приведение разновременных значений денежных потоков (денежных поступлений, капиталовложений и пр.) к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения. Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта E , выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Если дисконтирование (приведение) осуществляется к году строительства объекта, то показатель ЧДД имеет вид:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t - I_t - K_t}{(1 + E)^t}, \quad (3.9)$$

где D_t - суммарный доход в год t , включающий плату за электроэнергию, получаемую потребителями;

I_t - годовые эксплуатационные и другие расходы в год t ;

K_t - капитальные затраты в год t ;

T - расчетный срок.

Сооружение объекта эффективно только при $ЧДД > 0$.

Если расчетный срок T не ограничивать сроком службы объекта, то в эксплуатационные расходы должны включаться амортизационные отчисления. Такие условия характерны для задач систем передачи и распределения электроэнергии, которые непрерывно развиваются, модернизируются, и поэтому для них невозможно установить конкретный срок службы.

В выражении (3.9) норма дисконта E равна процентной ставке за предоставление кредита, либо за хранение средств в банке.

Срок окупаемости капитальных затрат характеризует общую эффективность капитальных затрат K :

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi}, \quad (3.10)$$

где Π - прибыль, получаемая за счет сооружения объекта.

Применительно к электрическим сетям иногда используют следующее выражение срока окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K}{I_1 - I_2}, \quad (3.11)$$

где K - капитальные затраты, используемые для усовершенствования (развития) объекта электрической сети;

I_1, I_2 — годовые издержки до и после реализации капитальных затрат, $I_2 < I_1$, например, за счет снижения стоимости потерь электроэнергии.

4 лекция. Критерии сравнительной технико-экономической эффективности

Содержание лекции: оценка технико-экономической эффективности сооружения объектов электрической сети различными критериями.

Цель лекции: рассмотрение критериев сравнительной технико-экономической эффективности сооружения электрической сети.

Если рассматривается эффективность сооружения объекта электрической сети с заранее заданными техническими параметрами, например, такими, как номинальное напряжение и площадь сечения проводов линии электропередачи, к которой подключается новый потребитель, то в качестве экономического критерия может использоваться чистый дисконтированный доход, определяемый по выражению (3.9). В этом случае

эффект от сооружения линии проявляется за счет продажи системой дополнительного количества электроэнергии. Как уже отмечалось, целесообразность сооружения такого объекта будет при ЧДД > 0.

Однако в большинстве случаев технико-экономического анализа решение конкретной задачи развития электрической сети может быть осуществлено различными вариантами. В таких случаях, по выражению (3.9), ЧДД подсчитывается по каждому намеченному варианту, и лучшим вариантом считается тот, для которого чистый дисконтированный доход наибольший:

$$\text{ЧДД}_i = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} - I_{ti} - K_{ti}}{(1+E)^t} \rightarrow \max, \quad (4.1)$$

где i - номер варианта;

I_{ti} - издержки в год t с учетом амортизационных отчислений;

T - расчетный срок, не ограниченный сроком службы объекта, в пределе $T = \infty$.

Таким образом, в данном случае решается задача сравнительной эффективности.

Если в качестве расчетного срока T принимать период от начала капиталовложений до завершения срока службы объекта, то в формуле (4.1) следует учесть ликвидную стоимость $K_{л}$:

$$\text{ЧДД}_i = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} - I_{ti} - K_{ti}}{(1+E)^t} + \frac{K_{л}}{(1+E)^T} \rightarrow \max. \quad (4.2)$$

В формулу (4.2) ежегодные издержки I_{ti} в год t подставляют без учета амортизационных отчислений.

Выражения ЧДД (4.1) и (4.2) позволяют осуществлять сравнение вариантов с различным производственным эффектом. Вместе с тем, во многих задачах систем передачи и распределения электроэнергии рассматриваются только технически взаимозаменяемые (допустимые) варианты с одинаковым производственным эффектом, которые, например, удовлетворяют требованиям одинаковой пропускной способности (передаваемой мощности), одинаковой надежности и т. п. В таких случаях доход D_{ti} оказывается одинаковым, и поэтому от критерия ЧДД по формулам (4.1) и (4.2) можно перейти к затратным критериям соответственно:

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \frac{I_{ti} + K_{ti}}{(1+E)^t} \rightarrow \min \quad (4.3)$$

или

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \frac{I_{ti} + K_{ti}}{(1+E)^t} - \frac{K_{\text{л}}}{(1+E)^T} \rightarrow \min .$$

Здесь критерий максимума ЧДД заменен критерием минимума затрат.

Для весьма распространенных случаев, когда после года T капитальные вложения уже не производятся, а ежегодные издержки остаются неизменными, из формулы (4.3) получен экономический критерий сравнительной эффективности в виде:

$$Z_i = E \sum_{t=1}^T (K_{ti} + I_{ti})(1+E)^{T-t} + I_{\text{инпос}} , \quad (4.4)$$

где $I_{\text{пост}}$ - неизменные ежегодные издержки в режиме проектной эксплуатации объекта после T -го года.

На основе выражения (3.3) получен также экономический критерий в виде:

$$Z_i = \sum_{t=1}^T (EK_{ti} + \Delta I_{ti})(1+E)^{T-t} \rightarrow \min , \quad (4.5)$$

где ΔI_{ti} — изменение годовых эксплуатационных расходов в t -м году по сравнению с $(t-1)$ -м годом.

Критерий (4.5) так же, как и критерий (4.4), предполагает, что через T лет объект выходит на проектную мощность, после чего годовые эксплуатационные расходы остаются неизменными.

Многие объекты строятся в течение одного года. К таким объектам относятся короткие воздушные линии, подстанции небольшой мощности, распределительные воздушные и кабельные сети, компенсирующие устройства и т. п. При этом после ввода их в эксплуатацию, т. е. со второго года после начала строительства, ежегодные издержки не остаются постоянными, т. к. изменяется стоимость потерь электроэнергии. Применительно к таким, весьма распространенным условиям, формула приведенных затрат (4.3) может быть преобразована к виду:

$$Z_i = K_i + \sum_{t=2}^T \frac{I_{ti}}{(1+E)^{t-1}} \rightarrow \min , \quad (4.6)$$

где K_i — капитальные затраты в первый год для i -го варианта.

В случаях, когда капитальные вложения в строительство объекта осуществляются за один год, после чего объект вводится в эксплуатацию с неизменными по годам ежегодными издержками, то вместо формулы (3.3) используют формулу годовых приведенных затрат, которая представляет собой статический критерий

$$Z_i = I_i + EK_i \rightarrow \min, \quad (4.7)$$

который приводит к тем же результатам сравнительной эффективности вариантов, что и формула (4.3).

Этот критерий наиболее строго может быть применен, например, при строительстве линии электропередачи для электроснабжения предприятия, технологический режим которого не изменяется по годам после ввода его в эксплуатацию. В связи с простотой данного критерия он используется и в других случаях, когда срок строительства не более одного года, а издержки по годам можно считать мало изменяющимися. Удельные приведенные затраты, приходящиеся на единицу передаваемой электроэнергии, называют расчетной стоимостью передачи электроэнергии:

$$C_{\pi} = \frac{Z}{A} = \frac{Z}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб}}}. \quad (4.8)$$

Если сравнению подлежат только два варианта сооружения объекта, то вместо приведенных затрат (4.7) может быть использован такой критерий, как срок окупаемости. При сравнительной эффективности различных вариантов показатель срока окупаемости по формуле (3.10) представляется в виде

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1} > < T_{\text{норм}}, \quad (4.9)$$

где K_1, K_2 — капитальные затраты по варианту 1 и 2, причем $K_1 > K_2$;

I_1, I_2 — годовые издержки по варианту 1 и 2, причем, $I_1 < I_2$;

$T_{\text{норм}}$ — нормативный срок окупаемости.

Таким образом, здесь сравнивается вариант 1 с большими капитальными затратами, но с меньшими годовыми издержками, чем по варианту 2. Если $T_{\text{ок}} < T_{\text{норм}}$, то экономичным будет вариант, по которому больше капитальные затраты, так как дополнительные капитальные затраты $K_1 - K_2$ окупятся достаточно быстро за счет экономии на ежегодных издержках $I_2 - I_1$. Из выражения (4.9) можно записать:

$$I_1 T_{\text{норм}} + K_1 > < I_2 T_{\text{норм}} + K_2$$

или

$$I_1 + \frac{K_1}{T_{\text{норм}}} > < I_2 + \frac{K_2}{T_{\text{норм}}}. \quad (4.10)$$

Сравнивая это выражение с формулой (4.7), можно видеть, что нормативный срок окупаемости есть величина, обратная норме дисконта (нормативному коэффициенту эффективности капитальных затрат):

$$T_{\text{норм}} = \frac{1}{E}. \quad (4.11)$$

Так, при $E = 0,12$ нормативный срок окупаемости $T_{\text{норм}} = 8,3$ года.

5 лекция. Учет надежности при выборе вариантов развития электрических сетей

Содержание лекции: выбор варианта развития электрической сети с учетом надежности электроснабжения потребителей.

Цель лекции: рассмотрение основных показателей надежности и определение технико-экономического ущерба от перерывов электроснабжения потребителей.

При проектировании электрической сети известны два подхода к учету надежности электроснабжения: нормативный и экономический. При нормативном подходе опираются на требования к обеспечению надежности электроснабжения, изложенные в ПУЭ. Экономический подход использует понятие экономического ущерба из-за недоотпуска электроэнергии.

Все сравниваемые варианты развития сети должны обеспечивать одинаковый полезный отпуск электроэнергии потребителям при заданном режиме потребления. Каждый вариант сети должен обеспечивать необходимую *надежность*, под которой понимается способность выполнять заданные функции, в заданном объеме, при определенных условиях функционирования. Требования к надежности электроснабжения определяются «Правилами устройств электроустановок» (ПУЭ) в зависимости от категорий электроприемников. В соответствии с ПУЭ все электроприемники по требуемой степени надежности разделены на три категории.

К наиболее ответственным электроприемникам I категории отнесены такие, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Электроприемники I категории должны иметь питание от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При этом перерыв их электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания от другого источника. Из состава электроприемников I категории выделена особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров и

повреждения дорогостоящего основного оборудования. Для таких электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника, в качестве которого могут быть использованы местные электростанции, аккумуляторные батареи и т. п.

К электроприемникам II категории отнесены те, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Электроснабжение этих электроприемников рекомендуется обеспечивать от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При этом для них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями оперативного персонала. Питание электроприемников данной категории допускается по одной воздушной линии, либо по одной кабельной линии с двумя и более кабелями, либо через один трансформатор, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта в ней или замены повредившегося трансформатора из централизованного резерва за время не более 1 суток.

Остальные электроприемники отнесены к III категории. Их электроснабжение может выполняться от одного источника питания, если время для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения не превышает 1 суток.

Определение ущерба опирается на значение удельного ущерба и вероятностной характеристики системы передачи и распределения электроэнергии.

Рассмотрим на примерах, каким образом приближенно могут быть определены вероятности сложных событий, приводящих к перерывам электроснабжения потребителей. Рассмотрим электроснабжение потребителей по одной нерезервированной линии, схема которой показана на рисунке 5.1.

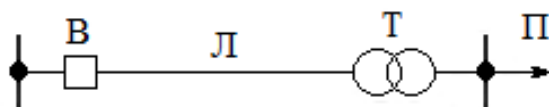


Рисунок 5.1

В этом случае перерывы электроснабжения потребителей будут иметь место как при аварийном отключении любого из последовательно включенных элементов электропередачи, так и при отключении их для планового ремонта. Поэтому вероятность сложного события в данном случае – перерыва электроснабжения потребителей П – будет равна сумме вероятностей аварийной простоя и плановых ремонтов всех указанных элементов электропередачи:

$$p = p_{\text{л}} + p_{\text{т}} + p_{\text{в}}, \quad (5.1)$$

где $p_{\text{л}} = (p_{\text{ав}} + p_{\text{пл}})_{\text{л}}$ – для линии;

$p_{\text{т}} = (p_{\text{ав}} + p_{\text{пл}})_{\text{т}}$ – для трансформатора;

$p_{\text{в}} = ((p_{\text{ав}} + p_{\text{пл}})_{\text{в}})$ – для выключателей.

Перерыв электроснабжения потребителей Π , питаемых от двухтрансформаторной подстанции (рисунок 5.2), может произойти в случае совпадения аварийного простоя одного трансформатора (из-за аварии как самого трансформатора T , так и ячеек выключателей B) с плановым ремонтом второго, а также при совпадении аварийных ремонтов обоих трансформаторов.

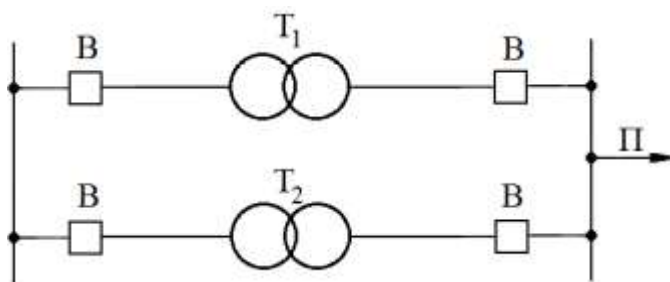


Рисунок 5.2

Вероятность появления двух независимых событий равна произведению вероятностей этих событий. С учетом этого вероятность перерыва электроснабжения потребителей в данном случае

$$p = 2p_{\text{ав}}p_{\text{пл}} + p_{\text{ав}}^2. \quad (5.2)$$

Здесь первый член учитывает совпадение аварийного простоя первого трансформатора с плановым ремонтом второго и наоборот, а второй – совпадение аварийных простоев обоих трансформаторов.

Вероятность появления двух независимых событий равна произведению вероятности одного из них на условную вероятность другого, вычисленную при условии, что первое событие уже произошло. Исходя из этого, вероятность совпадения аварийного простоя одной цепи линии с плановым ремонтом второй

$$p = 2kp_{\text{ав}}p_{\text{пл}}, \quad (5.3)$$

где $k < 0,5$ – коэффициент, учитывающий уменьшение вероятности совпадения этих событий вследствие того, что возможно лишь наложение аварии на плановый ремонт, (а не наоборот), а также ввиду ограничений на плановые ремонты воздушных линий.

Таким образом, зная вероятностные характеристики и значения удельного ущерба, можно найти ущерб от перерывов электроснабжения потребителей

$$Y=y_0A_{\text{нед}}, \quad (5.4)$$

где y_0 – величина удельного ущерба;

$A_{\text{нед}}$ – количество недоотпущенной потребителям электроэнергии в течение рассматриваемого периода времени (обычно одного года).

При полном прекращении электроснабжения потребителя в аварийном режиме количество недоотпущенной электроэнергии

$$A_{\text{нед}}=pP_{\text{нб}}T_{\text{нб}}, \quad (5.5)$$

где $P_{\text{нб}}$ – потребляемая мощность в режиме наибольшей нагрузки;

$T_{\text{нб}}$ – число часов использования наибольшей нагрузки;

p – относительная вероятность длительности аварийного режима, определяемая по (5.1) – (5.3).

6 лекция. Выбор конфигурации и номинального напряжения электрической сети

Содержание лекции: выбор целесообразной конфигурации и номинального напряжения сети.

Цель лекции: изучение принципов составления вариантов конфигурации электрической сети и выбора номинального напряжения.

Выбор схемы электрической сети производится одновременно с выбором напряжения и заключается в определении размещения подстанций, связей между ними (граф сети), предварительной разработке принципиальных схем подстанций, определении числа и мощности трансформаторов на подстанциях и сечений проводов линий электропередачи.

Топология электрических сетей развивается в соответствии с географическими условиями, распределением нагрузок и размещением энергоисточников. Многообразие и несхожесть этих условий приводят к большому количеству конфигураций и схем электрической сети, обладающих разными свойствами и технико-экономическими показателями. Оптимальное решение может быть найдено путем технико-экономического сравнения вариантов.

Составление наиболее целесообразных вариантов схемы является сложной задачей, т.к. при большом количестве пунктов питания и узлов нагрузок количество возможных вариантов получается очень большим.

Применяемые конфигурации и схемы можно разделить на отдельные участки, опирающиеся на центры питания (ЦП).

На первом этапе проектирования электрической сети разрабатывается ряд возможных конфигураций (топологий сети). На последующих этапах выбираются параметры сети для намеченных конфигураций и производится их технико-экономическое сравнение. Конфигурация сети, ее протяженность,

число цепей линий на каждом из участков непосредственно влияют на выбор номинального напряжения. Другой важнейший фактор при выборе напряжения — это предполагаемые нагрузки на участках сети.

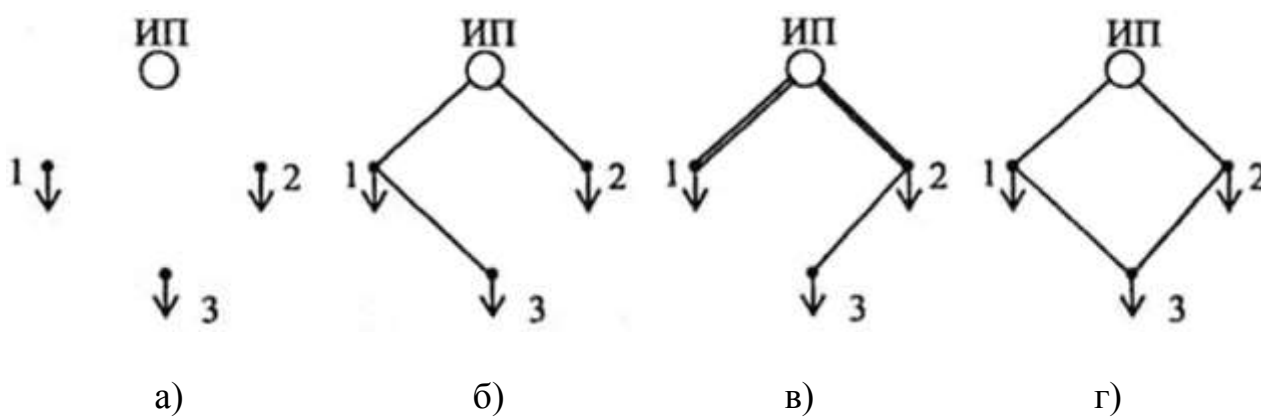
Варианты конфигураций сети формируются, исходя из двух основных требований: общая длина сети должна быть как можно меньше; должны быть обеспечены требования надежности электроснабжения потребителей. Примеры формирования конфигурации сети для электроснабжения потребителей 1, 2, 3 от источника питания ИП приведены на рисунке 6.1.

Выработка, передача и потребление электроэнергии выполняется при различных напряжениях: генерация при напряжении до 30 кВ, передача – при напряжении 35 кВ и выше, потребление – сотни и тысячи вольт.

Номинальным напряжением элементов электрической сети (электроприемники, генераторы, трансформаторы) называется то напряжение, на котором эти элементы имеют наиболее целесообразные технические и экономические характеристики.

Номинальные напряжения устанавливаются государственным стандартом (ГОСТ) и представлены в таблицах 6.1 и 6.2.

$$Z_0 = r_0 + jx_0 \approx (0,2 + j0,4), \text{ Ом/км}$$



- а) расположение источника питания и потребителей;
- б) разомкнутая сеть с одноцепными линиями;
- в) разомкнутая сеть с частично двухцепными линиями;
- г) замкнутая сеть.

Рисунок 6.1 – Варианты конфигурации сети

Таблица 6.1 – Напряжения выше 1000 В, рекомендуемые МЭК, кВ

Номинальные напряжения электрических сетей	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования	Номинальные напряжения электрических сетей	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования
3,0; 3,3	3,6	110; 115	123
6,0; 6,6	7,2	132; 138	145
10; 11	12	(150)	(170)
(15)	(17,5)	220; 230	245
20; 22	24	Не установлено	(300)
33	36	То же	363
35	40,5	» »	363
(45)	(52)	» »	420
66; 69	72,5	» »	525
		» »	765
		» »	1200

Напряжения 6-10 кВ предназначены для распределительных сетей в городах, сельской местности и на промышленных предприятиях; преимущественное распространение имеет напряжение 10 кВ, сети 6 кВ применяются при наличии на предприятиях значительной нагрузки электродвигателей с номинальным напряжением 6 кВ. К этому классу номинальных напряжений относятся имеющиеся в ГОСТ напряжения 3 и 20 кВ. Применение напряжения 3 кВ для вновь проектируемых сетей не рекомендуется.

Напряжение 35 кВ используется для создания центров питания сетей 6 и 10 кВ, главным образом, в сельской местности. Трансформация 35/0,4 кВ используется реже. С ростом плотности электрических нагрузок в ряде районов намечается тенденция к ограничению развития сетей 35 кВ и замене их сетями 110 кВ.

Наибольшее распространение получили две системы напряжений электрических сетей (110 кВ и выше): 110-220-500 и 110(150)-330-750 кВ.

Напряжение 110 кВ имеет наиболее широкое распространение для распределительных сетей во всех ОЭС – независимо от принятой шкалы. На этом напряжении осуществляется электроснабжение промышленных предприятий и узлов, больших городов, электрификация железнодорожного и трубопроводного транспорта.

Напряжение 150 кВ предназначено для сетей, выполняющих те же функции, что и сети 110 кВ. Применение этого напряжения для вновь проектируемых сетей не рекомендуется и допускается только для развития существующих сетей.

Напряжение 220 кВ используется в системе 110-220-500-1150 кВ для создания центров питания 110 кВ, в меньшей степени – для выдачи мощности электростанций. С развитием сети 500 кВ сети 220 кВ приобрели в основном распределительные функции.

Таблица 6.2 – Номинальные напряжения (более 1000 В) переменного трехфазного тока, кВ

Сети и приемники	Генераторы и СК	Трансформаторы и автотрансформаторы			
		без РПН		с РПН	
		первичные обмотки	вторичные обмотки	первичные обмотки	вторичные обмотки
(3)	(3,15)	(3 и 3,15)	(3,15 и 3,3)	–	(3,15)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11
20	21	20	22	20; 21	22
35	–	35	38,5	35; 36,75	38,5
110	–	–	121	110; 115	115; 121
(150)	–	–	(165)	(158)	(158)
220	–	–	242	220; 230	230; 242
330	–	330	347	330	330
500	–	500	525	500	–
750	–	750	787	750	–
1150	–	–	–	1150	–

Напряжение 330 кВ использовалось для системообразующей сети энергосистем – выдача мощности крупных электростанций, межсистемных связей, а также для создания центров питания распределительной сети 110 кВ. Рост плотности нагрузок и единичной мощности электростанций приводит к снижению удельного веса системообразующих сетей 330 кВ и передаче этих функций сетям 750 кВ.

Напряжение 500 кВ используется для системообразующих сетей в большинстве ОЭС СНГ. Сети этого напряжения служат для выдачи мощности электростанций, создания межсистемных связей и питания нагрузочных узлов 500/220 и 500/110 кВ.

Напряжение 750 кВ используется для системообразующей сети в ОЭС СНГ со шкалой 750-330-110 кВ. Сети этого напряжения получили большое развитие в 70-х годах, применяются для выдачи мощности АЭС.

Для выбора номинального напряжения каждой из линий, кроме ее длины, необходимо знать мощность, которая будет передаваться по ней в нормальном режиме. С этой целью находят приближенное потокораспределение в каждом из вариантов сети без учета потерь мощности. В разомкнутых сетях это делается простым суммированием мощностей на каждом из участков. В замкнутой сети для нахождения потокораспределения необходимо знать сопротивления участков, которые неизвестны, т. к. еще не выбраны площади сечения проводов. Поэтому при ручных расчетах используют метод контурных уравнений для однородной сети, который позволяет найти потоки мощности только по длинам участков без знания номинальных напряжений и площади сечений проводов. При расчетах на ЭВМ приближенное потокораспределение можно найти по программам расчета установившихся режимов, приняв номинальное напряжение сети

заведомо завышенным, например, 500 или 750 кВ, чтобы потери мощности не искажали потокораспределение, а удельные сопротивления всех линий средневзвешенными.

При выбранном номинальном напряжении выполняют новые расчеты потоков мощности, по которым определяют площади сечения проводов. Расчеты выполняют для режима наибольших нагрузок и наиболее тяжелых послеаварийных режимов. Если в послеаварийных режимах напряжения в удаленных от источников питания узлах оказываются ниже 0,9 выбранного номинального напряжения, то необходимо уточнить конфигурацию сети, число цепей на отдельных участках сети или принятое номинальное напряжение.

При построении конфигурации сети необходимо обеспечивать возможность выдачи всей мощности электростанций в послеаварийных режимах, т. е. предусматривать выдачу мощности в сеть не менее чем по двум линиям. В одном и том же контуре замкнутой сети целесообразно применять одно номинальное напряжение, иногда — два, но не более. Если по результатам расчетов потоков мощности отдельные участки сети загружены слабо и, следовательно, для них потребуется выбирать напряжение существенно ниже, чем для других участков, то это свидетельствует о неудачном выборе конфигурации сети.

На территории стран СНГ функционируют электрические сети, соответствующие ГОСТ 721-77 со следующими номинальными междуфазными напряжениями, кВ: (3); 6; 10; 20; 35; 110; (150); 220; 330; 500; 750; 1150. Напряжения, указанные в скобках, не рекомендуются для вновь проектируемых сетей. Как видно, приведенная шкала номинальных напряжений соответствует рекомендациям МЭК.

Каждое номинальное напряжение имеет свою экономически целесообразную область применения. Так, напряжение 6 кВ имеется в распределительных сетях городов и промышленных предприятий, 10 кВ предназначено для распределения электроэнергии в городах, сельской местности и на территории промышленных предприятий. Напряжение 20 кВ может быть эффективным в сельской местности. К сетям 35 и 110 кВ через соответствующие центры питания подключаются распределительные сети 6-10 кВ.

Электрические сети напряжением 110 кВ используются для внешнего электроснабжения городов, промышленных предприятий, компрессорных станций газопроводов, тяговых подстанций электрифицированных железных дорог и др. Они также наряду с более высокими напряжениями, применяются для выдачи мощности от электростанций и подстанций.

Как уже отмечалось, наивыгоднейшее напряжение линии электропередачи зависит от передаваемой мощности, длины линии и числа цепей.

Номинальное напряжение можно предварительно определить по известным передаваемой мощности и длине линии

$$U_{\text{ном}} = 4.34\sqrt{L + 16P}, \quad (6.2)$$

где L – длина линии, км;

P – передаваемая по линии мощность на одну цепь, МВт.

Эта формула используется для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей не более 60 МВт. В случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км, используется формула:

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})}. \quad (6.3)$$

Наряду с эмпирическими формулами для предварительного выбора напряжения рекомендуется использовать данные, приведенные в таблице 6.3.

Таблица 6.3

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Предельная длина линии, км	Номинальное Напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Предельная длина линии, км
35	5 – 10	50 – 60	220	100 – 200	150 – 250
110	25 - 50	50 - 150	500	700 - 900	800–1200

Окончательный выбор напряжения электрической сети должен производиться на основании технико-экономического сравнения вариантов по одному из критериев, приведенных в 4 лекции.

7 лекция. Выбор сечений проводников по экономической плотности тока

Содержание лекции: выбор сечений проводников по экономической плотности тока.

Цель лекции: изучение методики выбора экономически целесообразных сечений проводников.

Критерием для выбора сечения проводников воздушных и кабельных линий является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям.

В качестве такого показателя при проектировании кабельных линий и воздушных линий 35-500 кВ в течение многих лет использовалась *экономическая плотность тока*.

Различной площади сечения проводников линий электропередачи соответствует различный расход проводникового материала. Следовательно, при изменении площади сечения проводников будут изменяться капитальные затраты в линию. С другой стороны от площади сечения проводника зависит его активное сопротивление и его диаметр, которые, в свою очередь, влияют соответственно на нагрузочные потери электроэнергии и потери холостого хода и, как следствие, на стоимость этих потерь. Причем эти указанные два фактора выступают как конкурирующие. Действительно, например, при увеличении площади сечения проводников капитальные затраты на них будут возрастать, а стоимость потерь электроэнергии в них - уменьшаться. Таким образом, проблема выбора площади сечения проводников связана с определением оптимального соотношения между капитальными затратами на сооружение линии и затратами, связанными с потерями энергии в ней.

Обозначим через $K_{л(0)}$ стоимость сооружения 1 км линии электрической сети, а через p_a отчисления на амортизацию и ремонт линии, то соответствующая им составляющая ежегодных издержек на эксплуатацию

$$I_a = K_{л(0)} \frac{p_a}{100} l. \quad (7.1)$$

Величина $K_{л(0)}$ в первом приближении может быть определена уравнением

$$K_{л(0)} = K'_0 + K''_0 F, \quad (7.2)$$

где K'_0 – расходы на сооружение 1 км линии, не зависящие от сечения проводов и связанные с изысканиями, проектированием, прокладкой дорог и т.д.;

K''_0 - расходы на сооружение 1 км линии, зависящие от сечения и, в первую очередь стоимость самих проводов.

Следовательно, составляющая ежегодных издержек на эксплуатацию сети,

$$I_a = (K'_0 + K''_0 F) l \frac{p_a}{100}.$$

Расходы на обслуживание сети не зависят от сечения проводов, поэтому при выборе экономически целесообразного сечения они могут не учитываться.

Стоимость потерь энергии определяется

$$I_{\Delta A} = \Delta A \beta = 3 I_{нб}^2 R \tau \beta$$

или

$$И_{\Delta\Delta} = 3I_{нб}^2 \beta \tau \frac{\rho l}{F}. \quad (7.3)$$

Суммарные ежегодные издержки

$$И = \frac{p_a l}{100} (K'_0 + K''_0 F) + 3I_{нб}^2 \beta \tau \frac{\rho l}{F}. \quad (7.4)$$

Годовые приведенные затраты определяются

$$З = (E + \frac{p_a}{100})(K'_0 + K''_0 F)l + 3I_{нб}^2 \beta \tau \frac{\rho l}{F} = З_K + З_A. \quad (7.5)$$

На рисунке 7.1 показаны зависимости двух составляющих приведенных затрат в функции сечения провода F , а также график суммарных приведенных затрат.

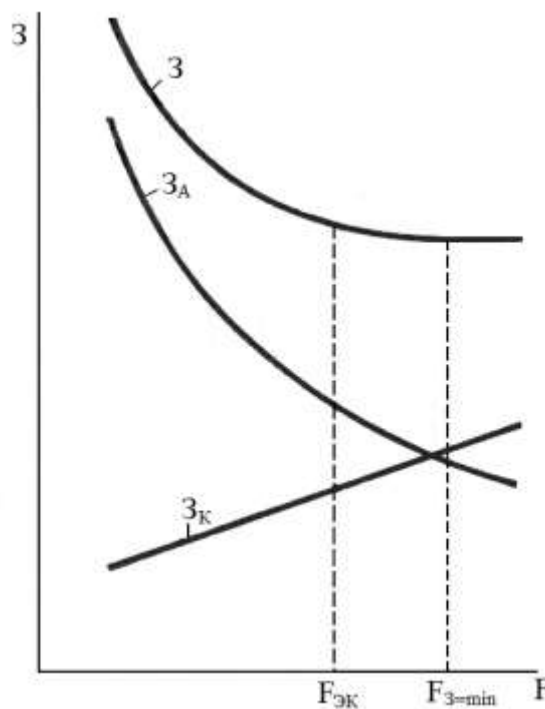


Рисунок 7.1

График $З=f(F)$ показывает существование некоторого сечения, при котором функция $З$ имеет минимум.

Сечение провода, соответствующее минимуму приведенных затрат, можно найти, продифференцировав выражение (7.5) по F , и приравняв результат нулю. При этом

$$\frac{dZ}{dF} = (E + \frac{P_a}{100})K'_0 - 3I_{нб}^2\beta\tau \frac{\rho}{F_{3=\min}^2} = 0,$$

откуда

$$F_{3=\min} = I_{нб} \sqrt{\frac{3\rho\tau\beta}{(E + \frac{P_a}{100})K''_0}}. \quad (7.6)$$

Анализ показывает, что изменение приведенных затрат при некотором отклонении сечения от значения $F_{3=\min}$ незначительно, так как характеристика $Z=f(F)$ не имеет ярко выраженного минимума. Учитывая это, целесообразно для линий принимать сечение несколько меньше, чем $F_{3=\min}$. При таком выборе может быть уменьшен расход цветного металла, получена экономия других материалов, снижены капитальные расходы на строительство без заметного увеличения приведенных затрат.

Выбранное таким образом сечение $F_{эк}$ называется экономическим. Ему соответствует определенная плотность тока в проводе, которая также называется экономической.

$$j_{эк} = \frac{I_{нб}}{F_{эк}}. \quad (7.7)$$

Экономическая плотность тока с учетом (7.6) может быть выражена

$$j_{эк} = \frac{1}{k_{эк}} \sqrt{\frac{(E + \frac{P_a}{100})K'_0}{3\rho\tau\beta}}, \quad (7.8)$$

где $k_{эк}$ – коэффициент, меньший единицы, который определяет уменьшение экономического сечения в сравнении с сечением, соответствующим минимуму приведенных затрат.

Как показывает выражение (7.8), экономическая плотность тока при прочих равных условиях имеет меньшие значения для проводов с большим удельным сопротивлением и для нагрузки с большим временем использования наибольшей нагрузки (рост τ всегда сопровождается увеличением $T_{нб}$).

При заданной нормативной плотности тока сечение проводников определяется:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{нб}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (7.9)$$

где $I_{\text{нб}}$ – расчетный ток в нормальном режиме наибольших нагрузок, проходящий по линии.

Найденное значение $F_{\text{эк}}$ округляется до ближайшего стандартного.

8 лекция. Выбор сечение проводов воздушных линий по экономическим интервалам нагрузки

Содержание лекции: выбор сечения проводов ВЛ по экономическим интервалам.

Цель лекции: изучение методики выбора экономически целесообразных сечений проводов.

Основным достоинством выбора сечений проводников по экономической плотности тока является его простота, что было существенным при массовом строительстве сетей, т.к. ускоряло принятие решений. Однако такой подход имеет много недостатков. Расчетное сечение, определяемое по формуле (7.9), обычно не совпадает со стандартным, поэтому приходится производить округление. При определении экономической плотности тока по формуле (7.8) полагалось, что соблюдается линейная зависимость между капитальными затратами и сечениями проводников. Анализ укрупненных показателей стоимости линий на унифицированных опорах свидетельствует о том, что во многих случаях такая зависимость отсутствует. Не учитывалось различие стоимости 1 км линии в зависимости от материала и типа опор, расчетных климатических условий и района сооружения сети. Затраты на компенсацию потерь электроэнергии принимались одинаковыми для различных регионов, не учитывалась стоимость потерь энергии холостого хода. Кроме того, с течением времени существенно изменились различные технико-экономические показатели.

Некоторые из перечисленных недостатков устраняются при подходе к выбору сечения проводов на основе предварительного определения экономических интервалов нагрузки.

Для их обоснования запишем выражение приведенных затрат в линию с учетом потерь электроэнергии холостого хода (на корону):

$$Z = EK + p_a + I_{\text{э}} + \Delta A_{\text{н}} \beta_{\text{н}} + \Delta A_{\text{х}} \beta_{\text{х}} = (E + p_a)K + I_{\text{э}} + 3I_{\text{нб}}^2 \frac{\rho}{F} L \tau \beta_{\text{н}} + \Delta P_{\text{х}} L \cdot 8760 \cdot \beta_{\text{х}}, \quad (8.1)$$

где $\Delta A_{\text{н}}$, $\Delta A_{\text{х}}$ – нагрузочные потери электроэнергии и потери энергии холостого хода;

β_n, β_x - расчетная стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь и потерь холостого хода;

ΔP_x - потери мощности холостого хода на 1 км линии;

$I_{нб}$ - наибольший ток.

Выражение (8.1) можно представить в виде

$$Z = A + BI_{нб}^2, \quad (8.2)$$

где

$$A = (E + p_a)K + I_{\Sigma} + \Delta P_x L \cdot 8760 \cdot \beta_x; \quad (8.3)$$

$$B = \frac{3\rho L \tau \beta_n}{F}. \quad (8.4)$$

Если задаться номинальным напряжением, числом цепей, типом и материалом опор воздушных линий для заданного региона, расчетными климатическими условиями, то можно по укрупненным показателям либо иным путем найти капитальные затраты K и потери на корону ΔP_x , входящие в формулу (8.1). Тогда по формуле (8.2) для каждого стандартного сечения проводника можно построить зависимости приведенных затрат от тока в нормальном режиме работы сети $Z = f(I_{нб})$ (рисунок 8.1). Поскольку все составляющие, входящие в формулу (8.1), пропорциональны длине линии L , то обычно их строят для длины линии $L = 1$ км. Здесь затраты Z_1 соответствуют какому-то стандартному сечению F_1 , затраты Z_2 — следующему сечению F_2 из ряда стандартных сечений и т. д.

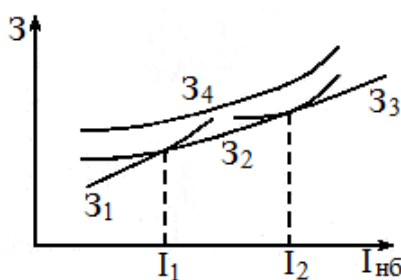


Рисунок 8.1

Совокупность зависимостей, приведенных на рисунке 8.1, позволяет получить экономические интервалы нагрузки, которым будут соответствовать минимальные приведенные затраты и, следовательно, наивыгоднейшие сечения проводов. Так, при расчетной наибольшей нагрузке линии $I_{нб} < I_1$ наивыгоднейшей будет площадь сечения F_1 , которой соответствуют

приведенные затраты Z_1 , при $I_1 < I_{\text{нб}} < I_2$ - площадь сечения F_2 , а при $I_{\text{нб}} > I_2$ — площадь сечения F_3 , для которого приведенные затраты равны Z_3 .

Граничное значение тока, при котором целесообразно переходить от одной площади сечения к другой, можно найти, если записать выражение (8.2) для двух смежных площадей сечений F_1 и F_2 :

$$Z_1 = A_1 + B_1 I_{\text{нб}}^2;$$

$$Z_2 = A_2 + B_2 I_{\text{нб}}^2.$$

Приравнявая Z_1 и Z_2 , получим:

$$A_1 + B_1 I_{\text{нбгр}}^2 = A_2 + B_2 I_{\text{нбгр}}^2.$$

Откуда

$$I_{\text{нбгр}} = \sqrt{\frac{A_1 - A_2}{B_2 - B_1}}. \quad (8.5)$$

Следует заметить, что в ряде случаев экономические интервалы нагрузки для некоторых сечений проводов воздушных линий могут отсутствовать, что свидетельствует о нецелесообразности их применения (кривая Z_4 на рисунке 8.1, соответствующая сечению F_4). Такая ситуация может быть следствием, например, того, что стоимость линии на унифицированных опорах с меньшей площадью сечения оказывается выше, чем линии с большей площадью сечения проводников. В кабельных линиях такого положения обычно не возникает. В них стоимость линии повышается при переходе с меньшей стандартной площади сечения жилы на соседнюю большую. Поэтому экономические интервалы нагрузки могут быть найдены для всех площадей сечений жил, имеющих в шкале стандартных сечений.

По сравнению с экономической плотностью тока экономические интервалы нагрузки позволяют учитывать дискретность шкалы стандартных сечений проводов, конкретные условия сооружения линии (климатический и географический районы, тип и материал опор, число цепей), при необходимости - потери электроэнергии на корону и др. При их построении условие линейности зависимости капитальных затрат от площади сечения не обязательно. Следует отметить, что для эффективного использования экономических интервалов нагрузки они должны быть построены для достаточно большого сочетания различных выше приведенных условий, что связано со значительными затратами времени. Кроме того, в условиях изменяющихся цен на материалы, оборудование и электроэнергию эти интервалы должны периодически пересматриваться.

При этом следует отметить, что для воздушных линий выбор площади сечения проводов по экономическим соображениям практическое значение имеет в основном при напряжениях 35 кВ и выше. Что же касается распределительных сетей до 10 кВ включительно, то из-за отсутствия в них трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой или иных регулирующих устройств определяющим фактором является преимущественно допустимая потеря напряжения.

9 лекция. Выбор сечений проводников по допустимой потере напряжения

Содержание лекции: выбор сечений проводников воздушных и кабельных линий по условию допустимой потере напряжения.

Цель лекции: изучение методики выбора сечений проводников по допустимой потере напряжения.

В распределительных сетях напряжением до 10 кВ включительно обычно отсутствуют средства регулирования напряжения. При этом допустимые отклонения напряжения у электроприемников обеспечивают, как правило, путем соответствующего выбора площади сечения проводников. Поскольку отклонения напряжения у электроприемников при заданном напряжении в центре питания непосредственно связаны с потерей напряжения в сети, то последняя может быть принята в качестве исходного параметра. На основе опыта проектирования и эксплуатации распределительных сетей допустимую потерю напряжения обычно принимают: для сетей напряжением 6 - 10 кВ $\Delta U_{\text{доп}} = (6 - 8) \%$ от номинального напряжения сети, а для сетей напряжением 0,38 кВ $\Delta U_{\text{доп}} = (5 - 6) \%$.

Строго говоря, методы выбора сечений по допустимой потере напряжения, разработаны для проводников, выполненных из цветного металла в сети напряжением до 35 кВ включительно. Методы разработаны исходя из допущений принятых в сетях такого напряжения.

В основу методов определения сечения по допустимой потере напряжения положено то обстоятельство, что величина реактивного сопротивления проводников x_0 практически не зависит от сечения провода F :

- для воздушных ЛЭП $x_0 = 0,36 - 0,46 \text{ Ом/км}$;
- для кабельных ЛЭП напряжением 6 – 10 кВ $x_0 = 0,06 - 0,09 \text{ Ом/км}$;
- для кабельных ЛЭП напряжением 35 кВ $x_0 = 0,11 - 0,13 \text{ Ом/км}$.

Величина допустимой потери напряжения в ЛЭП рассчитывается по мощностям и сопротивлениям участков по формуле:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i) = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i}{U_{\text{ном}}} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot x_{0i} \cdot l_i}{U_{\text{ном}}} = \Delta U_{\text{допa}} + \Delta U_{\text{p}}$$

и складывается из двух составляющих – потери напряжения в активных сопротивлениях $\Delta U_{\text{доп а}}$ и потери напряжения в реактивных сопротивлениях $\Delta U_{\text{р}}$.

Учитывая обстоятельство, что x_0 практически не зависит от сечения провода, величину $\Delta U_{\text{р}}$ можно вычислить до расчета сечения проводника, задавшись средним значением реактивного сопротивления $x_{0\text{ср}}$ в указанных диапазонах его изменения:

$$\Delta U_{\text{р}} = \frac{x_{0\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot l_i.$$

По заданной величине допустимой напряжения в ЛЭП рассчитывают долю потери напряжения в активных сопротивлениях:

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

В выражении для расчета потери напряжения в активных сопротивлениях

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i$$

от сечения зависит параметр $r_0 = \frac{1}{\gamma \cdot F}$,

где γ – удельная проводимость материала провода.

Если ЛЭП состоит только из одного участка, то величину сечения можно определить из выражения для $\Delta U_{\text{доп а}}$:

$$F = \frac{P \cdot l}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а}}}.$$

При большем количестве участков ЛЭП, для расчета сечений проводников нужны дополнительные условия. Их три:

- постоянство сечений на всех участках $F = \text{const}$;
- минимальный расход проводникового материала $V \rightarrow \min$;
- минимальные потери активной мощности $\Delta P \rightarrow \min$.

Расчет сечений проводов из условия постоянства сечений на участках.

Часто из практических соображений для однотипности проектируемой ЛЭП ее участки выполняют проводом одной марки. В этом случае формула для расчета величины потери напряжения в активных сопротивлениях может быть представлена следующим образом:

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i = \frac{r_0}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i = \frac{1}{\gamma \cdot F \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i.$$

Откуда находится величина сечения провода:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а}}}.$$

Полученную величину сечения округляют до ближайшего стандартного. Для него по справочнику определяют значения r_0 и x_0 . Проверочным расчетом определяют действительную потерю напряжения

$$\Delta U = \frac{r_0}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i + \frac{x_0}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot l_i$$

и сравнивают ее с допустимой. Если действительная величина потери напряжения больше допустимой величины, то сечение увеличивают до следующего стандартного и расчет повторяют.

Проверочный расчет не выполняется, если сечение округляют до ближайшего большего значения, а действительная величина x_0 этого провода меньше $x_{0 \text{ ср}}$.

Окончательно выбранное сечение проверяют по нагреву:

$$I \leq I_{\text{доп}}.$$

Расчет сечений проводов из условия минимального расхода проводникового материала

У ЛЭП, которые питают несколько потребителей, нагрузка уменьшается по мере удаления от источника питания. Применение на ЛЭП проводов одного сечения, хотя и выгодно в эксплуатационном и строительном аспектах, не всегда выгодно экономически. На последних участках провод всегда недогружен. Это приводит к перерасходу проводникового материала.

Таким образом, необходимо знать, как должны уменьшаться величины сечений по мере удаления от источника питания, чтобы не превысить

величину $\Delta U_{\text{доп}}$ и обеспечить максимальную экономию проводникового материала.

Рассмотрим ЛЭП с двумя нагрузками (рисунок 9.1).

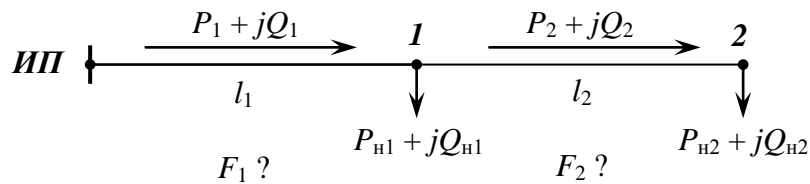


Рисунок 9.1 – Участок ЛЭП с двумя нагрузками

В приведенной сети известными являются:

- мощности нагрузок в узлах;
- длины участков;
- допустимая потеря напряжения.

Необходимо определить сечения проводов на участках из условия $V \rightarrow \min$.

Мощности участков сети определяются по I закону Кирхгофа, начиная от конечной точки (точки 2):

$$P_2 + jQ_2 = P_{\text{н}2} + jQ_{\text{н}2};$$

$$P_1 + jQ_1 = P_{\text{н}1} + jQ_{\text{н}1} + P_2 + jQ_2 = P_{\text{н}1} + jQ_{\text{н}1} + P_{\text{н}2} + jQ_{\text{н}2}.$$

Задавшись $x_{0\text{ср}}$, рассчитаем потерю напряжения в реактивных сопротивлениях:

$$\Delta U_{\text{р}} = \frac{x_{0\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^2 Q_i \cdot l_i$$

и долю потери напряжения в активных сопротивлениях:

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

Предположим, что нам известна величина потери напряжения в активном сопротивлении 1-го участка $\Delta U_{\text{доп а}1}$. Тогда величина потери напряжения в активном сопротивлении 2-го участка составит:

$$\Delta U_{\text{доп а}2} = \Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а}1}.$$

В этом случае сечения на участках будут равны:

$$F_1 = \frac{P_1 \cdot l_1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}} \quad \text{и} \quad F_2 = \frac{P_2 \cdot l_2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})}.$$

Расход проводникового материала в сети на фазу составит:

$$V = F_1 \cdot l_1 + F_2 \cdot l_2 = \frac{P_1 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}} + \frac{P_2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})}.$$

В этой формуле все величины известны, кроме $\Delta U_{\text{доп а 1}}$. Для определения минимума расхода проводникового материала необходимо взять частную производную по неизвестной величине и приравнять ее к нулю:

$$\frac{\partial V}{\partial \Delta U_{\text{доп а 1}}} = -\frac{P_1 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} + \frac{P_2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2} = 0.$$

Получим равенство:

$$\frac{P_1 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{P_2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}.$$

Умножим и разделим левую часть равенства на P_1 , а правую часть – на P_2 . Получим выражение:

$$\frac{1}{P_1} \cdot \frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{1}{P_2} \cdot \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}.$$

Умножим обе части равенства на $\frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}}$. Получаем:

$$\frac{1}{P_1} \cdot \frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{1}{P_2} \cdot \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}. \quad (9.1)$$

В этой формуле выражения

$$\frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} \quad \text{и} \quad \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}$$

представляют собой квадраты сечений участков ЛЭП.

Формулу (9.1) можно представить следующим образом:

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2} \quad \text{или} \quad \frac{F_1}{\sqrt{P_1}} = \frac{F_2}{\sqrt{P_2}}.$$

Таким образом, мы получили условие, при соблюдении которого при расчете сечений участков ЛЭП, потеря напряжения не превысит допустимой величины при минимальном расходе проводникового материала.

Этот вывод можно распространить на любое количество участков ЛЭП.

Величина $k_p = \frac{F}{\sqrt{P}}$ является постоянной для заданной ЛЭП и определяется по допустимой потере напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot l_i}{F_i} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{P_i}}{F_i} \sqrt{P_i} \cdot l_i = \frac{1}{k_p} \cdot \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} \cdot l_i \Rightarrow$$

$$k_p = \frac{\sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} \cdot l_i}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а}}}.$$

Зная величину k_p , определяют сечение каждого участка ЛЭП:

$$F_i = k_p \cdot \sqrt{P_i}.$$

Сечения проводов округляют до ближайших стандартных и проверяют по потере напряжения и нагреву. Если сечения не удовлетворяют допустимой потере напряжения, то увеличивают сечения на тех участках, величина потери напряжения на которых наибольшая.

Расчет сечений проводов из условия минимума потерь мощности в сети.

Сечения проводов, выбранные по условию минимума расхода проводникового материала, не обеспечивают минимальных потерь мощности.

Найдем сечения проводов, которые отвечают условию $\Delta P \rightarrow \min$.

Для ЛЭП, приведенной на рисунке 9.1, потери активной мощности рассчитываются по формуле:

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_1 + \frac{S_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_2 = \frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_1}{\gamma \cdot F_1} + \frac{S_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_2}{\gamma \cdot F_2}. \quad (9.2)$$

Обозначим объем проводникового материала одной фазы на всей ЛЭП через V , на первом участке – V_1 . Тогда величины сечений участков будут равны:

$$F_1 = \frac{V_1}{l_1} \quad \text{и} \quad F_2 = \frac{V - V_1}{l_2}.$$

Подставим эти выражения в формулу (9.2) и получим:

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_1^2}{\gamma \cdot V_1} + \frac{S_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_2^2}{\gamma \cdot (V - V_1)}.$$

В этой формуле все величины известны, кроме V_1 . Для определения минимума потерь активной мощности необходимо взять частную производную по неизвестной величине и приравнять ее к нулю:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial V_1} = -\frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_1^2}{\gamma \cdot V_1^2} + \frac{S_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_2^2}{\gamma \cdot (V - V_1)^2} = 0.$$

Получим равенство:

$$\frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_1^2}{\gamma \cdot V_1^2} = \frac{S_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_2^2}{\gamma \cdot (V - V_1)^2}.$$

Сократим полученное выражение на $\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}^2$:

$$\frac{S_1^2 \cdot l_1^2}{V_1^2} = \frac{S_2^2 \cdot l_2^2}{(V - V_1)^2}. \quad (9.3)$$

Так как $V_1 = F_1 \cdot l_1$, а $V - V_1 = F_2 \cdot l_2$, то формулу (9.3) можно переписать следующим образом:

$$\frac{S_1^2 \cdot l_1^2}{F_1^2 \cdot l_1^2} = \frac{S_2^2 \cdot l_2^2}{F_2^2 \cdot l_2^2} \Rightarrow \frac{S_1^2}{F_1^2} = \frac{S_2^2}{F_2^2} \Rightarrow \frac{S_1}{F_1} = \frac{S_2}{F_2}.$$

Выразим мощности участков через токи и номинальное напряжение ЛЭП:

$$\frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_1}{F_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_2}{F_2} \Rightarrow \frac{I_1}{F_1} = \frac{I_2}{F_2}.$$

Отношение тока к сечению называется плотностью тока $j_{\Delta P}$ (А/мм²). Таким образом, получено условие, при выполнении которого при выборе сечений, потери активной мощности будут наименьшими:

$$j_{\Delta P} = \text{const.}$$

Значение плотности тока $j_{\Delta P}$ определяется по допустимой доле потери напряжения в активных сопротивлениях:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{доп а}} &= \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot l_i}{F_i} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_i \cdot \cos \varphi_i \cdot l_i}{F_i} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot j_{\Delta P}}{\gamma} \cdot \sum_{i=1}^n \cos \varphi_i \cdot l_i \Rightarrow j_{\Delta P} = \frac{\gamma \cdot U_{\text{доп а}}}{\sqrt{3} \cdot \sum_{i=1}^n \cos \varphi_i \cdot l_i}. \end{aligned}$$

Сечения на участках рассчитываются по токам участков:

$$F_i = \frac{I_i}{j_{\Delta P}},$$

$$\text{где } I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}.$$

Сечения проводов округляют до ближайших стандартных и проверяют по потере напряжения и нагреву. Если сечения не удовлетворяют допустимой потере напряжения, то увеличивают сечения на тех участках, величина потери напряжения на которых наибольшая.

Этапы расчета при разных условиях.

Выбор сечений по допустимой потере напряжения выполняется по следующему алгоритму:

- 1) Задаются значением $x_{0\text{ср}}$ в указанных диапазонах его изменения.
- 2) Вычисляют долю потери напряжения в реактивных сопротивлениях ΔU_p .

3) Вычисляют допустимую потерю напряжения в именованных единицах:

$$\Delta U_{\text{доп[кВ]}} = \frac{\Delta U_{\text{доп[\%]}}}{100} \cdot U_{\text{ном}}.$$

4) Вычисляют допустимую долю потерь напряжения в активных сопротивлениях $\Delta U_{\text{доп}}$.

5) Рассчитывают сечение провода, исходя из заданного условия.

- постоянство сечений на всех участках: $F = \dots$;

- минимальный расход проводникового материала: $k_p = \dots \rightarrow F = \dots$;

- минимальные потери активной мощности: $j_{\Delta P} = \dots \rightarrow F = \dots$.

6) Сечения проводов округляют до ближайших стандартных и проверяют по потере напряжения (общая формула):

$$\Delta U = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n (P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i + Q_i \cdot x_{0i} \cdot l_i) \leq \Delta U_{\text{доп}}.$$

Если сечения не удовлетворяют допустимой потере напряжения, то увеличивают сечения на тех участках, величина потери напряжения на которых наибольшая. Проверку повторяют.

7) Окончательно выбранное сечение проверяют по нагреву:

$$I \leq I_{\text{доп}}.$$

Сравнительная характеристика методов.

Определение сечения по допустимой потере напряжения применяют к линиям местных сетей, сечения которых не выбирают по экономической плотности тока.

Выбор сечения по условиям минимального расхода проводникового материала ($V \rightarrow \min$) и минимальных потерь активной мощности ($\Delta P \rightarrow \min$) дают более экономичные результаты, чем при условии постоянства сечений на всех участках ($F = \text{const}$).

Выбор сечения при условии $V \rightarrow \min$ приводит к экономии капитальных вложений и постоянных эксплуатационных расходов (обслуживание и ремонт ЛЭП). Метод применяют для потребителей с малым числом использования максимальной нагрузки T_m и малых токовых нагрузках. Для потребителей с большими токовыми нагрузками и значительной величиной T_m лучше использовать метод выбора сечений из условия $\Delta P \rightarrow \min$. Это приводит к уменьшению переменных эксплуатационных расходов, связанных с потерями мощности (электроэнергии) в ЛЭП.

Выбор сечения по экономической плотности тока учитывает оба фактора. Поэтому метод является основным.

Если длина ЛЭП велика, то сечение, выбранное по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$, может не обеспечить допустимую потерю напряжения. Это приводит к необходимости пересчета сечения. Поэтому нужно сначала определить плотность тока из условия допустимой потери напряжения $j_{\Delta P}$. Эту плотность тока сравнивают с экономической. Сечение рассчитывают по плотности тока, величина которой меньше.

10 лекция. Выбор трансформаторов и автотрансформаторов на понижающих подстанциях

Содержание лекции: выбор количества и мощности трансформаторов и автотрансформаторов на понижающих подстанциях.

Цель лекции: изучение методики выбора количества и мощности трансформаторов и автотрансформаторов.

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся подстанций потребителей и является технико-экономической задачей.

На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше, как правило, устанавливаются автотрансформаторы, обладающие рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньшие масса, стоимость и потери энергии при той же мощности).

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов. Несмотря на то что на большинстве новых подстанций на первом этапе устанавливается по одному трансформатору.

Применение однотрансформаторных подстанций допускается:

- в качестве первого этапа сооружения двухтрансформаторной подстанции при постепенном росте нагрузки. При этом на период работы одного трансформатора должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения;
- при дроблении подстанций для питания узла с сосредоточенной нагрузкой в схеме сети НН, обеспечивающей резервирование каждой из однотрансформаторных подстанций;
- для питания неотвечественных потребителей, допускающих перерыв электроснабжения на время, достаточное для замены поврежденного трансформатора.

При существующей шкале номинальных мощностей трансформатора можно заметно снизить необходимую суммарную мощность на подстанции при увеличении количества трансформаторов свыше двух. Однако несмотря на это, капитальные затраты и эксплуатационные расходы в целом по подстанции получаются, как правило, большими вследствие роста удельных затрат на 1 кВА с уменьшением единичной мощности трансформатора.

Установка на подстанциях более двух трансформаторов (автотрансформаторов) применяется в следующих случаях:

- на подстанциях промышленных предприятий, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки (электропечи и т.д.);
- если по технико-экономическим соображениям целесообразно использование на подстанции двух средних напряжений;
- если для покрытия нагрузки недостаточно предельной мощности двух автотрансформаторов по существующей шкале (например, 300/110 кВ, 200 МВА);
- если вариант групп из двух спаренных трехфазных автотрансформаторов имеет технико-экономические преимущества по сравнению с группами из однофазных автотрансформаторов.

В трех последних случаях два автотрансформатора, подключаются на стороне ВН под общий выключатель.

Мощность трансформатора выбирается по нагрузке эксплуатации подстанции. Суммарная установленная мощность трансформаторов должна удовлетворять условиям

$$S_T \geq \frac{P_{\max}}{n_T}; \quad (10.1)$$

$$S_T \geq \frac{P_{ав}}{K_{ав}(n_T - n_{отк})}; \quad (10.2)$$

где n_T, S_T - количество и единичная мощность трансформаторов;

P_{\max} - максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме;

$P_{ав} = P_{\max} - P_{рез}$ - нагрузка подстанции в послеаварийном режиме выхода одного трансформатора;

$P_{рез}$ - часть нагрузки подстанции, резервируемая по сетям вторичного напряжения;

$n_{отк}$ - количество отключенных трансформаторов;

$K_{ав}$ - допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийных случаях.

Согласно стандарту в аварийных случаях трансформаторы допускают в течение не более 5 суток перегрузку 1,4 номинальной мощности на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки. Поэтому для двухтрансформаторной подстанции при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого трансформатора принимается равной $0,7 P_{\max}$. При наличии резервирования мощность каждого трансформатора должна быть равной $0,7 P_{ав}$, но не менее $P_{\max} / 2$.

Мощность однотрансформаторной подстанции определяется максимальной загрузкой трансформаторов в нормальном режиме (до 100%). При установке на подстанции одной группы однофазных трансформаторов предусматривается одна резервная фаза. Увеличение мощности однотрансформаторных подстанций достигается путем установки второго трансформатора, двухтрансформаторных – заменой трансформаторов более мощным.

При выборе автотрансформаторов решаются две задачи: выбор напряжения третичной обмотки (35 или 10 кВ) и проверка загрузки общей обмотки. Выбор напряжения третичной обмотки определяется следующими факторами:

- наличием вблизи площадки подстанции достаточно крупного потребителя, электроснабжение которого целесообразно осуществлять на напряжение 10 кВ;
- необходимостью и целесообразностью установки на подстанции синхронных компенсаторов, присоединяемых на напряжении 10 кВ;
- целесообразностью установки на подстанции шунтовых конденсаторных батарей на напряжение 35 кВ.

В условиях, когда возможны перетоки мощности из сети СН и ВН в сеть НН, и в случаях присоединения к обмотке НН синхронных компенсаторов требуется проверка загрузки общей обмотки автотрансформатора, которая может быть выполнена по формуле

$$S_0 = \alpha S_1 + S_3 \leq \alpha S_{ном}, \quad (10.3)$$

где S_0 - загрузка общей обмотки;

S_1, S_3 - загрузка обмотки ВН и СН;

$S_{ном}$ - номинальная мощность АТ;

$\alpha = (U_1 - U_2) / U_1$ - коэффициент выгоды; U_1 - ВН; U_2 - СН.

Трансформаторы (автотрансформаторы) принимаются со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Установка отдельных последовательных регулировочных трансформаторов допускается только при отсутствии соответствующих трансформаторов (автотрансформаторов) с РПН.

11 лекция. Основы построения схем электрических сетей

Содержание лекции: общие требования к схемам электрических сетей и надежности электроснабжения, принципы построения схем сети.

Цель лекции: изучение требований, предъявляемых к схемам электрических сетей, а также рассмотрение конфигураций электрических сетей.

11.1 Общие требования к схемам электрических сетей и надежности электроснабжения

При построении схем электрических сетей решаются основные задачи выбора схем выдачи мощности новых (реконструированных) электростанций, мест размещения новых подстанций и схем их присоединения к существующим (проектируемым) сетям, схем электрических соединений электростанций и подстанций, мест размещения компенсирующих и регулирующих устройств.

При построении схем электрических сетей их можно условно разделить на системообразующие и распределительные сети.

К системообразующим относятся электрические сети, которые объединяют электрические станции и крупные узлы нагрузки. Они предназначены для передачи больших потоков мощности и выполняют функции формирования энергосистемы как единого объекта. Системообразующие сети выполняют на напряжение 500, 220 кВ, обеспечивая тем самым их большую пропускную способность. Назначение распределительных сетей – передача электроэнергии от подстанций системообразующей сети к центрам питания сетей городов, промышленных предприятий и сельской местности. К первой ступени распределительных сетей относятся сети напряжением 220 и 35 кВ, а ко второй – сети 10 и 6 кВ.

К схемам электрических сетей предъявляются следующие требования:

1) *Обеспечение необходимой надежности.* В соответствии с ПУЭ все электроприемники по требуемой степени надежности разделяются на три категории. Для электроснабжения потребителей каждой из категорий предъявляются соответствующие требования к схемам (питание от одного, двух и т.д. независимых источников).

2) *Обеспечение нормируемого качества электроэнергии.* Действующий стандарт на качество электроэнергии устанавливает нормативные допустимые отклонения напряжения на зажимах электроприемников $\pm 5\%$ и предельно допустимые отклонения напряжения $\pm 10\%$.

3) *Гибкость сети.* Предполагается, что схема сети должна быть приспособлена к обеспечению передачи и распределения мощности в различных режимах, в том числе в послеаварийных при отключении отдельных элементов, а также создания такой конфигурации сети, которая позволяет ее дальнейшее развитие без существенных изменений ранее созданной сети.

4) *Обеспечение оптимальных уровней токов короткого замыкания.* Для ограничения токов короткого замыкания рассматривается комплекс мер: применение трансформаторов с расщепленными обмотками и токоограничивающих реакторов, секционирование основной сети энергосистемы, шин электростанций и подстанций и др.

5) *Создание возможности построения сети из унифицированных элементов.* Применение унифицированных элементов линий электропередачи

и подстанций позволяет снизить стоимость сооружения проектной схемы сети. Поэтому целесообразно применять технически и экономически обоснованное минимальное количество схем новых решений.

б) *Обеспечение условий охраны окружающей среды.* Это требование при построении схемы сети может быть выполнено за счет уменьшения отчуждаемой территории путем применения двухцепных и многоцепных линий, в том числе повышенной пропускной способности, простых схем подстанций и т.п.

11.2 Принципы построения схем электрических сетей

При построении схем используется большое многообразие конфигураций электрических сетей. Условно их можно разделить на радиальные и замкнутые.

Одинарная радиальная сеть является наиболее дешевой, однако обеспечивает наименьшую надежность; получила широкое распространение как первый этап развития сети – при небольших нагрузках присоединенных подстанций и возможности резервирования по сети СН или НН.

В схемах радиальных сетей (рисунок 11.1) узлы нагрузки получают электроэнергию от одного центра питания ЦП. При этом к одноцепной линии может быть подключен только один узел нагрузки (рисунок 11.1, а) или несколько узлов нагрузки (рисунок 11.1, б). Линия может быть разветвленной (рисунок 11.1, в). В распределительных сетях 6 – 10 кВ центр питания может быть соединен с распределительным пунктом РП, от которого уже отходят линии непосредственно к узлам нагрузки (рисунок 11.1, г). Между ЦП и РП может быть проложено две цепи. В этом случае сеть превращается в частичную резервируемую (рисунок 11.1, д).

Радиальные сети ввиду их простоты оказываются наиболее дешевыми, но в то же время они обеспечивают наименьшую надежность электроснабжения. Поэтому они используются обычно для питания узлов нагрузки небольшой мощности, а также в случае возможности резервирования по сети низкого напряжения.

Двойная радиальная сеть за счет дублирования линии (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих ВЛ, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов КЗ в смежных участках сети, позволяет осуществлять четкое ведение режимов работы сети обеспечивает возможность присоединения подстанций по простейшим схемам. Так же, как и в одинарных радиальных сетях, к ним может быть подключен один узел нагрузки (рисунок 11.1,е), несколько узлов (рисунок 11.1, ж). Сеть может быть выполнена разветвленной (рисунок 11.1,и). В такой сети обеспечивается резервирование питания потребителей. Линии такой сети могут быть выполнены на двухцепных опорах или в виде двух цепей на отдельных опорах.

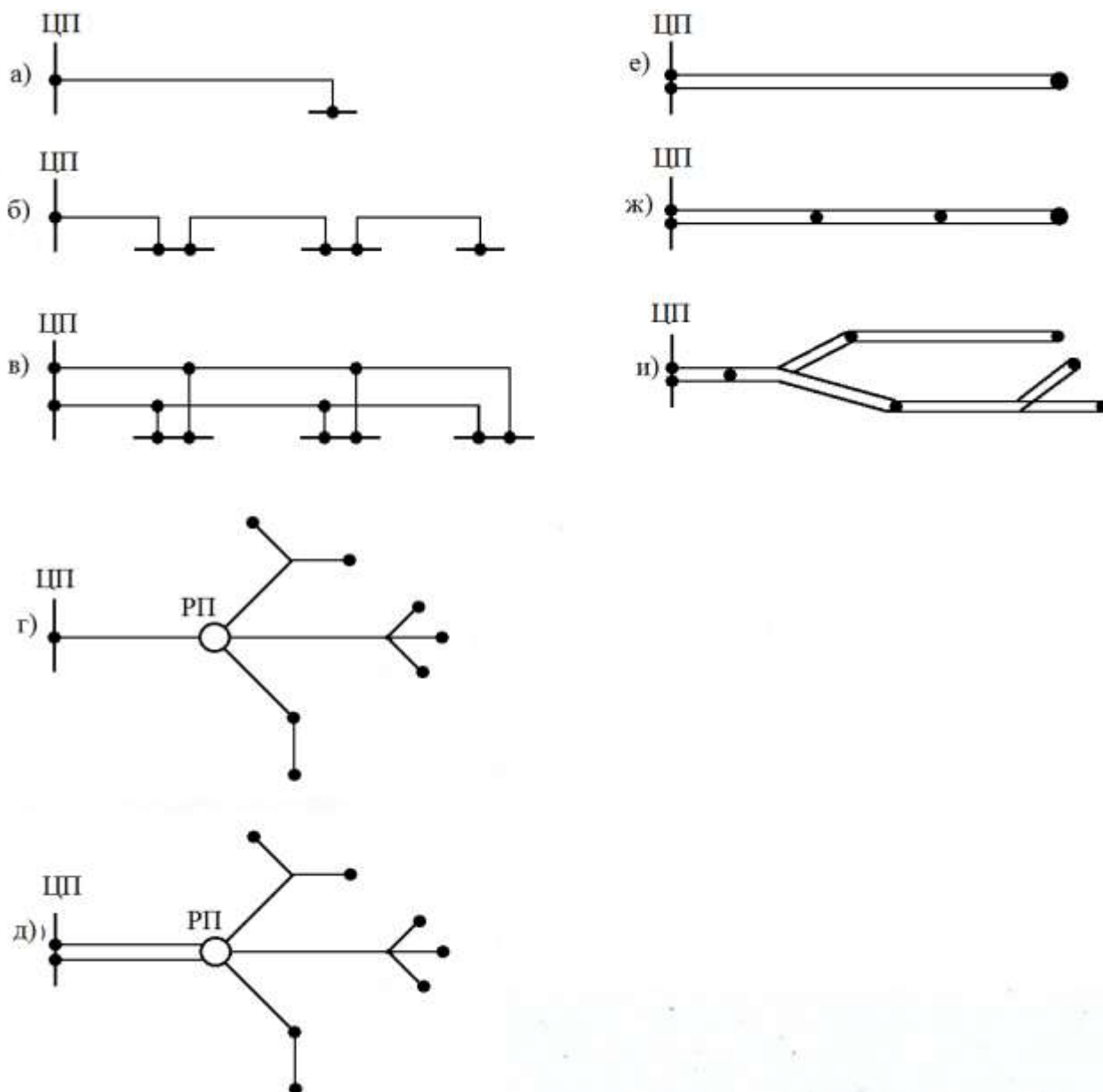


Рисунок 11.1 – Варианты конфигураций радиальных сетей

В зависимости от схем подключения подстанций в нормальном режиме линии могут работать параллельно либо раздельно.

В схемах замкнутых сетей узлы нагрузки могут получать питание с двух и более сторон. При электроснабжении района от одного ЦП находят также применение замкнутые сети кольцевой конфигурации одинарные и двойные. Достоинствами этих схем, как и радиальных, являются независимость потокораспределения от потоков в сети ВН, отсутствие влияния на уровень токов КЗ в прилегающих сетях, возможность применения простых схем присоединения подстанций.

Применяют замкнутые сети кольцевой конфигурации, выполненные одинарными (рисунок 11.2,а) или двойными (рисунок 11.2,б), подключенными к одному центру питания, что является некоторым их недостатком.

Широкое применение находят *замкнутая одинарная сеть, опирающаяся на два ЦП* (рисунок 11.2, в). Эта конфигурация образуется в результате поэтапного развития сети между двумя ЦП. Преимуществами такой конфигурации являются возможность охвата территории сетями, создание «шин» между двумя ЦП для присоединения по мере необходимости новых подстанций, уменьшение суммарной длины ВЛ по сравнению с присоединением каждой подстанции «по кратчайшему пути», что приводит к созданию сложнозамкнутой сети, возможность присоединения подстанций по упрощенным схемам. Недостатком этой конфигурации являются большая вероятность неэкономичного потокораспределения при параллельной работе сетей различных напряжений и повышение уровней токов КЗ, вызывающее необходимость секционирования сети в нормальных режимах.

Модификацией конфигурации является *замкнутая двойная сеть* (рисунок 11.2, г), опирающаяся на два ЦП. Применяется при более высоких плотностях нагрузок.

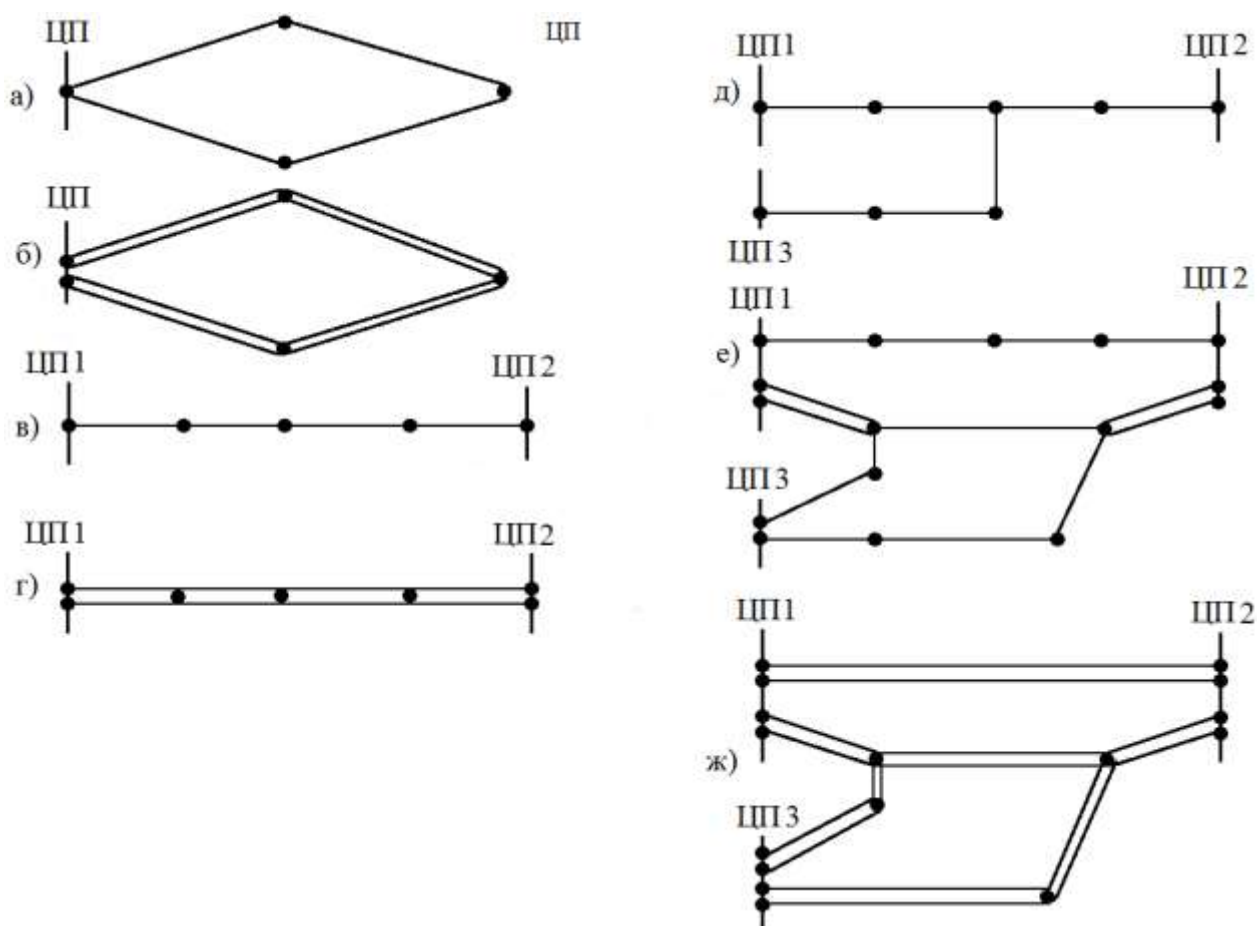


Рисунок 11.2 – Варианты конфигураций замкнутых сетей

Узловая сеть (рисунок 11.2,д) имеет более высокую надежность, за счет присоединения к трем ЦП, однако плохо управляема в режимном отношении и требует сооружения сложной узловой подстанции. Создание такой сети,

бывает вынужденным – при возникновении технических ограничений для дальнейшего использования.

Многоконтурная сеть является результатом неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП, отдельные участки которых могут выполняться одиночными либо двойными линиями (рисунок 11.2,е) или полностью двойными линиями (рисунок 11.2, ж).

Характеризуется сложными схемами подключения подстанций, трудностями обеспечения оптимального режима, повышенными уровнями токов КЗ.

12 лекция. Типовые схемы подстанций

Содержание лекции: способы присоединения подстанций к электрической сети, схемы распределительных устройств.

Цель лекции: изучение способов подключения подстанций к электрической сети, рассмотрение типовых схем распределительных устройств.

12.1 Способы присоединения подстанций к электрической сети

Понижающие подстанции предназначены для распределения энергии по сети НН и создания пунктов соединения сети ВН (коммутационных пунктов). Определяющей для выбора места размещения подстанции является схема сети НН, для питания которой предназначена рассматриваемая подстанция. Оптимальная мощность и радиус действия подстанции определяются плотностью нагрузок в районе ее размещения и схемой сети НН. При большой плотности нагрузок, сложной и разветвленной сети НН следует рассматривать целесообразность разукрупнения подстанций ВН для повышения надежности питания и снижения стоимости сооружения сети НН.

Исходя из применяющихся типов конфигурации сети и возможных схем присоединения подстанций, их можно подразделить на следующие:

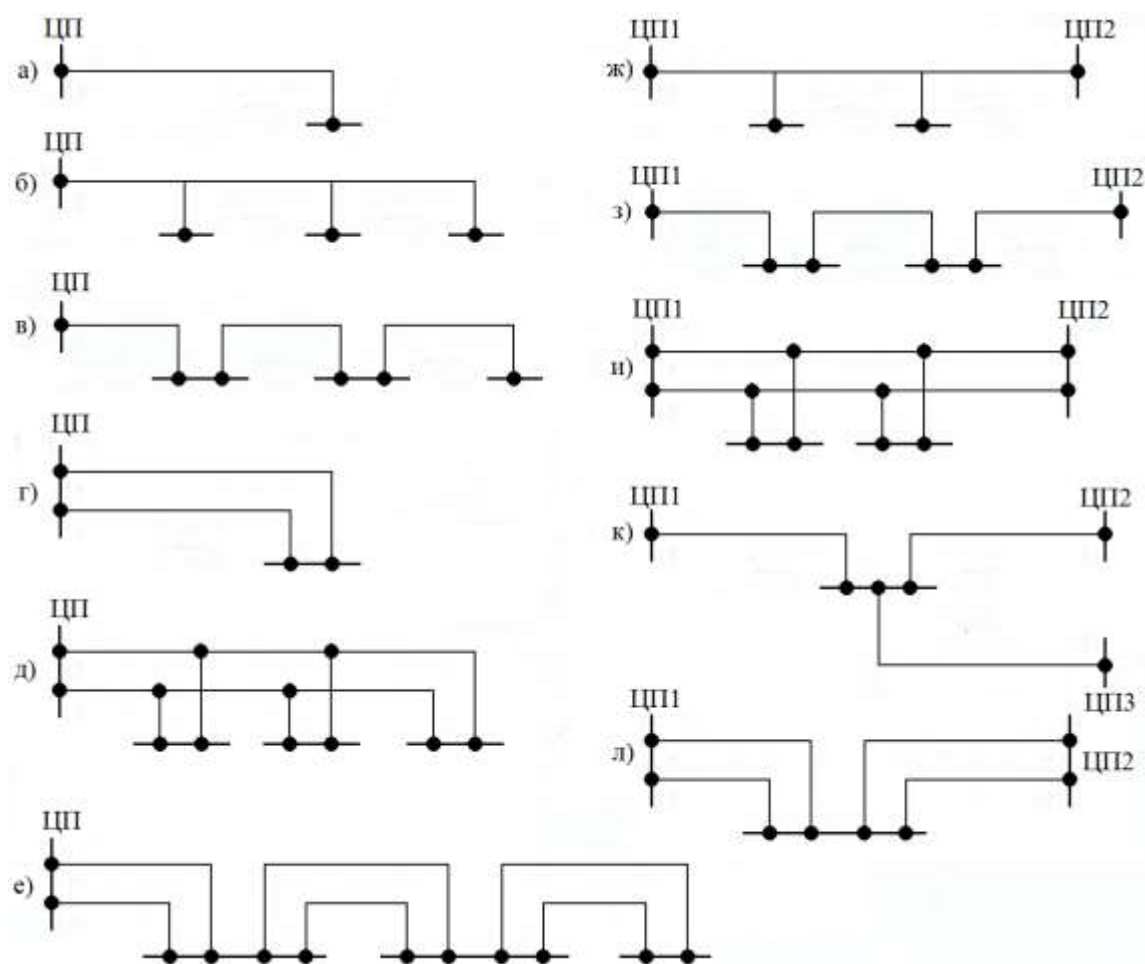
- а) *тупиковые* – питаемые по одной или двум радиальным линиям;
- б) *ответвительные* – присоединяемые к одной или двум проходящим ВЛ на ответвлениях;
- в) *проходные* – присоединяемые к сети путем захода одной линии с двухсторонним питанием;
- г) *узловые* – присоединяемые к сети не менее чем по трем питающим линиям.

Ответвительные и проходные подстанции объединяют термином *промежуточные*, который определяет размещение подстанций между двумя центрами питания сети (или узловыми подстанциями).

Проходные или узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности между отдельными точками сети, называются *транзитными*.

В литературе и некоторых нормативных документах используется также термин *опорная* подстанция, под которым подразумевают подстанции более высокой ступени напряжения (например, подстанции 220/110 кВ при рассмотрении сети 110 кВ).

Конфигурация сети является основой для выбора способа подключения подстанций. В радиальных сетях к одной линии может быть присоединена одна подстанция (рисунок 12.1, а), несколько подстанций в виде ответвлений (рисунок 12.1, б) или с заходом линии на каждую подстанцию (рисунок 12.1, в). В радиальных сетях с параллельными линиями также может быть присоединена одна подстанция (рисунок 12.1, г), несколько подстанций в виде ответвлений одновременно от двух линий (рисунок 12.1, д) или с заходом общих линий на каждую подстанцию (рисунок 12.1, е).



а, б, в – радиальной с одной линией; г, д, е – двойной радиальной;
ж, з, и – с двумя центрами питания; к, л – с тремя и более центрами питания.

Рисунок 12.1 – Способы присоединения подстанций к сети

В замкнутых сетях к линии между двумя центрами питания подстанции могут присоединяться в виде ответвлений (рисунок 12.1, ж) либо с заходом линии на подстанции (рисунок 12.1, з). Во втором случае каждая из подстанций превращается в проходную с возможностью транзита мощности в ту или другую сторону. При наличии двойных параллельных линий между двумя центрами питания подстанции могут подключаться в виде ответвлений от каждой линии (рисунок 12.1, и). При питании по трем и более линиям с заходом их на подстанцию она превращается в узловую (рисунок 12.1, к, л).

Способ присоединения подстанции к сети существенно влияет на ее схему электрических соединений, количество необходимых коммутационных аппаратов, другого электротехнического оборудования, на удобство эксплуатации и технико-экономические показатели сети.

12.2 Типовые схемы распределительных устройств

Главная схема электрических соединений подстанции выбирается с использованием типовых схем РУ 35-750 кВ. Нетиповая главная схема может применяться только при наличии технико-экономических обоснований.

Типовые схемы РУ обозначаются двумя числами, указывающими напряжение сети и номер схемы (например, 110-5; 330-7 и т.д.).

Для РУ ВН, характеризующихся меньшим числом присоединений, применяются более простые схемы: без выключателей или с числом выключателей один и менее на каждое присоединение. Для РУ СН применяются схемы с системами шин, с числом выключателей более одного (до 1,5) на присоединение.

Наиболее распространенными являются: *блочные схемы, мостиковая схема, схемы четырехугольников, схемы с одной и двумя системами шин, схемы трансформаторы-шины и с полутора выключателями на присоединение.*

При выборе схем распределительных устройств подстанции следует учитывать число присоединений (линий и трансформаторов), требования надежности электроснабжения потребителей и обеспечение транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтных и аварийных режимах.

К схемам подстанций предъявляются требования простоты, наглядности и экономичности. Эти требования могут быть достигнуты за счет унификации конструктивных решений подстанции.

Рассмотрим наиболее характерные типовые схемы распределительных устройств. Тупиковые одно-двухтрансформаторные подстанции (рисунок 12.2) выполняются с выключателями со стороны высшего напряжения. Перемычки со стороны шины двухтрансформаторной подстанции могут быть выполнены автоматически на отделителях с приводом двухстороннего действия или неавтоматическими, выполненными из двух разъединителей.

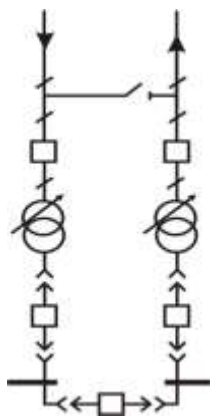


Рисунок 12.2

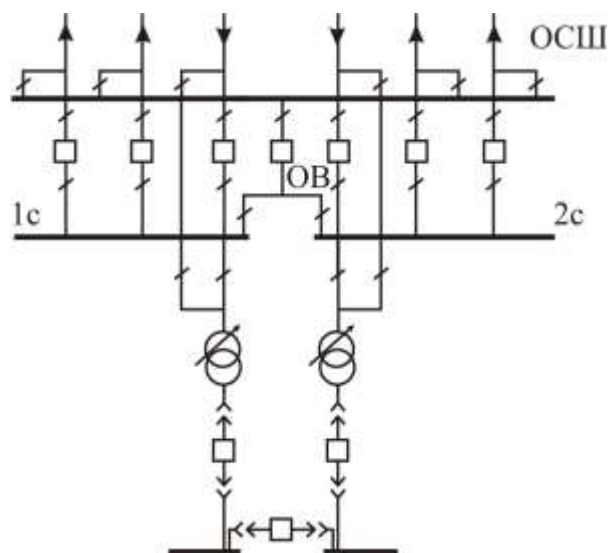


Рисунок 12.3

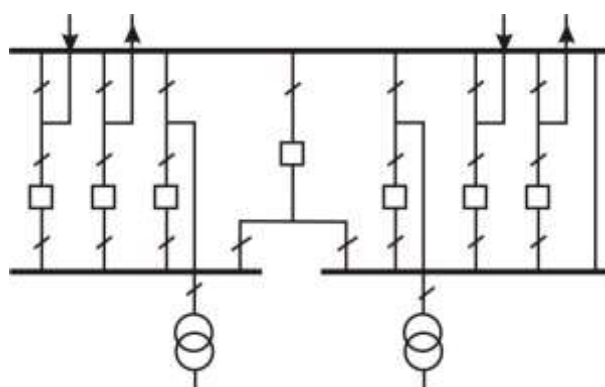


Рисунок 12.4

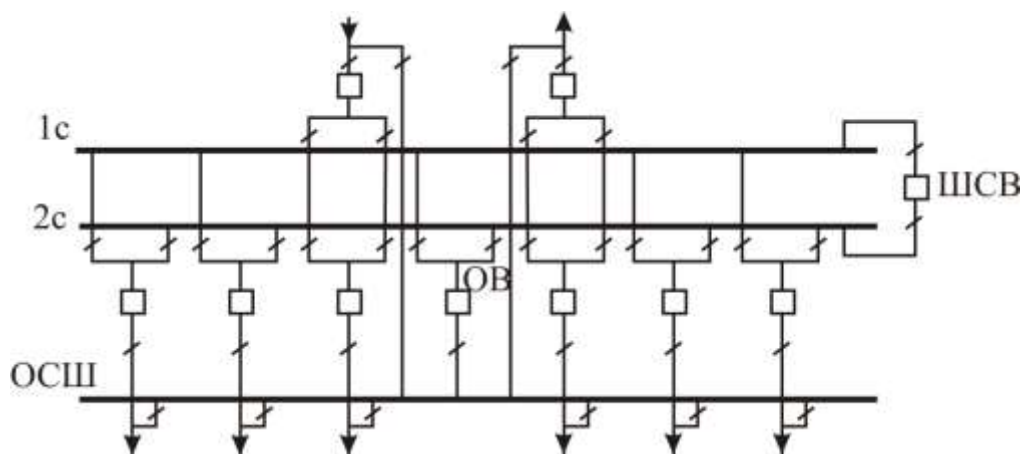


Рисунок 12.5

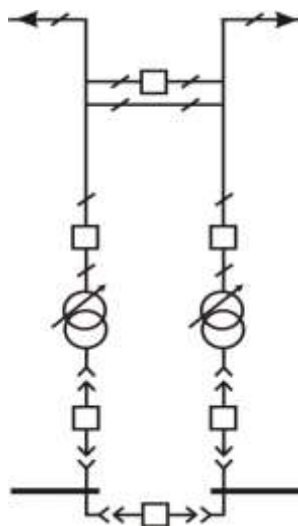


Рисунок 12.6

Для проходных подстанций напряжением 110 кВ (рисунок 12.3) при числе присоединений до 6 применяется схема - одна секционированная выключателем и обходная система шин с выключателями в цепях трансформаторов с совмещенным секционным и обходным выключателем.

Проходные подстанции напряжением 220 кВ (рисунок 12.4) выполняются по схеме - одна секционированная выключателем и обходная система шин с выключателями в цепях трансформаторов, с совмещенным секционным и обходным выключателем.

При числе присоединений 7 и более применяют схему - две рабочие и одна обходная системы шин (рисунок 12.5). Для транзитных подстанций, входящих в замкнутую (кольцевую) сеть, применяются мостиковые схемы (рисунок 12.6).

13 лекция. Схемы городских распределительных сетей

Содержание лекции: схемы городских распределительных электрических сетей.

Цель лекции: рассмотрение схем городских систем распределения электрической энергии.

Принципы построения городских распределительных электрических сетей основываются на ряде особенностей, которые заключаются в следующем:

- большой плотности электрических нагрузок, составляющих от 1 до 20 МВт/км;
- относительно равномерном распределении нагрузок на ограниченной территории;
- стесненных условиях для выбора трасс линий и площадок для подстанций;

- требования высокой надежности электроснабжения.

С учетом этих особенностей желательно применять простые схемы подстанций, двухцепные воздушные и кабельные линии.

В системы электроснабжения городов входят:

- сети внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ и выше, которые связаны с системными подстанциями;
- сети внутреннего электроснабжения напряжением 110 – 35 кВ, предназначенные для связи сетей внешнего электроснабжения с сетями 10(6) кВ;
- питающие сети напряжением 10(6) кВ;
- распределительные сети 10(6) кВ.

Схемы сетей внешнего электроснабжения формируются по принципам, изложенным в 11.1, в соответствии с рисунками 12.2-12.6.

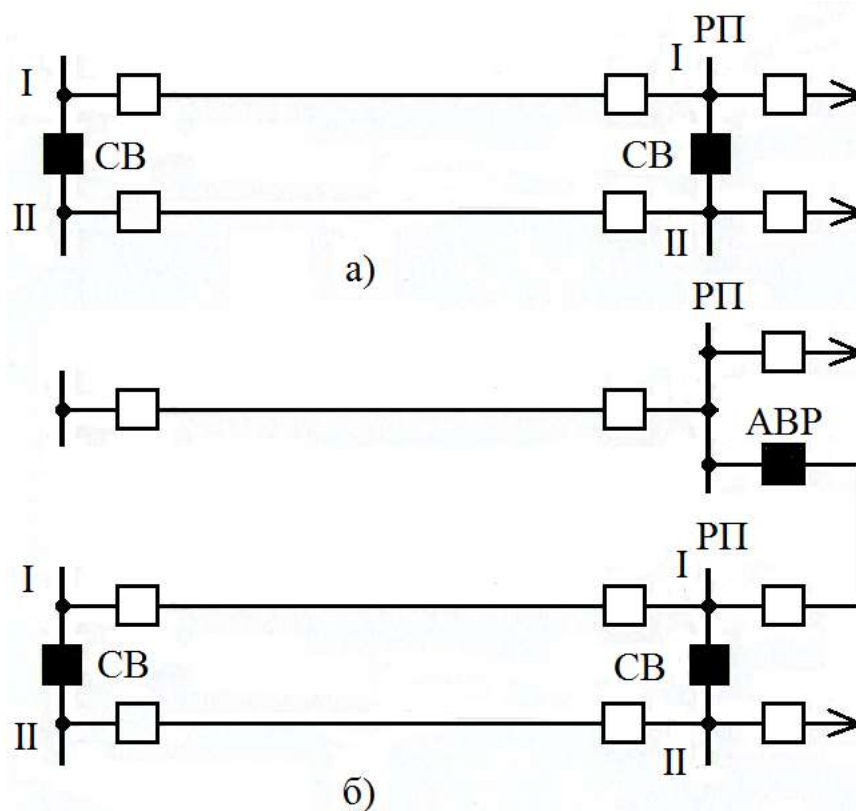
Сети внутреннего электроснабжения напряжением 110-35 кВ выполняются в виде глубоких вводов, которые доставляют энергию от подстанций сети внешнего электроснабжения к центрам нагрузки с наименьшим количеством ступеней промежуточной трансформации.

Питающие сети напряжением 10(6) кВ соединяют шины подстанции глубокого ввода, являющиеся центром питания распределительной сети ЦП, с распределительными пунктами РП. К наиболее характерным относятся схемы питающих сетей, приведенные на рисунке 13.1. При питании РП от одного центра питания (рисунок 13.1, а) две линии подключаются к двум секциям шин ЦП, разделенными секционным выключателем СВ, и двум секциям шин РП. Между секциями РП устанавливают секционный выключатель СВ. Если по условию нормального режима сети секционные выключатели в ЦП и (или) РП отключены, то на них выполняют устройства автоматического ввода резерва (АВР). Тогда в случае непредвиденного исчезновения напряжения на одной из секций оно подается от другой секции автоматическим включением секционного выключателя.

Отдельные распределительные пункты могут получать питание от двух ЦП путем сооружения перемычки между РП (рисунок 13.1, б). Если в нормальном режиме сети перемычка отключена, то устройство автоматического ввода резерва выполняют на выключателе перемычки со стороны РП с одной секцией шин.

Распределительные сети напряжением 10(6) кВ в зависимости от категории потребителей по надежности формируются по следующим схемам:

- радиальным без резервирования, в которых при повреждении любого линейного участка происходит полное погашение;
- замкнутым, работающим в разомкнутом режиме, в которых при повреждении какого-либо участка сети восстановление электроснабжения осуществляется вручную после отыскания и отключения поврежденного участка;



а – с двумя отдельно работающими линиями;
 б – с резервной перемычкой между РП
 Рисунок 13.1 – Схемы городских питающих сетей

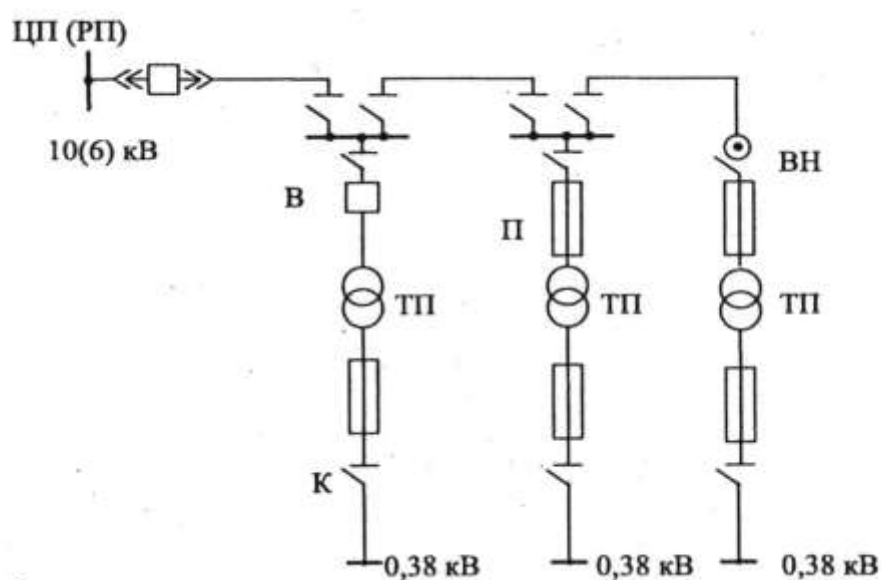


Рисунок 13.2 – Схема радиальной нерезервированной распределительной сети

- разомкнутым с автоматическим вводом резерва для всех ответственных потребителей.

Распределительные сети подключаются непосредственно к центрам питания либо к распределительным пунктам.

В радиальной нерезервированной сети (см. рисунок 13.2) все трансформаторные подстанции ТП питаются от одной линии, которая заходит на каждую ТП. При повреждении любого участка линии она автоматически отключается выключателем со стороны ЦП. Если повреждение произошло на неголовном участке, то он вручную может быть отключен ближайшим разъединителем со стороны ЦП. Трансформаторы на ТП могут присоединяться к сети на высшем напряжении через разъединители и выключатель В, предохранитель П или выключатель нагрузки ВН. На низшем напряжении 0,38 кВ в цепи трансформатора используется контактор К или предохранители с разъединителями (рубильниками).

К преимуществам радиальной нерезервированной сети относится простота, невысокая стоимость, отсутствие повышенных нагрузок в послеаварийных режимах по сравнению с нормальным режимом. Недостаток проявляется в погашении всех ТП в случае повреждения линии в любом месте.

Замкнутая распределительная сеть может быть выполнена по конфигурации, приведенной на рисунке 11.2, а, в виде петли, питающейся от одного ЦП. На одной из ЦП петлю разрывают, и сеть работает в разомкнутом режиме. Однако наиболее часто используют конфигурацию сети с питанием от двух ЦП (рисунок 11.2, в). Такая сеть обладает свойствами замкнутой сети, так как каждая ТП может получать питание с двух сторон.

Практика проектирования и выполненные технико-экономические расчеты позволяют дать следующие рекомендации по схемам присоединения городских подстанций к сети 110 кВ:

- к двухцепным ВЛ, опирающимся на два ЦП, целесообразно присоединять не более четырех подстанций, а к двухцепным радиальным ВЛ не более двух;

- главные электрические схемы городских подстанций на стороне 110 кВ рекомендуется выполнять по схеме, приведенной на рисунке 12.6;

- в качестве коммутационных узлов сети 110 кВ целесообразно использовать РУ 110 кВ подстанций с ВН 220-330 кВ и городских ТЭЦ.

Для крупных городов оптимальная мощность подстанции 110/10 кВ, питаемых по ВЛ – 2х25 МВА с возможностью замены по мере роста нагрузок на 2х40 МВА, для подстанций, питаемых по КЛ – 2х40 МВА с возможностью замены на 2х63 МВА.

Исходя из рекомендованных выше схем присоединения городских подстанций к ВЛ 110 кВ и их оптимальной мощности, сечение проводов для городских двухцепных ВЛ рекомендуется принимать 240 мм^2 (по алюминию).

14 лекция. Расчеты режимов электрических сетей

Содержание лекции: задачи расчета и расчетные режимы; схемы замещения для расчетов установившихся режимов; потери мощности и электроэнергии в элементах сети.

Цель лекции: изучение расчетов режимов электрических сетей, схем замещения для расчетов установившихся режимов, расчетов потерь мощности и электроэнергии в элементах сети.

14.1 Задачи расчета и расчетные режимы

Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения:

- загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности;
- сечений проводов и кабелей и мощностей трансформаторов и автотрансформаторов;
- уровня напряжения в узлах и элементах сети и мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения в допустимых пределах; потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;
- уровня токов КЗ, соответствия существующей или намечаемой к установке аппаратуры ожидаемым токам КЗ, мероприятий по ограничению токов КЗ;
- пропускной способности сети по условиям устойчивости.

При анализе ожидаемых в перспективе установившихся режимов следует различать расчетные длительные (регулярные) потоки мощности по сети, которые могут иметь место в нормальных режимах работы энергосистем, и расчетные максимальные (нерегулярные) потоки, определяемые случайными отклонениями от нормальных режимов.

Расчетные длительные потоки мощности («балансовые» или «режимные») определяются характером изменений потребления и выработки электроэнергии в разрезе суток и года, имеют достаточно большую длительность (1000 ч и более) и связаны с передачей электроэнергии, а при реверсивных потоках мощности соответственно с обменом электроэнергией.

Характер изменения потоков активной мощности определяется тремя основными факторами: графиками нагрузки отдельных узлов, режимами работы генерирующих источников, условиями обмена мощностью рассматриваемой энергосистемы с соседними.

В общем случае потоки активной по сети энергосистемы являются функцией всех трех перечисленных факторов.

На формирование потоков реактивной мощности, кроме факторов, определяющих потоки активной мощности, значительное влияние оказывают потери реактивной мощности в сети и зарядная мощность линий напряжением 220 кВ и выше.

Для выявления наибольших значений расчетных длительных потоков мощности рассматривают следующие характерные режимы:

- *максимальных нагрузок в зимние сутки (18-19 ч)*, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии и наиболее полным использованием мощности электростанций;
- *дневного снижения нагрузки в зимние сутки (12-14 ч)*, когда возникают потоки мощности, связанные с остановом пиковых электростанций при относительно небольшом снижении нагрузок по сравнению с максимальными;
- *минимальных нагрузок в зимние сутки (1-3 ч ночи)*, когда возникают потоки мощности, связанные с появлением местных избытков мощности;
- *максимальных нагрузок летних суток (20-22 ч)*, когда возникают потоки, связанные с проведением капитальных ремонтов на электростанциях.

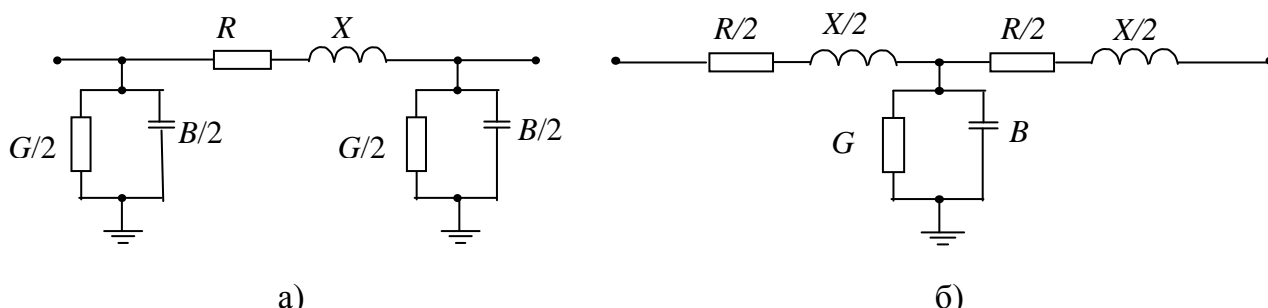
Для выявления максимальных значений нерегулярных потоков мощности необходимо рассмотреть послеаварийные режимы, возникающие при:

- отключениях наиболее загруженных линий, трансформаторов и автотрансформаторов;
- аварийном выходе в отдельном узле (районе) значительной генерирующей мощности;
- необходимости мобилизации расположенного в данном узле (районе) свободного аварийного резерва для передачи его в другие части системы.

14.2 Схемы замещения для расчетов установившихся режимов

Расчетная схема электросети составляется из схем замещения линий электропередачи, трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов, батарей конденсаторов.

Воздушные линии электропередачи 110 кВ и выше и длиной до 300-400 км представляются П и Т-образными схемами замещения (рисунок 14.1).



а) П – образная; б) Т - образная
Рисунок 14.1 – Схемы замещения ЛЭП

Активное сопротивление (Ом) определяется как:

$$R = r_o \cdot l, \quad (14.1)$$

где l – длина линии, км,

r_o – удельное активное сопротивление, Ом/км, при температуре проводов $+20^\circ\text{C}$.

Поскольку температура провода может изменяться, сопротивление R при температуре t определяется как

$$R_t = R_{20}(1 + 0,004(t - 20)) \quad (14.2)$$

Реактивное сопротивление (Ом) определяется как:

$$X = x_o \cdot l, \quad (14.3)$$

где x_o – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

$$x_o = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{\sqrt[n]{ra_{cp}^{n-1}}}; \quad (14.4)$$

здесь D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между фазами, см;

r – радиус провода, см;

a_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами одной фазы;

n – количество проводов в фазе.

Активная проводимость (если расчеты установившегося режима для ВЛ 330 кВ и выше выполняются с учетом потерь на корону) учитывается следующим образом, См:

$$G = g_o \cdot l. \quad (14.5)$$

Удельная активная проводимость определяется

$$g_o = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (14.6)$$

Реактивная проводимость (См) определяется как:

$$B = b_o \cdot l, \quad (14.7)$$

где b_o – удельная реактивная проводимость, См.

Удельная реактивная проводимость, См/км, определяется по формуле

$$b_o = \frac{7,58}{\lg(D_{cp} / \sqrt[n]{ra_{ch}^{n-1}})} \cdot 10^{-6}. \quad (14.8)$$

Для большинства расчетов в сетях 110-330 кВ (реже – 500 кВ) линия электропередачи представляется упрощенной схемой замещения, где

$$Q_{зар} = q_0 \cdot l. \quad (14.9)$$

Удельная зарядная мощность, Мвар/км определяется

$$q_0 = b_0 \cdot U^2. \quad (14.10)$$

Зарядной мощностью ВЛ 35 кВ и ниже в расчетах пренебрегают.

Кабельные линии электропередачи, как и воздушные, представляются П-образной схемой замещения. Для КЛ 110 кВ и выше необходимо учитывать активную проводимость G , которая определяется потерями активной мощности в изоляции кабеля, подсчитываемыми по известным значениям реактивной проводимости B и $\operatorname{tg} \delta$:

$$\Delta P_{из} = U_{но.м}^2 B \operatorname{tg} \delta = U_{но.м}^2 G, \quad (14.11)$$

откуда

$$G = B \operatorname{tg} \delta. \quad (14.12)$$

Двухобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы представляются трехлучевой схемой замещения (рисунок 14.2). Значения R и X для разных обмоток определяются так же, как и для двухобмоточных трансформаторов, но величины u_k и P_k вычисляются по формулам

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH});$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH});$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC}).$$

$$\Delta P_{KB} = 0,5 \cdot (\Delta P_{KBH} + \Delta P_{KBC} - \Delta P_{KCH});$$

$$\Delta P_{KC} = 0,5 \cdot (\Delta P_{KBC} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KBH});$$

$$\Delta P_{KH} = 0,5 \cdot (\Delta P_{KBH} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KBC}).$$

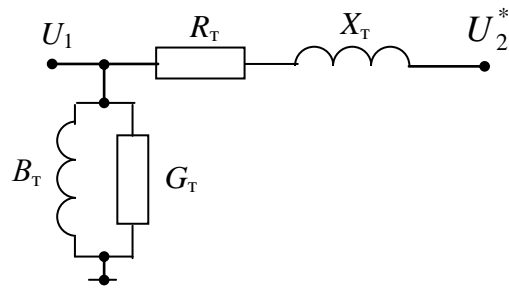


Рисунок 14.2, а – Г-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Источники активной мощности (генераторы) в схеме замещения задаются постоянной генерируемой мощностью. Хотя бы для одного из них мощность не должна быть задана, так как заранее не известны потери мощности в сети, которые перед расчетом оцениваются предварительно. Такой узел называется балансирующим. В качестве балансирующего узла принимают пункт присоединения одной из наиболее крупных электростанций или смежной энергосистемы, за счет изменения мощности которых и будет компенсироваться неточность предварительного определения потерь.

Источники активной мощности (часть генераторов, синхронных компенсаторов и батарей конденсаторов, установленных у потребителей) могут задаваться как постоянной генерируемой мощностью, так и более сложными зависимостями: диапазон выдачи и потребления мощности для генераторов и статических компенсаторов, специальные схемы замещения.

Определение загрузки источников реактивной мощности в значительной мере является задачей расчета режима и для получения заданных уровней напряжения в схеме требует нескольких последовательных пересчетов. Реактивная мощность, генерируемая батареями конденсаторов, зависит от фактического напряжения. Поэтому для узлов, в которых напряжение существенно отличается от номинального (на 7-10% и более), необходимо

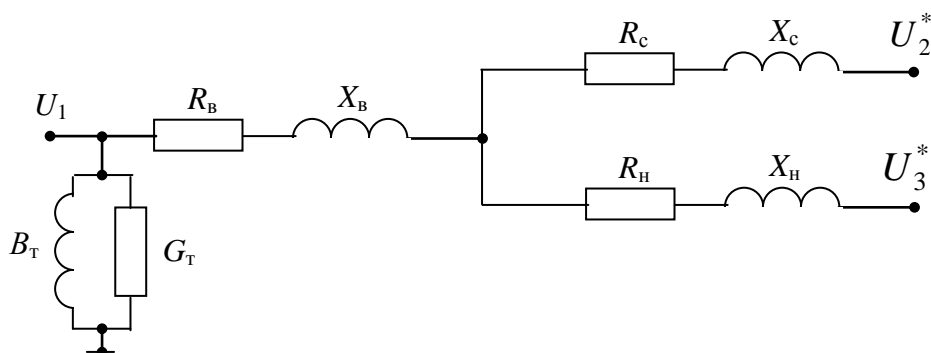


Рисунок 14.2, б – Схема замещения трехобмоточного трансформатора

батарею конденсаторов представить в схеме замещения реактивным сопротивлением:

$$X_C = U_{ном}^2 / Q_б, \quad (14.13)$$

где $Q_б$ – мощность батареи при номинальном напряжении.

Батареи продольной компенсации представляются реактивным сопротивлением

$$X_C = -\frac{1}{\omega C \cdot 10^{-6}}, \quad (14.14)$$

где C – емкость батареи, мкФ; ω – угловая частота.

Суммарное реактивное сопротивление компенсированной линии определяется по формуле

$$X_{лк} = X_{л}(1 - \gamma_{\kappa}) = x_0 l - \frac{1}{\omega C \cdot 10^{-6}}, \quad (14.15)$$

где $\gamma_{\kappa} = X_C / X_{л}$ – степень компенсации индуктивного сопротивления линии.

Реактор представляется в схеме замещения реактивным сопротивлением

$$X_p = \frac{u_{\kappa} U_{ном}^2}{100 S_p} = \frac{u_{\kappa} U_{ном}}{100 \sqrt{3} I_{ном}}, \quad (14.16)$$

где $U_{ном}, I_{ном}, S_p$ – номинальные напряжение, ток и мощность реактора;

u_{κ} – падение напряжения в реакторе, % $U_{ном}$, при прохождении $I_{ном}$.

14.3 Потери мощности и электроэнергии в элементах сети

Потери активной мощности на участке ЛЭП (рисунок 14.3) обусловлены активным сопротивлением проводов и кабелей, а также несовершенством их изоляции.

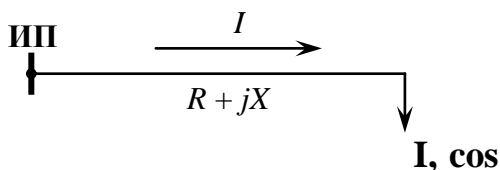


Рисунок 14.3 – К расчету потерь мощности в ЛЭП

Мощность, теряемая в активных сопротивлениях трехфазной ЛЭП и расходуемая на ее нагрев, определяется по формуле:

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3I^2 R = 3 \cdot [(I \cos \varphi)^2 + (I \sin \varphi)^2] \cdot R = \\ &= 3 \cdot (I_a^2 + I_p^2) \cdot R = 3 \cdot \left[\left(\frac{P}{\sqrt{3}U} \right)^2 + \left(\frac{Q}{\sqrt{3}U} \right)^2 \right] \cdot R = \\ &= 3 \cdot \left(\frac{P^2}{3U^2} + \frac{Q^2}{3U^2} \right) \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{3U^2} R = \frac{S^2}{3U^2} R,\end{aligned}$$

где I , I_a , I_p – полный, активный и реактивный токи в ЛЭП;

P , Q , S – активная, реактивная и полная мощности в начале или конце ЛЭП;

U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП;

R – активное сопротивление одной фазы ЛЭП.

Потери активной мощности в проводимостях ЛЭП обусловлены несовершенством изоляции. В воздушных ЛЭП – появлением короны и, в очень незначительной степени, утечкой тока по изоляторам. В кабельных ЛЭП – появлением тока проводимости и его абсорбции. Рассчитываются потери по формуле:

$$\Delta P = U^2 \cdot G,$$

где U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП;

G – активная проводимость ЛЭП.

При проектировании воздушных ЛЭП потери мощности на корону стремятся свести к нулю, выбирая такой диаметр провода, когда возможность возникновения короны практически отсутствует.

Потери реактивной мощности на участке ЛЭП обусловлены индуктивными сопротивлениями проводов и кабелей. Реактивная мощность, теряемая в трехфазной ЛЭП, рассчитывается аналогично мощности, теряемой в активных сопротивлениях:

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

Генерируемая емкостной проводимостью зарядная мощность ЛЭП рассчитывается по формуле:

$$\Delta Q_c = U^2 \cdot B,$$

где U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП;

B – реактивная проводимость ЛЭП.

Зарядная мощность уменьшает реактивную нагрузку сети и тем самым снижает потери мощности в ней.

Расчет потерь мощности в ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой

В линиях местных сетей ($U_{\text{ном}} \leq 35 \text{ кВ}$) потребители одинаковой мощности могут располагаться на одинаковом расстоянии друг от друга (например, источники света). Такие ЛЭП называются линиями с равномерно распределенной нагрузкой (рисунок 14.4).

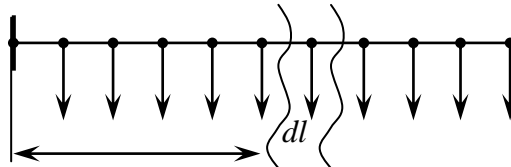


Рисунок 14.4 – ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой

В равномерно нагруженной линии трехфазного переменного тока длиной L с суммарной токовой нагрузкой I плотность тока на единицу длины составит I/L . При погонном активном сопротивлении r_0 потери активной мощности составят:

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3 \int_0^L \left(\frac{I}{L} l \right)^2 \cdot r_0 \cdot dl = 3 \frac{I^2}{L^2} r_0 \int_0^L l^2 dl = \\ &= 3 \frac{I^2}{L^2} r_0 \frac{l^3}{3} \Big|_0^L = I^2 \cdot r_0 \cdot l = I^2 \cdot R.\end{aligned}$$

Если бы нагрузка была сосредоточена в конце, то потери мощности определялись бы как:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R.$$

Сравнивая приведенные выражения, видим, что потери мощности в линии с равномерно распределенной нагрузкой в 3 раза меньше.

Расчет потерь мощности в трансформаторах. Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах разделяются на потери в стали и потери в меди (нагрузочные потери). Потери в стали – это потери в проводимостях трансформаторов. Они зависят от приложенного напряжения. Нагрузочные потери – это потери в сопротивлениях трансформаторов. Они зависят от тока нагрузки.

Потери активной мощности в стали трансформаторов – это потери на перемагничивание и вихревые токи. Определяются потерями холостого хода трансформатора ΔP_x , которые приводятся в его паспортных данных.

Потери реактивной мощности в стали определяются по току холостого хода трансформатора, значение которого в процентах приводится в его паспортных данных:

$$\Delta Q_{ст} = \Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_{ном}.$$

Потери мощности в обмотках трансформатора можно определить двумя путями:

- по параметрам схемы замещения;
- по паспортным данным трансформатора.

Потери мощности по параметрам схемы замещения определяются по тем же формулам, что и для ЛЭП:

$$\Delta P_{мд} = \frac{S^2}{U^2} R_T; \quad \Delta Q_{мд} = \frac{S^2}{U^2} X_T,$$

где S – мощность нагрузки;

U – линейное напряжение на вторичной стороне трансформатора.

Для трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора потери в меди определяются как сумма потерь мощности каждой из обмоток.

Получим выражения для определения потерь мощности по паспортным данным двухобмоточного трансформатора.

Потери короткого замыкания, приведенные в паспортных данных, определены при номинальном токе трансформатора

$$\Delta P_K = 3 \cdot I_{ном}^2 \cdot R_T = \frac{S_{ном}^2}{U_{ном}^2} R_T. \quad (14.17)$$

При любой другой нагрузке потери в меди трансформатора равны

$$\Delta P_{мд} = 3 \cdot I^2 \cdot R_T = \frac{S^2}{U_{ном}^2} R_T. \quad (14.18)$$

Разделив выражение (14.17) на (14.18), получим

$$\frac{\Delta P_K}{\Delta P_{мд}} = \frac{S_{ном}^2}{S^2}.$$

Откуда найдем $\Delta P_{\text{мд}}$:

$$\Delta P_{\text{мд}} = \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2.$$

Если в выражение для расчета $\Delta Q_{\text{мд}}$ подставить выражение для определения реактивного сопротивления трансформатора, то получим:

$$\Delta Q_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{\text{т}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}.$$

Таким образом, полные потери мощности в двухобмоточном трансформаторе равны:

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2;$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = \Delta Q_{\text{х}} + \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}.$$

Если на подстанции с суммарной нагрузкой S работает параллельно n одинаковых трансформаторов, то их эквивалентные сопротивления в n раз меньше, а проводимости в n раз больше. Тогда,

$$\Delta P_{\text{т}} = n \cdot \Delta P_{\text{х}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2;$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = n \cdot \Delta Q_{\text{х}} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}.$$

Для n параллельно работающих одинаковых трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) потери мощности рассчитываются по формулам:

$$\Delta P_{\text{т}} = n \cdot \Delta P_{\text{х}} + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{кв}} \left(\frac{S_{\text{в}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{кс}} \left(\frac{S_{\text{с}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{кн}} \left(\frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \right];$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = n \cdot \Delta Q_{\text{х}} + \frac{1}{100 \cdot n \cdot S_{\text{ном}}} (U_{\text{кв}} \cdot S_{\text{в}}^2 + U_{\text{кс}} \cdot S_{\text{с}}^2 + U_{\text{кн}} \cdot S_{\text{н}}^2),$$

где $S_{\text{в}}$, $S_{\text{с}}$, $S_{\text{н}}$ – соответственно мощности, проходящие через обмотки высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора.

Расчет потерь электроэнергии. При передаче электроэнергии часть ее расходуется на нагрев, создание электромагнитных полей и другие эффекты.

Этот расход принято называть потерями. В электроэнергетике термин “потери” имеет специфическое значение. Если в других производствах потери связаны с браком продукции, то потери электроэнергии – это технологический расход на ее передачу.

Величина потерь электроэнергии зависит от характера изменения нагрузки в рассматриваемый период времени. Например, в ЛЭП, работающей с неизменной нагрузкой, потери электроэнергии за время t рассчитываются следующим образом:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t,$$

где ΔP – суммарные потери активной мощности в сопротивлении и проводимости ЛЭП.

Если нагрузка меняется, то потери электроэнергии можно рассчитать различными способами. В зависимости от используемой математической модели методы делятся на две группы:

- детерминированные;
- вероятностно-статистические.

Наиболее точным из детерминированных методов является метод расчета потерь электроэнергии *по графику* нагрузок для каждого потребителя. Предположим, что нагрузка потребителя в году менялась по следующему графику (рисунок 14.5).

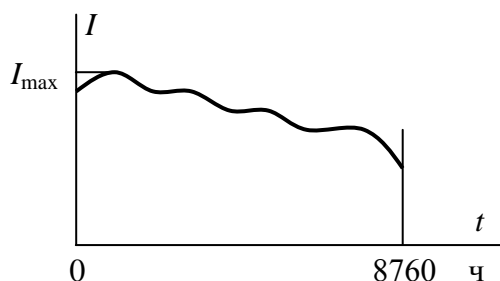


Рисунок 14.5 – График нагрузки потребителя

Тогда,

$$\begin{aligned} \Delta W &= 3 \cdot R \cdot \int_0^{8760} I_t^2 \cdot dt = R \cdot \int_0^{8760} \frac{S_t^2}{U_t^2} dt = \\ &= R \cdot \left(\int_0^{8760} \frac{P_t^2}{U_t^2} dt + \int_0^{8760} \frac{Q_t^2}{U_t^2} dt \right). \end{aligned}$$

Интеграл – это фактически площадь, ограниченная графиком изменения квадрата тока. Таким образом, потери активной электроэнергии пропорциональны площади квадратичного годового графика нагрузки.

Так как напряжение на шинах электроприемника меняется незначительно, то его значение можно считать неизменным. Заменяя интеграл суммой площадей прямоугольников с шагом Δt_i , получим:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах при заданном графике нагрузки при использовании его паспортных данных рассчитываются по формулам:

- для двухобмоточных

$$\Delta W_T = [n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k (\frac{S}{S_{ном}})^2] \cdot \Delta t_i;$$

- для трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов)

$$\Delta W_T = \{n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} [\Delta P_{кв} (\frac{S_B}{S_{ном}})^2 + \Delta P_{кк} (\frac{S_c}{S_{ном}})^2 + \Delta P_{кн} (\frac{S_H}{S_{ном}})^2]\} \cdot \Delta t_i.$$

Достоинство метода – высокая точность расчета. Недостаток – большое количество вычислений.

Графики нагрузок не всегда известны. В этом случае потери электроэнергии можно вычислить другим детерминированным методом – через τ_m . Метод основан на двух допущениях:

- максимальные потери в электрической сети наблюдаются в период максимума нагрузки в энергосистемы (утренний максимум с 9 до 11 часов; вечерний – с 17 до 21 часа);

- графики активной и реактивной мощности подобны, т.е. график реактивной мощности пересчитан из графика активной мощности.

Время максимальных потерь τ_m – это время, в течение которого при работе потребителя с максимальной нагрузкой из сети потребляется такое же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику нагрузки. Исходя из определения, запишем:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} (P_{\max}^2 \cdot \tau_a + Q_{\max}^2 \cdot \tau_p),$$

где τ_a , τ_p – соответственно время максимальных потерь для активной и реактивной нагрузок.

На практике эти значения усредняют и заменяют общим – τ_m . Тогда,

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_{\max}^2 \cdot \tau_m.$$

Для типовых графиков нагрузки величина τ_m определяется по известной величине T_m :

$$\tau_m = (0,124 + \frac{T_m}{10000})^2 \cdot 8760. \quad (14.19)$$

В соответствии с этим методом потери электроэнергии в элементах сети рассчитываются по формулам:

- в линии электропередач

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau_m;$$

- в двухобмоточных трансформаторах

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_m;$$

- в трехобмоточных трансформаторах (автотрансформаторах)

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{КВ}} \left(\frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МВ}} + \Delta P_{\text{КС}} \left(\frac{S_C}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МС}} + \Delta P_{\text{КН}} \left(\frac{S_H}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МН}} \right].$$

Величина $\tau_{\text{МВ}}$ рассчитывается по формуле (14.19) по величине $T_{\text{МВ}}$, значение которой определяется как средневзвешенное:

$$T_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\max i} \cdot T_{\text{МВ} i}}{\sum_{i=1}^n P_{\max i}}.$$

Аналогично определяется величина τ_m для ЛЭП, питающей несколько потребителей.

Мероприятия по снижению потерь мощности. Потери мощности и электроэнергии достигают значительных величин и являются одним из основных фактов, влияющих на экономичность сетей. Их величина регламентируется постановлениями Национального комитета по регулированию электроэнергии (НКРЭ) в сетях напряжением до 35 кВ и в сетях напряжениям 35 кВ и выше.

Большая часть потерь электроэнергии (60 – 70%) приходится на сети напряжением 6 – 10 кВ. Поэтому перечисленные ниже мероприятия относятся к сетям этих напряжений и к электроприемникам:

- применение более высокой ступени напряжения (10 кВ вместо 6 кВ);
- повышение уровня напряжения в сети путем применения устройств регулирования напряжения;
- регулирование потоков активной и реактивной мощностей в отдельных звеньях сети;
- применение рациональных схем питания потребителей, которые позволяют осуществлять более экономичную загрузку ЛЭП и трансформаторов;
- рационализация энергохозяйств предприятий – улучшение $\cos\varphi$, правильный выбор мощности и загрузка электродвигателей.

15 лекция. Пути повышения пропускной способности линий электропередачи и электрических сетей

Содержание лекции: способы повышения пропускной способности линий электропередачи и электрических сетей.

Цель лекции: изучение путей повышения пропускной способности питающих и распределительных электрических сетей.

Под пропускной способностью линий электропередачи понимают такую активную мощность, которую с учетом технических ограничений можно длительно передавать по линии. К таким ограничениям относятся:

- предел передаваемой мощности, учитывающий устойчивость параллельной работы электрических станций и узлов нагрузки;
- допустимый ток нагрева проводников;
- допустимая потеря напряжения;
- пропускная способность конечных и промежуточных устройств (трансформаторов, выключателей, устройств продольной компенсации и т.п.);
- вынужденные уставки релейной защиты.

Рассмотрим пути повышения пропускной способности при различных ограничивающих факторах.

По фактору статической устойчивости генераторов электростанций предельная передаваемая мощность в системе, состоящей из генераторов, трансформаторов и линий электропередачи определяется по формуле:

$$P_{\text{пр}} = \frac{EU_c}{X_r + X_t + X_{\text{л}}}, \quad (15.1)$$

где E – ЭДС генераторов;

U_c – напряжение на шинах системы;

X_g, X_t, X_l – сопротивления генераторов, трансформаторов и линий электропередачи.

Если генераторы удаленной станции и работающие в системе имеют регуляторы возбуждения сильного действия, позволяющими поддерживать постоянными заданные напряжения U_1 и U_2 по концам линии, то предел передаваемой мощности будет равен

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_1 U_2}{X_l}. \quad (15.2)$$

Из этой формулы видны следующие проектные пути увеличения пропускной способности системы электропередачи за счет воздействия на ее часть – линию электропередачи:

1) *Повышение номинального напряжения линии.* Здесь существенно то, что предельная мощность пропорциональна квадрату напряжения.

2) *Уменьшение индуктивного сопротивления линии.* Оно может быть уменьшено за счет применения расщепленных фаз. Такой путь особенно целесообразен на линиях большой длины. Другой путь заключается в использовании различных вариантов конструктивного исполнения воздушных компактных линий электропередачи.

3) *Применение продольной компенсации реактивного сопротивления линии.* В этом случае эквивалентное сопротивление без учета распределенности параметров для линии без потерь будет равно:

$$X_{\text{л.э}} = X_l - X_c.$$

Пропускная способность линии, ограниченная допустимым током по нагреву проводника, определяется формулой:

$$P_{\text{пр}} = \sqrt{3} U I_{\text{доп}} \cos \varphi, \quad (15.3)$$

где U – напряжение линии;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток по нагреву;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Отсюда можно сформулировать следующие пути повышения пропускной способности:

1) *Повышение номинального напряжения.* При неизменном допустимом токе пропускная способность линейно зависит от номинального напряжения. Этот фактор в условиях проектирования имеет практическое значение в случае применения напряжения 380 В вместо 220 В, 10 кВ вместо 6 кВ, 110 кВ вместо 35 кВ.

2) *Повышение $\cos \varphi$ за счет установки компенсирующих устройств.* Для повышения передаваемой активной мощности без увеличения тока надо предварительно разгрузить линию (снизить ток) от реактивной мощности. Это

можно сделать за счет установки компенсирующего устройства в конце линии такой мощности, при которой полная мощность осталась бы неизменной (см. рисунок 15.1, а). При этом треугольник $S_{\text{доп}}QR$ соответствует мощностям в линии при отсутствии компенсирующего устройства. (см. рисунок 15.1, б). Если активную мощность надо увеличить с P до P_k , то одновременно произойдет увеличение реактивной мощности, и полная мощность возрастет. При одинаковом $\cos \phi$ прежней и вновь подключенной нагрузки треугольник мощностей займет положение $S'Q'R_k$. При подключении компенсирующего устройства мощностью $Q_{\text{кy}}$ полная мощность должна быть снижена до прежней величины. Тогда треугольник мощностей будет иметь вид $S_{\text{доп}}Q_kP_k$, где Q_k – реактивная мощность в линии после компенсации.

При неизменном токе линии до и после компенсации будет справедливо следующее уравнение:

$$I_{\text{доп}} = \frac{S_{\text{доп}}}{\sqrt{3}U} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U} = \frac{\sqrt{P_k^2 + Q_k^2}}{\sqrt{3}U}$$

или

$$P^2 + Q^2 = P_k^2 + Q_k^2. \quad (15.4)$$

Имея в виду, что $Q_k = Q' - Q_{\text{кy}} = P_k \operatorname{tg} \phi - Q_{\text{кy}}$ (рисунок 15.1, б), после подстановки Q_k в уравнение (15.4) можно получить мощность компенсирующего устройства, необходимую для повышения передаваемой активной мощности с P до P_k :

$$Q_{\text{кy}} = P_k \operatorname{tg} \phi - \sqrt{P^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \phi) - P_k^2}, \quad (15.5)$$

где P_k может находиться в пределах $P \leq P_k \leq S_{\text{доп}}$.

В случае полной компенсации реактивной мощности предельное значение активной мощности будет $P_k = P_{\text{пр}}$ (рисунок 15.1, б), а мощность компенсирующего устройства составит:

$$Q_{\text{кy.упр}} = Q_{\text{пр}} = P_k \operatorname{tg} \phi. \quad (15.6)$$

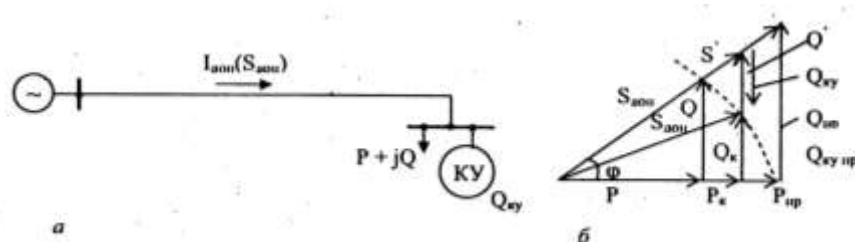


Рисунок 15.1

Список литературы

- 1 Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г., Шапиро И.М. Проектирование электрических сетей: Справочник для студентов энергетических вузов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012.
- 2 Герасименко А.А. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие. – Ростов-на Дону: Феникс, 2006.
- 3 Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети: Учебное пособие для студентов электроэнергетических спец. вузов. – СПб.: Издательство Сизова М.П., 2001.
- 4 Федин В.Т., Фадеев Г.А. Проектирование распределительных электрических сетей: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. – М.: Высш. шк., 2009.
- 5 Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: Под.ред. В.А.Макаров.—М.: Высшая школа, 2005.
- 6 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ: Учебное пособие. Файсбисович Д.Л., Карапетян И.Г.- М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.
- 7 Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ), 2008.

Жанар Керимбековна Оржанова
Мариям Абдумаликовна Тергеусизова

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЕЙ И СИСТЕМ

Конспект лекций
для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика

Редактор Голева М.Н.
Специалист по стандартизации Н.К.Молдабекова

Подписано в печать «__» _____ 20__ г.	Формат 60х84 1/16
Тираж 50 экз.	Бумага типографская №1
Объем 4,8 уч. изд. л.	Заказ № Цена 2400 тенге

Копировально-множительное бюро
некоммерческого акционерного общества
«Алматинский университет энергетики и связи»
050013, Алматы, ул. Байтурсынова, 126

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ
Кафедра электрических станций, сетей и систем

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебно-методической
работе

_____ С.В.Коньшин
«__» _____ 2015 г.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЕЙ И СИСТЕМ**

Конспект лекций
для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика

СОГЛАСОВАНО

Начальник УМО

_____ М.А.Мустафин
«__» _____ 2015 г.

Председатель ОУМК по МоиЭ

_____ Б.К.Курпенов
«__» _____ 2015 г.

Редактор

_____ 2015 г.

Специалист по стандартизации

_____ 2015 г.

Рассмотрено и одобрено на
заседании кафедры ЭССиС

Протокол №__ от «__» _____ 2015 г.
Зав.кафедрой ЭССиС, д.т.н.,
профессор

_____ С.Е.Соколов

СОСТАВИТЕЛИ:

_____ Ж.К. Оржанова

_____ М.А.Тергеусизова

Алматы 2015 г.