Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Кафедра электрических станций, сетей и систем

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

Конспект лекций
для студентов специальности
5В081200 – Энергообеспечение сельского хозяйства

Алматы 2016

СОСТАВИТЕЛИ: Н.А. Генбач, Е.К. Умбеткулов. Электрические сети и системы. Конспект лекций для студентов специальности 5В081200– Энергообеспечение сельского хозяйства. –Алматы: АУЭС, 2016.– 68 с.

В конспекте лекции рассмотрены характеристики и параметры элементов электрической сети, потери мощности и энергии в элементах электрических сетей, рассмотрены расчеты рабочих режимов разомкнутых и простых замкнутых электрических сетей, расчеты сетей, имеющих сложную конфигурацию, режимы работы электроэнергетических систем, а также регулирования частоты и напряжения в электрических сетях.

Ил. 48, библиогр. -5 назв.

Рецензент: зав. каф. ЭПП, доцент Башкиров М.В.

Печатается по плану издания некоммерческого акционерного общества «Алматинский университет энергетики и связи» на 2016 г.

© НАО «Алматинский университет энергетики и связи», 2016 г.

Введение

Электрическая энергия является наиболее универсальным видом энергии. Она очень просто и экономично может быть преобразована в другие виды энергии – тепловую, механическую, световую и т.д. Электрическая энергия находит значительное применение в устройствах автоматики, электроники и т.п., без которых невозможны современные аппараты и технические сооружения. Поэтому в настоящее время электрическая энергия широко используется во всех отраслях хозяйственной деятельности нашей республики.

Вопросы составления энергетического баланса, определения перспектив развития отдельных районов и использования сырьевых ресурсов, выбора мощности и месторасположения электростанций, размещения крупных энергоемких предприятий, объединения энергосистем не могут быть решены без учета электрических сетей. При этом нельзя выбирать отдельно наивыгоднейшие параметры электростанций, электрических сетей и т.п. Эти вопросы необходимо решать комплексно с учетом взаимного влияния таким образом, чтобы было обеспечено наиболее эффективное и рациональное использование имеющихся энергетических ресурсов. Только после этого можно вести рабочее проектирование отдельных элементов электрических систем: электростанций, электрических сетей различных напряжений, устройств защиты и автоматики и т.п.

Дисциплина Электрические сети и системы - одна из базовых, в которых закладывается фундамент специальной подготовки студентов специальности 5В081200– Энергообеспечение сельского хозяйства.

Цель изучения дисциплины – формирование знаний в области теории расчетов и анализа режимов электрических сетей и систем, обеспечения при их проектировании и эксплуатации экономичности, надежности, а также качества электроэнергии.

Основные задачи дисциплины – научить основам расчета рабочих режимов электрических сетей различной конфигурации; научить основам проектирования электрических сетей и систем и методам повышения их экономичности, надежности и качества электроэнергии; ознакомить с режимами работы электроэнергетических систем; ознакомить с физической сущностью явлений, сопровождающих процесс производства, распределения и потребления электроэнергии.

Содержание дисциплины базируется на знаниях высшей математики, физики, теоретических основ электротехники, программирования на ЭВМ, электрических машин, математических задач энергетики.

1 Лекция №1. Общие понятия об электроэнергетических системах и электрических сетях. Классификация электрических сетей

Содержание лекции: изучение общих сведений о производстве, передаче и распределении электрической энергии.

Цель лекции: рассмотрение схем электрических сетей и систем, их назначение, классификация, предъявляемые требования к ним.

Электрическая сеть как часть электроэнергетической системы

Под *электроэнергетической*, или *электрической системой*, обычно понимают электрическую часть энергетической системы. При этом под *энергетической системой* понимают совокупность всех звеньев цепочки получения, преобразования, распределения и использования всех видов энергии. Таким образом, энергетическая система состоит из источников энергоресурсов, котлов, турбин, генераторов, бойлеров, линий электропередачи, трансформаторов и потребителей электрической энергии. На рисунке 1.1 приведена схема электроэнергетической системы, в которую входит электрическая сеть.

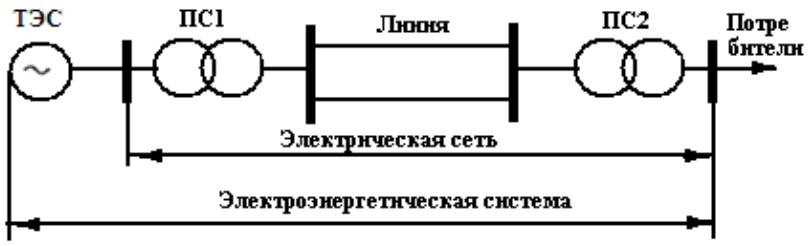


Рисунок 1.1- Схема производства, распределения и потребления электроэнергии

Электроэнергетическая система производит, преобразует, распределяет и потребляет исключительно электрическую энергию. Обеспечивает объединение электростанций между собой, которые с помощью линий электропередачи связываются с потребителями электроэнергии. При этом получаются существенные технико-экономические преимущества:

- возможность увеличения единичной мощности генераторов и электростанций. Это снижает стоимость 1 кВт установленной мощности;
- значительное повышение надежности электроснабжения потребителей;
- повышение экономичности работы различных типов электростанций. При этом обеспечиваются наиболее эффективное использование мощности ГЭС и более экономичные режимы работы ТЭС;
- снижение необходимой резервной мощности на электростанциях.

Электрические сети – это элементы электроэнергетической системы, предназначенные для передачи и распределения электрической энергии. Они состоят из линий электропередачи, подстанций, распределительных и переключательных пунктов.

В зависимости от назначения электрические сети разделяют на распределительные и питающие.

Распределительной называют электрическую сеть, подводящую электроэнергию от источника питания (ИП) к потребительским трансформаторным пунктам (ТП) или к самим потребителям, если это линия низкого напряжения. Схема такой электрической сети приведена на рисунке 1.2.

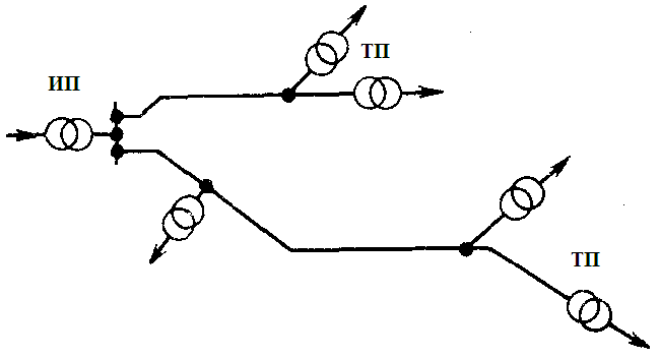


Рисунок 1.2-Распределительная электрическая сеть

Питающей называют электрическую сеть, по которой электроэнергию подводят к распределительным пунктам (РП) или подстанциям. Схема питающей электрической сети приведена на рисунке 1.3.

Для передачи электроэнергии на большое расстояние необходимо повысить ее напряжение. Поэтому современная электрическая система обязательно включает повышающие подстанции, на которых при помощи трансформаторов повышается напряжение электроэнергии. В местах потребления размещают понижающие подстанции, снижающие напряжение до такого значения, чтобы электроэнергией могли пользоваться потребители. Необходимость повышения и понижения напряжения электрической энергии привела к тому, что для передачи и распределения электроэнергии применяют переменный, преимущественно трехфазный ток.

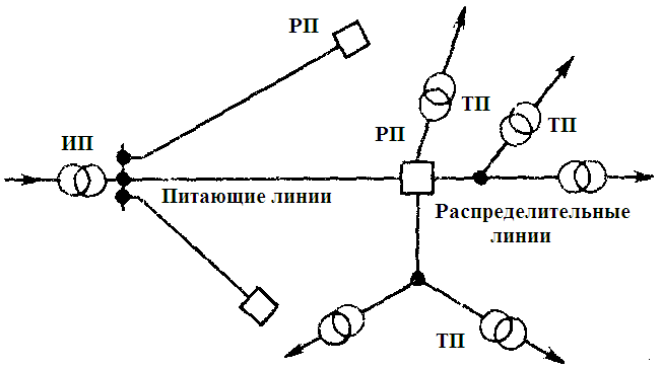


Рисунок 1.3-Питающая электрическая сеть

На рисунке 1.4 приведен пример принципиальной схемы небольшой электрической системы, состоящей из трех районных электрических станций.

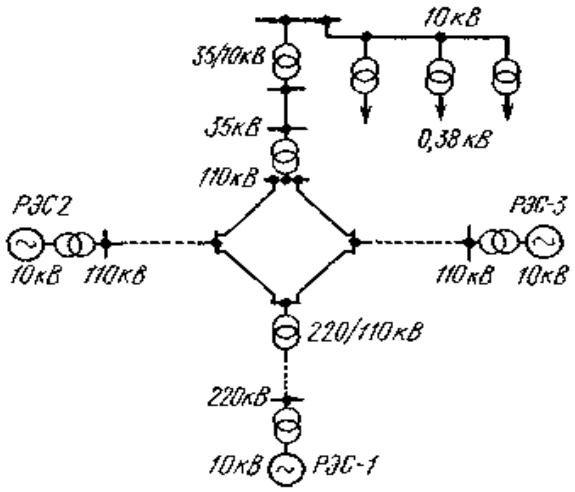


Рисунок 1.4 - Схема небольшой электрической системы

Напряжение генератора электростанций составляет 10 кВ. Это напряжение повышают до наиболее удаленной станции до 220 кВ, а на ближе расположенной – до 110 кВ и затем передают энергию в общее кольцо напряжением 110 кВ. При этом в конце линии от удаленной станции сооружена подстанция на 220/110 кВ. Кроме того, система обычно имеет линии связи с другими системами. От общего кольца 110 кВ через понижающие подстанции на 110/35 кВ питаются линии напряжением 35 кВ. Одна из таких линий показана на рисунке 1.4 сверху. Эти линии подают энергию более мелким подстанциям на 35/10 кВ. От подстанций расходятся распределительные сети напряжением 10 кВ с понижающими трансформаторными пунктами ТП. На трансформаторных пунктах напряжение понижают с 10 кВ до рабочего – 380 В.

Таким образом, электрическую энергию, прежде чем она достигнет потребителя, несколько раз трансформируют, что вызывает необходимость сооружения большого количества трансформаторных подстанций.

1.2 Классификация электрических сетей

Электрические сети целесообразно классифицировать по ряду показателей, основными из которых являются: конструктивное исполнение, род тока, номинальное напряжение, назначение сети, конфигурация схемы сети.

По конструктивному исполнению различают воздушные, кабельные линии и внутренние проводки. Воздушной называется линия, выполненная неизолированными проводами, которые с помощью изоляторов подвешиваются над землей на опорах.

Кабелем называется система проводов, изолированных взаимно и от окружающей среды. Линии, выполненные кабелем, или кабельные линии, обычно прокладываются в земле. Это имеет свои преимущества – безопасность, сокращение территории, необходимой для отчуждения, но и свои недостатки – большая стоимость, затрудненность эксплуатации и устранения повреждений, сложность изготовления.

Внутренние проводки выполняются изолированными проводами, прокладываемыми на изоляторах или в трубах по стенам и потолкам зданий или внутри стен, а также специальными шинопроводами.

По роду тока различаются сети переменного и постоянного тока. Основные сети переменного тока имеют трехфазное исполнение.

Сети постоянного тока выполняются в настоящее время относительно редко, для сетей промышленных предприятий (например, в цехах электролиза, на алюминиевых заводах).

По напряжению электрические сети можно разделить на низковольтные (до 1000 В) и высоковольтные (выше 1000 В).

По назначению разделяются сети на питающие и распределительные. Питающей линией называется линия, питающая распределительный пункт или подстанцию от центра питания без распределения электроэнергии по ее длине. Распределительной линией считается линия, питающая ряд трансформаторных подстанций или вводы к электроустановкам потребителей.

По конфигурации схемы сети различаются на разомкнутые и замкнутые. К разомкнутым относятся сети, образованные линиями, нагрузки которых могут получать электроэнергию только с одной стороны (рисунок 1.4). Замкнутыми сетями называются такие сети, по которым возможно осуществить электроснабжение потребителей не менее, чем с двух сторон (рисунок 1.6 а, б).

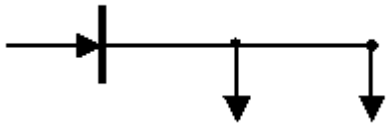


Рисунок 1.5

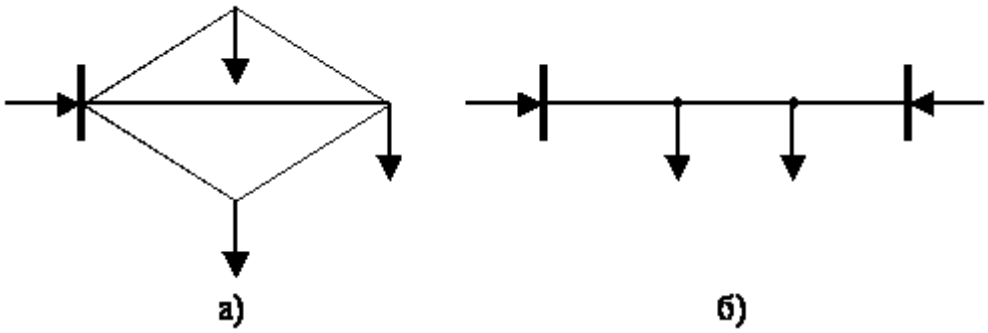


Рисунок 1.6

1.3 Требования, предъявляемые к электрическим сетям

Электрические сети должны обеспечивать надежное электроснабжение потребителей и требуемое количество электроэнергии. При этом работа сетей должна соответствовать требованиям наибольшей экономичности. Это относится и к условиям проектирования, и к условиям эксплуатации. Можно выделить пять основных требований к сетям:

Надежность работы. Вопрос о надежности электроснабжения потребителей возникает в связи с тем, что практически все элементы сети с течением времени повреждаются. Повреждения могут происходить при повышении грозовой деятельности, усиленных ветровых воздействиях, тяжелых гололедных образованиях и т.п. Повышение надежности электроснабжения может обеспечиваться не только снижением повреждаемости и резервированием элементов сети, но и другими способами, которые могут оказаться более оправданными экономически. Для осуществления надежного электроснабжения, кроме резервирования, необходимы надежно действующие устройства релейной защиты и автоматики: АПВ – автоматического повторного включения, АРВ – автоматического включения резерва, АЧР – автоматической частотной разгрузки и др.

Качество электроэнергии. Каждый потребитель должен получать качественную электроэнергию. Это определяется основными показателями качества энергии: уровнем напряжения; уровнем частоты; симметрией трехфазного напряжения и формой кривой напряжения.

Качество электроэнергии в современных протяженных электрических сетях с большим количеством электроприемников зависит от многих условий

работы сети. Оно оказывается практически различным в разных местах сети, но может регулироваться применением специальных устройств.

Экономичность. Чтобы сеть была экономичной, необходим выбор наиболее целесообразных конфигураций схем сети, напряжений сечений проводов и т.д. Поэтому намечается ряд вариантов, которые сравниваются между собой по установленному критерию, называемому “приведенные затраты”. Этот критерий учитывает потери энергии, капитальные вложения и ущерб. Вариант, у которого приведенные затраты минимальные, является оптимальным.

Безопасность и удобство эксплуатации. Для обеспечения безопасности персонала согласно Правилам технической эксплуатации (ПТЭ) применяют заземления, ограждения, сигнализацию, специальную одежду и другие приспособления.

Кроме обеспечения безопасности, должно быть предусмотрено также удобство эксплуатации: удобство различного рода переключений, подхода к ремонтируемому оборудованию, достаточного прохода для осмотров и т.д.

Возможность дальнейшего развития. Электрическая сеть вследствие увеличения нагрузок, а также непрерывного появления новых потребителей все время находится в состоянии развития и реконструкции. Заменяются, реконструируются линии и трансформаторные подстанции. Необходимо так проектировать электрическую сеть, чтобы была возможность дальнейшего расширения без коренного переустройства сети.

2 Лекция №2. Типы и конструктивные особенности линий электропередач. Конструктивные элементы воздушных линий. Типы опор. Провода и тросы. Фундаменты. Линейная арматура

Содержание лекции: типы и конструктивные особенности линий электропередач. Конструктивные элементы воздушных линий. Типы опор. Провода и тросы. Фундаменты. Линейная арматура.

Цель лекции: краткая характеристика элементов линии электропередачи.

2.1 Конструктивные элементы воздушных линий электропередачи

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) предназначены для передачи электроэнергии на расстояние по проводам. Основными конструктивными элементами являются провода, грозозащитные тросы, опоры, изоляторы и линейная арматура. *Провода* служат для передачи электроэнергии. Для защиты ВЛ от грозовых перенапряжений в верхней части опор над проводами монтируют грозозащитные тросы.

Опоры поддерживают провода и тросы на определенной высоте над уровнем земли или воды. *Изоляторы* предназначены для изоляции провода от

опоры. *Линейная арматура* предназначена для крепления провода к изоляторам и изоляторов к опорам.

Наибольшее распространение получили одно- и двухцепные ВЛ. Одна цепь трехфазной ВЛ состоит из проводов разных фаз. Две цепи могут располагаться на одной опоре.

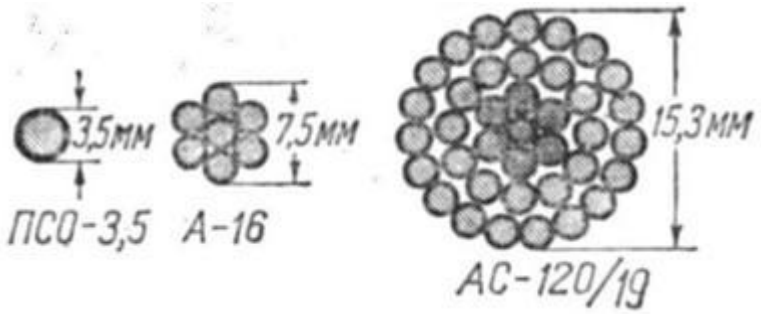
2.1.1 Провода ВЛ и грозозащитные тросы

На воздушных линиях применяются неизолированные провода. Наибольшее распространение получили алюминиевые, сталеалюминиевые провода, а также из сплавов алюминия – АН, АЖ. Грозозащитные тросы, как правило, изготавливаются из стали. Кроме защиты ВЛ от грозовых перенапряжений, тросы используются для организации высокочастотных каналов связи. Такие тросы выполняются сталеалюминиевыми.

На рисунке 2.1 представлены конструкции проводов ВЛ. Однопроволочный провод состоит из одной круглой проволоки. Такие провода дешевле многопроволочных, однако они имеют меньшую механическую прочность. Многопроволочные провода из одного металла (рисунок 2.1, б) состоят из нескольких свитых между собой проволок. При увеличении сечения растет количество проволок. В многопроволочных проводах из двух металлов - сталеалюминиевых проводах (рисунок 2.1, в) – внутренние проволоки (сердечник провода) выполняются из стали, а верхние - из алюминия.

Стальной сердечник предназначен для увеличения механической прочности. Алюминий служит токопроводящей частью провода.

Алюминиевые однопроволочные провода вообще не выпускаются из-за их низкой прочности. Многопроволочные алюминиевые провода обычно применяются в распределительных сетях до 34 кВ, а в сетях с более высоким напряжением применяются сталеалюминиевые провода. Выпускаются алюминиевые провода марок А и АКП.



а) б) в)

Рисунок 2.1 - Конструкции проводов воздушных линий

Стальной сердечник предназначен для увеличения механической прочности. Алюминий служит токопроводящей частью провода.

Алюминиевые однопроволочные провода вообще не выпускаются из-за их низкой прочности. Многопроволочные алюминиевые провода обычно применяются в распределительных сетях до 35 кВ, а в сетях с более высоким напряжением применяются сталеалюминиевые провода. Выпускаются алюминиевые провода марок А и АКП.

Сталеалюминиевые провода наиболее широко применяются на ВЛ. Проводимость стального сердечника не учитывается, а за электрическое сопротивление принимается сопротивление алюминиевой части. Выпускаются сталеалюминиевые провода марок АС, АСКС, АСКП, АСК.

В обозначение марки провода вводится сечение алюминиевой части провода и сечение стального сердечника, например АС 120/19 или АСКС 140/34.

2.1.2 Опоры ВЛ

Опоры ВЛ делятся на анкерные и промежуточные. Эти опоры различаются способом подвески проводов. Промежуточные опоры служат для поддержания провода с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов. Анкерные опоры предназначены для натяжения проводов. Расстояние между промежуточными опорами называется промежуточным пролетом или просто пролетом, а расстояние между анкерными опорами – анкерным пролетом.

Анкерные опоры предназначены для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках ВЛ: на пересечениях важных инженерных сооружений (например, железных и автомобильных дорог), на концах ВЛ и на концах прямых ее участков. Анкерные опоры значительно сложнее и дороже промежуточных, и поэтому их число на каждой линии должно быть минимальным.

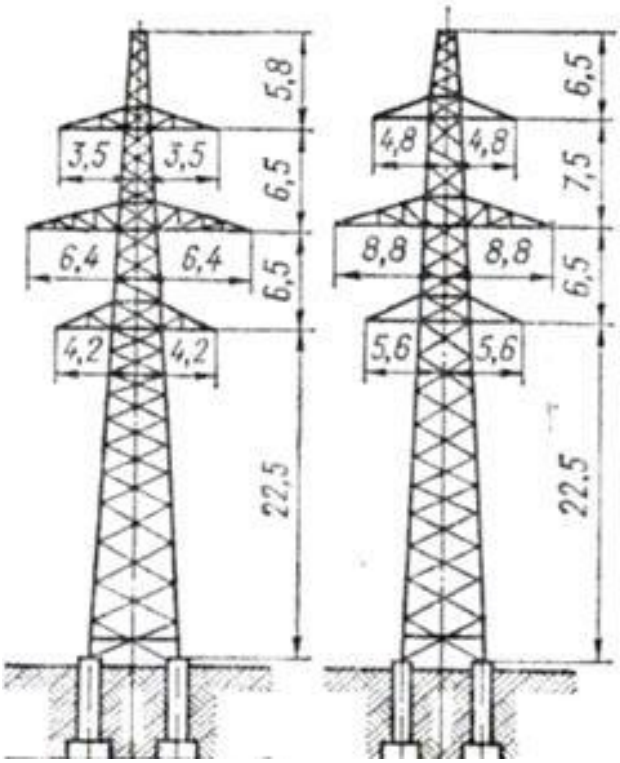
В точках поворота линии устанавливают угловые опоры. Они могут быть анкерного или промежуточного типа.

На ВЛ применяются специальные опоры следующих типов: транспозиционные – для изменения порядка расположения проводов на опорах; ответвительные – для выполнения ответвлений от основной линии; переходные – для пересечения рек, ущелей и т.д.

По материалу опоры делятся на деревянные, металлические и железобетонные.

Деревянные опоры применяются на ВЛ до 110 кВ включительно в основном в районах, богатых лесными ресурсами. Недостаток деревянных опор – подверженность древесины гниению и вследствие этого небольшой срок службы.

Металлические опоры (стальные) применяются на ВЛ 35 кВ и выше, обладают высокой механической прочностью и большим сроком службы (рисунок 2.2). Однако они требуют большого количества металла и регулярной окраски.

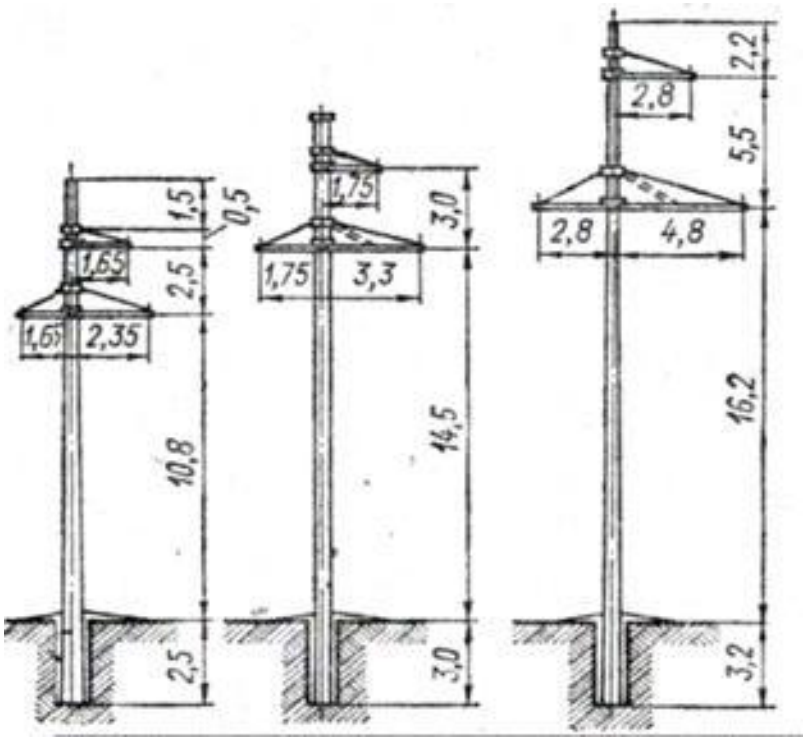


а) б)

а – напряжением 220 кВ; б- 330 кВ (размеры в метрах).

Рисунок 2.2 - Промежуточные металлические опоры двухцепных линий

Железобетонные опоры (рисунок 2.3) применяются для всех классов напряжений до 400 кВ включительно, долговечней деревянных, отсутствует коррозия деталей, просты в эксплуатации и поэтому получили широкое распространение. Они имеют меньшую стоимость, но обладают большой массой и относительной хрупкостью поверхности бетона, а также малую прочность на поперечный изгиб.



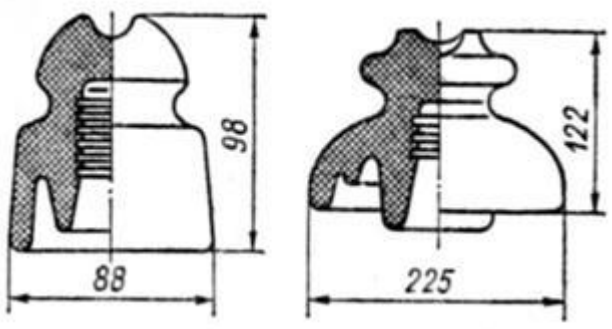
а) б) в)

а - напряжением 35 кВ; б – 110 кВ; в – 220 кВ (размеры в метрах).

Рисунок 2.3 - Промежуточные железобетонные опоры одноцепных линий

2.1.3 Изоляторы и линейная арматура.

Изоляторы изготавливаются из фарфора или закаленного стекла и бывают двух видов: штыревые – для линий до 1 кВ и 6 –35 кВ; на линиях 35 кВ они применяются редко – только для малых сечений; подвесные - для линий 35 кВ и выше. Подвесные изоляторы собираются в подддерживающие провод гирлянды на промежуточных опорах, а натяжные гирлянды – на анкерных опорах.

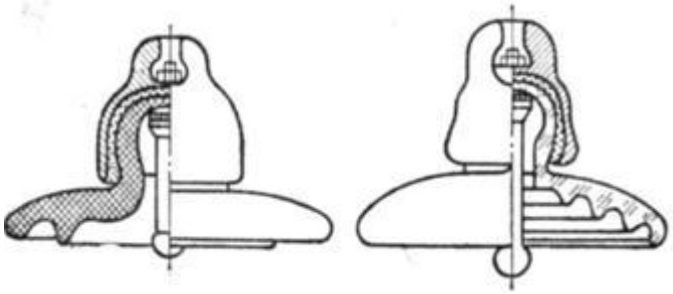


а) б)

а - напряжением до 1 кВ; б - напряжением 10 кВ.

Рисунок 2.4 - Штыревые фарфоровые изоляторы

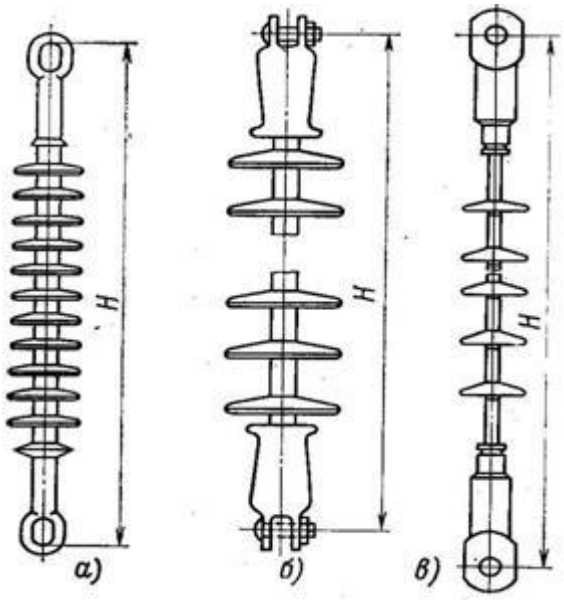
В подвесных гирляндах провод только поддерживается с помощью зажимов, в натяжных – закрепляется наглухо. Натяжные гирлянды находятся в более тяжелых условиях, чем подддерживающие. Поэтому на линиях до 110 кВ число изоляторов принимается на один больше.



а) б)

Рисунок 2. 4 - Подвесные изоляторы ПФ (а) и ПС (б)

В последнее время в эксплуатации широко применяются длинностержневые изоляторы на основе высокопрочных стержней из стеклопластика с полимерным защитным покрытием (рисунок 2.5).



а) с тарелками из этиленпропиленовых мономеров; б) с развитой поверхностью из кремнийорганической резины; в) с фторопластовым защитным покрытием стержня и фторопластовыми тарелками.

Рисунок 2.5 – Полимерные изоляторы

Современный полимерный изолятор представляет собой комбинированную конструкцию, части которой выполняют свои определенные функции. В качестве несущего компонента изолятора применяется однонаправленный стеклопластиковый стержень. Он состоит из десятков тысяч тончайших стеклянных волокон, соединенных вместе

полимерным связующим составом и обладающих высокой механической прочностью. Для увеличения длины пути утечки тока по поверхности изолятора с целью обеспечения его надежной работы в условиях загрязненной атмосферы к стеклопластиковому стержню прикрепляются изолирующие тарелки. Тарелки закрепляются на оболочке, защищающей несущий стеклопластиковый стержень от всех видов коррозии, атмосферных и химических воздействий. Металлические оконцеватели, армируемые на концах несущего стержня изолятора, обеспечивают необходимую прочность и надежность изолятора. Такие изоляторы позволяют заменить целые гирлянды на ВЛ соответствующих классов напряжения и, таким образом, обеспечить надежность ВЛ. Масса полимерных изоляторов в 4 – 20 раз меньше массы соответствующих гирлянд тарелочных изоляторов. Это обеспечивает преимущества таких изоляторов при транспортировании, монтаже и эксплуатации ВЛ.

2.2 Основные сведения о конструкции кабелей

Силовые кабели состоят из одной или нескольких токоведущих жил, отделенных друг от друга и от земли изоляцией. Поверх изоляции для ее предохранения от влаги, кислот и механических повреждений накладывают защитную оболочку и стальную ленточную броню с защитными покровами. Токоведущие жилы, как правило, изготавливаются из алюминия как однопроволочными (сечением до 16 мм^2), так и многопроволочными.

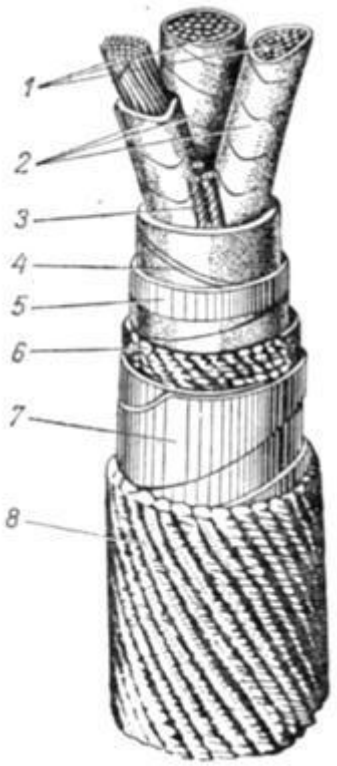
Изоляция выполняется из специальной пропитанной минеральным маслом кабельной бумаги, накладываемой в виде лент на токоведущие жилы. При прокладке кабелей на вертикальных и крутонаклонных трассах возможно перемещение пропитывающего состава вдоль кабеля. Поэтому для таких трасс изготавливаются кабели с обедненно-пропитанной изоляцией и с нестекающим пропитывающим составом. Изготавливаются также кабели с резиновой или полиэтиленовой изоляцией.

Защитные оболочки, накладываемые поверх изоляции для ее предохранения от влаги и воздуха, бывают свинцовыми, алюминиевыми или поливинилхлоридными. Рекомендуется широко использовать кабели в алюминиевой оболочке. Кабели в свинцовой оболочке предусмотрены для прокладки под водой, в угольных и сланцевых шахтах, в особо опасных коррозионно- активных средах. В остальных случаях выбор кабелей в свинцовой оболочке необходимо специально технически обосновать.

Свинцовые, алюминиевые или поливинилхлоридные оболочки надо защитить от механических повреждений. Для этого на оболочку накладывают броню из стальных лент или проволок. Алюминиевая оболочка и стальная броня в свою очередь подлежат защите от коррозии и химического воздействия. Для этого между оболочкой и броней, а также поверх брони накладывают внутренний и внешний защитные покровы. Внутренний защитный покров (или подушка под броней) – это джутовая прослойка из

хлопчатобумажной пропитанной пряжи или из кабельной сульфатной бумаги. Поверх этой бумаги накладывают еще две поливинилхлоридные ленты. Наружный защитный покров также из джута, пропитанного антикоррозийным составом. Для прокладки в туннелях и других местах, опасных в пожарном отношении, применяют специальные кабели с негорючими защитными покровами.

На рисунке 2.7 показан трехжильный кабель 1 – 10 кВ с бумажной изоляцией.



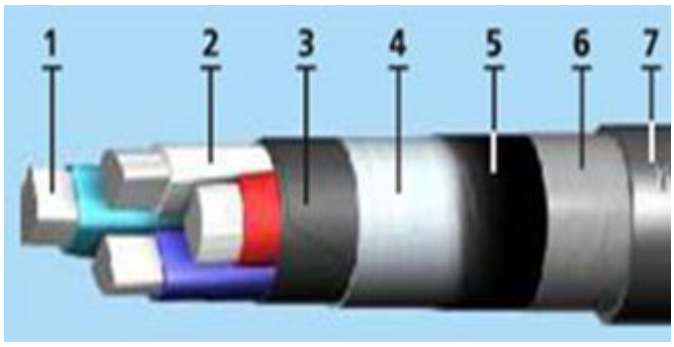
1 – алюминиевые токоведущие жилы; 2 – бумага, пропитанная маслом (фазная изоляция); 3- джутовые заполнители; 4 – бумага, пропитанная маслом (поясная изоляция); 4 – свинцовая или алюминиевая оболочка; 6 – прослойка из джута; 7 – стальная ленточная броня; 8 - джутовый покров.

Рисунок 2.7 -Устройство трехжильного кабеля напряжением 1-10 кВ с секторными жилами

Марки кабелей состоят из начальных букв слов, характеризующих их конструкцию. Первая буква А соответствует алюминиевым жилам. Оболочки кабелей обозначаются буквами: А – алюминиевая; С – свинцовая; В – поливинилхлоридная; Н – резиновая; наиритовая; П – полиэтиленовая; кабели с отдельно освинцованными жилами маркируются буквой О. Обозначения марок кабелей с различными бронированными защитными покровами отмечаются следующими буквами: Б – стальные ленты; П – плоские стальные оцинкованные проволоки; К - такие же проволоки, но круглые.

Рядом с маркой кабеля обычно указывают число и сечение токоведущих жил кабеля. Например, ААБ 3х120 означает: кабель с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке, бронированный стальными лентами, с тремя жилами сечением 120 мм^2.

В последнее время широко применяются в эксплуатации кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (рисунок 2.8).



1 – токопроводящая жила; 2 – изоляция из сшитого полиэтилена; 3 – поясная изоляция; 4 – скрепляющая лента из нетканного полотна; 4 – поясная изоляция из полиэтилена; 6 – броня из двух стальных лент; 7 – битум; 8 – обмотка из полиэтилентерефталатной пленки; 9 – оболочка из полиэтилена.

Рисунок 2.8 – Конструкция кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена

В настоящее время в промышленно развитых странах Европы и Америки практически 100% рынка силовых кабелей занимают кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Переход от кабелей с бумажной пропитанной изоляцией к кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена, связан с всё возрастающими требованиями эксплуатирующих организаций к техническим параметрам кабелей. В этом отношении преимущества этих кабелей очевидны.

Рассмотрим некоторые из них:

- высокая пропускная способность;
- малый вес, меньший диаметр и радиус изгиба;
- низкая повреждаемость;
- полиэтиленовая изоляция обладает малой плотностью, малыми значениями относительной диэлектрической проницаемости и коэффициента диэлектрических потерь;
- прокладка на сложных трассах;
- монтаж без использования специального оборудования;
- значительное снижение себестоимости прокладки.

Своими уникальными свойствами кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена обязаны применяемому изоляционному материалу. Полиэтилен в настоящее время является одним из наиболее применяемых изоляционных

материалов при производстве кабелей. Но изначально термопластичному полиэтилену присущи серьезные недостатки, главным из которых является резкое ухудшение механических свойств, при температурах, близких к температуре плавления. Решением этой проблемы стало применение сшитого полиэтилена

3 Лекция №3. Схемы замещения, параметры воздушных и кабельных линий

Содержание лекции: схемы замещения линий электропередачи.
Цель лекции: определение параметров схем линий электропередачи.

3.1 Схемы замещения, параметры воздушных и кабельных линий

В большинстве случаев можно считать, что параметры линии электропередачи (активное и реактивное сопротивление, активная и емкостная проводимости) равномерно распределены по ее длине. Для линий сравнительно небольшой длины распределенность параметров можно не учитывать и использовать рассредоточенные параметры: активное и реактивное сопротивление линии $R_л$ и $X_л$, и реактивную проводимости $G_л$ и $B_л$.

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше длиной до 300-400 км обычно представляются П – образной схемой замещения.

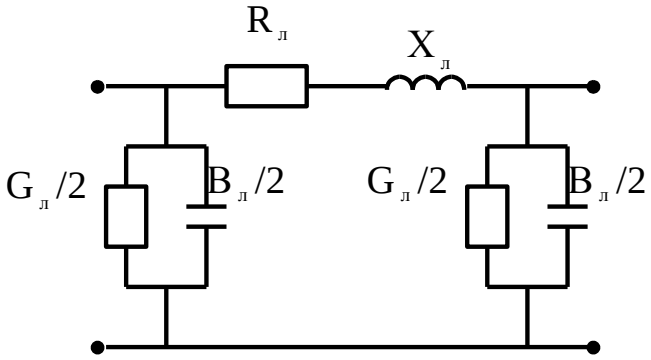


Рисунок 3.1- Схема замещения воздушной линии

Активное сопротивление проводов и кабелей определяется материалом токоведущих жил и их сечениями. Погонное активное сопротивление (на 1 км длины) для голых проводов и кабелей при температуре +20°С определяется

$$r_0 = \frac{\rho}{F} \quad , \qquad (3.1)$$

где ρ - удельное сопротивление материала проводника ($\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$);

F - сечение провода, мм^2.

Активное сопротивление линии, длиной l определяется

$$R_л = r_0 \cdot l.$$

Реактивное сопротивление. Величина погонного индуктивного сопротивления линии определяется

$$x_0 = \omega \cdot (4{,}6 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_п} + 0{,}4\mu) \cdot 10^{-4}, \qquad (3.2)$$

где $\omega = 314$ - угловая частота при 40 Гц;

$D_{ср}$ - среднегеометрическое расстояние между проводами;

$r_п$ - радиус провода.

Для проводов из цветного металла (μ=1) при промышленной частоте 40 Гц формула (3.2) примет вид:

$$x_0 = 0{,}144 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_п} + 0{,}016. \qquad (3.3)$$

Среднегеометрическое расстояние между проводами одноцепной линии

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}},$$

где D_{12}, D_{13}, D_{23} - расстояние между проводами отдельных фаз.

При расположении проводов по вариантам равностороннего треугольника все провода находятся на одинаковом расстоянии относительно друг друга, и среднегеометрическое расстояние $D_{ср}$ =D (рисунок 3.2).

При горизонтальном расположении проводов (рисунок 3.3).

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D\sqrt[3]{2} = 1{,}26D.$$

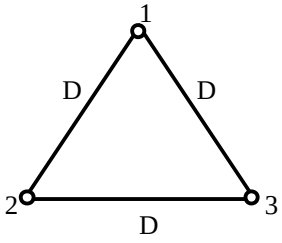


Рисунок 3.2

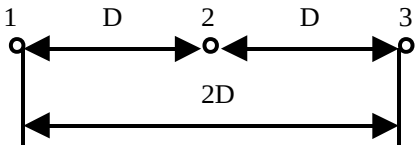


Рисунок 3.3

На линиях 330 кВ и выше применяются расщепленные провода. На таких линиях каждая фаза имеет не один, а несколько проводов. Это приводит к увеличению радиуса фазы, который определяется по выражению

$$r_э = \sqrt[n]{r_n \cdot a^{n-1}}, \qquad (3.4)$$

где r_n - радиус отдельных проводов, входящих в расщепленную фазу линии;

n - число проводов в одной фазе;

a - расстояние между проводами в фазе.

Индуктивное сопротивление линии с расщепленными проводами

$$x_0 = 0{,}144 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_э} + \frac{0{,}016}{n}.$$

Для линии длиной *l* индуктивное сопротивление

$$x = x_0 \cdot l.$$

Активная проводимость линий обусловлена потерями активной мощности от токов утечки через изоляцию и от электрической короны на проводах.

Если утечкой в линиях пренебречь, то активная проводимость, обусловленная короной определяется

$$g_0 = \frac{\Delta P_{кор}}{U^2_{ном}}, \qquad (3.5)$$

где $\Delta P_{кор}$ - потери мощности на корону, кВт/км;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение.

Основными мерами по снижению потерь на корону является увеличение сечений проводов, расщепление или применение полых проводов.

Реактивная проводимость обусловлена наличием емкости между проводами и землей и имеет емкостной характер. Она определяется известным выражением:

$$b_0 = \omega \cdot C_0,$$

где C_0 - рабочая емкость линии, Ф/км.

Рабочая емкость линии зависит от диаметра проводов, их взаимного расположения, расстояния между ними и диэлектрической проницаемости среды.

В практических расчетах электрических сетей рабочую емкость трехфазной воздушной линии с одним проводом на фазу определяют по формуле

$$C_0 = \frac{0{,}024}{\lg \frac{D_{ср}}{r_п}} \cdot 10^6 . \qquad (3.6)$$

При частоте переменного тока 40 Гц

$$b_0 = \frac{7{,}58}{\lg \frac{D_{ср}}{r_п}} \cdot 10^6 . \qquad (3.7)$$

Емкостная проводимость всей линии

$$B = b_0 \cdot l.$$

Зарядный ток линии. Под действием приложенного к линии переменного напряжения в емкости линии возникает переменное электрическое поле и возникает реактивный ток. Этот ток называется емкостным или зарядным током линии.

$$I \cdot b_0 = U_ф \cdot b_0 = \frac{U_н}{\sqrt{3}} b_0 . \qquad (3.8)$$

Зная емкостной ток линии, легко определить емкостную или *зарядную мощность* линии.

$$Q_b = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot b_0 = \sqrt{3} \cdot U \cdot \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot b_0 = U^2 \cdot b_0 , \qquad (3.9)$$

где U – рабочее линейное напряжение, кВ.

Кабельные линии электропередачи представляются такой же П-образной схемой замещения, что и воздушные линии. Погонные активные и реактивные сопротивления r_0 и x_0 определяют по справочным таблицам так же, как и для воздушных. Из выражений (3.3) и (7.7) видно, что x_0 уменьшается, b_0 растет при сближении фазных проводов. Для кабельных линий расстояние между фазами значительно меньше, чем для воздушных и

x_0 очень мало. При расчетах режимов для кабельных сетей напряжением 10 кВ и ниже можно учитывать только активное сопротивление. Емкостной ток и зарядная мощность в кабельных линиях больше, чем в воздушных. В кабельных линиях высокого напряжения учитывают $Q_в$. Активную проводимость G учитывают для кабелей 110 кВ и выше.

4 Лекция №4. Схемы замещения, параметры трансформаторов и автотрансформаторов

Содержание лекции: схемы замещения, параметры двухобмоточных, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов.

Цель лекции: определение параметров схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов.

Двухобмоточные трансформаторы обычно имеют Г-образную схему замещения (рисунок 4.1)

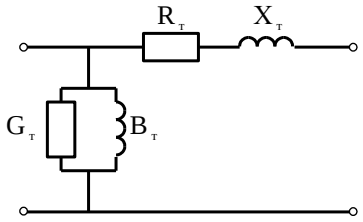


Рисунок 4.1- Схема замещения двухобмоточного трансформатора

К числу основных параметров трансформаторов относятся: потери короткого замыкания $\Delta P_к$, потери холостого хода $\Delta P_{хх}$, напряжение короткого замыкания $U_{к\%}$ и ток холостого хода $i_{хх\%}$. Эти данные позволяют определить все сопротивления и проводимости схемы замещения трансформатора.

Активная мощность, потребляемая трансформатором в опыте короткого замыкания, практически целиком расходуется на нагрев его обмоток.

$$\Delta P_{к.з} = 3 \cdot I_н^2 \cdot R_т = \frac{S_н^2}{U_н^2} \cdot R_т,$$

откуда

$$R_т = \frac{\Delta P_{к.з} \cdot U_н^2}{S_н^2}. \qquad (4.1)$$

Напряжение короткого замыкания $U_к$ складывается из двух составляющих: падения напряжения в активном и индуктивном сопротивлениях от тока, протекающего в режиме короткого замыкания.

Причем в современных крупных трансформаторах первая составляющая намного меньше, чем вторая, так как $R_т << X_т$. Пренебрегая падением напряжения в активном сопротивлении трансформатора, можно считать

$$U_{к\%} \approx U_{г\%} = \frac{I_н \cdot X_т}{U_н} \cdot 100, \qquad (4.2)$$

откуда

$$X_т = \frac{U_{к\%} \cdot U_н}{I_н \cdot 100} = \frac{U_{к\%} \cdot U_н^2}{100 \cdot S_н}. \qquad (4.3)$$

Проводимости $G_т$ и $B_т$ схемы замещения трансформатора определяются по результатам опыта холостого хода, в котором при разомкнутой вторичной обмотке к первичной обмотке подводится номинальное напряжение.

$$\Delta P_{хх} \approx U_н^2 \cdot G_т, \qquad \Delta Q_{хх} \approx U_н^2 \cdot B_т,$$

откуда

$$G_т = \frac{\Delta P_{хх}}{U_н^2}, \qquad (4.4)$$

$$B_т = \frac{\Delta Q_{хх}}{U_н^2}. \qquad (4.5)$$

Мощность $S_{хх}$ в относительных единицах равна току холостого хода в процентах, который указывается в паспортных данных трансформаторов

$$I_{хх\%} = \frac{I_{хх}}{I_н} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{хх} \cdot U_н}{\sqrt{3} \cdot I_н \cdot U_н} \cdot 100 = S_{хх\%}.$$

Трехобмоточные трансформаторы представляются схемой замещения в виде трехлучевой звезды (рисунок 4.2)

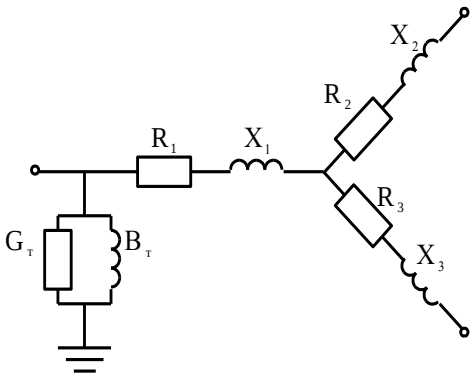


Рисунок 4.2 – Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Современные трехобмоточные трансформаторы выполняются с соотношением мощностей обмоток 100/100/100%, т.е. каждая из обмоток расчитана на передачу всей мощности.

Активные сопротивления лучей звезды в схеме замещения трехобмоточного трансформатора определяют по общему сопротивлению трансформатора.

При равенстве мощностей обмоток

$$R_1 = R_2 = R_3 = 0{,}4R_{общ}.$$

Общее сопротивление трансформатора $R_{общ}$ определяют по формуле (4.1), в которую подставляют $\Delta P_к$ максимальные потери мощности короткого замыкания при номинальной нагрузке обмотки НН, обозначенные в паспортных данных трансформатора.

Для трехобмоточных трансформаторов напряжения короткого замыкания даются заводами для каждой пары обмоток в процентах от номинального $U_{к1\text{-}2\%}$, $U_{к1\text{-}3\%}$, $U_{к2\text{-}3\%}$.

Согласно эквивалентной схеме замещения лучей трансформатора при одной из обмоток, остающейся разомкнутой, можно записать

$$\left.\begin{aligned} U_{к1\text{-}2} &= U_{к1} + U_{к2} \\ U_{к1\text{-}3} &= U_{к1} + U_{к3} \\ U_{к2\text{-}3} &= U_{к2} + U_{к3} \end{aligned}\right\}. \qquad (4.6)$$

Решив совместно эти уравнения относительно $U_{к1}$, $U_{к2}$, $U_{к3}$, найдем

$$\left.\begin{aligned} U_{к1} &= 0{,}5(U_{к1\text{-}2} + U_{к1\text{-}3} - U_{к2\text{-}3}) \\ U_{к2} &= 0{,}5(U_{к1\text{-}2} + U_{к2\text{-}3} - U_{к1\text{-}3}) \\ U_{к3} &= 0{,}5(U_{к1\text{-}3} + U_{к2\text{-}3} - U_{к1\text{-}2}) \end{aligned}\right\}. \qquad (4.7)$$

Подставив эти значения в выражение (4.3), получим индуктивное сопротивление каждой обмотки трансформатора.

Проводимости не зависят от числа обмоток в трансформаторе и определяются так же, как и для двухобмоточного.

Автотрансформаторы так же, как и трансформаторы, характеризуются номинальными напряжениями и номинальной мощностью. Под номинальной мощностью автотрансформатора понимается предельная мощность, которая может быть передана через автотрансформатор на стороне высшего напряжения

$$S_{ном} = \sqrt{3} \cdot I_1 \cdot U_1 .$$

На рисунке 4.3 приведена схема соединения обмоток одной фазы автотрансформатора.

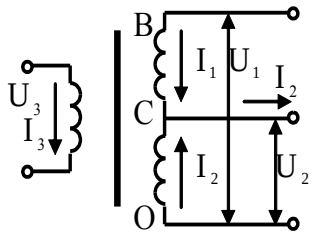


Рисунок 4.3 – Схема соединения обмоток одной фазы автотрансформатора

Из схемы видно, что часть обмотки высшего напряжения ВСО, заключенная между точками С и О, является обмоткой среднего напряжения U_2 и называется общей обмоткой, а другая ее часть ВС – последовательной обмоткой. Таким образом, у автотрансформаторов обмотка среднего напряжения является частью обмотки высшего напряжения, т.е. эти обмотки связаны между собой электрически, а обмотка низшего напряжения U_3 имеет магнитную связь с ними.

Для характеристики автотрансформаторов введено понятие типовой мощности, на которую рассчитывается последовательная обмотка.

$$S_т = \sqrt{3} \cdot I_1 (U_1 - U_2) . \qquad (4.8)$$

Умножим и разделим это выражение на U_1, получим

$$S_т = \sqrt{3} \cdot I_1 \cdot U_1 (1 - \frac{U_2}{U_1}) = S_{ном} \cdot \alpha , \qquad (4.9)$$

где $\alpha = 1 - \frac{U_2}{U_1}$ - коэффициент выгодности автотрансформатора.

В понижающем автотрансформаторе ток в общей обмотке равен разности токов обмоток высшего и среднего напряжений, т.е.

$$I_0 = I_2 - I_1 .$$

Поэтому эта обмотка рассчитывается на ток, меньший номинального тока автотрансформатора, протекающего на высшей обмотке. Расчетная мощность этой обмотки меньше номинальной мощности автотрансформатора

и равна его типовой мощности. Обмотка низшего напряжения рассчитывается также на передачу типовой мощности.

Схема замещения автотрансформатора так же, как и у трехобмоточного, в виде трехлучевой звезды. При соотношении мощностей обмоток автотрансформатора 100/100/40% активные сопротивления лучей определяются

$$R_1 = R_2, \qquad R_3 = 3R_1 = 3R_2.$$

Индуктивные сопротивления определяются так же, как и для трехобмоточных трансформаторов.

5 Лекция №5. Расчеты режимов разомкнутых электрических сетей. Расчет сети по данным конца. Расчет сети по данным начала

Содержание лекции: расчет линии с нагрузкой на конце по потере напряжения.

Цель лекции: знакомство с расчетом простейшей разомкнутой сети.

Рассмотрим простейшую линию трехфазного тока с симметричной нагрузкой на конце (рисунок 5.1).

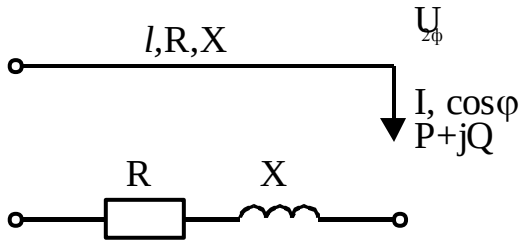


Рисунок 5.1

Нагрузка задана либо током I и cosφ при фазном напряжении $U_{2ф}$ на конце линии, либо мощностью S = P + jQ.

Расчет проводится с помощью векторной диаграммы токов и напряжений для одной фазы линии, что допускается, так как нагрузка во всех фазах симметрична.

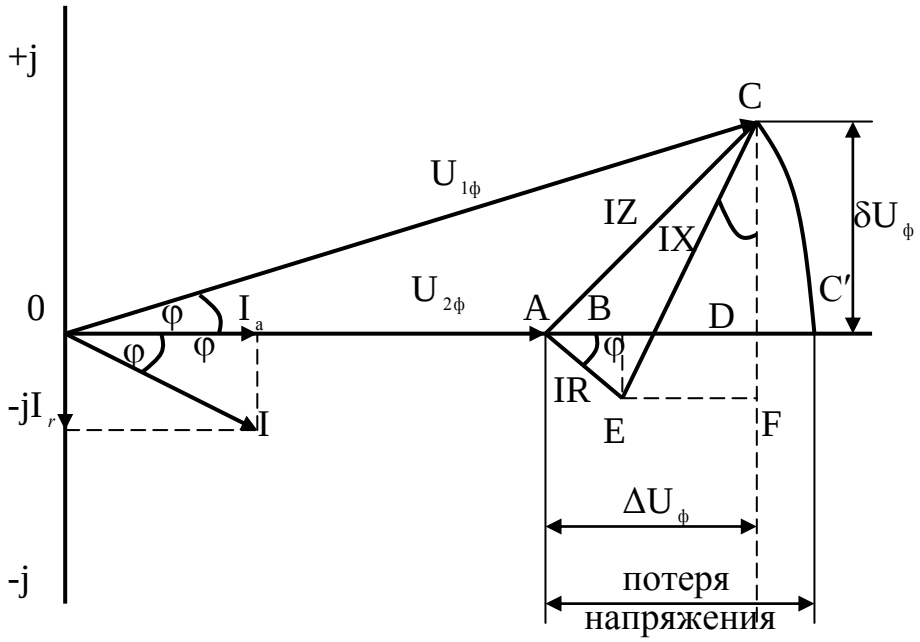


Рисунок 5.2 - Векторная диаграмма линии с нагрузкой на конце

Известны ток нагрузки I, cosφ и напряжение $U_{2ф}$. Необходимо определить $U_{1ф}$. По действительной оси откладываем вектор заданного напряжения в конце линии $U_{2ф}$ (OA). Из начала координат откладываем вектор тока I под углом φ. Его активная составляющая направлена по действительной оси I_a, а реактивная составляющая $-jI_r$ - по мнимой оси в отрицательном направлении. Таким образом, при принятом расположении вектора напряжения и тока на векторной диаграмме знак минус у мнимой части комплекса тока характеризует индуктивный (отстающий) ток нагрузки потребителя.

Далее из точки A откладываем параллельно вектору тока I вектор падения напряжения в активном сопротивлении линии IR (AB) и под углом 90^0 к нему в сторону опережения – вектор падения напряжения в реактивном сопротивлении IX (BC). Соединив точку A с точкой C, получим вектор полного падения напряжения в рассматриваемой линии IZ (AC). Чтобы найти напряжение $U_{1ф}$, соединим точку C с началом координат, получаем вектор фазного напряжения в начале линии $U_{1ф}$ (OC).

Падение напряжения в линии

$$IZ = \sqrt{(\mathrm{IR})^2 + (\mathrm{IX})^2},$$

может быть разложено на составляющие:

а) продольную $\Delta U_ф$ = AD;

б) поперечную $\delta U_{ф}$ = DC.

т.е. $$IZ = \Delta U_{ф} + j\delta U_{ф}.$$

Определим эти составляющие. Для этого опустим перпендикуляры из точек B и C на действительную и мнимую оси. В результате получим отрезки:

$$AE = IR\cos\varphi; \quad ED = BF = IX\sin\varphi;$$
$$CF = IX\cos\varphi; \quad BE = DF = IR\sin\varphi.$$

Отсюда продольная составляющая

$$\Delta U_{ф} = AD = AE + ED = IR\cos\varphi + IX\sin\varphi = I_a R + I_r X, \qquad (5.1)$$
$$\delta U_{ф} = DC = CF - DF = IX\cos\varphi - IR\sin\varphi = I_a X + I_r R. \qquad (5.2)$$

Напряжение в начале линии

$$\dot{U}_{1ф} = U_{2ф} + \Delta U_{ф} + j\delta U_{ф},$$

а модуль напряжения

$$U_{1ф} = \sqrt{(U_{ф2} + \Delta U_{ф})^2 + \delta U_{ф}^2}.$$

В результате построения диаграммы выше был получен вектор полного падения напряжения в линии. Следует отметить, что под падением напряжения понимают геометрическую разность потенциалов между началом и концом линии.

При расчете сетей 35 кВ и ниже обычно вводятся упрощения, заключающиеся в том, что напряжение в начале линии определяют не по падению напряжения, а по *потере напряжения*. Под потерей напряжения понимают алгебраическую разность абсолютных значений напряжений в начале и в конце линии.

Для определения потери напряжения на диаграмме совместим отрезок OC с осью действительных величин (отрезок OC').

Отрезок $AC' = OC' - OA = U_{1ф} - U_{2ф}$ представляет собой потерю напряжения.

Так как для сетей 35 кВ и ниже углы между $U_{1ф}$ и $U_{2ф}$ очень малы, а значит мал и отрезок DC', то можно считать, что потеря напряжения приблизительно равна продольной составляющей падения напряжения

$$AD \approx AC' \approx \Delta U_{ф} \approx IR\cos\varphi + IX\sin\varphi \qquad (5.4)$$

Потеря линейного напряжения

$$\Delta U = \sqrt{3}\,\Delta U_{ф} = \sqrt{3}\,I(R\cos\varphi + X\sin\varphi). \qquad (5.5)$$

Векторная диаграмма линейных напряжений будет выглядеть аналогично диаграмме фазных напряжений.

При задании нагрузки активной и реактивной мощностью P+jQ величина потери напряжения определяется следующим образом:
так как

$$I_{а} = I\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{3}U}$$

и

$$I_{г} = I\sin\varphi = \frac{Q}{\sqrt{3}U'},$$

то, подставив эти значения в (5.4), получим

$$\Delta U = \sqrt{3}\,(IR\cos\varphi + IX\sin\varphi) = \sqrt{3}\left(\frac{PR}{\sqrt{3}U} + \frac{QX}{\sqrt{3}U}\right),$$

или

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}. \qquad (5.6)$$

Часто при расчетах напряжение у потребителей бывает неизвестно, то вместо действительного в конце линии можно принимать номинальное напряжение

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{н}}. \qquad (5.7)$$

При расчетах сети с несколькими нагрузками величина потери напряжения определяется как сумма потерь напряжений на всех участках сети

$$\Delta U = \sum_{i}^{n} \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U}. \qquad (5.8)$$

Исходными данными для расчета режима простой разомкнутой сети служат: расчетные мощности нагрузок, заданные величины напряжения в

отдельных точках, схема электрических соединений сети, характеризующая взаимную связь ее элементов и другие величины.

Основным методом для электрического расчета сети является метод последовательных приближений (итераций), который предусматривает постепенный переход от более грубых ответов на поставленную задачу к более точным решениям. Первое приближение (нулевая итерация) при этом может быть получено на основании тех или иных представлений о возможных значениях искомых величин. Применительно к электрическим сетям в качестве первого приближения принимают равенство напряжений во всех точках сети номинальному напряжению. Это позволяет определить токи нагрузок и остальные параметры режима сети, в том числе и напряжения на зажимах нагрузки. Найденные напряжения являются уже вторым приближением к истинному решению. На основании этого можно снова найти токи и продолжать выполнять расчеты до тех пор, пока результаты последующих приближений не будут с заданной точностью отличаться от результатов предыдущих.

Практически при проведении расчетов электрических сетей можно ограничится второй и первой итерациями. К числу таких расчетов относятся расчеты сетей 35 кВ и ниже, а в ряде случаев – проектные расчеты сетей напряжением 110 и 330 кВ. При анализе режимов сетей 35 кВ и ниже ограничиваются первым приближением. Связано это с тем, что требования потребителей к качеству напряжения определяет необходимость обеспечивать для всех точек таких сетей напряжения, мало отличающихся от номинальных, которые принимаются при расчетах первого приближения. Получаемая при этом ошибка лежит в пределах точности расчета. Ошибка, получаемая при ограничении расчетов сетей 110 и 330 кВ вторым приближением, также оказывается в пределах точности расчета.

При расчете режима сетей 110 – 330 кВ можно выделить два характерных расчетных случая: расчет сети по заданному напряжению в конце линии (или расчет по данным конца) и расчет, в котором заданным является напряжение в начале линии (расчет по данным начала).

На рисунке 5.3 представлена расчетная схема разомкнутой сети с n нагрузками (а) и ее схема замещения (б).

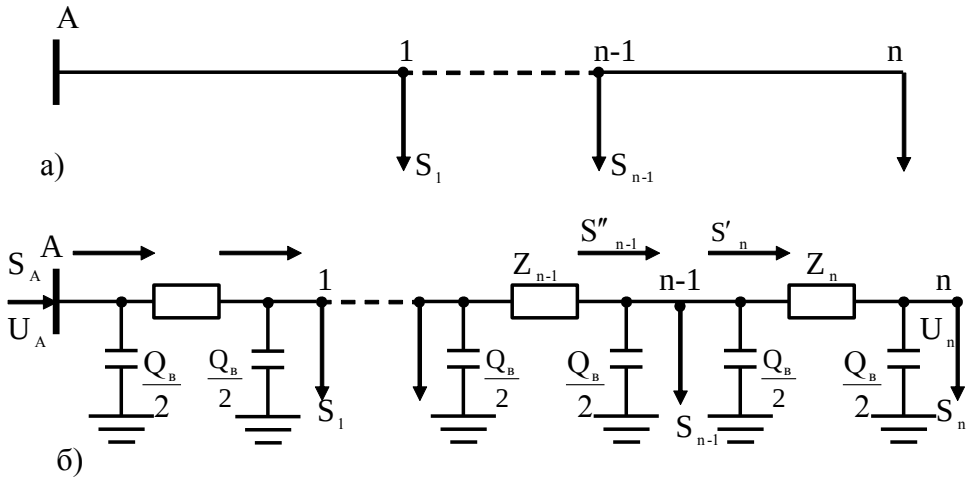


Рисунок 5.3- Расчетная схема и схема замещения сети

Рассмотрим случай расчета по данным конца. Исходными данными являются: напряжение в конце линии U_n, расчетные мощности нагрузок, а также параметры сети. Расчет ведется от конца линии. По известному напряжению U_n определяются потери мощности на последнем участке линии n

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_n &= \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2} R_n, \\ \Delta Q_n &= \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2} X_n,\end{aligned}\right\}. \qquad (5.9)$$

Находим мощность в начале участка n

$$S_n^{`} = P_n^{`} + jQ_n^{`} = P_n + \Delta P_n + j(Q_n + \Delta Q_n - Q_{вп}), \qquad (5.10)$$

где $Q_{вп}$ - зарядная мощность на участке n.

Мощность в конце участка (n-1) по балансу мощности в узле (n-1) определяется

$$S_{n-1}^{``} = P_{n-1}^{``} + jQ_{n-1}^{``} = P_n^{`} + P_{n-1} + j(Q_n^{`} + Q_{n-1}). \qquad (5.11)$$

Падение напряжения на концевом участке n определяется

$$\Delta \dot{U}_n = \Delta U_n + j\delta U_n = \frac{P_n R_n + Q_n X_n}{U_n} + j\frac{P_n X_n - Q_n R_n}{U_n}. \qquad (5.12)$$

По известному напряжению U_n и падению напряжения на участке n определяется напряжение в узле n-1 U_{n-1}

$$\dot{U}_{n-1} = \dot{U}_n + \Delta\dot{U}_n = U_n + \Delta U_n + j\delta U_n \qquad (5.13)$$

или модуль напряжения

$$U_{n-1} = \sqrt{(U_n + \Delta U_n)^2 + \delta U_n^2}\,. \qquad (5.14)$$

Определением напряжения $\dot{U}_{n-1}$ закачивается расчет режима концевого участка сети. При этом оказываются известными все необходимые данные для расчета следующего участка. Расчет участка n-1 выполняется по тем же формулам, что и для участка n. Аналогично ведутся расчеты для всех остальных участков. Окончанием расчета является определение мощности $\dot{S}_A$ и напряжения $\dot{U}_A$.

В расчетах сети по данным начала, в которых известной величиной является напряжение в точке питания $\dot{U}_A$, используется метод последовательных приближений, причем расчеты выполняются в два этапа.

В качестве первого приближения (на первом этапе расчета) принимается, что напряжения во всех узлах равны номинальному напряжению сети. При этом условии находится распределение мощностей в сети.

В соответствии с обозначениями на рисунке 5.3 расчет ведется в следующей последовательности. Определяются потери мощности на концевом участке сети

$$\Delta P_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} R_n,$$

$$\Delta Q_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} X_n\,. \qquad (5.15)$$

Далее определяется мощность $\dot{S}_n^{`}$ в начале этого участка в соответствии с (5.10). По балансу мощности в узле (n-1) определяется мощность в конце участка n-1 по (5.11). Аналогично ведется расчет и для всех остальных участков сети. Расчет продолжается до тех пор, пока не определится $\dot{S}_A$.

На следующем этапе расчета определяются напряжения в узлах нагрузки во втором приближении. Исходными данными для расчета являются: напряжение $\dot{U}_A$ и найденные в предыдущем этапе расчета мощности в конце каждого из участков. Для головного участка сети

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_A - \Delta\dot{U}_1 \qquad (5.16)$$

где $\Delta\dot{U}_1$ - падение напряжения на головном участке сети.

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_A - \Delta U_1 - j\delta U_1 \qquad (5.17)$$

или в раскрытой форме

$$\dot{U}_1 = U_A - \frac{P_1' R_1 + Q_1' X_1}{U_A} - \frac{P_1' X_1 - Q_1' R_1}{U_A}. \qquad (5.18)$$

Модуль напряжения в точке 1

$$U_1 = \sqrt{(U_A - \Delta U_1)^2 + \delta U_1^2}. \qquad (5.19)$$

Аналогично определяются напряжения в других узловых точках сети.

6 Лекция №6. Расчеты режимов кольцевых электрических сетей. Расчет сложно-замкнутых сетей методом преобразования

Содержание лекции: расчеты рабочих режимов кольцевых электрических сетей.

Цель лекции: знакомство с методами расчетов простых и сложно-замкнутых сетей.

Наиболее простой замкнутой сетью является кольцевая сеть. Она имеет один замкнутый контур (рисунок 6.1,а). В качестве питательного пункта может быть либо электростанция, либо шины подстанции системы. Если такую сеть разрезать по источнику питания и развернуть, то она будет иметь вид как линии с двусторонним питанием, у которой напряжения по концам равны по величине и по фазе (рисунок 6.1,б).

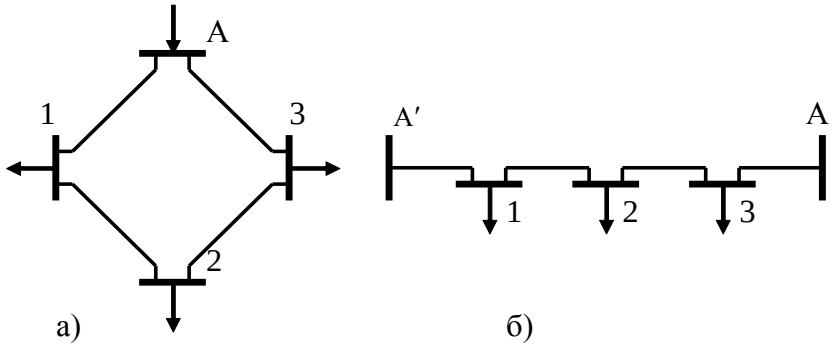


Рисунок 6.1- Схемы простых замкнутых сетей

Для расчета сети возьмем схему, приведенную на рисунке 6.2. Здесь мощности $\dot{S}_1, \dot{S}_2, \dot{S}_3$ - расчетные нагрузки подстанций. Направление потоков мощности на участках сети принято условно. Действительное направление определяется в результате расчета.

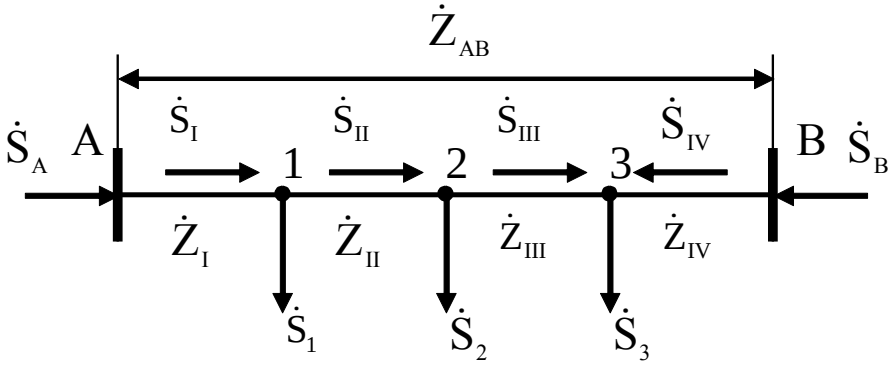


Рисунок 6.2 – Схема линии с двусторонним питанием

Исходными данными для расчета сети являются напряжение в центре питания, мощности нагрузок, параметры сети.

Так как напряжения в узлах нагрузки неизвестны, то расчет должен выполняться с помощью метода последовательных приближений.

Так же как и при расчете разомкнутых сетей принимают условие равенства напряжений вдоль линии. Это напряжение принимают равным номинальному. При этих допущениях ток на участках сети определяется

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

Условие равенства напряжений по концам линии означает равенство нулю падения напряжения в схеме (рисунок 6.2).

На основании второго закона Кирхгофа запишем

$$\frac{\dot{S}_I}{\sqrt{3}U_{ном}}\dot{Z}_I + \frac{\dot{S}_{II}}{\sqrt{3}U_{ном}}\dot{Z}_{II} + \frac{\dot{S}_{III}}{\sqrt{3}U_{ном}}\dot{Z}_{III} - \frac{\dot{S}_{IV}}{\sqrt{3}U_{ном}}\dot{Z}_{IV} = 0,$$

или

$$\dot{S}_I\dot{Z}_I + \dot{S}_{II}\dot{Z}_{II} + \dot{S}_{III}\dot{Z}_{III} - \dot{S}_{IV}\dot{Z}_{IV} = 0 \quad . \qquad (6.1)$$

Выразим входящие в это уравнение мощности 3,3 и $4^{го}$ участков линии через мощность $\dot{S}_I$ и известные мощности нагрузок $\dot{S}_1$, $\dot{S}_2, \dot{S}_3$.

При не учёте потерь мощности можно записать

$$\dot{S}_{I} + \dot{S}_{IV} = \dot{S}_{1} + \dot{S}_{2} + \dot{S}_{3},$$

откуда

$$\dot{S}_{I} = \dot{S}_{1} + \dot{S}_{2} + \dot{S}_{3} - \dot{S}_{IV}. \qquad (6.2)$$

На основании первого закона Кирхгофа

$$\dot{S}_{II} = \dot{S}_{I} - \dot{S}_{1} \quad , \qquad (6.3)$$

$$\dot{S}_{III} = \dot{S}_{I} - \dot{S}_{1} - \dot{S}_{2}. \qquad (6.4)$$

Подставим (6.3 – 6.4) в исходное уравнение (6.1) и после преобразований получим

$$\dot{S}_{I}(\dot{Z}_{I} + \dot{Z}_{II} + \dot{Z}_{III} + \dot{Z}_{IV}) - \dot{S}_{1}(\dot{Z}_{II} + \dot{Z}_{III} + \dot{Z}_{IV}) - \dot{S}_{2}(\dot{Z}_{III} + \dot{Z}_{IV}) - \dot{S}_{3}\,\dot{Z}_{IV} = 0,$$

откуда с учетом обозначений на схеме

$$\dot{S}_{1} = \dot{S}_{A} = \frac{\dot{S}_{1}\dot{Z}_{1\text{-}B} + \dot{S}_{2}\dot{Z}_{2\text{-}B} + \dot{S}_{3}\dot{Z}_{3\text{-}B}}{\dot{Z}_{AB}}. \qquad (6.5)$$

Аналогично можно получить

$$\dot{S}_{1V'} = \dot{S}_{B} = \frac{\dot{S}_{1}\dot{Z}_{1\text{-}A} + \dot{S}_{2}\dot{Z}_{2\text{-}A} + \dot{S}_{3}\dot{Z}_{3\text{-}A}}{\dot{Z}_{AB}}. \qquad (6.6)$$

В общем случае при n нагрузках на кольцевой сети

$$\left.\begin{aligned} \dot{S}_{A} &= \frac{\sum_{m=1}^{n} \dot{S}_{m}\dot{Z}_{mB}}{\dot{Z}_{AB}}; \\ \dot{S}_{B} &= \frac{\sum_{m=1}^{n} \dot{S}_{m}\dot{Z}_{mA}}{\dot{Z}_{AB}}. \end{aligned}\right\}, \qquad (6.7)$$

где $\dot{Z}_{mA}$ и $\dot{Z}_{mB}$ - сопротивления от точки m, в которой включена некоторая промежуточная нагрузка $\dot{S}_{m}$, до точек питания A и B соответственно.

После определения мощностей, протекающих по головным участкам сети, определяются мощности на остальных участках с помощью закона

Кирхгофа. На этом заканчивается первый этап расчета режима этой линии. На втором этапе определяются потери мощности и напряжения в узловых точках сети. Допустим, что в результате первого этапа расчета найдено распределение мощностей, как показано на рисунке 6.3, а.

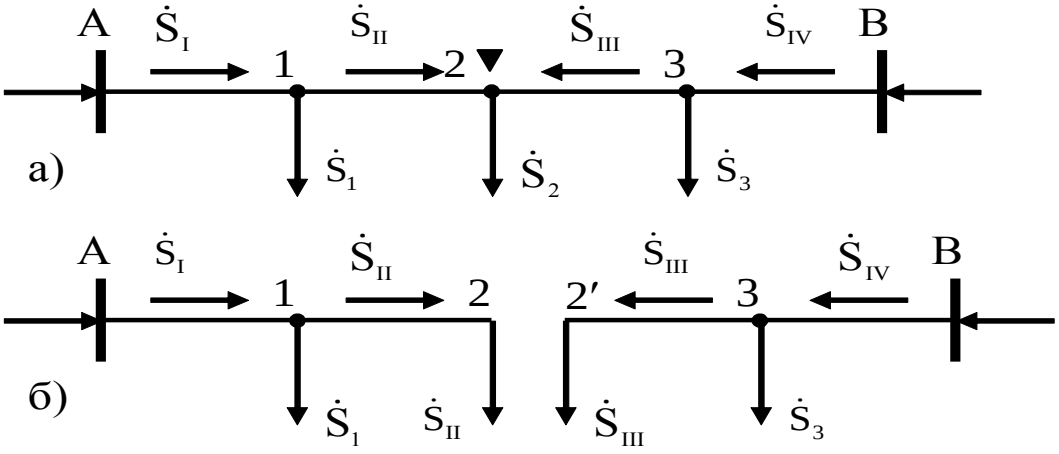


Рисунок 6.3- Результаты расчета первого этапа и схема расчета второго этапа

К точке 3 мощность поступает с двух сторон. Эта точка называется точкой *потокораздела* и на рисунке отличается зачерненным треугольником.

Для расчета напряжений в узловых точках условно разрежем схему (рисунок 6.3, а) по точке потокораздела (рисунок 6.3, б).

Получим схему, состоящую из двух независимых частей, каждая из которых характеризует разомкнутую сеть с заданными нагрузками и напряжениями $U_A = U_B$ на шинах общего источника питания. Следовательно, дальнейший расчет кольцевой сети должен проводиться так же, как для разомкнутых сетей по данным начала. Для сетей 110-330 кВ учитываются потери мощности и определяются напряжения в узловых точках. Для сетей 35 кВ и ниже напряжения рассчитываются без учета потерь мощности.

В ряде случаев оказывается, что после первого этапа расчета могут быть две точки потокораздела: одна по активной, другая по реактивной мощности (рисунок 6.4, а).

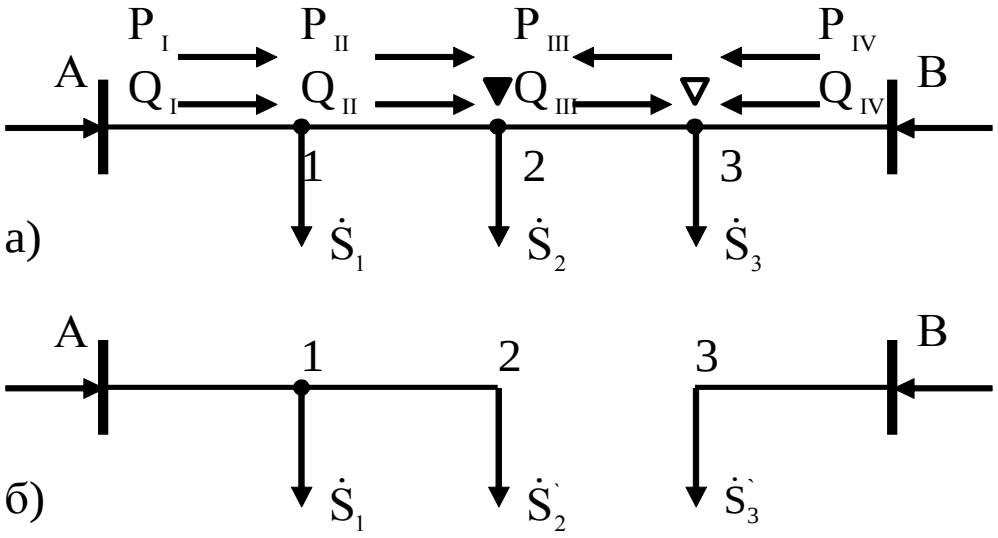


Рисунок 6.4

Точка 3 – точка потокораздела для активной мощности, а точка 3 – для реактивной мощности. В этом случае кольцевая сеть также условно разрезается по точкам потокораздела и представляется двумя разомкнутыми линиями (рисунок 6.4, б).

В этом случае определяются потери мощности на участке между точками потокораздела

$$\Delta P_{III} = \frac{P_{III}^2 + Q_{III}^2}{U_{ном}^2} R_{III},$$

$$\Delta Q_{III} = \frac{P_{III}^2 + Q_{III}^2}{U_{ном}^2} X_{III}.$$

Нагрузку в точке 3 принимаем равной

$$\dot{S}_2^{`} = P_2^{`} + jQ_2^{`} = P_{II} + j(Q_{II} + \Delta Q_{III}),$$

в точке 3

$$\dot{S}_3^{`} = P_3^{`} + jQ_3^{`} = P_{II} + \Delta P_{III} + jQ_{IV}.$$

Далее расчет ведем как для двух разомкнутых линий.

В ряде случаев при проектировании, а также при эксплуатации сетей небольшой сложности возникает необходимость проведения одноразовых расчетов без применения ПЭВМ, одним из распространенных способов

ручного счета – последовательное упрощение схемы сложной сети по методу преобразования сети.

Сущность метода преобразования заключается в том, что заданную сложную сеть путем постепенных преобразований приводят к линии с двусторонним питанием, в которой распределение мощностей находят уже известным методом. Затем, после определения линейных мощностей на каждом участке преобразованной схемы, с помощью последовательных обратных преобразований находят действительное распределение мощностей в исходной схеме сети.

Эквивалентирование параллельных линии на любых участках замкнутой сети возможно только в том случае, если на этих линиях нет присоединенных нагрузок. Для участка замкнутой сети с двумя параллельными линиями (рисунок 6.5)

$$\dot{S}_э = \dot{S}_1 + \dot{S}_2; \quad \dot{Z}_э = \frac{\dot{Z}_1 \cdot \dot{Z}_2}{\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2}.$$

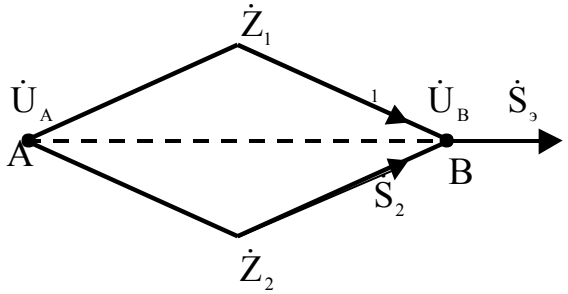


Рисунок 6.5 – Участок сети с двумя параллельными линиями

Если в схеме существуют промежуточные нагрузки, то эквивалентирование осуществить нельзя. Для этого делают так называемый перенос нагрузок в другие точки сети. При этом режим сети до переноса и после должен оставаться неизменным.

Вывод зависимостей, определяющих величины переменных нагрузок, можно сделать для общего случая, когда между точками сети, в которые требуется перенести нагрузку, имеется несколько потребителей энергии (рисунок 6.6).

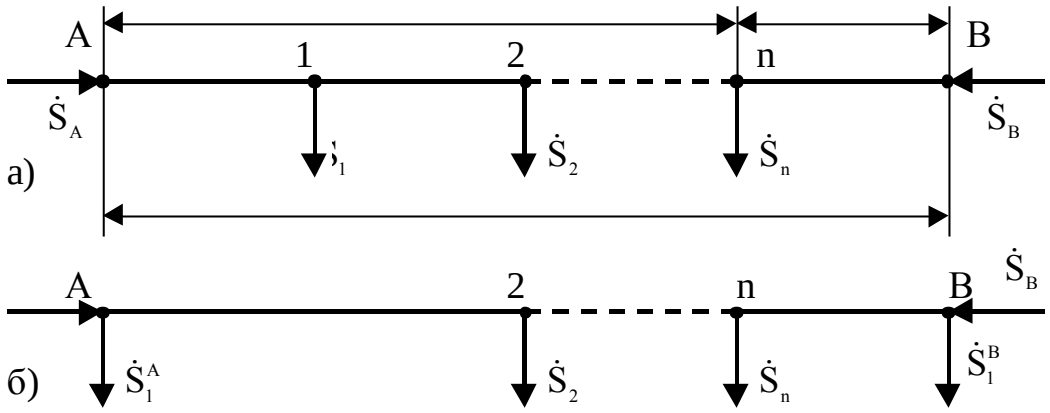


Рисунок 6.6- Расчетная схема сети

Рассматривая сеть как линию с двусторонним питанием и принимая напряжения во всех узлах одинаковыми по величине и фазе определим мощности, вытекающие из точек А и В

$$\dot{S}_A = \frac{\dot{S}_1\dot{Z}_{1B} + \dot{S}_2\dot{Z}_{2B} + ... + \dot{S}_n\dot{Z}_{nB}}{\dot{Z}_{AB}}, \qquad (6.8)$$

$$\dot{S}_B = \frac{\dot{S}_1\dot{Z}_{1A} + \dot{S}_2\dot{Z}_{2A} + ... + \dot{S}_n\dot{Z}_{nA}}{\dot{Z}_{AB}}. \qquad (6.9)$$

Если перенести нагрузку $\dot{S}_1$ в точки А и В, то схема участка сети примет вид (рисунок 6.6, б), а мощности $\dot{S}_A$ и $\dot{S}_B$ определяются

$$\dot{S}_A^{`} = \frac{\dot{S}_1^A\dot{Z}_{AB} + \dot{S}_2\dot{Z}_{2B} + ... + \dot{S}_n\dot{Z}_{nB} + \dot{S}_1^B\dot{Z}_{BB}}{\dot{Z}_{AB}}, \qquad (6.10)$$

$$\dot{S}_B^{`} = \frac{\dot{S}_1^A\dot{Z}_{AA} + \dot{S}_2\dot{Z}_{2A} + ... + \dot{S}_n\dot{Z}_{nA} + \dot{S}_1^B\dot{Z}_{BA}}{\dot{Z}_{AB}}, \qquad (6.11)$$

где $\dot{Z}_{AA} = \dot{Z}_{BB} = 0$.

Так как применение нагрузок не должно менять режима сети, находящейся за границами рассматриваемого участка, то $\dot{S}_A = \dot{S}_A^{`}$ и $\dot{S}_B = \dot{S}_B^{`}$. Приравнивая уравнения (6.8) и (6.10), а также (6.9) и (6.11), получим

$$\dot{S}_1^A = \dot{S}_1\frac{\dot{Z}_{1B}}{\dot{Z}_{AB}} \text{ и } \dot{S}_1^B = \dot{S}_1\frac{\dot{Z}_{1A}}{\dot{Z}_{AB}}.$$

Аналогично в общем случае для любой промежуточной нагрузки можно найти

$$\left.\begin{aligned}\dot{S}_n^A &= \dot{S}_n \frac{\dot{Z}_{nB}}{\dot{Z}_{AB}} \\ \dot{S}_n^B &= \dot{S}_n \frac{\dot{Z}_{nA}}{Z_{AB}}\end{aligned}\right\} \qquad (6.12)$$

Иногда при расчете сети требуется произвести преобразования треугольника в эквивалентную звезду и обратно (рисунок 6.7).

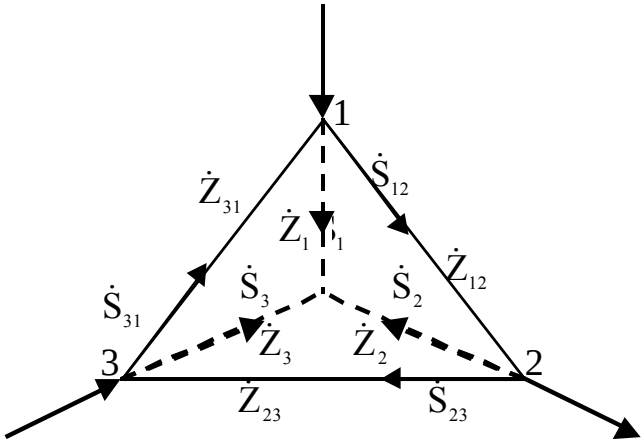


Рисунок 6.7 - Преобразования треугольника в эквивалентную звезду и обратно

Сопротивления лучей эквивалентной звезды определяются

$$\dot{Z}_1 = \frac{\dot{Z}_{12}\cdot\dot{Z}_{13}}{\dot{Z}_{12}+\dot{Z}_{13}+\dot{Z}_{23}};\quad \dot{Z}_2 = \frac{\dot{Z}_{12}\cdot\dot{Z}_{23}}{\dot{Z}_{12}+\dot{Z}_{13}+\dot{Z}_{23}};\quad \dot{Z}_3 = \frac{\dot{Z}_{13}\cdot\dot{Z}_{23}}{\dot{Z}_{12}+\dot{Z}_{13}+\dot{Z}_{23}}. \qquad (6.13)$$

Обратные преобразования

$$\left.\begin{aligned}\dot{Z}_{12} &= \dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \frac{\dot{Z}_1\cdot\dot{Z}_2}{\dot{Z}_3}, \\ \dot{Z}_{13} &= \dot{Z}_1 + \dot{Z}_3 + \frac{\dot{Z}_1\cdot\dot{Z}_3}{\dot{Z}_2}, \\ \dot{Z}_{23} &= \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \frac{\dot{Z}_2\cdot\dot{Z}_3}{\dot{Z}_1}.\end{aligned}\right\}. \qquad (6.14)$$

При развертывании преобразований схемы в исходную необходимо найти распределение мощностей на сторонах треугольника по полученному распределению мощностей в лучах эквивалентной звезды.

Примем условно, что в лучах звезды получено распределение мощностей в соответствии с рисунком 6.7. Мощности на сторонах треугольника получаем, исходя из равенства векторов падений напряжения на любой стороне треугольника и смежных ей лучах звезды.

Задавшись направлениями мощностей на сторонах треугольника, и определив токи на участках по номинальному напряжению сети, получим

$$\frac{\dot{S}_{12}}{\dot{U}_{н}}\dot{Z}_{12} = \frac{\dot{S}_{1}}{\dot{U}_{н}}\dot{Z}_{1} - \frac{\dot{S}_{2}}{\dot{U}_{н}}\dot{Z}_{2},$$

откуда

$$\left.\begin{aligned} \dot{S}_{12} &= \frac{\dot{S}_1\dot{Z}_1 - \dot{S}_2\dot{Z}_2}{\dot{Z}_{12}}; \\ \dot{S}_{23} &= \frac{\dot{S}_2\dot{Z}_2 - \dot{S}_3\dot{Z}_3}{\dot{Z}_{23}}; \\ \dot{S}_{31} &= \frac{\dot{S}_3\dot{Z}_3 - \dot{S}_1\dot{Z}_1}{\dot{Z}_{31}} \end{aligned}\right\}. \qquad (6.15)$$

Если результат получится с отрицательным знаком, то условно принятое направление мощности на этой стороне треугольника следует изменить на обратное.

7 Лекция №7. Баланс активных мощностей и его связь с регулированием частоты

Содержание лекции: нарушение баланса активных мощностей при изменении частоты в энергосистеме.

Цель лекции: изучение причин нарушения баланса активных мощностей и его последствий.

В энергосистеме в любой момент времени соблюдается баланс активных мощностей

$$\sum P_{г} = \sum P_{н} + \sum \Delta P_{с},$$

где $\sum P_г$ – суммарная мощность генераторов электрических станций;
$\sum P_н$ - мощность потребителей энергосистемы;
$\sum P_н$ - суммарные потери мощности в электрических сетях.

Если, например, уменьшить подачу энергоносителя (пара, воды) в турбину, то мощность $\sum P_г$ станет меньше, и при той же нагрузке потребителей $\sum P_н$ станет невозможным вращать двигатели с прежней скоростью. Они начнут тормозиться и в соответствии со статическими характеристиками нагрузки по частоте P = f (f) (рисунок 7.1) станут потреблять меньшую активную мощность. При этом наступит баланс активных мощностей при частоте f_1, которая меньше первоначальной частоты $f_н$.

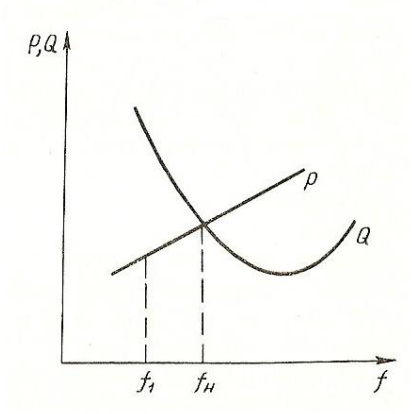


Рисунок 7.1- Статические характеристики нагрузки по частоте

Таким образом, при любой частоте мощность, генерируемая электростанциями, равна потребляемой мощности. При этом номинальная частота в энергосистеме свидетельствует о том, что генерируемая мощность достаточна для покрытия нормальной потребности электроприемников. Пониженная частота по сравнению с номинальной указывает на дефицит генерируемой мощности, а повышенная – на избыток мощности электростанций. Отсюда следует, что отклонение частоты от номинальной может произойти при:

а) изменении мощности станций без изменения включенной мощности электроприемников;

б) изменении мощности электроприемников и постоянстве генерируемой мощности;

в) одновременном несогласованном изменении нагрузки станций и потребителей.

Рассмотрим характер изменения частоты при резких нарушения баланса активных мощностей (рисунок 7.2). Резкое снижение частоты происходит при внезапном выходе из строя генерирующей мощности и отсутствии резерва либо при аварийном отключении нагруженных межсистемных линий и разделение системы на несинхронные части с дефицитом мощности.

Пусть в начальный момент времени номинальной частоте в системе $f_н$ соответствует нагрузка потребителей $P_{1н}$, равная нагрузке всех генераторов $P_{1г.}$

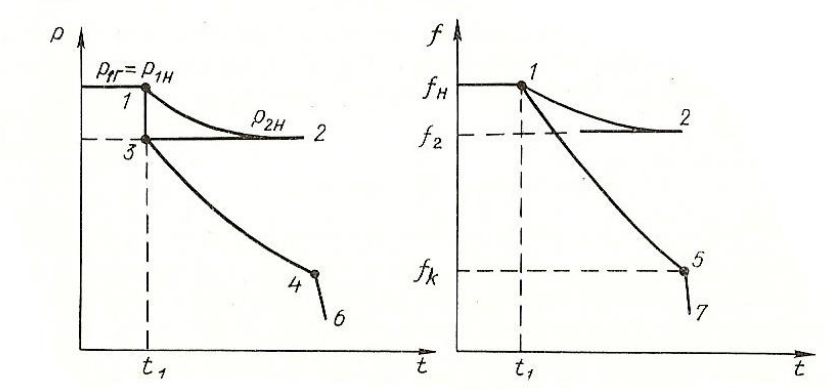


Рисунок 7.2- Изменение частоты при резких нарушениях баланса активной мощности

Предположим, что все генераторы загружены полностью и резерв активной мощности в системе отсутствует. Пусть теперь по какой-то причине в момент времени t_1 (точка 1) возник дефицит активной генерируемой мощности, равный $P_{3г} – P_{1г}$ (точка 3). Он приведет к нарушению баланса, и нагрузка потребителей по частотной статической характеристике будет стремиться восстановить его при пониженной частоте. Если бы мощность станций не зависела от частоты, то процесс пошел бы по кривой 1 – 3. Здесь плавное изменение нагрузки и потребителей объясняется инерцией системы. При достижении нагрузки потребителей $P_{3н} = P_{3г}$ восстановился бы баланс при новой пониженной частоте f_3.

Однако снижение частоты и отсутствие резерва генерирующей мощности будут приводить к уменьшению мощности всех тепловых станций по кривой 3 – 4, причем кривая 3 – 4 более крутая, чем 1 – 3, из-за большого статического напора у механизмов собственных нужд электростанций. Поэтому разность между потребляемой и генерируемой мощностями будет увеличиваться, что приведет к дальнейшему снижению частоты по кривой 1 – 4. При достижении критической частоты $f_к$ мощность тепловых станций снижается до нуля и частота резко падает (кривые 4 – 6 и 4 – 7). Возникает процесс *лавины частоты*. При этом двигатели и генераторы, оставшиеся в работе, резко затормаживаются. Двигатели начинают потреблять повышенную реактивную мощность, а генераторы не могут ее выдавать из-за снижения скорости вращения и уменьшения э.д.с. Происходит резкое понижение напряжения в сети.

8 Лекция №8. Регулирование частоты в электрических системах. Первичное регулирование частоты. Вторичное регулирование частоты

Содержание лекции: регулирование частоты в электрических системах. Первичное регулирование частоты. Вторичное регулирование частоты.

Цель лекции: изучение способов регулирования частоты в электрических системах.

В нормальном режиме энергосистемы регулированию подлежат в основном отклонения частоты, обусловленные изменением состава и мощности потребителей. Эти изменения мощности в течении суток составляют 30–40%.

Для регулирования частоты турбины электростанций снабжают регуляторами скорости. Регулировочная способность турбины определяется характеристикой скорости. На рисунке 8.1 показана статическая характеристика регулятора скорости.

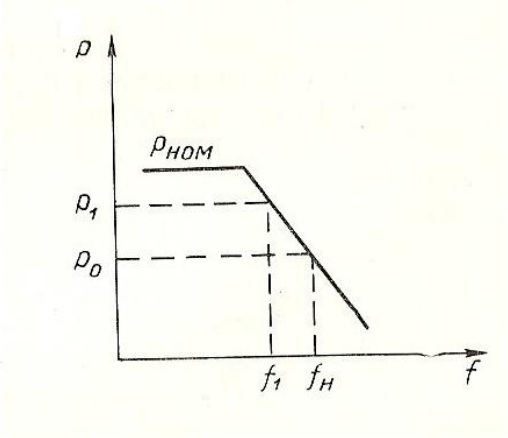


Рисунок 8.1- Статическая характеристика регулятора скорости

Принцип регулирования заключается в том, что при изменении частоты мощность турбины соответственно изменяется так, чтобы восстановить прежнюю частоту. Так, например, при снижении частоты с $f_н$ до f_1 происходит автоматический набор нагрузки с P_o до P_1. При дальнейшем снижении частоты мощность генератора будет расти до тех пор, пока не станет равной номинальной $P_{ном}$.

8.1 Первичное регулирование частоты

Рассмотрим процесс регулирования частоты, построив на одном графике характеристику регулятора скорости турбины P = f(f) и частотную статическую характеристику активной нагрузки потребителей $P_н$ = f(f) (рисунок 8.2).

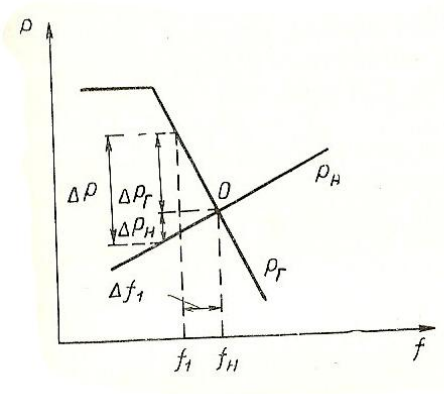


Рисунок 8.2

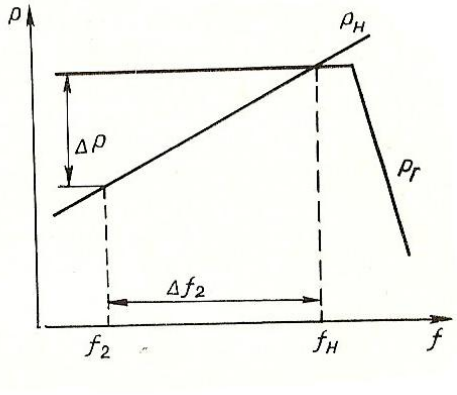


Рисунок 8.3

При номинальной частоте $f_н$ в точке (О) мощность нагрузки равна мощности генераторов: $P_н = P_г$. Пусть по какой-то причине (например, из-за уменьшения нагрузки одной из станций) частота уменьшилась на Δf_1 и стала равной f_1. Тогда по статической характеристике $P_н$ мощность нагрузки уменьшится на величину $\Delta P_н$, а мощность генераторов увеличится на $\Delta P_г$, и общий дефицит мощности составит

$$\Delta P = \Delta P_г + \Delta P_н .$$

Процесс изменения мощностей генераторов и потребителей при отклонении частоты, стремящийся сохранить прежнее значение частоты, называют *первичным регулированием*. Отсюда следует важный практический вывод: при снижении частоты о полном дефиците мощностей нельзя судить только по увеличению мощности генераторов. Следует учитывать также изменение нагрузки потребителей по статическим характеристикам.

Если в момент снижения частоты на генераторах отсутствует резерв мощности, то такое же уменьшение генерирующей мощности ΔP приведет к большему снижению частоты Δf_3 (рисунок 8.3). При полном использовании мощности станций первичное регулирование частоты происходит только за счет изменения мощности потребителей.

8.2 Вторичное регулирование частоты

При выполнении регуляторов скорости турбин со статическими характеристиками первичное регулирование частоты не обеспечивает поддержание номинальной частоты в системе. Поэтому дополнительно применяют вторичное регулирование. Оно заключается в смещении характеристик регуляторов скорости турбин параллельно самим себе. Вторичное регулирование может осуществляться вручную или автоматически.

Рассмотрим совместный процесс первичного и вторичного регулирования частоты (рисунок 8.4).

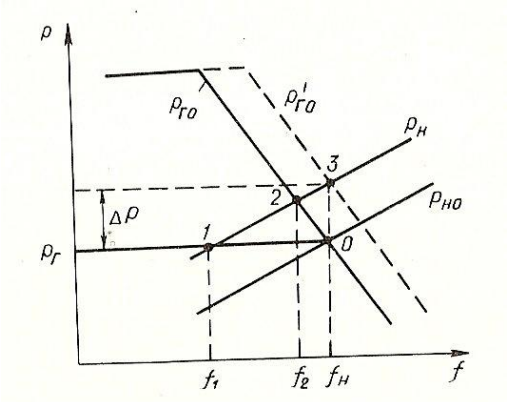


Рисунок 8.4 – Совместный процесс первичного и вторичного регулирования частоты

Известны усредненная характеристика регуляторов скорости генераторов системы $P_{го}$ и статическая характеристика нагрузки $P_{но}$. В точке О соблюдается баланс активных мощностей при частоте $f_н$. Если отсутствуют первичные регуляторы скорости, то при росте нагрузки потребителей мощность генераторов $P_г$ остается неизменной и частота снизится до f_1, а характеристика нагрузки переместится в точку 1 и займет положение $P_н$.

При включенных регуляторах скорости генераторы наберут часть нагрузки, и пересечение характеристик $P_{го}$ и $P_н$ окажется в точке 3, а частота станет f_3, причем $f_1 < f_3 < f_н$. При включении регуляторов вторичного регулирования характеристика генераторов $P_{го}$ будет смещаться до тех пор, пока частота не станет равной номинальной $f_н$ (точка 3, характеристика $P_{го}'$). В результате весь прирост нагрузки ΔР примут на себя генераторы станций.

Для выполнения вторичного регулирования частоты в системе обычно выделяют одну или несколько станций, а все остальные поддерживают постоянную нагрузку и участвуют только в процессе первичного регулирования частоты.

8.3 Регулирование частоты в послеаварийных режимах

Послеаварийный режим, связанный со значительным отклонением частоты, может создаться в основном по следующим причинам:

а) при отключении части генерирующей мощности и возникновении дефицита активной мощности во всей энергосистеме;

б) из-за аварийного отключения нагруженных межсистемных линий электропередачи или ряда системообразующих линий, когда часть системы отделяется с дефицитом генерирующей мощности;

в) при отключении части генераторов одной из систем объединения, нарушении из-за этого устойчивости оставшихся в работе генераторов и последующим отключении межсистемных или системообразующих линий.

Если отключившаяся в результате аварии мощность генераторов больше, чем был резерв на всех станциях системы, то частота не восстановится до номинальной. При значительном дефиците мощности снижение частоты будет большим, что может вызвать лавину частоты. Для ее предотвращения должны быть приняты автоматические быстродействующие меры.

Восстановление частоты осуществляется путем автоматической частотной разгрузки (АЧР), при которой отключается часть потребителей. Это преднамеренное отключение части потребителей позволяет сохранить в работе генерирующие мощности и электроснабжение большинства нагрузок.

Рассмотрим процесс изменения частоты при действии АЧР (рисунок 8.5).

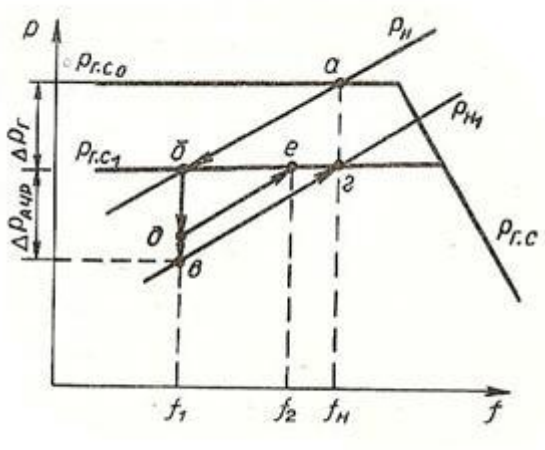


Рисунок 8.5

Здесь $P_{гс}$ – частотная характеристика генерирующей части системы, а $P_н$ - статическая характеристика нагрузки. Пусть энергосистема работала без резерва с нагрузкой $P_{гсо}$ и частота была равна номинальной - $f_н$. Этот режим характеризуется точкой «а», в которой $P_{гсо} = P_н$. Предположим, что в результате аварии отключилась генерирующая мощность $\Delta P_г$. Тогда характеристика генерирующей части системы сместится в положение $P_{гс1}$, и частота в соответствии со статической характеристикой нагрузки снизится до f_1 (точка б). Для подъема частоты до номинальной надо отключить с помощью АЧР часть нагрузки: $\Delta P_{АЧР} = \Delta P_г$ Это показано переносом статической характеристики нагрузки параллельно самой себе в положение $P_{н1}$ (точка в). При таком отключении генерируемая мощность станет больше потребляемой, и частота будет восстанавливаться по прямой «вг». В точке г установиться номинальная частота при новой генерирующей и потребляемой мощностях.

Если от АЧР отключить нагрузку меньшую, чем отключенная генерирующая мощность (точка д), то частота повысится, но до номинальной не восстановится (точка е) и станет равной f_2.

Для предотвращения лавины частоты, которая наступает при частоте около 46 гц и ниже, восстановление частоты с помощью АЧР должно производиться при снижении частоты до 48 – 48,5 Гц и ниже.

Для того чтобы при снижении частоты не было лишних отключений, всю систему АЧР разбивают на две категории (АЧР I и АЧР II), каждая из которых выполняется в виде нескольких очередей. В АЧР I очереди отличаются одна от другой только уставками по частоте. Верхнюю уставку по частоте принимают не выше 48,5 Гц, а нижнюю – не ниже 46,5 Гц. Интервал между соседними очередями принимают около 0,1 Гц. Единая уставка по времени выполняется минимальной (0,1 – 0,15 сек). В АЧР II очереди отличаются только уставками по времени. Начальная уставка выбирается в пределах 5 –10 сек, а конечная – 60 – 70 сек. Интервал между соседними очередями принимается равным около 3 сек. Единая уставка по частоте для АЧР II должна быть равна верхней уставке АЧР I или несколько больше.

При снижении частоты происходит отключение потребителей от 1-й очереди АЧР I. Если частота продолжает снижаться, то срабатывает 2-я очередь АЧР I с меньшей уставкой по частоте и т.д. Такая «самонастраивающаяся» система АЧР обеспечивает отключение мощности потребителей, равной возникшему дефициту мощности.

Если после действия АЧР I частота не восстановится, то с выдержками времени вступают в действие очереди АЧР II и дополнительно отключаются потребители. При этом АЧР II предотвращает «зависание» частоты. От АЧР II потребители будут также отключаться при медленном увеличении дефицита мощности при развитии аварии.

Изменение частоты во времени при возникновении дефицита активной мощности и действия АЧР показано на рисунке 5.8.Точка О характеризует начальный момент времени, в который возник дефицит мощности. При этом происходит снижение частоты по кривой 0 – 1. Некоторая плавность изменения частоты объясняется инерцией системы. В точке 1 частота f_1 достигает уставки 1-й очереди АЧР I и происходит отключение некоторой части потребителей. Если при этом еще сохранился некоторый дефицит мощности, то будет происходить дальнейшее снижение частоты, но уже по более плавной кривой 1 – 2. В точке 2 при частоте f_2 происходит дополнительное отключение потребителей от 2-й очереди АЧР I.

При достаточно отключенной нагрузке мощность генераторов превысит мощности потребителей, частота будет повышаться (кривая 2 – 3). При одинаковой генерирующей и потребляемой мощности частота может установиться между двумя соседними уставками АЧР (кривая 2 – 4). Происходит «зависание» частоты. Тогда через некоторое время в точке 4 срабатывает 1-я очередь АЧР II, после чего частота повышается (кривая 4 – 5). Если частота еще не восстановилась, то срабатывает 2-я очередь АЧР II и т.д.

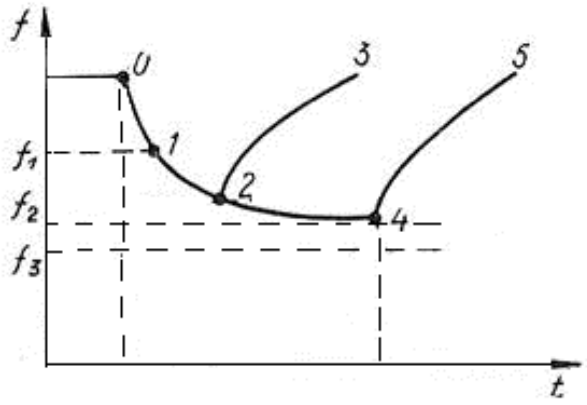


Рисунок 8.6

Для быстрого включения потребителей после восстановления частоты применяют автоматическое повторное включение после АЧР (ЧАПВ). Его обычно настраивают на частоту 49,2 – 50 Гц, и включение потребителей производят ступенями с интервалом времени 5 сек. Так как в противном случае может опять наступить снижение частоты. Начальную уставку по времени ЧАПВ принимают 10 – 20 сек.

К устройствам АЧР, как правило, подключают наименее ответственных потребителей. Однако они должны иметь достаточную мощность в любое время суток и года.

9 Лекция №9. Баланс реактивных мощностей и его связь с регулированием напряжения. Источники реактивной мощности в электрических сетях

Содержание лекции: нарушение баланса реактивных мощностей при изменении напряжения в узлах нагрузки.

Цель лекции: изучение причин нарушения баланса реактивных мощностей в нагрузочных узлах и его последствий.

В энергосистеме должен соблюдаться оперативных баланс реактивных мощностей

$$\sum Q_г + \sum Q_в + \sum Q_{к.у} = \sum Q_п + \sum \Delta Q_с , \qquad (9.1)$$

где $\sum Q_г$ – реактивная мощность генераторов станций;
$\sum Q_в$ – зарядная мощность линий электропередачи;
$\sum Q_{к.у}$- мощность компенсирующих устройств;
$\sum Q_п$ – реактивная мощность потребителей;
$\sum \Delta Q_с$ – потери реактивной мощности в электрических сетях.

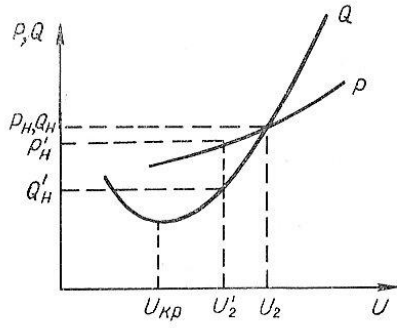


Рисунок 9.1

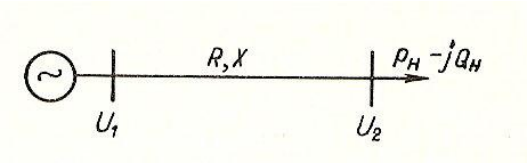


Рисунок 9.3

Этот баланс постоянно сохраняется за счет изменения генерируемой мощности В соответствии со статическими характеристиками нагрузки по напряжению (рисунок 9.1).

Условие баланса реактивной мощности непосредственно связано с величинами напряжений в электрической сети. Рассмотрим эту связь на примере схемы одного элемента сети (рисунок 9.3). Пусть в начальный момент времени имел место баланс реактивной мощности и напряжение в начале линии было U_1 , а в конце ее U_3 . Этим напряжениям по статическим характеристикам соответствовала нагрузка потребителей $P_н + JQ_н$. Напряжение в конце линии можно определить

$$U_3 = U_1 - \frac{P_н R + Q_н X}{U_2}.$$

Если за счет разгрузки источника реактивной мощности снизить напряжение U_1 до U_1', то произойдет снижение напряжения в узле нагрузки U_3 до U_3'. При этом по статическим характеристикам мощность потребителей уменьшится до $P_н' + JQ_н'$ (рисунок 9.3) и напряжение в конце линии

$$U_3' = U_1' - \frac{P_н' R + Q'_{н''} X}{U_2}.$$

Изменение напряжения U_3 произойдет из-за снижения напряжения в начале линии и изменения потери напряжения. Статические характеристики реактивной мощности значительно круче характеристик активной мощности. На каждый процент изменения напряжения происходит изменение активной мощности на 0,6–3%, а реактивной на 3-4%. Поэтому при снижении напряжения U_1 происходит снижение потери напряжения. В результате изменение U_3 будет меньше, чем изменение U_1

$$U_3 - U_3' < U_1 - U_1'.$$

Таким образом, за счет изменения нагрузки потребителей в соответствии со статическими характеристиками происходит некоторое регулирование напряжения U_3. Этот процесс называется *регулирующим эффектом нагрузки* по напряжению. В результате такого регулирования новым значениям напряжений U_1' и U_3' будет соответствовать новое условие баланса реактивной мощности.

Регулирующий эффект нагрузки будет проявляться только до некоторого критического напряжения $U_{кр}$. Если напряжение U_3 окажется ниже критического, то будет происходить обратное явление: снижение напряжения вызовет рост реактивной нагрузки потребителей, что приведет к росту потерь напряжения и дальнейшему снижению напряжения U_3. Наступает лавина напряжения и происходит нарушение баланса реактивной мощности (рисунок 9.3). Здесь t_1- момент снижения напряжения до $U_{кр}$, а интервал времени $t_3 - t_1$ - процесс развития лавины (несколько секунд). В результате лавины напряжения происходит нарушение устойчивости нагрузки, которое выражается в саморазгрузке потребителей. После их отключения напряжение восстанавливается.

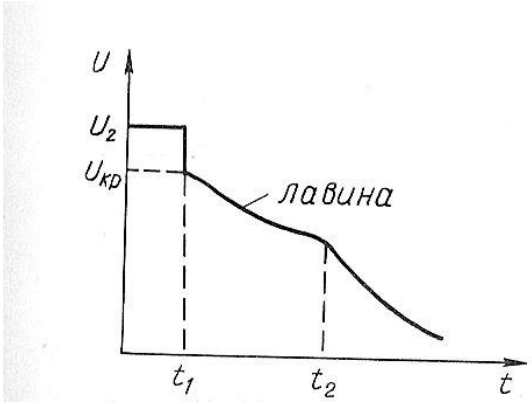


Рисунок 9.3- Процесс лавины напряжения

Для узлов со смешанным характером потребителей критическое напряжение составляет 0,8 – 0,74 номинального напряжения сети. Лавина напряжения может наступить как во всей энергосистеме, так и в отдельных узлах, в которых возникает дефицит реактивной мощности. Для предотвращения лавины напряжения применяют специальные меры.

9.1 Источники реактивной мощности в электрических сетях

Кроме генераторов, источниками реактивной мощности могут быть и другие устройства, располагаемые на подстанциях или непосредственно у потребителей электроэнергии.

К числу таких устройств относятся синхронные компенсаторы – вращающиеся машины с явнополюсным ротором, на котором располагается

обмотка возбуждения. Режим синхронного компенсатора подобен режиму синхронного двигателя, который работает в режиме холостого хода.

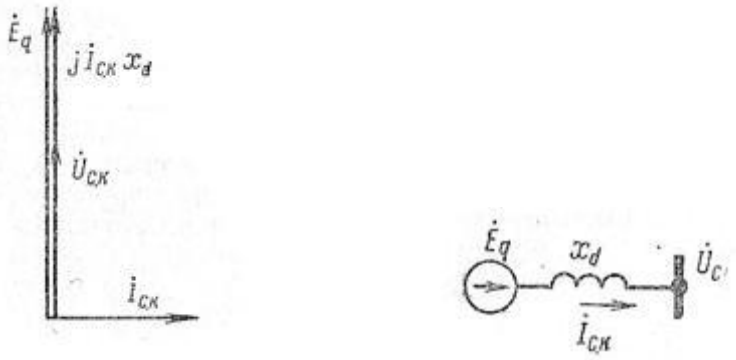


Рисунок 9.4

На рисунке 9.4 представлена схема замещения и векторная диаграмма синхронного компенсатора, на основании которой ток синхронного компенсатора определяется

$$I_{ск} = \frac{E_q - U_{ск}}{\sqrt{3}X_d} \quad ,$$

а следовательно, мощность на его зажимах

$$S_{ск} = Q_{ск} = \sqrt{3} \cdot U_{ск} I_{ск} = \frac{E_q - U_{ск}}{X_d} U_{ск} \ . \qquad (9.1)$$

Выражение (9.1) показывает, что величина и знак мощности синхронного компенсатора зависят от соотношения между ЭДС компенсатора и напряжением в точке включения его в сеть. Электродвижущая сила определяется величиной тока возбуждения, причем росту тока возбуждения соответствует увеличение ЭДС.

Для тока возбуждения можно принять такое значение, при котором $E_q = U_{с.к}$. В этом случае мощность синхронного компенсатора $Q_{с.к} = 0$. При некотором увеличении тока компенсатор выдаст определенную реактивную мощность $Q_{с.к} > 0$. Такой режим синхронного компенсатора называется *режимом самовозбуждения.* Уменьшая ток возбуждения, можно получить *режим недовозбуждения*, в котором $E_q < U_{с.к}$ и $Q_{с.к} < 0$. Поскольку перевод синхронного компенсатора из одного режима в другой, а также изменение его мощности достигается соответствующим изменением тока возбуждения, то управление режимом компенсатора осуществляется плавно, без скачков, как при ручном, так и при автоматическом регулировании.

Номинальная мощность синхронного компенсатора указывается для режима перевозбуждения, в котором компенсатор выдает в сеть реактивную

мощность. В режиме недовозбуждения компенсатор потребляет реактивную мощность из сети. Предельная мощность его при этом определяется

$$Q_{ск(НДВ)} = -\frac{U_{ск}^2}{X_d}. \qquad (9.2)$$

Реактивное сопротивление компенсаторов в относительных единицах X_d = 1,7-2,0%, поэтому, считая в качестве базисных величин номинальную мощность и номинальное напряжение компенсатора получим

$$Q_{ск(НДВ)} \approx \frac{1}{1,7-2,0} = -(0,6-0,5).$$

Синхронный компенсатор, работающий в режиме перевозбуждения, способен увеличивать выдаваемую в сеть реактивную мощность при понижении напряжения в сети. Выражение (9.1) показывает, что это увеличение будет большим в том случае, когда при снижении напряжения $U_{с.к}$ одновременно возрастает ЭДС E_q. Такой эффект имеет место при автоматическом регулировании тока возбуждения компенсатора. Указанная особенность синхронных компенсаторов, называемая иногда *положительным регулирующим эффектом*, позволяет при их применении существенно улучшить характеристики режима электрической сети и системы в целом.

На рисунке 9.5 показана схема концевого участка сети. На шинах потребителя включена батарея статических конденсаторов с реактивным сопротивлением $X_к$, мощность которой определяется

$$Q_к = \frac{U_к^2}{X_к}. \qquad (9.3)$$

Векторная диаграмма, построенная для этой схемы (рисунок 9.6) показывает, что под влиянием батареи конденсаторов реактивная мощность в линии при неизменной мощности нагрузки уменьшается.

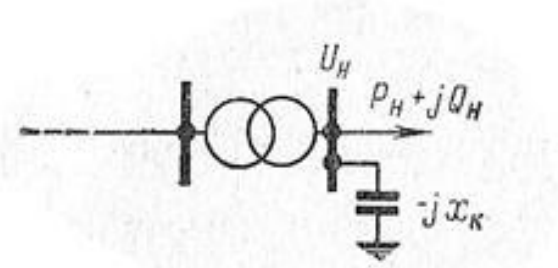


Рисунок 9.5

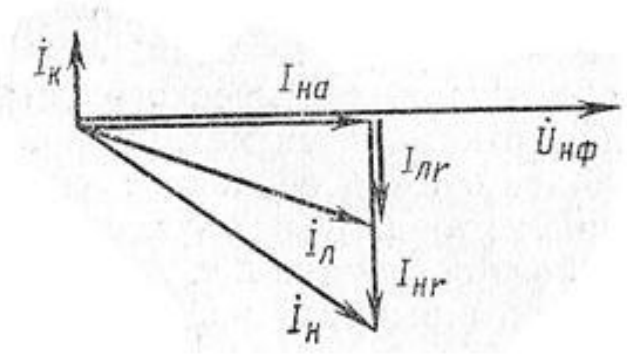


Рисунок 9.6

Батарея конденсаторов в отличие от синхронного компенсатора может только выдавать реактивную мощность. Другой отличительной особенностью батареи конденсаторов является резкая зависимость выдаваемой реактивной мощности от напряжения в точке включения батареи в сеть. Формула (9.3) показывает, что снижение этого напряжения приводит к уменьшению $Q_к$. Следовательно, в отличие от синхронного компенсатора батарея конденсаторов характеризуется отрицательным регулирующим эффектом. Изменить степень уменьшения мощности батареи при резком снижении напряжения или даже достичь некоторого положительного регулирующего эффекта можно путем уменьшения сопротивления $X_к$. Это можно достичь включением дополнительных конденсаторов. Резкое изменение мощности батареи может быть также достигнуто при так называемой форсировке батареи, осуществляемой с помощью переключений, которые приводят к росту напряжения на отдельных конденсаторах. Например, переключая в треугольник трехфазную батарею статических конденсаторов (рисунок 9.7), соединенных по схеме можно увеличить напряжение на каждой фазе батареи в $\sqrt{3}$ раз.

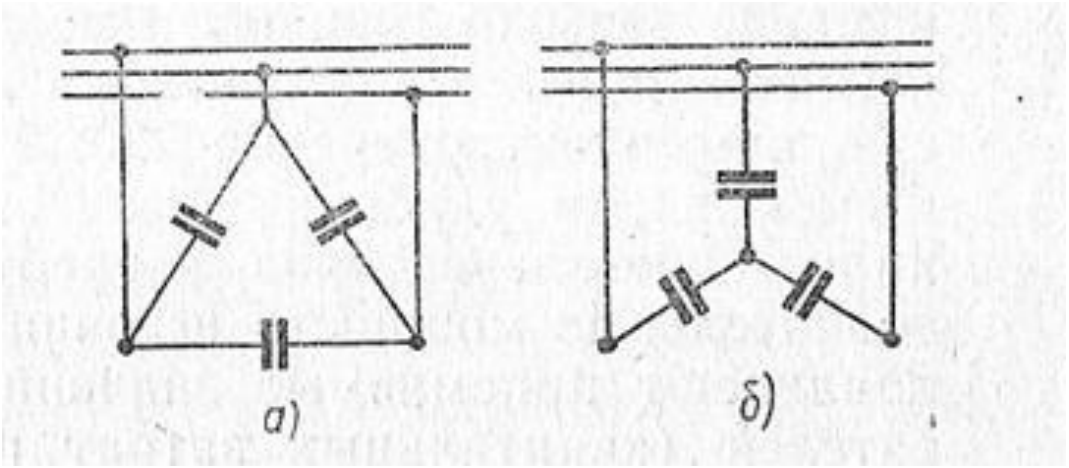


Рисунок 9.7

10 Лекция №10. Регулирование напряжения в электрических сетях. Задача регулирования напряжения в электрических сетях. Способы изменения и регулирования напряжения в сети

Содержание лекции: способы регулирования и изменения напряжения в сетях.

Цель лекции: Ознакомление со способами регулирования напряжения в электрических сетях.

10.1 Задача регулирования напряжения в электрических сетях

Для обеспечения требований, предъявляемых к качеству напряжения электроприемниками и электроаппаратами, значения напряжений в каждой точке электрической сети должны находиться в определенных допустимых пределах. Практический допустимый режим напряжений без применения специальных регулирующих устройств может быть обеспечен только при условии, что суммарные потери напряжения в сети относительно небольшие. Это имеет место в электрических сетях небольшой длины с малым числом промежуточных трансформаций.

Задачей регулирования напряжения является намеренное изменение режима напряжений в отдельных пунктах сети по заранее заданным законам. Более надежным и экономичным является автоматическое регулирование напряжения. Законы регулирования напряжения должны устанавливаться из условий обеспечения наиболее экономичной совместной работы источников реактивной мощности, электрических сетей и присоединенных к ним электроприемников.

Задачи регулирования напряжения по разному решаются в условиях проектирования и эксплуатации электрических сетей.

В процессе проектирования электрических сетей выбираются средства регулирования, регулировочные диапазоны, ступени регулирования, места установки соответствующих устройств, системы автоматического регулирования.

Задачи регулирования напряжения в процессе эксплуатации электрических сетей связаны с наиболее полным и экономичным использованием имеющихся средств. В связи с текущим изменением условий работы электрической сети (изменением нагрузок, оборудования сети, ее параметров и схемы соединений) требуется проводить соответствующие мероприятия по улучшению режима напряжений. К ним относятся: изменение коэффициентов трансформации у нерегулируемых под нагрузкой трансформаторов, дополнительная автоматизация уже имеющихся устройств, изменение уставок автоматических регуляторов напряжения и применяемых систем автоматического регулирования напряжения и т.п. Иногда требуется и проведение реконструкции сети.

10.2 Способы изменения и регулирования напряжения в сети

Рассмотрим на примере распределительной сети, присоединенной к шинам центра питания (ЦП), какие способы изменения и регулирования напряжения могут быть применены для обеспечения технически допустимых отклонений напряжений у электроприемников. Величина этих отклонений зависит от многих факторов: режима напряжений в центре питания, потери напряжения в элементах сети, наличия в этой сети дополнительных регулирующих устройств.

На рисунке 10.1 представлена схема распределительной сети

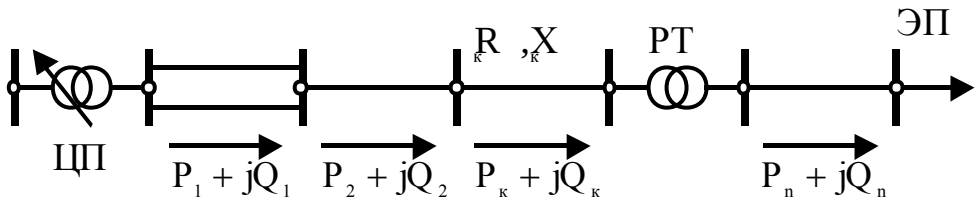


Рисунок 10.1- Схема распределительной сети

Для данной схемы запишем выражение, связывающее отклонение напряжения $V_{цп}$ на шинах ЦП и отклонение напряжения у электроприемника ЭП.

$$V_{эп} = V_{цп} - \Delta U_{цп\text{-}эп} + \sum_{1}^{m} E_x \quad , \qquad (10.1)$$

где $V_{цп}$ и $V_{эп}$ - текущие значения отклонения от номинального напряжения;

$\Delta U_{цп\text{-}эп}$ - сумма значений потерь напряжения в n элементах сети (линиях, трансформаторах), включенных последовательно между ЦП и ЭП.

$$\Delta U_{цп-эп} = \frac{100}{U_{ном}^2} \cdot \sum_{1}^{n} (P_к R_к + Q_к X_к), \qquad (10.2)$$

где $\sum_{1}^{m} E_x$ - сумма добавок напряжения, получаемых за счет выбора различных коэффициентов трансформации у m включенных последовательно на участке ЦП-ЭП нерегулируемых и регулируемых трансформаторов или автотрансформаторов;

$P_к$ и $Q_к$ - соответственно активная и реактивная мощности на участке “к” сети;

$R_к$ и $X_к$ - активное и реактивное сопротивление к-го элемента сети.

Формула (10.1) справедлива как для максимального, так и для минимального режимов

$$V_{эп}^{max} = V_{цп}^{max} - \Delta U_{цп\text{-}эп}^{max} + \sum_{1}^{m} E_{x}^{max}, \qquad (10.3\ а)$$

$$V_{эп}^{min} = V_{цп}^{min} - \Delta U_{цп\text{-}эп}^{min} + \sum_{1}^{m} E_{x}^{min}. \qquad (10.3\ б)$$

Вычитая (10.3 б) из (10.3 а) получим выражение для возможного диапазона отклонений напряжений на шинах ЭП в рассматриваемых условиях

$$d = V_{эп}^{max} - V_{эп}^{min} = V_{цп}^{max} - V_{цп}^{min} - (\Delta U^{max} - \Delta U^{min})_{цп\text{-}эп} + \sum_{1}^{m} (E_{x}^{max} - E_{x}^{min}). \qquad (10.4)$$

Из анализа приведенных формул видно, что для обеспечения некоторых заранее заданных значений отклонений напряжения у ЭП могут быть использованы следующие способы:

а) изменение режима напряжений или регулирование напряжения на шинах ЦП;

б) изменение значения потери напряжения в отдельных элементах сети (линиях, трансформаторах) или на нескольких участках сети одновременно;

в) изменение коэффициента трансформации нерегулируемых и регулируемых под нагрузкой трансформаторов и автотрансформаторов, включенных на участках сети ЦП-ЭП. При этом изменяются величины соответствующих добавок напряжения.

Регулирование напряжения на ЦП обычно приводит к изменению режима напряжений во всей присоединенной к ЦП сети. Поэтому данный способ регулирования называют централизованным регулированием напряжения. Все остальные способы относятся к так называемому местному регулированию напряжения, приводящему к изменению режима напряжений в ограниченной части распределительной сети. Нагрузка потребителей меняется не только в течение суток, но и в течение всего года. Например, наибольшая нагрузка в течение года бывает в период осенне-зимнего максимума, наименьшая – в летний период. В этом случае имеет место так называемое встречное регулирование напряжения. Оно заключается в изменении напряжения в зависимости не только от суточных, то также и от сезонных изменений нагрузки в течение года. Предусматривает поддержание повышенного напряжения на шинах электрических станций в период наибольшей нагрузки и его снижение до номинального в период наименьшей нагрузки.

В режиме наибольших нагрузок напряжение увеличивают до значения

$$U_2 = 1{,}04 U_{ном}, \qquad (10.5)$$

а в режиме наименьших нагрузок

$$U_2 = 1{,}0U_{ном}. \qquad (10.6)$$

10.3 Регулирование напряжения изменением коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов

Трансформаторы и автотрансформаторы, кроме основных ответвлений, имеют еще и дополнительные регулировочные ответвления. Изменяя эти ответвления, можно изменить коэффициент трансформации (в пределах 10–30 %).

По конструктивному исполнению различают трансформаторы двух типов: с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ); с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения трансформатора. При этом облегчается переключающее устройство.

В настоящее время все трансформаторы 35 кВ и выше имеют устройства РПН. Чтобы переключить регулировочное ответвление в трансформаторе с ПБВ, его необходимо отключить от сети. Такие переключения производятся редко только при сезонном изменений нагрузок.

Трансформаторы с ПБВ изготовляются с основным и некоторыми дополнительными ответвлениями. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению сети, к которой присоединяются данные трансформаторы (6, 10 кВ). При основном ответвлении коэффициент трансформации трансформатора называется номинальным. При использовании четырех дополнительных ответвлений коэффициент трансформации отличается от номинального на +4; +3,4; -3,4 и –4%.

Трансформаторы со встроенным устройством РПН отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и величиной диапазона регулирования. Например, для трансформаторов с номинальным напряжением основного ответвления обмотки ВН на 114 кВ предусматриваются диапазоны регулирования ±16% при ±9 ступенях регулирования по 1,78% каждая.

На рисунке 10.2 представлена принципиальная схема трансформатора с РПН. Обмотка ВН этого трансформатора состоит из двух частей – нерегулируемой “а” и регулируемой “б”.

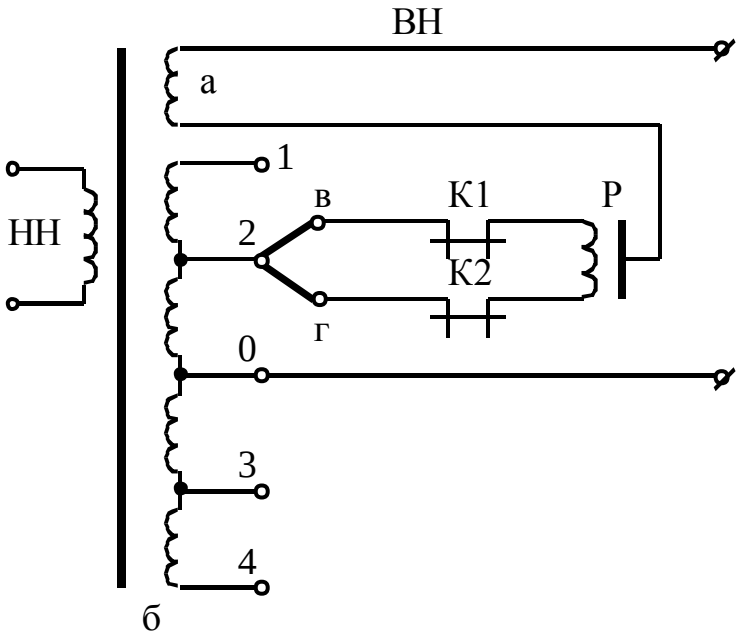


Рисунок 10.2- Схема трансформатора с РПН

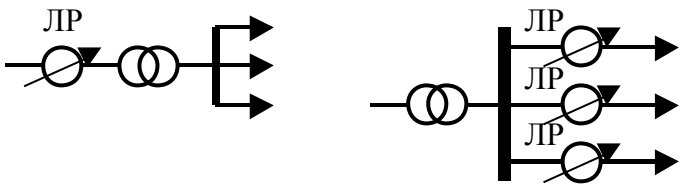
На регулируемой части имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 1-4. Ответвления 1-3 соответствуют части витков, включенных согласно с витками основной обмотки. При включении ответвлений 1-3 коэффициент трансформации трансформатора увеличивается. Ответвления 3-4 соответствуют части витков, соединенных встречно по отношению к виткам основной обмотки. Их включение уменьшает коэффициент трансформации, так как компенсирует действие части витков основной обмотки. Основным выводом обмотки ВН трансформатора является точка 0. Число витков, действующих согласно и встречно с витками основной обмотки, может быть неодинаковым.

На регулируемой части “б” обмотки имеется переключающее устройство, состоящее из подвижных контактов “в” и “г”, контакторов К1 и К3 и реактора Р. Середина обмотки реактора соединена с нерегулируемой частью обмотки “а” трансформатора. В переменном режиме ток нагрузки обмотки ВН распределяется поровну между половинами обмотки реактора. Поэтому магнитный поток маленький и потеря напряжения в реакторе небольшая.

Допустим, что требуется переключить устройство РПН с ответвления 3 на 1. При этом отключают контактор К1, переводят подвижный контакт “в” на контакт ответвления 1 и опять включают контакт К1. Таким образом, секция 1-3 обмотки оказывается замкнутой на обмотку реактора Р. Значительная индуктивность реактора ограничивает уравнительный ток, который возникает в результате наличия напряжения на секции 1-3 обмотки. После этого отключают контактор К3, переводят подвижный контакт на контакт ответвления 1 и включают контактор К3.

Реактор и все неподвижные и подвижные контакты, переключающие устройства размещают в баке трансформатора. Контакторы помещают в отдельном стальном кожухе, залитом маслом и укрепленном снаружи бака трансформатора. Такая конструкция облегчает проведение ревизии контактов и смену масла.

При реконструкции существующих сетей, в которых имеются трансформаторы без регулировки под нагрузкой, используют так называемые линейные регулировочные трансформаторы (ЛР). Для регулирования напряжения они включаются последовательно с нерегулируемым трансформатором (рисунок 10.3 а). Для регулирования напряжения на отходящих линиях линейные регуляторы включаются непосредственно в линию (рисунок 10.3 б).



а) б)

Рисунок 10.3

Автотрансформаторы 330 кВ и выше выпускаются с РПН, встроенным на линейном конце обмотки среднего напряжения. В этом случае можно изменить под нагрузкой коэффициент трансформации только для обмоток высшего и среднего напряжения. Если требуется одновременно изменить под нагрузкой коэффициент трансформации между обмотками высшего и низшего напряжений, то необходимо установить дополнительно линейный регулятор последовательно с обмоткой низшего напряжения автотрансформатора. По экономическим соображениям такое решение оказывается более целесообразным, чем изготовление автотрансформаторов с двумя встроенными устройствами РПН.

10.4 Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности в сети

Реактивная мощность может вырабатываться не только генераторами станций, но и другими источниками реактивной мощности, компенсирующими устройствами КУ, в качестве которых могут использоваться батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы (двигатели).

Мощность КУ для установки в сети определяется специальными технико-экономическими расчетами с учетом баланса реактивной мощности в соответствующем узле электрической системы. Установка КУ позволяет улучшить режим напряжения в сети и у потребителей электроэнергии.

На рисунке 10.4 а, представлена упрощенная схема электрической сети, состоящей из линии с сопротивлениями R и X. В конце линии параллельно нагрузке включена неуправляемая батарея конденсаторов БК, генерирующая реактивную мощность $jQ_к$. При включении БК по линии передается меньшая реактивная мощность, равная $Q_н$-$Q_к$, что приводит к снижению потери напряжения и изменению режима напряжений в данной сети.

Потеря напряжения в линии при установке БК определяется

$$\Delta U = \frac{P_н R + (Q_н - Q_к)X}{U_{ном}}. \qquad (10.7)$$

На рисунках 10.4 б,в приведены векторные диаграммы напряжений и мощностей соответственно для режимов максимальных и минимальных нагрузок.

Из диаграммы видно, что в режимах максимальных нагрузок при наличии БК уменьшается величина падения напряжения в сети (равная геометрической разности отрезков *ос* и *оа* при отсутствии БК и отрезков *ос* и *оа* при наличии БК). Таким образом, при некотором заданном напряжении U_1 в начале линии при наличии БК улучшается режим напряжений в конце линии.

В режимах малых нагрузок резко уменьшаются размеры треугольника падений напряжения *abc*, соответствующего мощности нагрузки. В то же время размеры треугольника падения напряжения *cde*, соответствующего мощности БК, остаются практически неизменными. В этих режимах напряжение U_2 в конце линии может превышать напряжение U_1, что иногда может оказаться нежелательным или недопустимым.

Отсюда следует, что возможно и целесообразно автоматически изменять мощность БК в целях регулирования напряжения в сети.

Аналогичное изменение режима напряжений в сети имеет место в случае использования в качестве компенсирующего устройства синхронных компенсаторов (двигателей). В режиме перевозбуждения СК генерирует реактивную мощность jQ_c, а в режиме недовозбуждения потребляет jQ_c'. Это свойство синхронных компенсаторов может быть использовано как для повышения, так и для снижения напряжения на шинах нагрузки при неизменной величине напряжения в начале линии.

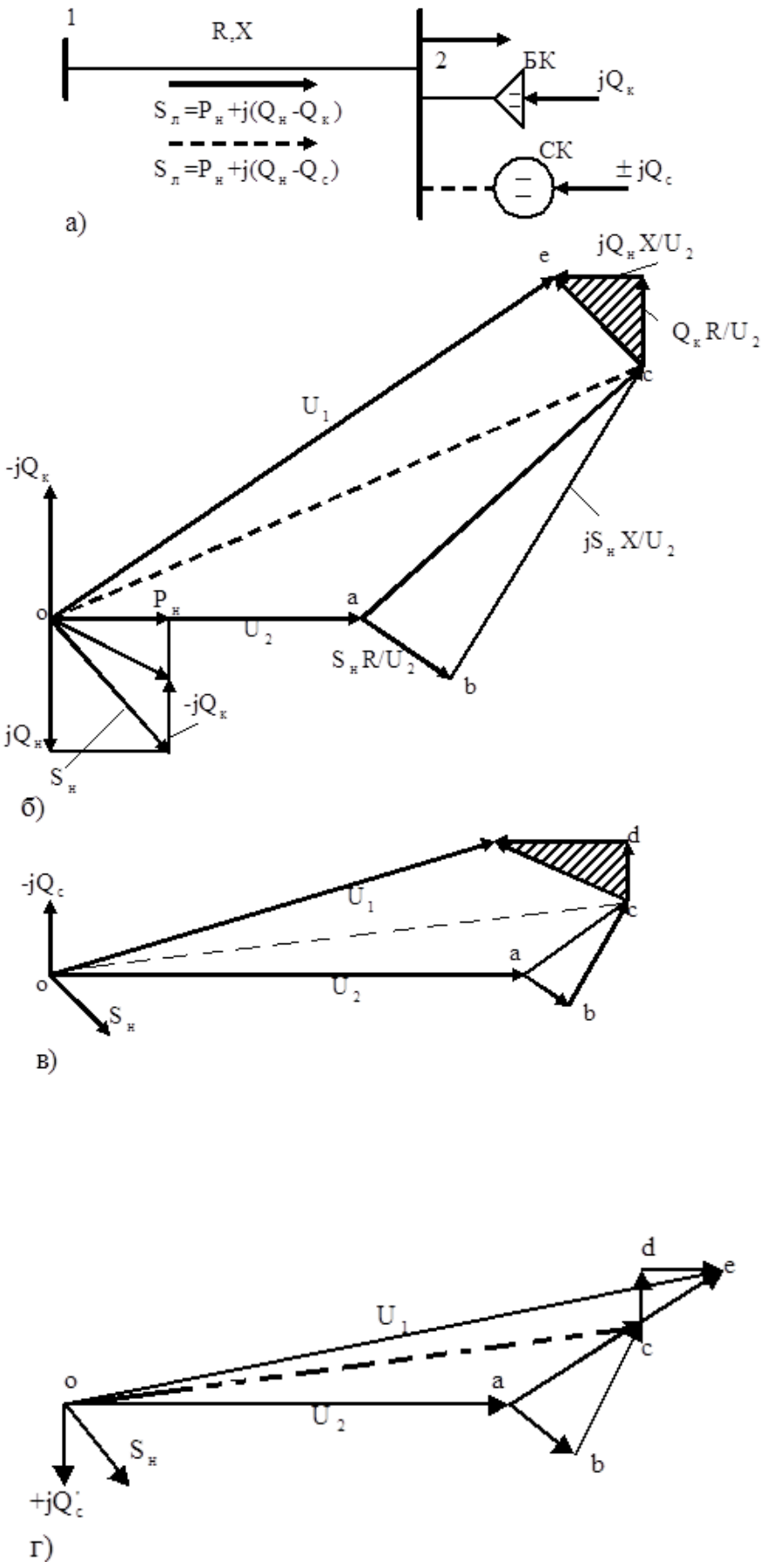

1
R,X
2
БК
jQк
Sл=Pн+j(Qн-Qк)
Sл=Pн+j(Qн-Qс)
СК
±jQс
а)
e
jQнX/U2
QкR/U2
c
U1
-jQк
jSнX/U2
o
Pн
a
U2
SнR/U2
b
-jQк
jQн
Sн
б)
d
-jQс
U1
c
a
o
U2
Sн
b
в)
d
e
U1
c
o
a
U2
Sн
b
+jQс
г)

Рисунок 10.4

Влияние СК на режим напряжений в сети показано на рисунке 10.4 в,г. При этом условно принято, что мощность КУ в режиме максимальных нагрузок равна мощности БК, т.е. $jQ_c = jQ_к$. В режиме малых нагрузок СК потребляет реактивную мощность jQ_c' (рисунок 10.4 г).

11 Лекция №11. Основные проблемы передачи электроэнергии на дальние расстояния. Передача электроэнергии переменным и постоянным токами

Содержание лекции: роль передач СВН в энергосистемах и задачи, которые они решают. Краткий обзор развития техники СВН.

Цель лекции: области применения переменного и постоянного токов.

Линии электропередачи с номинальным напряжением 330 кВ и выше называют линиями сверхвысокого напряжения (СВН). Для таких линий характерны большая протяженность (более 500 км) и значительная передаваемая мощность. В линиях СВН применяется расщепление проводов.

Целесообразность передачи электроэнергии по ЛЭП СВН от мощной электростанции определяется сравнением двух возможных вариантов:

1) сооружение ЛЭП СВН и передача электроэнергии от станции, сооруженной далеко от потребителя, но рядом с источником дешевой энергии;

2) перевозка топлива и строительство электростанции в промышленной зоне, т.е. рядом с потребителем. При сравнении обоих вариантов надо учитывать не только приведенные затраты, но и вопросы экологии. Линия СВН имеет ряд особенностей, отличающих ее от других элементов ЭЭС.

Существует следующая классификация линий:

- очень короткие (несколько десятков – сотен метров);
- средние (до 400 км);
- дальние (до 600 – 1200 км);
- сверхдальние (более 1200 – 1500 км).

Очень короткие линии используются в виде токопроводов на электростанциях и промышленных предприятиях. Короткие мощные электропередачи необходимы для глубоких вводов в центры городов и крупных промышленных комплексов. Часто это КЛ.

Наиболее распространены ВЛ средней дальности. Электропередачи средней дальности могут выполнять следующие функции:

- передача больших мощностей от электростанций к центрам потребления;
- транзитная передача мощности из одной части системы в другую при параллельной работе с шунтирующей сетью более низкого напряжения;
- связь между собой отдельных энергосистем (функция межсистемной связи). Особую роль в ЭЭС занимают дальние и сверхдальние

электропередачи, выполняющие функции межсистемных связей и магистральных передач больших потоков электроэнергии.

Необходимость сооружения линий электропередачи объясняется выработкой электроэнергии в основном на крупных электростанциях, удаленных от потребителей относительно мелких приемников, распределенных на обширных территориях.

Линии, предназначенные для распределения электроэнергии между отдельными потребителями в некотором районе и для связи энергосистем, могут выполняться как на большие, так и на малые расстояния и предназначаться для передачи различных мощностей. Для дальних передач большое значение имеет *пропускная способность*, т.е. та наибольшая мощность, которую можно передавать по линии с учетом всех ограничивающих факторов.

Линии электропередачи относятся к категории ответственных сооружений, надежная работа которых обеспечивается применением различных компенсирующих устройств и установок автоматического регулирования и управления.

Для воздушных линий переменного тока можно приближенно считать, что та максимальная мощность, которую они могут передать, примерно пропорциональна квадрату напряжения и обратно пропорциональна длине передачи. Стоимость сооружения также приближенно можно принять пропорционально напряжению. Поэтому в развитии передач электрической энергии на расстоянии наблюдается тенденция к увеличению напряжения как к основному средству повышения пропускной способности. Со времени создания первых линий электропередачи напряжение повышалось в 1,5 – 2 раза примерно каждые 10 – 15 лет. Рост напряжения давал возможность увеличивать протяженности линий и передаваемые мощности. Так, в 20-е годы прошлого столетия электроэнергия передавалась на максимальные расстояния примерно 100 км, к 30-м годам эти расстояния увеличились до 400 км, а в 60-е годы длина линий достигла 1000-1200 км. В конце 70-х годов была сооружена линия напряжением 1150 кВ, длина которой примерно 2500 км.

Повышение пропускной способности линий достигается в основном за счет увеличения напряжения, однако существенное значение имеет также изменение конструкции линий, введение различных дополнительных компенсирующих устройств, при которых влияние параметров, ограничивающих передаваемую мощность, оказывается уменьшенным. Например, на линиях напряжением 330 кВ и выше расщепляют провода в каждой фазе на несколько электрически связанных между собой проводников, при этом существенно улучшаются параметры линий (уменьшается ее реактивное сопротивление); применяют так называемую последовательную компенсацию – включение в линию конденсаторов и т.д.

11.2 Передача энергии постоянным током

Основными элементами передачи постоянного тока являются высоковольтные тиристоры блоки, из которых собираются схемы преобразовательных подстанций. При передаче постоянным током выработка и потребление электроэнергии осуществляются на переменном токе. Чтобы увеличить напряжение в линии электропередачи, напряжение переменного тока на обеих подстанциях повышают с помощью обычных трансформаторов, вентильные обмотки которых последовательно включенные мосты. Это дает возможность увеличивать напряжение линии в зависимости от числа включенных мостов.

Передача постоянного тока может быть осуществлена по одной из систем: «полюс – земля», «два полюса – земля».

Цепью передачи постоянного тока считается система «два полюса – земля», полуцепью – «один полюс – земля»). По схеме «полюс – земля») выполняются маломощные передачи постоянного тока относительно невысокого напряжения. По схеме «два полюса – земля» выполняются более мощные передачи постоянного тока.

В передаче постоянного тока переменный ток на выпрямительной подстанции передающего конца линии преобразуется в постоянный ток, по линии передается постоянный ток и только активная мощность. На приемном конце постоянный ток вновь преобразуется в переменный (инвертируется), а в приемную систему поступает переменный ток. Выпрямительная и инверторная подстанции потребляют при работе реактивную мощность из сети переменного тока на приемном и передающем концах.

В передаче энергии постоянным током высокого напряжения снимаются многие трудности, присущие линиям переменного тока: ограничение передаваемой мощности по условиям устойчивости, необходимость синхронной работы связываемых энергосистем и др. Наряду с этим возникают трудности с сооружением и эксплуатацией преобразовательных подстанций, расположенных по концам передачи. В ряде случаев передача энергии постоянным током может дать значительный технико-экономический эффект, в особенности при сооружении мощных дальних питательных магистралей, связывающих энергосистемы.

Основные преимущества передачи постоянного тока по сравнению с передачей переменного тока:

- удешевление и упрощение линии;
- большая надежность в связи с тем, что линия состоит из двух независимых полуцепей;
- зависимость предела передаваемой мощности только от экономических соображений, но не от устойчивости, поскольку устойчивость передачи определяется в основном инвертором и не зависит от ее длины;
- реализация несинхронной связи между передающей и приемной системами разных частот;

- возможность использования земли в качестве обратного провода;

- удешевление кабелей для преодоления больших водных пространств;

- возможность работы от ГЭС при переменной скорости вращения генераторов, что дает более экономичное использование турбин по условию водотока;

- уменьшение потерь на корону.

Недостатки передачи постоянного тока:

- сложность конструкции подстанций, состоящих из большого числа вентилей и другой аппаратуры;

- трудности с равномерным распределением напряжения по отдельным элементам оборудования из-за наличия многих последовательных элементов;

- искажение формы кривой напряжения и тока приемной и передающей сети из-за высших гармоник, которые генерируют преобразовательные установки при работе передачи;

- неустойчивость инвертора при понижениях напряжения в приемной сети, особенно при несимметричных понижениях;

- трудности отбора мощности, так как выключатель постоянного тока – весьма громоздкое и сложное сооружение;

- более значительное влияние пыли, оседающей под воздействием постоянного напряжения на изоляторах воздушных линий и аппаратов;

- повышенная опасность появления на изоляторах частичных дуг, которые в условиях длительной эксплуатации могут привести к снижению разрядных напряжений внешней изоляции;

- ухудшение работы линейной изоляции, особенно при плохой погоде, из-за увеличения токов утечки и неравномерного распределения постоянного напряжения по элементам подвесных и опорных изоляторов.

Перечисленные технико-экономические показатели рассмотренных электропередач показывают, что каждая электропередача имеет достоинства и недостатки. В соответствии с этим при проектировании энергосистем, выборе типа передачи, разработке нового электрооборудования следует учитывать особенности каждой электропередачи и объективно устанавливать предпочтительную область ее применения.

Список литературы

1 Соколов С.Е., Сажин В.Н., Генбач Н.А. Электрические сети и системы: Учебное пособие. – АУЭС. Алматы, 2010.

2 Умбеткулов Е.К. Электроснабжение сельского хозяйства: Учебник.- Алматы, 2013.

3 Герасименко А.А. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие. – Ростов-на Дону: Феникс, 2006.

4 Костин В.Н. Электропитающие системы и электрические сети: Учебное пособие.- СПб. Изд-во СЗТУ, 2007.

5 Герасименко А.А. Электрические системы и сети. Расчеты параметров и режимов работы электрических сетей. – Красноярск: КТТУ, 2006.

Содержание

Введение 3

1 Лекция №1. Общие понятия об электроэнергетических системах и электрических сетях. Классификация электрических сетей……. 4

2 Лекция №2. Типы и конструктивные особенности линий электропередач. Конструктивные элементы воздушных линий. Типы опор. Провода и тросы. Фундаменты. Линейная арматура……. 9

3 Лекция №3. Схемы замещения, параметры воздушных и кабельных линий…….. 18

4 Лекция №4. Схемы замещения, параметры трансформаторов и автотрансформаторов…… 22

5 Лекция №5. Расчеты режимов разомкнутых электрических сетей. Расчет сети по данным конца. Расчет сети по данным начала……. 26

6 Лекция №6. Расчеты режимов кольцевых электрических сетей. Расчет сложно-замкнутых сетей методом преобразования…….. 33

7 Лекция №7. Баланс активных мощностей и его связь с регулированием частоты…….. 41

8 Лекция№8. Регулирование частоты в электрических системах. Первичное регулирование частоты. Вторичное регулирование частоты…… 44

9 Лекция №9. Баланс реактивных мощностей и его связь с регулированием напряжения. Источники реактивной мощности в электрических сетях…….. 49

10 Лекция №10. Регулирование напряжения в электрических сетях. Задача регулирования напряжения в электрических сетях. Способы изменения и регулирования напряжения в сети…… 55

11 Лекция №11. Основные проблемы передачи электроэнергии на дальние расстояния. Передача электроэнергии переменным и постоянным током..... 63

Список литературы……. 67

Сводный план 2016 г поз 186

Наталья Алексеевна Генбач
Умбеткулов Ертуган Кожакулович

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

Конспект лекций
для студентов специальности
5В081200 – Энергообеспечение сельского хозяйства

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

Подписано в печать «__»_____2016 Формат 60х84 1/16
Тираж 50 экз. Бумага типографская №1
Объем 4,3 уч. изд. л. Заказ __ Цена 2150 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
“_____” _____2016г

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

Конспект лекций
для студентов специальности 5В081200 – «Энергообеспечение сельского хозяйства»

СОГЛАСОВАНО:
Начальник УМО

_____ М.А. Мустафин

“_____” _____2016г

Редактор
_____

“____” _____ 2016г

Специалист по стандартизации
_____

“____” _____ 2016г

Председатель ОУМК по МО и Э

_____ Б.К. Курпенов

«_____» _____ 2016

Рассмотрено и одобрено на
заседании кафедры ЭССиС

Протокол_____

Зав. кафедрой
_____ Е.К.Умбеткулов

Составители:
_____ Е.К.Умбеткулов

_____ Н.А. Генбач

Алматы 2016г