

**Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное агентство по образованию  
Государственное образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
Северо-Западный государственный заочный  
технический университет**

**В. Н. Костин  
Е. В. Распопов  
Е.А. Родченко**

**Передача и распределение  
электроэнергии**

**Учебное пособие**

**Санкт-Петербург  
2003**

Утверждено редакционно-издательским советом университета

УДК 621.311

В. Н. Костин, Е. В. Распопов, Е. А. Родченко. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие. – СПб.: СЗТУ, 2003 – 147 с.

Учебное пособие соответствует требованиям государственных образовательных стандартов высшего профессионального образования по направлению подготовки дипломированных специалистов 650900 – электроэнергетика (специальность 100400 – электроснабжение) и направлению подготовки бакалавров 551700.

Содержание учебного пособия включает в себя основные сведения о параметрах, схемах, алгоритмах расчета установившихся режимов, регулировании напряжения и проектировании систем передачи и распределения электрической энергии.

Рецензенты: канд. техн. наук, профессор СЗТУ Г.З. Зайцев; доктор техн. наук, профессор ФГУП НИИ ЭЛЕКТРОМАШ А.А. Юрганов; доктор техн. наук, профессор СПГТИ (ТУ) Б.Н. Абрамович.

© Костин В.Н., Распопов Е.В., Родченко Е.А., 2003

© Северо-Западный государственный технический университет, 2003

## Предисловие

Настоящее учебное пособие предназначено для подготовки дипломированных специалистов по направлению 650900 – электроэнергетика, специальности 100400 – электроснабжение (по отраслям) и направлению подготовки бакалавров 551700 – электроэнергетика.

Подготовка специалистов в области электроэнергетики и электроснабжения предусматривает изучение основ передачи и распределения электроэнергии. Поэтому в содержание пособия включены основные сведения о параметрах, схемах, режимах работы, расчетах установившихся режимов, регулировании параметров режимов и выборе оборудования систем передачи и распределения электрической энергии.

Материал, излагаемый в пособии, базируется на знании основ высшей математики, физики и теоретической электротехники, имеет непосредственную связь с дисциплинами, изучаемыми студентами на старших курсах обучения: «Электропитающие системы и электрические сети», «Электроснабжение», «Системы электроснабжения», «Монтаж и эксплуатация оборудования систем электроснабжения», «Переходные процессы в электроэнергетических системах».

Материал учебного пособия может использоваться студентами при выполнении курсовых и дипломных проектов.

Библиографический список содержит сведения о справочной литературе и дополнительных изданиях, необходимых для углубленного изучения отдельных вопросов.

## Введение

*Энергетической системой* называется совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и теплоты при общем управлении этим режимом.

*Электроэнергетической системой* называется электрическая часть энергетической системы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

Передача и распределение электроэнергии осуществляется *электрической сетью* – совокупностью электроустановок, состоящей из подстанций, воздушных и кабельных линий электропередачи, токопроводов, электропроводок, работающих на определенной территории. Как составной элемент энергетической и электроэнергетической систем (ЭЭС), электрическая сеть обеспечивает прием электроэнергии от электростанций, ее передачу на различные расстояния, преобразование параметров электроэнергии на подстанциях и

распределение электроэнергии по определенной территории, вплоть до непосредственных потребителей.

Электрическая сеть должна проектироваться и эксплуатироваться таким образом, чтобы обеспечивалась ее *работоспособность* во всех возможных режимах – нормальных, ремонтных, послеаварийных. Параметры режима электрической сети (частота, токи ветвей, напряжения в узлах) должны лежать в допустимых пределах, обеспечивая нормальные условия работы электрооборудования сети и приемников электроэнергии.

Такие параметры режима, как отклонения частоты и напряжения от номинальных значений, характеризуют *качество* поставляемой потребителям электроэнергии. Эти параметры должны соответствовать требованиям ГОСТ 13109-97, который регламентирует качество электроэнергии.

Наличие определенных технических требований к параметрам режима вызывает необходимость их контроля и регулирования в процессе эксплуатации и выбора средств регулирования этих параметров на этапе проектирования электрической сети.

Определение параметров режима на стадии проектирования развития электрической сети составляет задачу расчета ее установившихся режимов. Расчетная схема электрической сети состоит из схем замещения отдельных ее элементов и характеризует взаимную связь этих элементов. Исходными данными для расчетов служат мощности потребителей электроэнергии и значения напряжения в отдельных узлах электрической сети.

Электрическая сеть должна обеспечивать требуемую степень *надежности электроснабжения* потребителей в соответствии с «*Правилами устройства электроустановок*» [1]. Эти правила делят все электроприемники на категории в отношении обеспечения надежности электроснабжения. Каждая категория электроприемников характеризуется последствиями, вызываемыми перерывом электроснабжения. При известном составе потребителей электроэнергии на стадии проектирования развития электрической сети решается вопрос о необходимости или экономической целесообразности резервирования питания.

Электрическая сеть должна быть *гибкой*, т.е. приспособленной для разных режимов распределения мощности, возникающих в результате изменений нагрузок потребителей, а также приспособленной для плановых и аварийных отключений отдельных элементов сети. Схема электрической сети должна обеспечивать возможность ее последующего развития без коренных изменений.

Наряду с обеспечением работоспособности, гибкости, надежности электроснабжения и качества поставляемой потребителям электроэнергии электрическая сеть должна быть *экономичной*. Это требование заключается в обеспечении минимального расхода финансовых,

энергетических, трудовых и других ресурсов на сооружение электрической сети, передачу и распределение по ней электроэнергии.

При разработке вариантов развития электрической сети и режимов ее работы требование экономичности должно выполняться при обеспечении отмеченных выше технических требований к электрической сети и к параметрам ее режима.

## 1. Классификация электрических сетей

Электрические сети характеризуются достаточно сложной структурой и конфигурацией, имеют разные номинальные напряжения, разное назначение, охватывают различную территорию, питают различные по своему характеру потребители электроэнергии. Поэтому затруднительно провести классификацию электрических сетей по какому-либо одному определяющему признаку.

Ряд признаков можно связать с номинальным напряжением сети. К таким признакам относятся охват территории, назначение электрической сети, характер потребителей. Классификация электрических сетей по указанным признакам приведена в табл. 1.1.

*По величине номинального напряжения* различают электрические сети напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ. Электрические сети напряжением выше 1 кВ можно условно разделить на сети среднего СН, высокого ВН и сверхвысокого СВН напряжения.

*По размерам охватываемой территории* различают *местные* электрические сети напряжением до 35 кВ, *районные* – напряжением 110...220 кВ и *региональные* – напряжением 330 кВ и выше, служащие для связи между собой отдельных ЭЭС.

*По иерархическому признаку* электрические сети делятся:

- на сетевые районы;
- предприятия электрических сетей;
- электрические сети районных ЭЭС;
- электрические сети объединенных ЭЭС;
- электрические сети единой ЭЭС страны.

*По назначению* могут быть выделены *распределительные* и *системообразующие* электрические сети. Основой распределительных сетей являются распределительные линии электропередачи и потребительские подстанции. Как следует из названия этих сетей, они служат для распределения электроэнергии от крупных системных подстанций до потребителей на определенной территории. Системообразующие сети объединяют крупные электростанции на параллельную (совместную) работу, осуществляют передачу электроэнергии от электростанций к системным подстанциям, служат для связи между собой отдельных ЭЭС и их частей.

Таблица 1.1

	Номинальное напряжение, кВ		
	До 35	110...220	330 и выше
	СН	ВН	СВН
Охват территории	местные	районные	региональные
Назначение	распределительные		системообразующие
Характер потребителей	городские, промышленные, сельскохозяйственные		–

По характеру питаемых потребителей различают промышленные, городские и сельскохозяйственные сети. Сельскохозяйственные сети характеризуются значительной протяженностью и невысокой плотностью нагрузки. Промышленные сети имеют незначительную протяженность и большую плотность нагрузки. Промежуточное положение занимают городские электрические сети, питающие коммунально-бытовых потребителей и промышленные предприятия средней и малой мощности.

По конфигурации электрические сети делятся на разомкнутые и замкнутые. В разомкнутых сетях каждый потребитель получает питание с одной стороны, в замкнутых – не менее чем с двух сторон. Простейшей замкнутой сетью является кольцевая сеть, в которой каждый потребитель получает питание с двух сторон.

По конструктивному выполнению электрические сети делятся на воздушные, кабельные, токопроводы и электропроводки. Первые выполняются воздушными линиями электропередачи, вторые – кабельными линиями электропередачи. Воздушные линии электропередачи выполняются на весь спектр освоенных напряжений, кабельные линии – на напряжения до 500 кВ включительно. На промышленных предприятиях с мощными концентрированными нагрузками электрическая сеть может выполняться токопроводами напряжением 6...35 кВ. Токопроводы напряжением до 1 кВ с жесткими токоведущими элементами (шинами) называются шинопроводами и используются, как правило, для распределения электроэнергии внутри цехов промышленных предприятий. Распределение электроэнергии на напряжение до 1 кВ внутри жилых, производственных, общественных зданий и сооружений осуществляется с помощью электропроводок.

По роду тока электрические сети делятся на сети переменного и постоянного тока. В большинстве электрических сетей используется переменный ток. Сети постоянного тока используются для некоторых технологических процессов в промышленности, в частности, для электролизных и гальванических установок цветной металлургии и химической промышленности.

Протяженные передачи постоянного тока служат в качестве системообразующих связей. Для связи ЭЭС с различными номинальными частотами (50 и 60 Гц) используются вставки постоянного тока. Эти вставки используются и для независимой связи ЭЭС с одинаковыми

номинальными частотами. В последнем случае изменение частоты в одной системе не оказывает влияния на частоту в другой системе.

### **Контрольные вопросы к главе 1**

1. Дайте определение энергетической системы, электроэнергетической системы и электрической сети.
2. Каково основное назначение электрической сети?
3. Из каких основных элементов состоит электрическая сеть?
4. Сформулируйте основные требования, предъявляемые к электрической сети.
5. Как классифицируются электрические сети по напряжению?
6. Дайте классификацию электрических сетей по конструктивному выполнению.
7. Приведите классификацию электрических сетей по назначению и конфигурации.
8. Дайте классификацию электрических сетей по иерархическому признаку и размерам охватываемой территории.
9. Как классифицируются электрические сети по характеру питаемых потребителей и роду тока?

## **2. Параметры элементов электроэнергетических систем**

### **2.1. Схемы замещения и параметры линий электропередачи**

Линии электропередачи характеризуются параметрами (сопротивлениями и проводимостями), равномерно распределенными по длине линии. Расчет линии электропередачи с учетом распределенности параметров очень сложен и применяется только для очень протяженных электропередач сверхвысокого напряжения, длина которых соизмерима с длиной электромагнитной волны.

подавляющее большинство линий электропередачи в ЭЭС имеют длины, существенно меньшие длины волны. Учет распределенности параметров этих линий значительно усложняет расчеты электрических сетей, уничтожает наглядность результатов расчета при несущественном их уточнении. Поэтому расчет линий электропередачи длиной до 300 км выполняют при допущении о сосредоточенности ее параметров. Погрешности расчетов при таком допущении не превышают 1...2%, что вполне допустимо для инженерных расчетов.

Представление элемента электрической сети его параметрами называется *схемой замещения*. При расчетах симметричных режимов схемы замещения составляются для одной фазы.

Воздушные и кабельные линии электропередачи при расчетах электрических сетей представляются в общем случае П-образной схемой замещения (рис. 2.1). Такая схема является наиболее удобной расчетной моделью линии, отражающей главные характеристики происходящих в линии явлений.

Поскольку длины линий электропередачи различны, вводят понятия погонных параметров, т.е. параметров, приведенных к единице длины линии, например к одному километру. Погонные параметры линий электропередачи различной конструкции, различных напряжений, с различными сечениями проводников фаз приводятся в справочной литературе, например в [4] и [7].

Схема замещения линии электропередачи (рис. 2.1) состоит из продольной ветви и двух поперечных ветвей. В соответствии с этим различают *продольные и поперечные параметры* линии. Продольные параметры – это активное и индуктивное сопротивления  $R$  и  $X$  одной фазы линии, поперечные – это активная и емкостная проводимости  $G$  и  $B$  между фазой и землей (точкой нулевого потенциала).

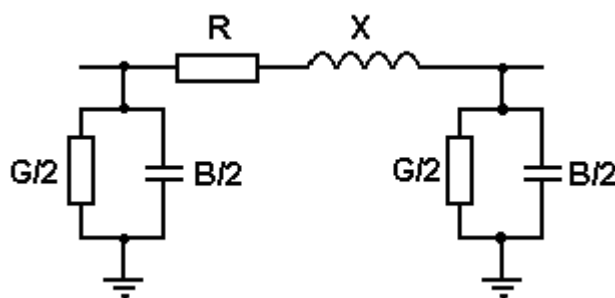


Рис. 2.1. Схема замещения линии электропередачи

*Активное сопротивление линии электропередачи.* Проводниковые материалы (алюминий, медь, сплавы на их основе), используемые для проводов воздушных линий (ВЛ) и жил кабельных линий (КЛ) электропередачи, обладают электрическим сопротивлением. При протекании по линии тока в этом сопротивлении теряется активная мощность, идущая на нагревание материала проводника.

Различают два вида электрического сопротивления: *омическое и активное*. Омическое сопротивление – это сопротивление проводника постоянному току, активное – переменному току. Активное сопротивление больше омического вследствие эффекта вытеснения тока к поверхности проводника. Для промышленной частоты 50 Гц этот эффект проявляется незначительно, отличие активного и омического сопротивлений не превышает 0,5% и этим отличием обычно пренебрегают.

Электрическое сопротивление проводника зависит от его температуры

$$R_{\theta} = R[1 + \alpha(\theta - 20)], \quad (2.1)$$

где  $\alpha$  – температурный коэффициент изменения сопротивления; для алюминия и меди  $\alpha = 0,004 \text{ 1/}^{\circ}\text{C}$ ;

$R$  – сопротивление проводника при  $20^{\circ}\text{C}$ ;

$\theta$  – фактическая температура проводника.



В реальном диапазоне изменения температуры проводника его сопротивление меняется незначительно. Поэтому при выполнении инженерных расчетов температурным изменением сопротивлений проводников, как правило, пренебрегают.

Стальные провода имеют существенно большее электрическое сопротивление, чем провода из цветных металлов. Кроме того, сталь является ферромагнитным материалом и проявляет свои магнитные свойства при протекании по ней переменного тока. Активное сопротивление стального провода

$$R=R_{\text{ом}}+R_{\text{доб}}, \quad (2.2)$$

где  $R_{\text{ом}}$  – омическое сопротивление провода;

$R_{\text{доб}}$  – добавочное сопротивление, обусловленное потерями активной мощности на перемагничивание стали (гистерезис) и вихревые токи; вследствие насыщения стали это сопротивление зависит от величины тока, протекающего по стальному проводнику.

Зависимость  $R_{\text{доб}}$  от тока не выражается аналитически и может быть задана только в табличной форме. Поскольку стальные провода используются для ВЛ исключительно редко, далее внимания этим проводам уделяться не будет.

Для ВЛ применяются, главным образом, сталеалюминиевые и алюминиевые провода. У сталеалюминиевых проводов не принимают во внимание сопротивление стального сердечника. Считается, что ток протекает только по алюминиевой части провода. Следовательно, активное сопротивление алюминиевого и сталеалюминиевого проводов при одинаковых сечениях алюминиевой части равны.

Продольное активное сопротивление линии электропередачи составляет

$$R=r_0L, \quad (2.3)$$

где  $r_0$  – погонное активное сопротивление, Ом/км;

$L$  – длина линии, км.

Величина погонного активного сопротивления  $r_0$  для проводов ВЛ и жил КЛ из разных проводниковых материалов различного сечения приводится в справочных материалах.

*Индуктивное сопротивление линии электропередачи.* Из курса теоретической электротехники известно, что индуктивное сопротивление одиночного проводника определяется э.д.с. самоиндукции, наводимой в этом проводнике переменным магнитным полем, возникающим внутри и вне проводника при протекании по нему переменного тока. В трехфазной системе переменного тока в каждом фазном проводе дополнительно наводятся э.д.с. взаимной индукции от проводов двух других фаз. Таким образом, индуктивное сопротивление провода одной фазы определяется результирующей э.д.с.

Если провода фаз ВЛ расположены симметрично, например, в вершинах равностороннего треугольника, то э.д.с. взаимоиндукции, наводимые в каждом проводе, будут одинаковыми и, следовательно, одинаковыми будут индуктивные сопротивления всех трех фаз.

При несимметричном расположении проводов, например, в горизонтальной плоскости э.д.с. взаимоиндукции проводов крайних фаз будут отличаться от э.д.с. взаимоиндукции среднего провода. Соответственно будут отличаться и индуктивные сопротивления проводов, что при достаточно большой длине линии приведет к несимметрии напряжений фаз.

Для ВЛ напряжением 110 кВ и выше длиной более 100 км при несимметричном расположении проводов выполняется *транспозиция* проводов, т.е. изменение взаимного расположения проводов с целью выравнивания индуктивных сопротивлений и, следовательно, напряжений разных фаз. Изменение расположения проводов выполняется через каждую треть длины линии.

Для двухцепных ВЛ отличие индуктивного сопротивления провода фазы при учете и без учета взаимного влияния одной цепи на другую составляет 5...6% и в практических инженерных расчетах не учитывается. Ниже будем считать, что индуктивные сопротивления проводов линии при любом их расположении как в одноцепной, так и двухцепной ВЛ одинаковые.

Погонное индуктивное сопротивление, Ом/км, для проводников из немагнитного материала (алюминий, медь) определяется по выражению

$$x_0 = 0,144 \lg(D_{cp}/R_{np}) + 0,016, \quad (2.4)$$

где  $D_{cp}$  – среднегеометрическое расстояние между проводами, м;

$R_{np}$  – радиус провода, м.

Первая составляющая выражения (2.4) определяется магнитным полем вне провода и называется внешним индуктивным сопротивлением; вторая составляющая определяется магнитным полем внутри провода и называется внутренним индуктивным сопротивлением.

Среднегеометрическое расстояние между проводами фаз  $a$ ,  $b$  и  $c$  при их произвольном расположении определяется как

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{ac} D_{bc}}, \quad (2.5)$$

где  $D_{ab}$ ,  $D_{ac}$ ,  $D_{bc}$  – расстояния между соответствующими фазами.

При расположении фаз в вершинах равностороннего треугольника со стороной  $D$  и горизонтальном расположении фаз при расстоянии  $D$  между соседними фазами величина среднегеометрического расстояния соответственно составляет

$$D_{cp} = D;$$

$$D_{\text{ср}}=D\sqrt[3]{2}. \quad (2.6)$$

Индуктивное сопротивление линии электропередачи составляет

$$X=x_0L. \quad (2.7)$$

Величина погонного индуктивного сопротивления  $x_0$  для проводов ВЛ и жил КЛ различных напряжений и сечений рассчитывается по выражению (2.4) или определяется по справочным данным.

*Активная проводимость линии электропередачи.* Кроме потерь активной мощности, расходуемой на нагревание проводников, в линии электропередачи имеют место потери активной мощности, обусловленные:

- токами утечки через изоляцию вследствие ее несовершенства;
- ионизацией воздуха вокруг провода (явлением общей короны).

Эти два фактора обуславливают активную проводимость  $G$  линии электропередачи.

Токи утечки через изоляцию ВЛ очень незначительны и ими, как правило, пренебрегают. Токи утечки через изоляцию КЛ имеют заметную величину при напряжениях 220 кВ и выше.

Явление общей короны возникает при высокой напряженности электрического поля на поверхности проводника и сопровождается характерным потрескиванием и видимым свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг коронирующего провода приводят к потерям активной мощности.

Потери активной мощности на корону зависят от погодных условий и напряжения линии. При дожде, мокром снеге, понижении атмосферного давления и увеличении напряжения потери на корону увеличиваются.

Значения потерь на корону для ВЛ различного напряжения, с различными сечениями проводов определяются, как правило, экспериментально. Существуют и эмпирические зависимости для приближенной оценки потерь на корону. Погонные значения потерь на корону  $\Delta P_0$ , кВт/км, приводятся в справочных материалах, например в [4]. По этой величине через номинальное напряжение линии, кВ, определяется погонная активная проводимость, См/км

$$g_0=\Delta P_0 10^{-3}/U_{\text{ном}}^2 \quad (2.8)$$

и полная активная проводимость линии

$$G=g_0L. \quad (2.9)$$

*Емкостная проводимость линии электропередачи.* Под действием электростатического поля между проводами фаз и между проводами и землей возникают токи смещения. Значения этих токов, называемых зарядными, определяются емкостями между фазами и между каждой

фазой и землей. Величины этих емкостей, зависящие от геометрических размеров и взаимного расположения проводников, а также от диэлектрических свойств изоляции, определяют емкостную проводимость линии электропередачи.

Погонная емкостная проводимость линии электропередачи  $b_o$ , См/км, рассчитывается по формуле

$$b_o = \omega c_o = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(D_{cp}/R_{np}), \quad (2.10)$$

а проводимость всей линии

$$B = b_o L. \quad (2.11)$$

Значения погонных емкостных проводимостей для линий электропередачи различного напряжения, сечения и конструкции приводятся в справочных материалах.

Наличие эквивалентной емкости между фазой и землей обуславливает *зарядную мощность линии*. Величина этой зарядной мощности, Мвар, определяется по выражению

$$Q_c = U_{ном}^2 B = U_{ном}^2 b_o L, \quad (2.12)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное линейное напряжение линии электропередачи, кВ.

*Параметры ВЛ с расщепленной фазой.* Чем меньше индуктивное сопротивление линии, тем большую мощность можно по ней передать. Подробнее об этом изложено в п. 3.3. С целью увеличения передаваемой по линии мощности индуктивное сопротивление линии стремятся уменьшить. Из выражения (2.4) видно, что этого можно достичь, уменьшая расстояние между проводами или увеличивая сечение (радиус) провода.

Расстояние между проводами определяется классом напряжения ВЛ. Увеличение сечения провода до величин, заметно уменьшающих значение  $x_o$ , приведет к неоправданному перерасходу цветного металла. Поэтому для уменьшения индуктивного сопротивления ВЛ каждую ее фазу расщепляют на несколько проводов. Обычно для ВЛ 330 кВ каждая фаза расщепляется на два провода, для ВЛ 500 кВ – на три, для ВЛ 750 кВ – на четыре. Иногда расщепление фазы на два провода применяется и для ВЛ напряжением 220 кВ.

В общем случае при расщеплении фазы на  $n$  проводов эквивалентный радиус расщепленной фазы составит

$$R_g = \sqrt[n]{R_{np} a_{12} a_{13} \dots a_{1n}}, \quad (2.13)$$

где  $a_{1i}$  ( $i=2, 3, \dots, n$ ) – расстояние от одного из проводов в фазе до всех остальных.

При расщеплении фазы на три провода последние располагаются в вершинах равностороннего треугольника, при расщеплении фазы на четыре провода – в вершинах квадрата. Величина  $R_3$  для расщепления фазы на два, три и четыре провода определяется по выражениям, вытекающим из (2.13):

$$\begin{aligned} R_{32} &= \sqrt{R_{\text{пр}} a}; \\ R_{33} &= \sqrt[3]{R_{\text{пр}} a^2}; \\ R_{34} &= \sqrt[4]{R_{\text{пр}} a^3 \sqrt{2}}, \end{aligned} \quad (2.14)$$

где  $a$  – расстояние между соседними проводами фазы.

При расщеплении фазы на  $n$  проводов выражение (2.4) для вычисления погонного индуктивного сопротивления приобретает вид

$$x_0 = 0,144 \lg(D_{\text{ср}}/R_3) + 0,016/n. \quad (2.15)$$

Эквивалентное активное сопротивление фазы при ее расщеплении на  $n$  проводов в  $n$  раз меньше активного сопротивления одного провода.

При определении погонной емкостной проводимости для ВЛ с расщепленной фазой в выражение (2.10) вместо радиуса провода  $R_{\text{пр}}$  подставляется эквивалентный радиус  $R_3$ .

Потери активной мощности на корону для ВЛ с расщепленной фазой, как и для ВЛ без расщепления фазы, имеют величину, возрастающую с увеличением напряжения ВЛ.

*Схемы замещения линий электропередачи.* При расчетах электрических сетей воздушные и кабельные линии электропередачи представляются в общем случае П-образной схемой замещения (рис. 2.1). Продольные параметры  $R$  и  $X$  представляются сосредоточенными в середине линии. Поперечные параметры  $B$  и  $G$  представляются сосредоточенными по концам линии. Поэтому проводимость каждой поперечной ветви будет в два раза меньше полной проводимости линии.

Для выбора целесообразного варианта схемы замещения конкретной линии электропередачи необходимо иметь представление о соотношениях величин погонных параметров линий различных напряжений и конструкций.

Величина погонного активного сопротивления проводов ВЛ и жил КЛ уменьшается с увеличением сечения провода. Так, для сечений сталеалюминиевого провода 10...500 мм<sup>2</sup> активное сопротивление составляет 2,8...0,06 Ом/км.

Погонное индуктивное сопротивление ВЛ с проводами различных сечений без расщепления фазы изменяется в достаточно узком диапазоне

0,39...0,44 Ом/км. При расщеплении фазы это сопротивление уменьшается на 20...40% в зависимости от степени расщепления.

Для КЛ величина  $D_{cp}$  значительно меньше, чем для ВЛ. Как следует из выражения (2.4), при одинаковых сечениях (радиусах) проводов ВЛ и жил КЛ величина погонного индуктивного сопротивления для КЛ меньше, чем для ВЛ. Поскольку величина  $D_{cp}$  находится под знаком десятичного логарифма, индуктивные сопротивления КЛ в 3...7 раз меньше, чем индуктивные сопротивления ВЛ.

Из сказанного следует, что пренебрежение индуктивным сопротивлением допустимо для КЛ с малыми сечениями жил, так как для таких линий  $X \ll R$ . Пренебрежение активными сопротивлениями допустимо для ВЛ с расщеплением проводов в фазе, так как для таких линий  $X \gg R$ .

Для ВЛ напряжением 35 кВ и ниже потери на корону пренебрежительно малы. Для ВЛ напряжением 110...220 кВ потери на корону не представляют заметной величины в суммарных потерях активной мощности в линии, если сечение провода ВЛ 110 кВ не менее 70 мм<sup>2</sup>, ВЛ 150 кВ не менее 120 мм<sup>2</sup>, ВЛ 220 кВ не менее 240 мм<sup>2</sup>. Указанные сечения рекомендуются для ВЛ напряжением 110...220 кВ. При таких сечениях напряженность на поверхности провода не превышает критического значения, при котором наступает явление короны.

Для ВЛ напряжением 330...750 кВ с расщепленными фазами потери на корону могут достигать величины 3...15 кВт/км. По сравнению с передаваемыми по таким ВЛ мощностями потери на корону пренебрежительно малы и при расчетах установившихся режимов эти потери, как правило, не учитывают.

Токи утечки через изоляцию ВЛ всех напряжений пренебрежительно малы, а для КЛ имеют заметную величину при напряжениях 220 кВ и выше.

Погонная емкостная проводимость ВЛ с проводами различных сечений без расщепления фазы изменяется в достаточно узком диапазоне  $(2,5...3)10^{-6}$  См/км. При расщеплении фазы эта проводимость увеличивается на 25...60% в зависимости от степени расщепления. Согласно выражению (2.12) погонное значение зарядной мощности при незначительном изменении емкостной проводимости определяется, главным образом, напряжением линии. Для ВЛ напряжением 35 кВ и ниже величина зарядной мощности пренебрежимо мала. Для ВЛ напряжением 110...220 кВ эта мощность составляет уже заметную величину 30...130 квар/км, соизмеримую с потерями реактивной мощности в индуктивном сопротивлении ВЛ. Для ВЛ с расщепленной фазой напряжением 330...1150 кВ зарядная мощность достигает внушительных значений 0,4...6 Мвар/км.

Среднегеометрическое расстояние между жилами КЛ значительно меньше, чем между проводами ВЛ. Кроме того, диэлектрическая проницаемость изоляции кабеля выше, чем воздуха. Следовательно,

емкостная проводимость и соответственно зарядная мощность КЛ значительно больше (в 20...50 раз), чем ВЛ такого же класса напряжения. Зарядная мощность КЛ напряжением 6...35 кВ составляет 5...100 квар/км, а для КЛ напряжением 110...500 кВ – 3...17 Мвар/км. Вместе с тем КЛ, как правило, значительно короче ВЛ такого же номинального напряжения. Поэтому поперечную емкостную проводимость КЛ учитывают при напряжении 35 кВ и выше, ВЛ – при напряжении 110 кВ и выше.

На основании вышеизложенного можно рекомендовать следующие *схемы замещения ВЛ и КЛ* различного напряжения (рис. 2.2):

- для КЛ 6...10 кВ с сечениями жил менее 120 мм<sup>2</sup> простую схему, содержащую только продольное активное сопротивление (рис. 2.2,а);
- для ВЛ напряжением 35 кВ и ниже и КЛ напряжением 6...10 кВ с сечениями жил 120 мм<sup>2</sup> и более схему с продольными активным и индуктивным сопротивлениями без поперечных ветвей (рис. 2.2,б);
- для ВЛ напряжением 110...220 кВ и КЛ напряжением 35...110 кВ схему с продольными активным и индуктивным сопротивлениями и поперечной емкостной проводимостью или зарядной мощностью (рис. 2.2,в или рис. 2.2,г); схема рис. 2.2,г более удобна при выполнении расчетов установившихся режимов электрических сетей;
- для КЛ напряжением 220 кВ и выше полную схему, включающую все продольные и поперечные параметры (рис. 2.1).
- для ВЛ напряжением 330 кВ и выше схему с продольным индуктивным сопротивлениями и поперечной емкостной проводимостью (рис. 2.2,д).

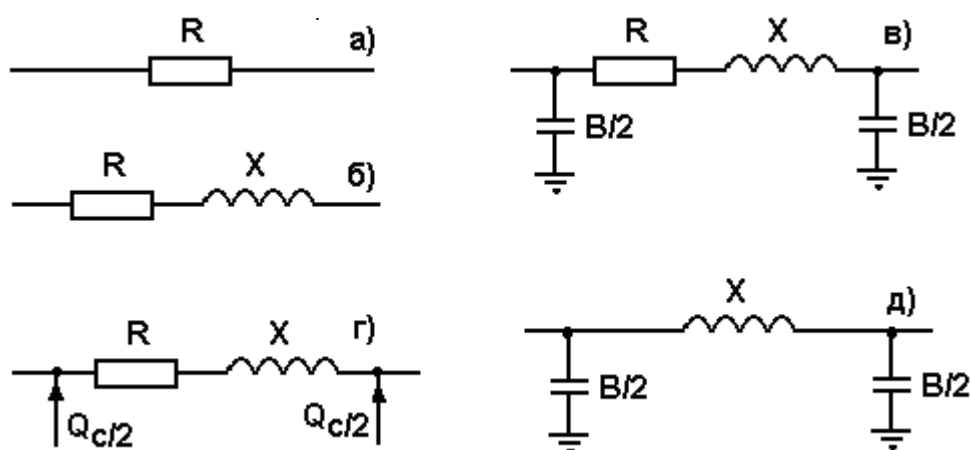


Рис. 2.2. Схемы замещения линий электропередачи

## 2.2. Схемы замещения и параметры трансформаторов

### 2.2.1. Двухобмоточные трансформаторы

Графическое изображение двухобмоточного трансформатора, используемое в схемах электрических сетей, показано на рис. 2.3,а.

Первичным напряжением  $U_1$  считается напряжение со стороны питания трансформатора, вторичным  $U_2$  – напряжение со стороны нагрузки  $S=P+jQ$ . Соответственно и обмотки трансформатора называются первичной и вторичной. Стрелка, перечеркивающая обозначение трансформатора, показывает, что трансформатор имеет устройство РПН (устройство регулирования напряжения под нагрузкой).

При расчетах электрических сетей двухобмоточный трансформатор представляют Г-образной схемой замещения (рис. 2.3,б). Продольными параметрами схемы являются активное и реактивное сопротивления  $R_T$  и  $X_T$  обмоток трансформатора. Поперечными параметрами схемы являются активная и реактивная проводимости  $G_T$  и  $B_T$ , которые определяют соответственно активную и реактивную составляющие тока холостого хода трансформатора  $I_x$ .

Поскольку трансформатор связывает сети разных напряжений, все его параметры приводятся к одному напряжению. Без специальной оговорки будем считать, что все параметры трансформатора приведены к напряжению первичной обмотки. На подстанциях электрических сетей первичной обмоткой является, как правило, обмотка высшего напряжения, а вторичной – обмотка низшего напряжения.

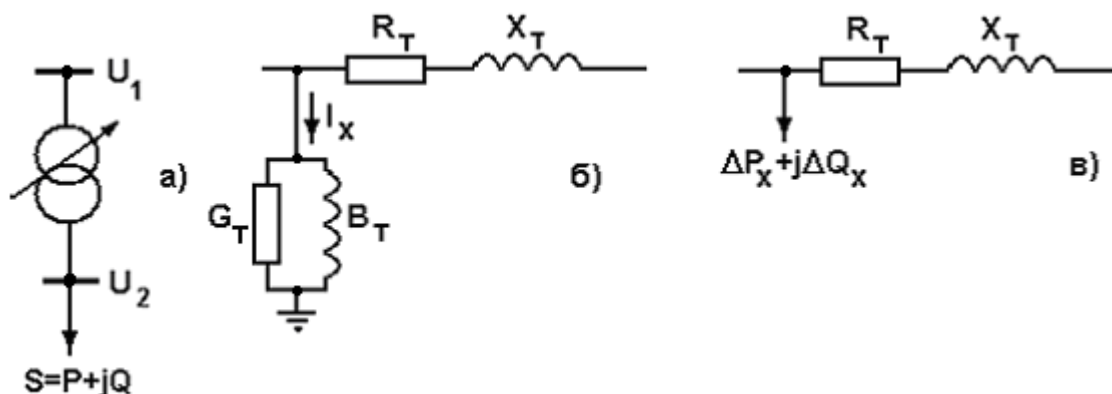


Рис. 2.3. Графическое изображение (а) и схемы замещения (б,в) двухобмоточного трансформатора

Наряду со схемой рис. 2.3,б используется упрощенная схема замещения (рис. 2.3,в), в которой поперечная ветвь представлена в виде отбора или потерь мощности  $\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x$ . Индекс “х” у активных и реактивных потерь обозначает, что эти потери имеют место не только при нагрузке трансформатора, но и при его холостом ходе.

В справочной литературе приводятся следующие каталожные (паспортные) данные двухобмоточных трансформаторов:

- $S_{T\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;
- $U_{\text{вн}}$ ,  $U_{\text{нн}}$  – номинальные напряжения обмоток высшего и низшего напряжения трансформатора, кВ;
- $\Delta P_x$  – потери активной мощности при холостом ходе трансформатора, кВт;
- $I_x$  – ток холостого хода, %;



- $u_k$  – напряжение короткого замыкания, %;
- $\Delta P_k$  – потери активной мощности при коротком замыкании трансформатора, кВт.

Последние четыре параметра определяются из опыта холостого хода (рис. 2.4,а) и опыта короткого замыкания (рис. 2.4,б). Схемы этих опытов с целью упрощения показаны для однофазного трансформатора.

В опыте холостого хода на первичную обмотку трансформатора подается номинальное напряжение  $U_{вн}$ , а вторичная обмотка разомкнута (холостой ход). Амперметром  $A$  измеряется ток холостого хода  $I_x$ , а ваттметром  $W$  – потери активной мощности при холостом ходе  $\Delta P_x$ . Ток холостого хода выражается в процентах от номинального тока трансформатора  $I_{вн}$ :

$$I_x\% = 100I_x/I_{вн} = 100I_x \sqrt{3} U_{вн}/S_{Т ном}. \quad (2.16)$$

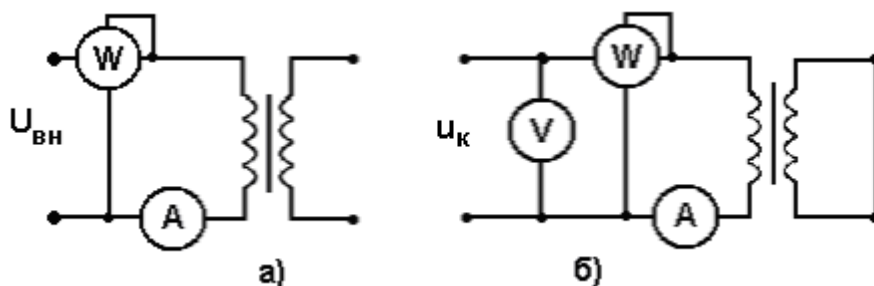


Рис. 2.4. Схемы опытов холостого хода (а) и короткого замыкания (б)

В опыте короткого замыкания (рис. 2.4,б) вторичная обмотка трансформатора замыкается накоротко, а к первичной подается такое напряжение  $u_k$ , чтобы через эту обмотку протекал номинальный ток  $I_{вн}$ . Величины напряжения  $u_k$  и тока  $I_{вн}$  измеряются вольтметром  $V$  и амперметром  $A$  соответственно. Ваттметром  $W$  измеряются потери активной мощности  $\Delta P_k$ . Напряжение короткого замыкания  $u_k$  выражается в процентах от номинального напряжения:

$$u_k\% = 100u_k/U_{вн}. \quad (2.17)$$

Расчетные параметры трансформатора  $R_T$ ,  $X_T$ ,  $G_T$ ,  $B_T$ ,  $\Delta Q_x$  определяются через приведенные выше каталожные данные трансформатора.

Потери активной мощности в обмотках трансформатора при его номинальной нагрузке равны величине  $\Delta P_k$ , измеренной в опыте короткого замыкания

$$\Delta P_k = 3I_{вн}^2 R_T = (S_{Т ном}/U_{вн})^2 R_T. \quad (2.18)$$

Из (2.18) следует, что активное сопротивление трансформатора, Ом, составит

$$R_T = \Delta P_K U_{BH}^2 10^3 / S_{T \text{ ном}}^2. \quad (2.19)$$

Напряжение короткого замыкания с учетом соотношения (2.17)

$$u_K = u_K \% U_{BH} / 100 = \sqrt{3} I_{BH} Z_T, \quad (2.20)$$

где  $Z_T$  – полное сопротивление трансформатора.

После умножения правой и левой частей выражения (2.20) на напряжение  $U_{BH}$  получим

$$u_K \% U_{BH}^2 / 100 = S_{T \text{ ном}} Z_T. \quad (2.20, a)$$

Из последнего выражения определяется полное сопротивление трансформатора

$$Z_T = u_K \% U_{BH}^2 10^3 / 100 S_{T \text{ ном}}. \quad (2.21)$$

В последнем выражении введение числового коэффициента  $10^3$  позволяет получить сопротивление трансформатора в Ом при подстановке напряжения  $U_{BH}$  в кВ, а мощности  $S_{T \text{ ном}}$  в кВ·А.

Для трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более имеет место соотношение  $R_T \ll X_T$  или  $Z_T \cong X_T$ . Поэтому по выражению (2.21) вполне допустимо определять реактивное сопротивление обмоток трансформатора:

$$X_T = u_K \% U_{BH}^2 10^3 / 100 S_{T \text{ ном}}. \quad (2.22)$$

Для трансформаторов мощностью менее 1000 кВ·А величина индуктивного сопротивления определяется по выражению

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (2.22, a)$$

Активная проводимость трансформатора  $G_T$ , См, определяется через потери активной мощности  $\Delta P_x$  при холостом ходе

$$G_T = \Delta P_x 10^{-3} / U_{BH}^2. \quad (2.23)$$

Реактивная проводимость трансформатора  $B_T$ , См, определяется соответственно через потери реактивной мощности  $\Delta Q_x$  при холостом ходе

$$B_T = \Delta Q_x 10^{-3} / U_{BH}^2 \quad (2.24)$$

Величина потерь реактивной мощности  $\Delta Q_x$  является расчетным параметром и определяется следующим образом. Ток холостого хода имеет активную и реактивную составляющие

$$I_x = I_x' + jI_x'' \quad (2.25)$$

Для трансформаторов, применяемых в электрических сетях, имеет место соотношение  $I_x' \ll I_x''$  или  $I_x'' \cong I_x$ . Поэтому

$$\Delta Q_x = \sqrt{3} I_x'' U_{\text{ВН}} \cong \sqrt{3} I_x U_{\text{ВН}} = \sqrt{3} I_x \% I_{\text{ВН}} U_{\text{ВН}} / 100 = I_x \% S_{\text{ТНОМ}} / 100. \quad (2.26)$$

Передача мощности через трансформатор сопровождается потерями активной и реактивной мощности в его сердечнике и обмотках. Потери активной мощности в сердечнике  $\Delta P_x$  расходуются на перемагничивание стали сердечника и на нагрев этого сердечника вихревыми токами. Потери реактивной мощности в сердечнике  $\Delta Q_x$  расходуются на создание в нем магнитного потока. Потери в сердечнике не зависят от нагрузки, а зависят от напряжения сети  $U_c$ , к которой подключен трансформатор. Это напряжение, как правило, заранее не известно и принимается приблизительно равным номинальному напряжению сети  $U_c \cong U_{\text{НОМ}}$ , а потери в сердечнике трансформатора – приблизительно равными потерям холостого хода  $\Delta P_x$  и  $\Delta Q_x$ .

Потери активной мощности в обмотках трансформатора расходуются на нагрев обмоток и имеют квадратичную зависимость от нагрузки трансформатора. Потери реактивной мощности в обмотках трансформатора обусловлены потоком рассеивания и также имеют квадратичную зависимость от нагрузки трансформатора.

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторе при его нагрузке, равной  $S$ , кВ·А, определяются выражениями

$$\Delta P_T \cong \Delta P_x + S^2 R_T 10^{-3} / U_{\text{НОМ}}^2, \text{ кВт}; \quad (2.27)$$

$$\Delta Q_T \cong \Delta Q_x + S^2 X_T 10^{-3} / U_{\text{НОМ}}^2, \text{ квар}. \quad (2.28)$$

Потери мощности могут быть найдены по каталожным данным трансформатора без вычисления его сопротивлений. Для этого в выражения (2.27) и (2.28) подставляются значения  $R_T$ ,  $X_T$  и  $\Delta Q_x$  из соотношений (2.19), (2.22) и (2.26). После приравнивания номинальных напряжений трансформатора и сети ( $U_{\text{ВН}} \cong U_{\text{НОМ}}$ ) получим

$$\Delta P_T \cong \Delta P_x + \Delta P_k S^2 / S_{\text{ТНОМ}}^2; \quad (2.29)$$

$$\Delta Q_T \cong I_x \% S_{\text{ТНОМ}} / 100 + u_k \% S^2 / 100 S_{\text{ТНОМ}}. \quad (2.30)$$

При  $n$  одинаковых трансформаторах на подстанции суммарные потери в сердечниках трансформаторов увеличиваются в  $n$  раз, а потери в обмотках уменьшаются в  $n$  раз, вследствие уменьшения в  $n$  раз эквивалентного сопротивления трансформаторов. Для  $n$  одинаковых трансформаторов суммарные потери мощности составляют

$$\Delta P_{T\Sigma} \cong n\Delta P_x + \Delta P_k S^2 / nS_{\text{ТНОМ}}^2; \quad (2.29, a)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} \cong nI_x \% S_{\text{ТНОМ}} / 100 + u_k \% S^2 / n100S_{\text{ТНОМ}}. \quad (2.30, a)$$

*Трансформаторы с расщепленными обмотками.* Двухобмоточные трансформаторы мощностью 25000 кВ·А и более выполняются, как правило, с обмоткой низшего напряжения, состоящей из двух изолированных друг от друга параллельных ветвей (полуобмоток). Такие трансформаторы называются трансформаторами с расщепленной обмоткой низшего напряжения. Мощность каждой из полуобмоток составляет 50% от мощности обмотки высшего напряжения, а их номинальные напряжения могут быть: 6,3/6,3 кВ, 10,5/10,5 кВ, 6,3/10,5 кВ. Паспортные данные таких трансформаторов такие же, как у двухобмоточных трансформаторов.

Графическое изображение и схема замещения трансформатора с расщепленной обмоткой приведены на рис. 2.5. К расщепленной вторичной обмотке подключены разные нагрузки  $S_1$  и  $S_2$ . Суммарная нагрузка трансформатора  $S = S_1 + S_2$ .

Продольные параметры схемы замещения трансформатора представляют собой сопротивления первичной обмотки  $R_{\text{ТВ}}$  и  $X_{\text{ТВ}}$  и приведенные к напряжению этой обмотки сопротивления ветвей расщепленной вторичной обмотки  $R_{\text{ТН}}'$ ,  $X_{\text{ТН}}'$ ,  $R_{\text{ТН}}''$  и  $X_{\text{ТН}}''$ . Поперечные параметры схемы замещения такие же, как у двухобмоточного трансформатора без расщепления вторичной обмотки, и определяются по выражениям (2.23), (2.24) и (2.26).

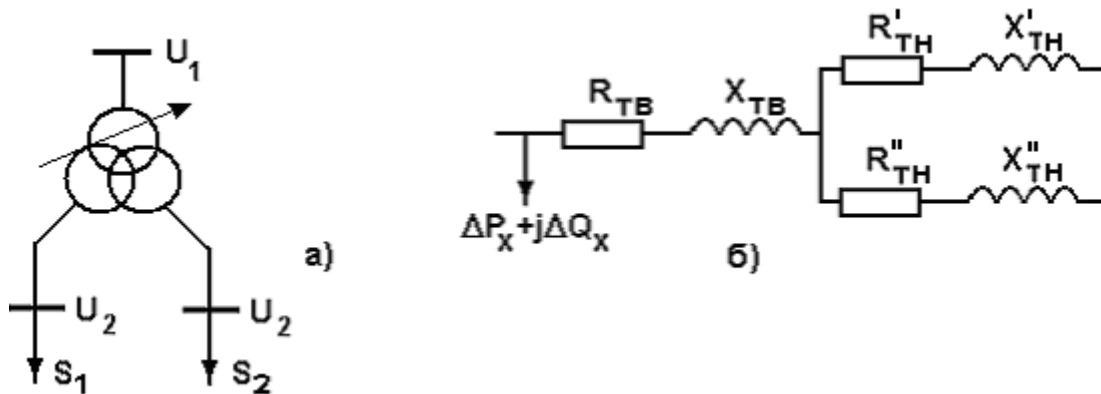


Рис. 2.5. Графическое изображение (а) и схема замещения (б) двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой

Общие активное  $R_T$  и реактивное  $X_T$  сопротивления трансформатора определяются по выражениям (2.19) и (2.22). С достаточной для инженерных расчетов точностью полагают, что сопротивления первичной обмотки трансформатора равны нулю  $R_{\text{ТВ}} = X_{\text{ТВ}} = 0$ . Тогда сопротивления каждой вторичной обмотки составят

$$X_{\text{ТН}}' = X_{\text{ТН}}'' = 2X_T;$$

$$R_{ТН}'=R_{ТН}''=2R_{Т}. \quad (2.31)$$

Применение трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой позволяет уменьшить токи короткого замыкания, поскольку сопротивление каждой полуобмотки такого трансформатора в два раза больше, чем у трансформатора без расщепления вторичной обмотки.

### 2.2.2. Трехобмоточные трансформаторы

Трехобмоточные трансформаторы предназначены для связи электрических сетей трех номинальных напряжений: высшего  $U_B = 35...220$  кВ, среднего  $U_C=20...35$  кВ и низшего  $U_H=6...10$  кВ. Графическое изображение и схема замещения трехобмоточного трансформатора приведены на рис. 2.6. Поперечные параметры схемы замещения такие же, как у двухобмоточного трансформатора, и определяются по выражениям (2.23), (2.24) и (2.26).

Продольные параметры трехобмоточного трансформатора представлены трехлучевой схемой, каждый луч которой соответствует одной из трех обмоток трансформатора.

В паспортных данных трехобмоточного трансформатора дополнительно к данным двухобмоточного указывается номинальное среднее напряжение  $U_{CH}$  и три значения напряжений короткого замыкания  $u_{КВ-С}\%$ ,  $u_{КВ-Н}\%$  и  $u_{КС-Н}\%$ , полученные в трех опытах короткого замыкания. Так, например, напряжение  $u_{КС-Н}\%$  замеряется на подключенной к источнику обмотке среднего напряжения при замкнутой накоротко обмотке низшего напряжения, разомкнутой обмотке высшего напряжения; напряжение на средней обмотке обуславливает протекание по обмоткам среднего и низшего напряжений номинальных токов.

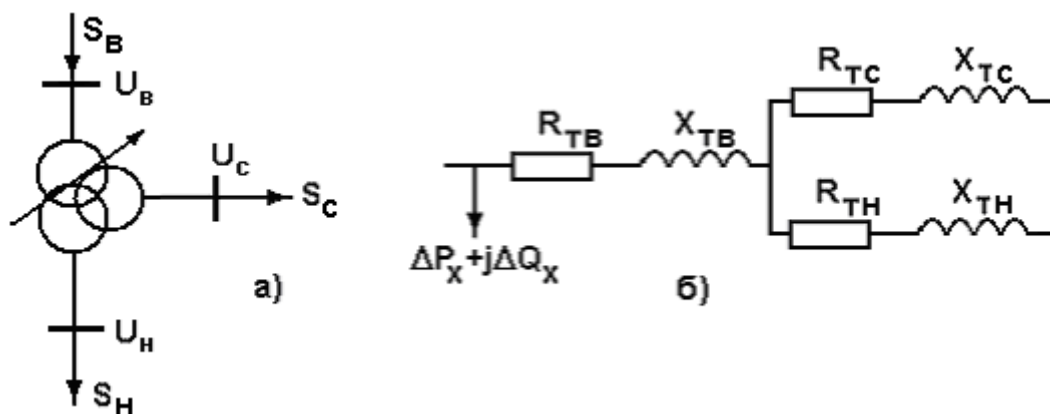


Рис. 2.6. Графическое изображение (а) и схема замещения (б) трехобмоточного трансформатора

Продольные параметры определяются отдельно для каждой ветви трехлучевой схемы замещения. Общее активное сопротивление трансформатора  $R_T$  определяется по выражению (2.19). Активные сопротивления отдельных обмоток трансформатора равны между собой:

$$R_{ТВ}=R_{ТС}=R_{ТН}=0,5R_{Т}. \quad (2.32)$$

Для определения реактивных сопротивлений обмоток трехобмоточного трансформатора используются каталожные значения напряжений короткого замыкания, которые для каждой пары обмоток можно записать как:

$$\begin{aligned} u_{\text{KB-C}}\% &= u_{\text{KB}}\% + u_{\text{KC}}\%; \\ u_{\text{KB-H}}\% &= u_{\text{KB}}\% + u_{\text{KH}}\%; \\ u_{\text{KC-H}}\% &= u_{\text{KC}}\% + u_{\text{KH}}\%. \end{aligned} \quad (2.33)$$

Решая систему (2.33) относительно формальных значений напряжений короткого замыкания каждой обмотки  $U_{\text{Ki}}$  ( $i=\text{в, с, н}$ ), получим

$$\begin{aligned} u_{\text{KB}}\% &= 0,5(u_{\text{KB-C}}\% + u_{\text{KB-H}}\% - u_{\text{KC-H}}\%); \\ u_{\text{KC}}\% &= 0,5(u_{\text{KB-C}}\% + u_{\text{KC-H}}\% - u_{\text{KB-H}}\%); \\ u_{\text{KH}}\% &= 0,5(u_{\text{KB-H}}\% + u_{\text{KC-H}}\% - u_{\text{KB-C}}\%). \end{aligned} \quad (2.34)$$

Реактивные сопротивления обмоток трансформатора вычисляются по выражениям, аналогичным (2.22):

$$\begin{aligned} X_{\text{ТВ}} &= u_{\text{KB}}\% U_{\text{ВН}}^2 / S_{\text{ТНОМ}}; \\ X_{\text{ТС}} &= u_{\text{KC}}\% U_{\text{ВН}}^2 / S_{\text{ТНОМ}}; \\ X_{\text{ТН}} &= u_{\text{KH}}\% U_{\text{ВН}}^2 / S_{\text{ТНОМ}}. \end{aligned} \quad (2.35)$$

Выражения для потерь мощности в трехобмоточном трансформаторе отличаются от выражений (2.27) и (2.28) для двухобмоточного трансформатора суммой потерь мощности в каждой обмотке трансформатора

$$\Delta P_{\text{T}} \cong \Delta P_{\text{X}} + \sum S_i^2 R_{\text{Ti}} / U_{\text{НОМ}}^2; \quad (2.36)$$

$$\Delta Q_{\text{T}} \cong \Delta Q_{\text{X}} + \sum S_i^2 X_{\text{Ti}} / U_{\text{НОМ}}^2; \quad (2.37)$$

где  $S_i$  – мощность, протекающая по каждой  $i$ -й обмотке трансформатора ( $i=\text{в, с, н}$ ).

Эти потери приближенно могут быть выражены через каталожные данные трансформаторов по аналогии с выражениями (2.29) и (2.30)

$$\Delta P_{\text{T}} \cong \Delta P_{\text{X}} + 0,5 \Delta P_{\text{K}} \sum S_i^2 / S_{\text{ТНОМ}}^2; \quad (2.38)$$

$$\Delta Q_{\text{T}} \cong I_{\text{X}}\% S_{\text{ТНОМ}} / 100 + \sum u_{\text{Ki}}\% S_{i2} / 100 S_{\text{ТНОМ}}. \quad (2.39)$$

### 2.2.3. Автотрансформаторы

В электрических сетях напряжением 220 кВ и выше широкое применение нашли автотрансформаторы (АТ), устанавливаемые на мощных подстанциях системообразующих и районных электрических сетей.

Как и трехобмоточные трансформаторы, АТ имеют три обмотки – высшего, среднего и низшего напряжений. Схемное обозначение и принципиальная электрическая схема одной фазы АТ приведены на рис. 2.7. Схема замещения АТ аналогична схеме замещения трехобмоточного трансформатора (рис. 2.6,б).

Отличительной особенностью АТ является наличие электрической связи между обмотками высшего и среднего напряжений. Связь этих обмоток с обмоткой низшего напряжения электромагнитная. Часть обмотки высшего напряжения, совмещенная с обмоткой среднего напряжения, называется *общей обмоткой 2*, остальная часть обмотки высшего напряжения – *последовательной обмоткой 1* (рис. 2.7,б).

Под *номинальной мощностью* АТ понимается мощность, которую можно передать через обмотку высшего напряжения АТ

$$S_{\text{ат ном}} = \sqrt{3} I_{\text{вн}} U_{\text{вн}}, \quad (2.40)$$

где  $I_{\text{вн}}$ ,  $U_{\text{вн}}$  – номинальные ток и напряжение обмотки высшего напряжения.

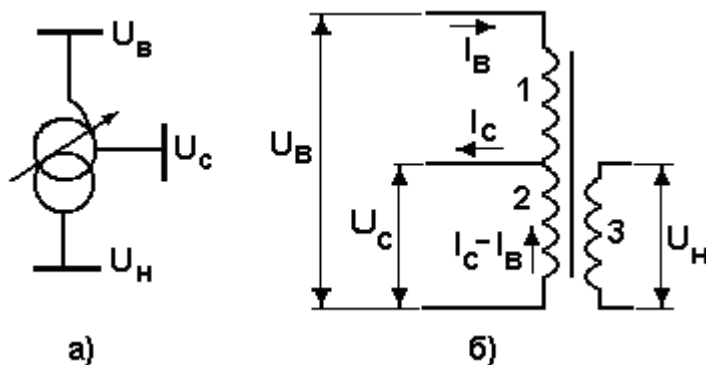


Рис. 2.7. Графическое изображение (а) и принципиальная схема одной фазы (б) автотрансформатора

Мощность последовательной обмотки 1 определяется согласно принципиальной схеме АТ (рис.2.7,б) по выражению

$$S_1 = \sqrt{3} I_{\text{вн}} (U_{\text{вн}} - U_{\text{сн}}) = \sqrt{3} I_{\text{вн}} U_{\text{вн}} (1 - U_{\text{сн}} / U_{\text{вн}}) = S_{\text{ат ном}} (1 - 1/k_{\text{вс}}), \quad (2.41)$$

где  $k_{\text{вс}}$  – коэффициент трансформации АТ между обмотками высшего и среднего напряжений.

Аналогично можно определить мощность общей обмотки 2 (рис. 2.7,б):

$$S_2 = \sqrt{3} (I_{CH} - I_{BH}) U_{CH} = \sqrt{3} I_{BH} (I_{CH} / I_{BH} - 1) U_{BH} U_{CH} / U_{BH} = \\ = S_{AT\text{ ном}} (k_{BC} - 1) / k_{BC} = S_{AT\text{ ном}} (1 - 1/k_{BC}). \quad (2.42)$$

Из (2.42) и (2.43) видно, что мощности последовательной  $S_1$  и общей  $S_2$  обмоток АТ меньше его номинальной мощности  $S_{AT\text{ ном}}$ . Мощность последовательной и общей обмоток АТ называется *типовой мощностью* автотрансформатора  $S_{тип} = S_1 = S_2$ . Типовая мощность определяет расход активных материалов на обмотки и магнитопровод АТ и, следовательно, его стоимость. Отношение

$$\alpha = S_{тип} / S_{AT\text{ ном}} = (1 - 1/k_{BC}) < 1 \quad (2.43)$$

называется коэффициентом выгоды АТ.

Обмотка низшего напряжения АТ рассчитывается на мощность, меньшую номинальной. Мощность обмотки низшего напряжения выражается через номинальную мощность АТ как

$$S_{HH} = \alpha_{HH} S_{AT\text{ ном}}, \quad (2.44)$$

где  $\alpha_{HH}$  – доля мощности обмотки низшего напряжения от номинальной мощности АТ; для современных АТ величина  $\alpha_{HH} = 0,25; 0,4$  или  $0,5$ .

В трехобмоточном трансформаторе каждая из обмоток рассчитана на номинальную мощность. В АТ каждая из обмоток рассчитывается на мощность, меньшую номинальной. В этом основное преимущество АТ перед трехобмоточным трансформатором. Чем меньше коэффициент  $\alpha$ , тем выгоднее АТ по сравнению с трехобмоточным трансформатором.

Паспортные данные АТ аналогичны данным трехобмоточного трансформатора. В этих данных дополнительно указывается мощность обмотки низшего напряжения, или величина коэффициента  $\alpha_{HH}$ . Схема замещения АТ аналогична схеме замещения трехобмоточного трансформатора (рис. 2.6,б).

Поперечные параметры схем замещения рассчитываются, как у двухобмоточного трансформатора, по выражениям (2.23), (2.24) и (2.26). Продольные параметры определяются отдельно для каждой ветви трехлучевой схемы замещения. Активные сопротивления обмоток высшего и среднего напряжений АТ равны между собой:

$$R_{TB} = R_{TC} = 0,5 R_T, \quad (2.45)$$

где  $R_T$  – общее активное сопротивление обмоток высшего и среднего напряжения АТ, определяемое по выражению (2.19).

Активное сопротивление обмотки низшего напряжения определяется ее мощностью:

$$R_{TH} = R_{TB} / \alpha_{HH}. \quad (2.46)$$



Реактивные сопротивления обмоток АТ вычисляются по выражениям (2.35) для трехобмоточного трансформатора. Потери мощности в АТ определяются по выражениям (2.36)...(2.39) для трехобмоточного трансформатора .

### 2.3. Представление синхронных машин в расчетных схемах

В ЭЭС синхронные машины вырабатывают или потребляют как активную, так и реактивную мощность. Различают синхронные генераторы, синхронные двигатели и синхронные компенсаторы.

*Синхронные генераторы* в ЭЭС являются источниками активной мощности и выдают эту мощность в сеть. Схема замещения генератора и векторные диаграммы, отвечающие различным режимам его работы, приведены на рис. 2.8,а, где обозначено:

- $E_q$ ,  $U_r$ ,  $I_r$  – линейная э.д.с., линейное напряжение и фазный ток генератора;
- $X_d$  – реактивное сопротивление генератора;
- $\delta$  – угол между векторами э.д.с. и напряжения генератора.

Ток генератора определяется по выражению, вытекающему из закона Ома,

$$I_r = (E_q - U_r) / j\sqrt{3} X_d. \quad (2.47)$$

Полная мощность, выдаваемая генератором,

$$S_r = P_r + jQ_r = \sqrt{3} U_r I_r^* = U_r (E_q^* - U_r^*) / jX_d^*, \quad (2.48)$$

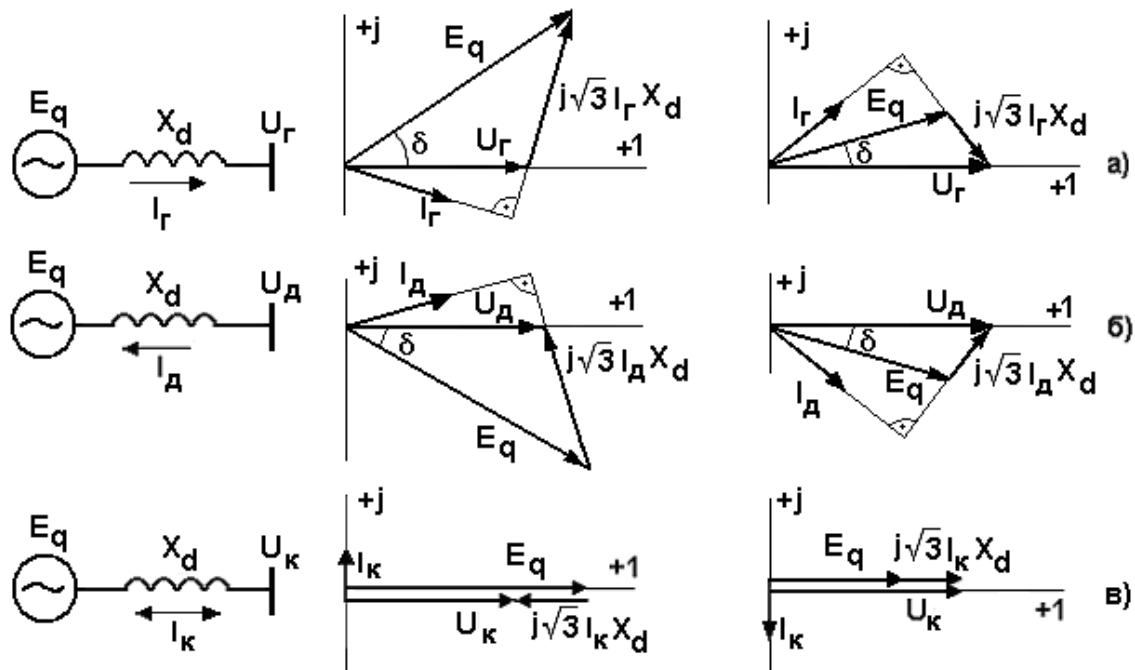


Рис. 2.8. Схемы замещения и векторные диаграммы синхронного генератора (а), двигателя (б) и компенсатора (в)

где  $I_{\Gamma}^*$ ,  $E_q^*$ ,  $U_{\Gamma}^*$ ,  $X_d^*$  – сопряженные комплексы тока, э.д.с., напряжения и индуктивного сопротивления генератора.

Поскольку вектор напряжения генератора направлен по действительной оси,  $U_{\Gamma}^* = U_{\Gamma}$ . Очевидно, что  $jX_d^* = -jX_d$ .

Сопряженный вектор э.д.с. генератора в соответствии с векторной диаграммой будет равен

$$E_q^* = E_q \cos \delta - jE_q \sin \delta. \quad (2.49)$$

После подстановки (2.49) в (2.48), получим

$$S_{\Gamma} = (U_{\Gamma} E_q \cos \delta - jU_{\Gamma} E_q \sin \delta - U_{\Gamma}^2) / (-jX_d). \quad (2.50)$$

Разделяя действительную и мнимую части выражения (2.50), получим выражения для активной и реактивной мощностей генератора

$$\begin{aligned} P_{\Gamma} &= U_{\Gamma} E_q \sin \delta / X_d; \\ Q_{\Gamma} &= U_{\Gamma} (E_q \cos \delta - U_{\Gamma}) / X_d. \end{aligned} \quad (2.51)$$

Значение э.д.с. генератора  $E_q$ , определяемое величиной тока возбуждения, может изменяться. В том случае, когда  $E_q \cos \delta > U_{\Gamma}$ , генератор выдает реактивную мощность в сеть  $Q_{\Gamma} > 0$ . Такой режим называется *режимом перевозбуждения генератора* (первая векторная диаграмма, рис.2.8,а). В случае, когда  $E_q \cos \delta < U_{\Gamma}$ , генератор потребляет реактивную мощность из сети  $Q_{\Gamma} < 0$ . Такой режим называется *режимом недовозбуждения генератора* (вторая векторная диаграмма, рис.2.8,а).

При расчетах установившихся режимов электрических сетей генераторы представляются одним из следующих способов:

- неизменными активной и реактивной мощностью  $P_{\Gamma} = \text{const}$  и  $Q_{\Gamma} = \text{const}$ ;
- неизменными активной мощностью  $P_{\Gamma} = \text{const}$  и напряжением  $U_{\Gamma} = \text{const}$ ;
- неизменным по модулю и фазе напряжением  $U_{\Gamma} = \text{const}$ .

*Синхронный двигатель* потребляет активную мощность из сети. Схема замещения двигателя и векторные диаграммы, отвечающие различным режимам его работы, приведены на рис. 2.8,б, где обозначено:

- $E_q$ ,  $U_d$ ,  $I_d$  – линейная э.д.с., линейное напряжение и фазный ток двигателя;
- $X_d$  – реактивное сопротивление двигателя;
- $\delta$  – угол между векторами э.д.с. и напряжения двигателя.

В силу обратимости электрических машин, выражения (2.47)...(2.51), приведенные для генератора, справедливы и для двигателя. В частности, выражения (2.51) для двигателя будут иметь вид

$$P_d = U_d E_q \sin \delta / X_d;$$

$$Q_d = U_d(E_q \cos \delta - U_d) / X_d. \quad (2.52)$$

Угол  $\delta$  у двигателя по сравнению с генератором имеет противоположный знак (см. векторные диаграммы, рис. 2.8,б). Следовательно, активная мощность двигателя имеет по сравнению с генератором противоположное направление. Двигатель потребляет активную мощность из сети.

Как и у генератора, значение э.д.с. двигателя  $E_q$  определяется величиной тока возбуждения и может изменяться. В том случае, когда  $E_q \cos \delta > U_d$ , двигатель выдает реактивную мощность в сеть  $Q_d > 0$ . Такой режим называется *режимом перевозбуждения двигателя* (первая векторная диаграмма, рис.2.8,б). В случае, когда  $E_q \cos \delta < U_d$ , двигатель потребляет реактивную мощность из сети  $Q_d < 0$ . Такой режим называется *режимом недовозбуждения двигателя* (вторая векторная диаграмма, рис.2.8,б).

*Синхронный компенсатор* представляет собой синхронный двигатель, работающий на холостом ходу, т.е. без активной нагрузки на валу. Схема замещения компенсатора и векторные диаграммы, отвечающие различным режимам его работы, приведены на рис. 2.8,в, где обозначено:

$E_q$ ,  $U_k$ ,  $I_k$ ,  $X_d$  – линейная э.д.с., линейное напряжение, фазный ток и реактивное сопротивление синхронного компенсатора.

Синхронный компенсатор не вырабатывает и не потребляет активную мощность, угол  $\delta=0$ . Выражения (2.51) для синхронного компенсатора имеют вид

$$P_k = 0;$$

$$Q_d = U_k(E_q - U_k) / X_d. \quad (2.53)$$

Значение э.д.с. синхронного компенсатора  $E_q$  определяется величиной тока возбуждения и может изменяться. В том случае, когда  $E_q > U_k$ , компенсатор выдает реактивную мощность в сеть  $Q_k > 0$ . Такой режим называется *режимом перевозбуждения компенсатора* (первая векторная диаграмма, рис.2.8,в). В случае, когда  $E_q < U_k$ , компенсатор потребляет реактивную мощность из сети  $Q_k < 0$ . Такой режим называется *режимом недовозбуждения компенсатора* (вторая векторная диаграмма, рис.2.8,в).

Следует отметить, что в настоящее время синхронные компенсаторы в электрических сетях применяются достаточно редко. Сфера их применения ограничена, главным образом, электрическими сетями, в которых имеются источники высших гармоник тока и напряжения.

## 2.4. Представление нагрузок в расчетных схемах

*Приемником электроэнергии* называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид

энергии. В частности, приемником электроэнергии является асинхронный двигатель, преобразующий электрическую энергию в механическую. *Потребителем электроэнергии* называется группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещенных на определенной территории. В частности, потребителями электроэнергии являются промышленное предприятие, его цеха, жилой дом и т.д.

Режим работы электрической сети зависит от режима работы потребителей, получающих питание от этой сети. Так, например, для сети напряжением 110 кВ с понижающими подстанциями 110/10 кВ режим работы будет определяться мощностями, потребляемыми от шин 10 кВ каждой из подстанций. Совокупность потребителей, получающих питание от шин 10 кВ одной подстанции, принято называть *комплексной нагрузкой* или просто нагрузкой, а шины 10 кВ – узлом нагрузки. В зависимости от номинального напряжения рассчитываемой электрической сети, в качестве узлов нагрузки могут рассматриваться шины более высоких или более низких, чем 10 кВ, номинальных напряжений.

В состав комплексной нагрузки входят: асинхронные и синхронные двигатели, освещение, преобразователи тока, различного рода электрические печи, нагревательные приборы и т.п. Процентное соотношение составляющих комплексной нагрузки различно для промышленных, городских и сельскохозяйственных потребителей. Для промышленных потребителей преобладает двигательная нагрузка, для городских и сельскохозяйственных потребителей – освещение, нагревательные приборы, двигатели небольшой мощности.

С другой стороны, в зонах городских и сельских потребителей имеются, как правило, промышленные предприятия небольшой мощности, а от шин главных заводских подстанций часто питаются и городские потребители. Поэтому деление нагрузки на промышленную, городскую и сельскохозяйственную часто носит условный характер.

В зависимости от требуемой точности расчета и достоверности исходной информации нагрузка может задаваться одним из рассматриваемых ниже способов.

*Задание нагрузки током, неизменным по величине и фазе.* В этом случае считается, что к шинам узла нагрузки с напряжением  $U$  подключен источник тока (рис. 2.9,а)

$$I_H = I_H' + jI_H'' = \text{const}, \quad (2.54)$$

где  $I_H'$ ,  $I_H''$  – неизменные активная и реактивная составляющие тока в узле нагрузки.

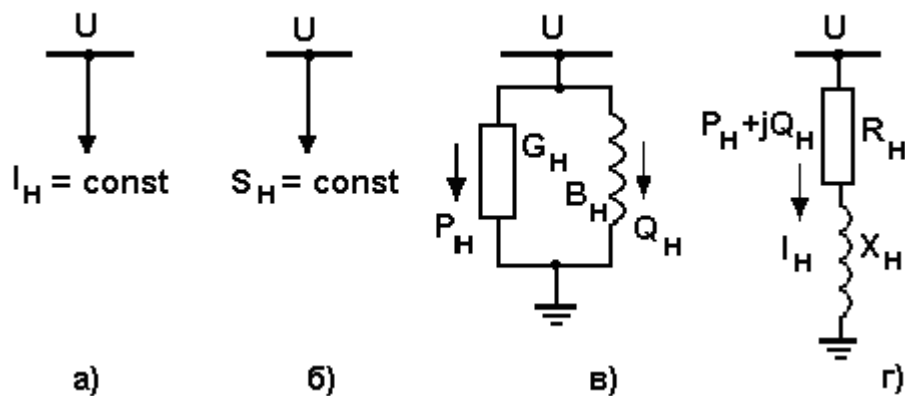


Рис. 2.9. Представление нагрузок в расчетных схемах

Такая форма представления нагрузки часто принимается при расчетах местных распределительных сетей. Центрами питания таких сетей являются шины низшего напряжения подстанций 110...220/6...35 кВ. При задании нагрузки неизменным током установившийся режим местной распределительной сети описывается наиболее простыми линейными алгебраическими уравнениями.

*Задание нагрузки постоянной мощностью.* При расчетах местных и районных электрических сетей нагрузка часто задается постоянной мощностью (рис.2.9,б)

$$S_H = P_H + jQ_H = \text{const}, \quad (2.55)$$

где  $P_H$ ,  $Q_H$  – неизменные активная и реактивная мощности узла нагрузки.

При представлении нагрузки неизменной мощностью ток узла нагрузки будет нелинейно (обратно-пропорционально) зависеть от напряжения  $U$  в этом узле:

$$I_H = S_H^* / \sqrt{3} U^*. \quad (2.56)$$

Следовательно, установившийся режим электрической сети будет описываться нелинейными алгебраическими уравнениями.

Широкое использование способа задания нагрузки неизменной мощностью обусловлено тем, что расчеты электрических сетей ведутся, как правило, в мощностях, а не токах. Этот способ задания нагрузок оказывается достаточно точным для электрических сетей, снабженных устройствами регулирования напряжения, поддерживающими напряжение в узлах нагрузки в достаточно узком диапазоне допустимых отклонений напряжения от номинального значения.

*Задание нагрузки постоянной проводимостью (сопротивлением).* В этом случае считается, что к шинам узла нагрузки с напряжением  $U$  подключена неизменная проводимость (рис. 2.9,в)

$$Y_H = G_H - jB_H = \text{const} \quad (2.57)$$

или сопротивление (рис. 2.9,з)

$$Z_n = R_n + jX_n = \text{const}, \quad (2.57, \text{a})$$

где  $G_n$ ,  $B_n$ ,  $R_n$ ,  $X_n$  – активная и реактивная составляющие полной проводимости  $Y_n$  или полного сопротивления  $Z_n$  нагрузки.

Мощность нагрузки в этом случае квадратично зависит от напряжения в узле. Для случая, приведенного на рис. 2.9,в, мощность нагрузки определяется соотношениями

$$\begin{aligned} P_n &= U^2 G_n, \\ Q_n &= U^2 B_n, \end{aligned} \quad (2.58)$$

а для случая, приведенного на рис. 2.9,з, – соотношениями

$$\begin{aligned} P_n &= U^2 R_n / Z_n^2; \\ Q_n &= U^2 X_n / Z_n^2. \end{aligned} \quad (2.58, \text{a})$$

Следовательно, уравнения установившегося режима электрической сети при таком задании нагрузки будут нелинейными. Этот способ представления нагрузки используется, как правило, при расчетах переходных процессов в ЭЭС.

*Задание нагрузки статическими характеристиками.* Статическими характеристиками нагрузки по напряжению и частоте называются зависимости активной и реактивной составляющих мощности нагрузки от напряжения и частоты в узле ее подключения. Такой способ задания нагрузки более полно отражает ее свойства, чем в случае задания нагрузки неизменными током, мощностью или проводимостью (сопротивлением).

Точные статические характеристики конкретного узла нагрузки могут быть получены только экспериментальным путем, что далеко не всегда возможно и целесообразно. Статические характеристики нагрузок разных узлов отличаются друг от друга. Естественно, что характеристики нагрузки химического комбината будут отличаться от характеристик нагрузки городского района. Вместе с тем статические характеристики крупных узлов нагрузки, включающих промышленные и коммунально-бытовые потребители, обладают общими свойствами.

Такая общность свойств объясняется прежде всего тем, что основную долю нагрузки составляют асинхронные двигатели и освещение. Эти потребители и оказывают определяющее влияние на рассматриваемые характеристики.

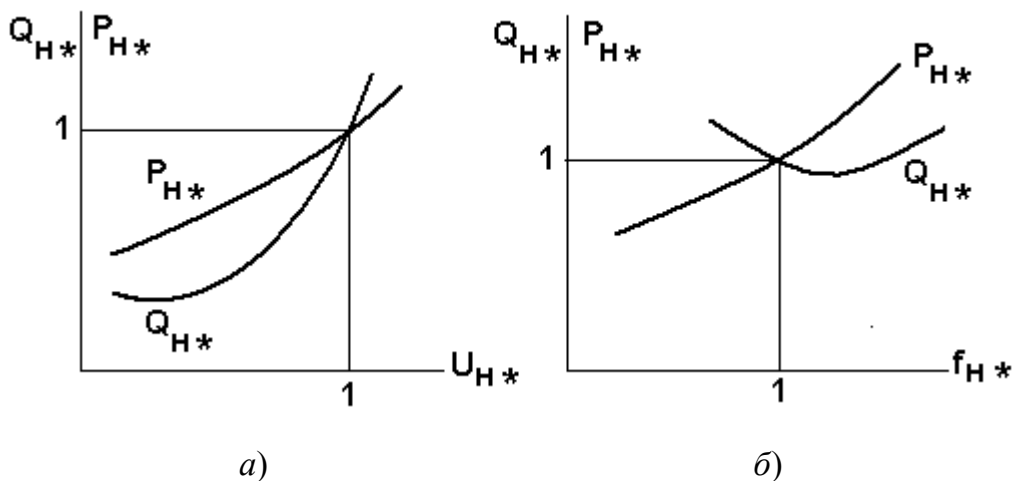


Рис. 2.10. Обобщенные статические характеристики нагрузки

В практике расчетов установившихся режимов электрических сетей используются обобщенные статические характеристики комплексной нагрузки по напряжению и частоте, приведенные в относительных единицах на рис. 2.10,а и рис. 2.10,б.

Учет статических характеристик нагрузки применяется, как правило, для расчетов послеаварийных установившихся режимов, когда напряжения в узлах и частота в сети могут заметно отличаться от номинальных значений.

### Контрольные вопросы к главе 2

1. Что такое схема замещения элемента электрической сети?
2. Приведите общий вид схемы замещения линии электропередачи и назовите продольные и поперечные параметры линии.
3. В чем отличие омического и активного сопротивлений проводника?
4. Что такое погонный параметр линии электропередачи?
5. Поясните термин «транспозиция проводов».
6. Как определяется среднегеометрическое расстояние между проводами?
7. Какое физическое явление отражается наличием в схеме замещения воздушной линии активной проводимости?
8. Поясните термин «зарядная мощность линии электропередачи».
9. С какой целью расщепляют провода в фазе воздушной линии?
10. Приведите схемы замещения воздушных и кабельных линий электропередачи различного напряжения.
11. Каково соотношение индуктивных сопротивлений и емкостных проводимостей воздушных и кабельных линий электропередачи?
12. Приведите графическое изображение двухобмоточного трансформатора.
13. Приведите схемы замещения двухобмоточного трансформатора.
14. Назовите каталожные (паспортные) данные трансформатора.
15. Какие параметры трансформатора определяются в опыте холостого хода?
16. Какие параметры трансформатора определяются в опыте короткого замыкания?

17. Какие потери имеют место в трансформаторах?
18. Что такое коэффициент выгодности автотрансформатора?
19. Что такое типовая мощность автотрансформатора?
20. Привести схемы замещения синхронных машин. В каких режимах эти машины могут работать?
21. Перечислить способы представления генератора при расчетах электрических сетей?
22. Что такое приемник и потребитель электроэнергии?
23. Что такое нагрузка и узел нагрузки?
24. Перечислите способы представления нагрузок в расчетных схемах.
25. Что такое статические характеристики нагрузки?

### 3. Схемы электрических сетей

#### 3.1. Схемы местных электрических сетей

В местных распределительных сетях электроэнергия к потребителям распределяется от центров питания (ЦП), под которыми понимаются шины распределительных устройств вторичного напряжения (6...35 кВ) понижающих подстанций ЭЭС или шины распределительных устройств такого же напряжения электростанций.

Схемы местных распределительных сетей, обеспечивающих электроснабжение городских коммунально-бытовых потребителей и мелких промышленных предприятий, строятся, как правило, на напряжении 10 кВ с последующей трансформацией 10/0,4 кВ; сети промышленных предприятий – на напряжении 6-10/0,4 кВ. Напряжение 6 кВ используется при наличии на предприятиях электроприемников такого напряжения.

Местные распределительные сети сельскохозяйственных потребителей характеризуются большей протяженностью линий электропередачи, чем промышленные и городские электрические сети, и, как правило, отсутствием электроприемников напряжением 6 кВ. Поэтому здесь используют напряжения 35/10/0,4 кВ.

Рассматриваемые электрические сети выполняются разомкнутыми, т.е. не содержащими замкнутых контуров. В этих сетях предусматривается питание ответственных потребителей от разных секций шин ЦП (секционирование). Наибольшее распространение для местных распределительных сетей получили радиальные, магистральные, смешанные (радиально-магистральные) и петлевые схемы.

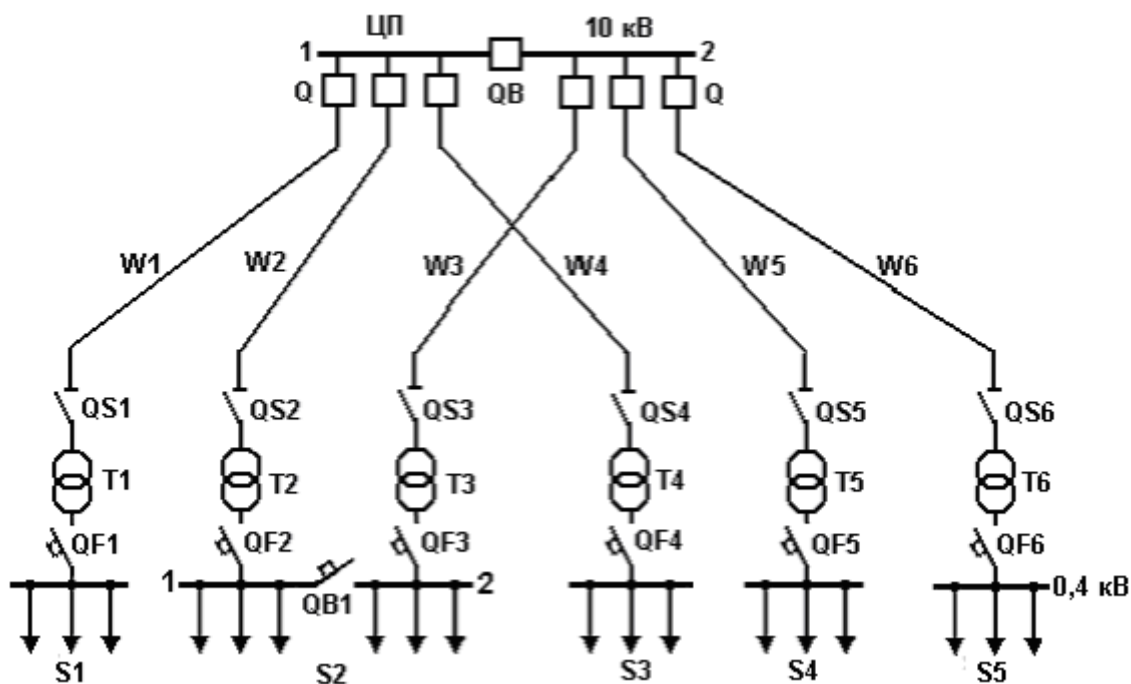
*Радиальная схема* распределения электроэнергии показана на рис. 3.1. В этой схеме линии электропередачи  $W$ , как радиусы, непосредственно связывают ЦП с каждым потребителем  $S_1, S_2, \dots$

Две секции шин (1 и 2) ЦП соединены секционным выключателем  $QB$ , который в нормальном режиме работы сети находится в отключенном состоянии. При исчезновении напряжения, например, на 1-й секции шин этот выключатель включается автоматикой ввода резервного питания



(АВР), обеспечивая питание потребителей, подключенных к 1-й секции шин, от шин секции 2.

Выключатели  $Q$  отключают соответствующие ветви при повреждении или плановом отключении линии  $W$  или трансформатора  $T$ .



3.1. Радиальная распределительная сеть

Электроснабжение ответственных потребителей  $S_2$  осуществляется по двум линиям  $W_2$  и  $W_3$  через два трансформатора  $T_2$  и  $T_3$  от разных секций шин ЦП. Для таких потребителей на напряжении 0,4 кВ предусматривается АВР. При исчезновении по какой-либо причине напряжения, например на 1-й секции шин, автоматически отключается выключатель ввода  $QF_2$  и включается секционный выключатель  $QB_1$ . Питание всех потребителей  $S_2$  осуществляется через трансформатор  $T_3$  от 2-й секции шин.

Менее ответственные потребители ( $S_1$ ,  $S_3$ ,  $S_4$  и  $S_5$ ) могут получать питание по одной линии  $W$  через один трансформатор  $T$  с одной секции шин ЦП.

*Магистральная схема* распределения электроэнергии показана на рис. 3.2. В такой схеме к одной линии  $W$  (магистральной) подключаются несколько потребителей. Магистральные линии могут выполняться как одиночными, так и двойными. На рис. 3.2 показана двойная магистральная схема.

Ответственные потребители  $S_2$  получают питание по двойной магистральной линии. У таких потребителей на шинах 0,4 кВ предусматривается АВР. Менее ответственные потребители ( $S_1$ ,  $S_3$ ,  $S_4$  и  $S_5$ ) подключаются к одной магистральной линии.

По техническим показателям, в частности по надежности электроснабжения, радиальная и магистральная схемы практически

равноценны. Магистральные схемы требуют меньшего количества выключателей  $Q$ , чем радиальные, и, следовательно, более экономичны.

Выбор той или иной схемы обусловлен, главным образом, расположением потребителей электроэнергии относительно ЦП. При расположении потребителей в различных направлениях от ЦП предпочтительнее оказывается радиальная схема, при расположении потребителей в одном направлении от ЦП – магистральная схема.

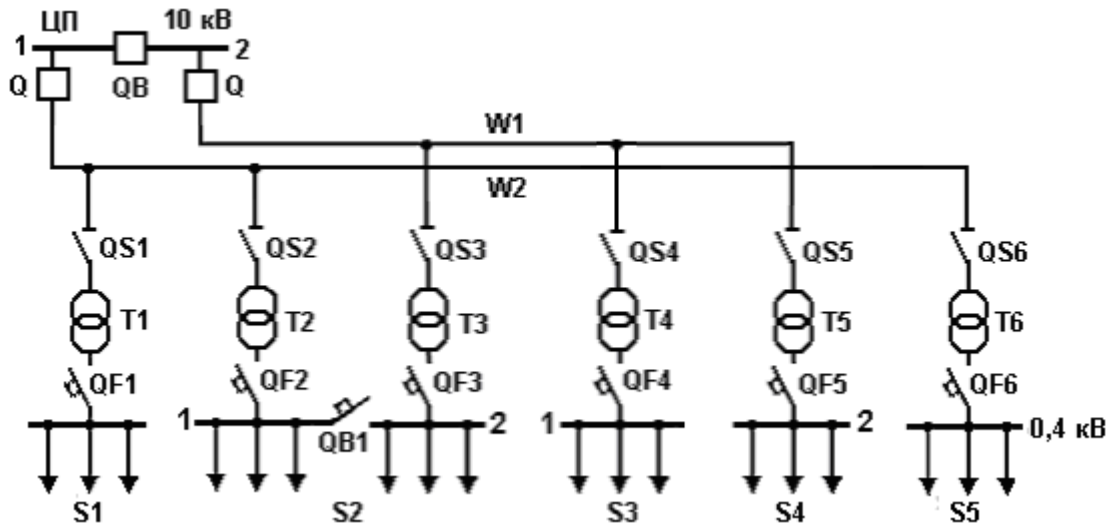


Рис. 3.2. Магистральная распределительная сеть

*Смешанные схемы* распределительных местных сетей применяются при различном расположении потребителей относительно ЦП и сочетают принципы построения как радиальной, так и магистральной схем.

*Петлевая схема* распределения электроэнергии показана на рис. 3.3. В такой схеме участки линий  $W_1, W_2, W_3, W_4, W_5, W_6$  и  $W_7$ , связывающие между собой различных потребителей, образуют замкнутый контур (петлю). В нормальных режимах петлевая схема всегда работает в разомкнутом состоянии. Для этого размыкается, например, разъединитель  $QS_7$  на подстанции потребителя  $S_4$ . При этом потребители  $S_1, S_2$  и  $S_3$  получают питание от 1-й секции шин ЦП, а потребители  $S_4, S_5$  и  $S_6$  – от 2-й.

При повреждении какого-либо участка линии, например  $W_3$ , отключается головной выключатель  $Q_1$  первой секции шин ЦП. При этом потребители  $S_1, S_2$  и  $S_3$  оказываются без питания. Оперативный персонал отключает поврежденный участок разъединителями  $QS_4$  и  $QS_5$ , а затем включает выключатель  $Q_1$ . Электроснабжение потребителей  $S_1$  и  $S_2$  восстанавливается. Далее оперативный персонал отключает головной выключатель  $Q_2$ , включает разъединитель  $QS_7$  и вновь включает головной выключатель  $Q_2$ . Электроснабжение потребителя  $S_3$  восстанавливается.

Петлевые схемы получили широкое распространение в городских распределительных сетях.

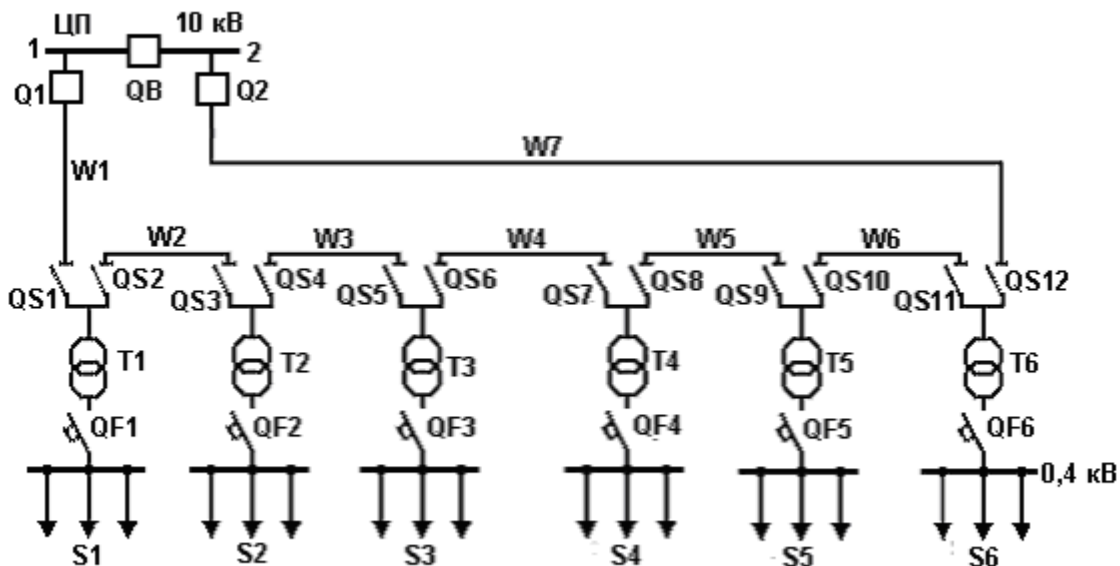


Рис. 3.3. Петлевая распределительная сеть

### 3.2. Схемы районных электрических сетей

В районных распределительных сетях электроэнергия к потребителям распределяется от центров питания (ЦП), под которыми понимаются шины распределительных устройств вторичного напряжения (110...220 кВ) крупных понижающих подстанций ЭЭС или шины такого же напряжения распределительных устройств электростанций.

Районные распределительные электрические сети напряжением 110...220 кВ имеют, как правило, достаточно сложную структуру. Эти сети развиваются в соответствии с географическими условиями, распределением нагрузок, размещением источников электроэнергии. Многообразие и несхожесть этих условий для различных районов страны приводит к большому количеству различных схем и конфигураций электрической сети. Как и для местных распределительных сетей, здесь используются радиальные, магистральные и смешанные схемы. Кроме того, для районных распределительных сетей широко используются замкнутые и сложнзамкнутые схемы.

Из существующего многообразия схем районных распределительных сетей можно выделить некоторые их основные типы, приведенные на рис. 3.4.

*Простая (одинарная) схема* (рис. 3.4,а) является наиболее дешевой и широко распространенной на первом этапе развития электрической сети. Три подстанции ПС1, ПС2 и ПС3 получают питание от ЦП. Для простоты и наглядности на схеме показаны только шины высшего напряжения подстанций без коммутационной аппаратуры. На последующих этапах развития эта сеть превращается в одну из приведенных на рис. 3.4,б,в,г,д.

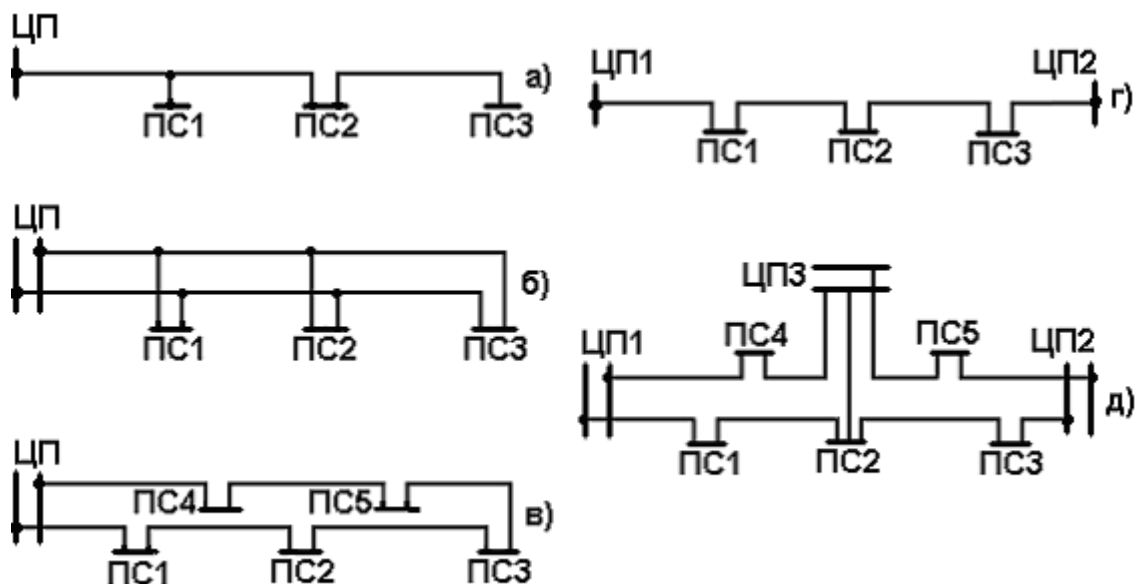


Рис. 3.4. Основные типы схем районных электрических сетей

*Двойная схема* (рис. 3.4,б) является более надежной за счет дублирования линии и обеспечения питания каждого потребителя с любой системы шин ЦП.

*Простая кольцевая схема* (рис. 3.4,в), присоединенная к разным системам шин ЦП, является надежной за счет двухстороннего питания каждого потребителя.

При появлении второго центра питания ЦП2 может сформироваться *кольцевая схема, опирающаяся на два источника* (рис 3.4,г). Надежность такой схемы выше, чем простой кольцевой.

Кольцевые схемы применяются, как правило, для электроснабжения крупных городов.

На последующих этапах развития электрической сети может сформироваться *многоконтурная схема* (рис. 3.4,д). Создание такой сети определяется необходимостью создания узловых подстанций (с присоединением трех и более линий) и повышением надежности электроснабжения потребителей. В таких схемах количество центров питания может быть самым различным. На рис. 3.4,д показаны три ЦП.

Следует отметить, что по мере роста нагрузок, генерирующих мощностей и охватываемой территории растет и напряжение районной распределительной сети. С появлением в ЭЭС линий нового более высокого напряжения часть системообразующих сетей переходит в разряд распределительных. Так, например, на районную электрическую сеть напряжением 110 кВ постепенно накладывается сеть напряжением 220 кВ и т.д.

Таким образом, районная распределительная сеть строится по ступенчатому принципу последовательного наложения электрических сетей более высокой ступени напряжения на сеть более низкого напряжения.

### 3.3. Системообразующие сети переменного тока

Для системообразующих сетей напряжением 330...1150 кВ характерны большая протяженность (сотни км) и большая передаваемая мощность (сотни МВ·А). По конфигурации это наиболее простые сети, представляющие собой магистраль: электростанция – линия электропередачи – приемная подстанция ЭЭС. Целесообразность передачи электроэнергии на сверхвысоком напряжении определяется сравнением двух возможных вариантов:

- сооружение электропередачи сверхвысокого напряжения от электростанции, расположенной рядом с источником дешевого топлива, но далеко от потребителя;
- перевозка топлива железнодорожным транспортом и строительство электростанции рядом с потребителем.

При сопоставлении этих вариантов необходимо учитывать не только денежные затраты, но и экологические аспекты.

Электропередачи сверхвысокого напряжения имеют ряд особенностей, отличающих их от других элементов ЭЭС. Большая длина таких электропередач, соизмеримая с длиной электромагнитной волны (6000 км), требует учета распределенности параметров линии и ее волновых свойств. Управление режимом такой электропередачи и увеличение ее пропускной способности требует применения специальных устройств и мероприятий.

Принципиальная схема электропередачи сверхвысокого напряжения, например 500 кВ, показана на рис. 3.5. Генераторы электростанции  $G_1$  и  $G_2$  через повышающие трансформаторы  $T_1$  и  $T_2$  передают мощность в приемную ЭЭС по двум ВЛ напряжением 500 кВ. К шинам 500 кВ приемной ЭЭС подключены понижающие трехобмоточные трансформаторы  $T_3$  и  $T_4$ , вторичные обмотки которых имеют напряжение 110...220 кВ и являются центрами питания районной распределительной сети приемной ЭЭС.

К обмоткам низшего напряжения 6...10 кВ этих трансформаторов подключаются источники реактивной мощности, например синхронные компенсаторы  $GC_1$  и  $GC_2$ , для компенсации потерь реактивной мощности в трансформаторах приемной ЭЭС.

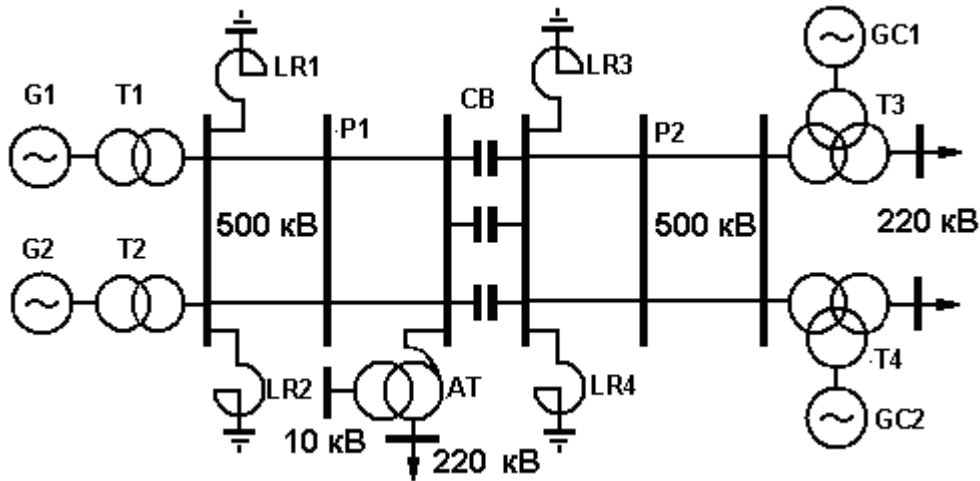


Рис. 3.5. Принципиальная схема электропередачи сверхвысокого напряжения

Из теоретической электротехники известно, что передача электроэнергии по линии обусловлена электромагнитными волнами, распространяющимися вдоль линии со скоростью  $V$ , близкой к скорости света 300000 км/с. Длина электромагнитной волны (длина одного периода тока или напряжения) при частоте  $f=50$  Гц составляет  $\lambda = V/f = 6000$  км. Поскольку длина рассматриваемых передач соизмерима с длиной волны, нельзя пренебрегать изменением фазы напряжения и тока вдоль передачи. Изменение фазы тока и напряжения на единицу длины линии составляет

$$\alpha_0 = 360/\lambda = 0,06 \text{ град/км} \quad (3.1)$$

и называется коэффициентом изменения фазы.

В простейшем случае для линии без потерь (без учета активных сопротивлений и проводимостей) зависимость наибольшей передаваемой по линии мощности от ее длины  $L$  характеризуется соотношением

$$P_{\text{нб}} = U_1 U_2 / Z_c \sin \alpha_0 L, \quad (3.2)$$

где  $U_1, U_2$  – значения напряжений в начале и конце линии;

$Z_c = \sqrt{X/B}$  – волновое сопротивление ВЛ;

$X$  – индуктивное сопротивление ВЛ;

$B$  – емкостная проводимость ВЛ.

Величина  $\alpha_0 L$  называется волновой длиной линии. Из (3.2) видно, что при изменении длины линии наибольшая мощность будет изменяться от значения  $P_{\text{нб}} = U_1 U_2 / Z_c$  (при  $L=1500$  и  $4500$  км) до бесконечно большой величины (при  $L=3000$  и  $6000$  км). Естественно, что в реальной линии при учете активных сопротивлений и проводимостей величина  $P_{\text{нб}}$  будет иметь конечное значение. Таким образом, наибольшая передаваемая по линии мощность зависит от длины этой линии.

С другой стороны, на наибольшую передаваемую по линии мощность накладываются технические ограничения: допустимым длительным

нагревом проводов ВЛ от протекания по ним тока, устойчивостью параллельной работы генераторов в ЭЭС.

Характеристика активной мощности, передаваемой от генераторов в приемную ЭЭС, имеет вид, аналогичный выражению (2.51)

$$P = E_q U_2 \sin \delta / X_{\Sigma}, \quad (3.3)$$

где  $E_q$  – э.д.с. генераторов передающей ЭЭС;

$U_2$  – напряжение приемной ЭЭС;

$\delta$  – угол между векторами э.д.с. генераторов передающей ЭЭС и напряжением приемной ЭЭС;

$X_{\Sigma}$  – суммарное индуктивное сопротивление всех элементов передачи (ВЛ, трансформаторов, генераторов).

Из (3.3) следует, что наибольшее значение передаваемой мощности будет при  $\delta = 90^\circ$

$$P = E_q U_2 / X_{\Sigma} \quad (3.4)$$

Из соотношений (3.2) и (3.4) видно, что увеличения передаваемой по линии мощности можно добиться уменьшением индуктивного сопротивления ВЛ. Для этого используются следующие мероприятия:

- каждая фаза ВЛ расщепляется на несколько проводов; расщепление фазы на 2, 3 и 4 провода для ВЛ 330, 500 и 750 кВ позволяет уменьшить индуктивное сопротивление фазы на 19, 28 и 33% соответственно;
- включение в расщечку ВЛ конденсаторной установки *СВ* (рис. 3.5); реактивные сопротивления индуктивности и емкости противоположны по знаку, следовательно, емкостное сопротивление конденсаторов будет компенсировать индуктивное сопротивление линии; такие конденсаторные установки называются установками продольной компенсации (УПК);
- деление (секционирование) ВЛ на отдельные участки, приблизительно равной длины; такое деление осуществляется в промежуточных переключательных пунктах  $P_1$  и  $P_2$  (рис. 3.5); при отсутствии таких пунктов и отключении одной из линий индуктивное сопротивление линии электропередачи увеличивалось бы в два раза; наличие в переключательных пунктах  $P_1$  и  $P_2$  коммутационных аппаратов дает возможность при авариях отключать только поврежденный участок, сохраняя на остальных участках две линии; в этом случае при аварии на одном участке индуктивное сопротивление линии увеличивается незначительно.

Воздушные линии электропередачи за счет емкостной проводимости генерируют реактивную мощность. Так, например, на один километр одноцепной ВЛ напряжением 500 кВ генерируется приблизительно 1 Мвар реактивной мощности и эта мощность не зависит от токовой

нагрузки линии. Потери реактивной мощности в индуктивном сопротивлении линии имеют квадратичную зависимость от ее нагрузки. График нагрузки приемной ЭЭС, как правило, неравномерный. Поэтому в часы минимума нагрузки в линии создается избыток реактивной мощности, что может привести к недопустимым внутренним перенапряжениям на отдельных участках ВЛ.

Для регулирования режима реактивной мощности, выравнивания напряжения вдоль линии и снятия внутренних перенапряжений используются шунтирующие реакторы  $LR$  (рис. 3.5). Эти реакторы, включенные между фазой и землей, потребляют избыточную реактивную мощность. Включение реактора осуществляется специальным реакторным выключателем при превышении напряжением в точке подсоединения реактора допустимого значения.

Вдоль электропередачи сверхвысокого напряжения может осуществляться промежуточный отбор мощности для потребителей. Для этого сооружают промежуточные понижающие подстанции 500/220(110) кВ. Как правило, места сооружения таких подстанций совмещают с переключательным пунктом  $P$  или с установкой продольной компенсации  $CB$ . На рис. 3.5 показан автотрансформатор  $AT$  промежуточной подстанции, совмещенной с установкой продольной компенсации.

### 3.4. Электропередачи постоянного тока

Одним из основных назначений передач постоянного тока, как и передач переменного тока, является транспорт больших мощностей на большие расстояния. Предел передаваемой мощности по линии постоянного тока не зависит от ее длины и значительно больше, чем у линии переменного тока такого же уровня напряжения.

Кроме того, передачи постоянного тока служат для несинхронной связи ЭЭС одинаковой номинальной частоты и являются единственным средством связи двух ЭЭС разной номинальной частоты. В этих случаях применяется вставка постоянного тока. Примером является Выборгская вставка постоянного тока, связывающая ЭЭС России и Финляндии.

Развитие передач постоянного тока сдерживается, главным образом, необходимостью сооружения дорогих и сложных преобразовательных подстанций на передающем и приемном концах передачи и в каждой точке отбора мощности. В настоящее время в мире насчитывается около двадцати передач постоянного тока.

Принципиальная схема передачи постоянного тока приведена на рис. 3.6. На передающем конце передачи выработка электроэнергии обеспечивается генераторами электростанции  $G_1$  и  $G_2$ .

*Выпрямительная преобразовательная подстанция* состоит из повышающих трансформаторов и выпрямительных установок. Повышающие трансформаторы  $T_1$  и  $T_2$  выполнены с двумя обмотками высшего напряжения. Схемы соединения этих обмоток обеспечивают фазовый сдвиг их напряжений на  $30^\circ$ . Высшее напряжение от каждой



обмотки трансформаторов подводится к выпрямительным установкам  $UZ_1...UZ_4$ . Каждая выпрямительная установка представляет собой трехфазную мостовую схему, выполненную из управляемых вентилей (тиристоров). Фазовый сдвиг на  $30^\circ$  высших напряжений трансформаторов  $T_1$  и  $T_2$  обеспечивает более качественное (сглаженное) выпрямленное напряжение  $U_d$ . Пульсации выпрямленного тока  $I_d$  сглаживаются линейными реакторами  $LR_1$  и  $LR_2$ , включенными на выходе подстанции.

Инверторная преобразовательная подстанция принципиально не отличается от выпрямительной в силу обратимости управляемого вентильного моста. Инверторы  $UZ_5...UZ_8$  обеспечивают преобразование выпрямленного тока  $I_d$  в переменный ток приемной ЭЭС. Линейные реакторы  $LR_3$  и  $LR_4$  инверторной подстанции выполняют ту же функцию сглаживания выпрямленного тока  $I_d$ , что и реакторы  $LR_1$  и  $LR_2$  на выпрямительной подстанции. Трансформаторы связи с приемной системой  $T_3$  и  $T_4$  выполнены с двумя обмотками высшего напряжения. Как и у трансформаторов выпрямительной подстанции, напряжения этих обмоток имеют фазовый сдвиг на  $30^\circ$  и обеспечивают более качественное (сглаженное) выпрямленное напряжение  $U_{d1}$ .

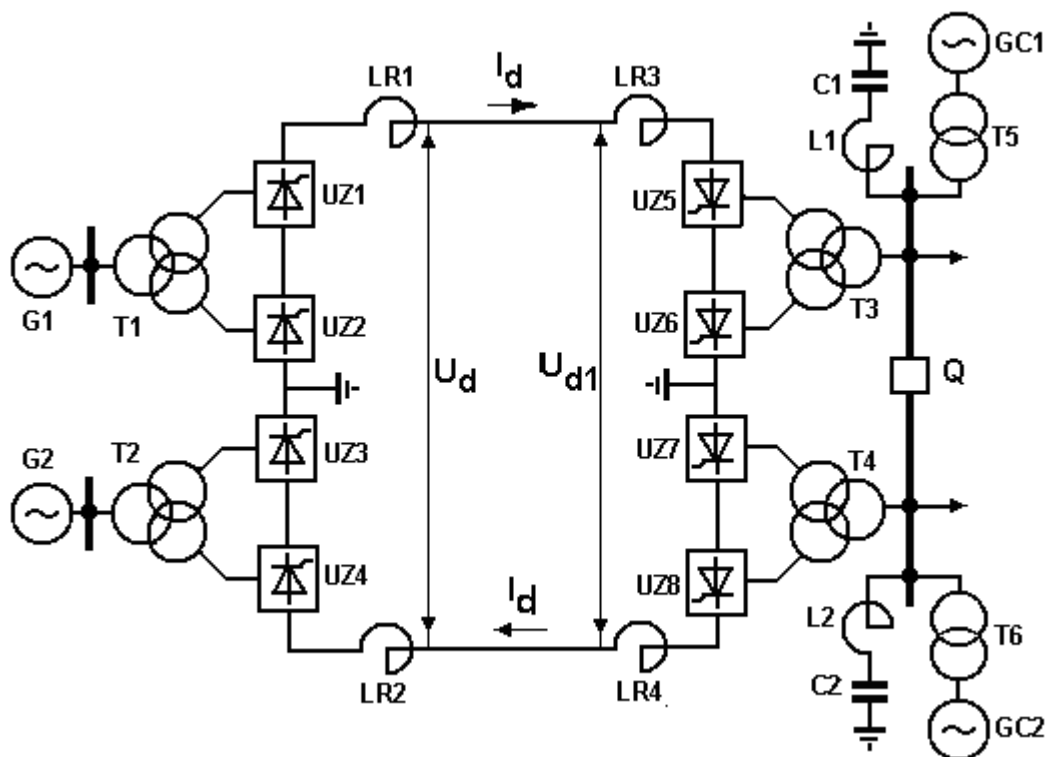


Рис. 3.6. Принципиальная схема передачи постоянного тока

Напряжение передачи постоянного тока определяется количеством мостовых вентильных схем на преобразовательных подстанциях и напряжением, выдаваемым одной такой схемой. Так, например, в передаче постоянного тока Волгоград-Донбасс на каждой подстанции установлено по восемь вентильных мостов напряжением 100 кВ каждый.

Результирующее напряжение этой передачи составляет 800 кВ или  $\pm 400$  кВ.

Для инвертирования тока необходима большая реактивная мощность, составляющая приблизительно 0,5 Мвар на 1 МВт передаваемой мощности. Поэтому на шинах переменного тока приемной подстанции устанавливают источники реактивной мощности, в частности синхронные компенсаторы  $GC_1$  и  $GC_2$ , подключенные через отдельные трансформаторы  $T_5$  и  $T_6$ .

Вентильные преобразователи, как нелинейные элементы, являются генераторами высших гармоник тока. Для ограничения выхода этих гармоник в сеть приемной ЭЭС на ее шинах устанавливают специальные индуктивно-емкостные  $LC$ -фильтры, каждый из которых настраивается на определенную высшую гармонику тока. Для основной гармоники тока эти фильтры являются компенсирующими устройствами, выдающими, как и синхронные компенсаторы  $GC$ , реактивную мощность, необходимую инверторной подстанции. Поэтому  $LC$ -фильтры называют фильтрокомпенсирующими устройствами.

Линия постоянного тока, по которой протекает выпрямленный ток  $I_d$ , представляет собой двухпроводную ВЛ. Ток в этой линии равен

$$I_d = (U_d - U_{d1}) / R_{л}, \quad (3.5)$$

где  $U_d$ ,  $U_{d1}$  – выпрямленные напряжения на выходе выпрямительной и входе инверторной подстанций;

$R_{л}$  – активное сопротивление линии.

Мощность, передаваемая по передаче постоянного тока, ограничена, главным образом, мощностью преобразовательных подстанций и не зависит, как у передачи переменного тока, от длины линии и устойчивости параллельной работы генераторов передающей ЭЭС.

Линия постоянного тока дешевле эквивалентной по напряжению линии переменного тока из-за меньшего количества проводов, изоляторов, линейной арматуры и более легких опор. Поэтому применение передач постоянного тока экономически целесообразно для таких длин линий, когда удорожание преобразовательных подстанций компенсируется удешевлением линии. Экономическая граница применения передач переменного и постоянного тока лежит в диапазоне длин 800...1400 км и мощностей 600...3000 МВт.

Показанная на рис. 3.6 принципиальная схема передачи постоянного тока является биполярной схемой (двухполюсной). На этой схеме средние точки преобразовательных подстанций заземлены. В нормальном режиме работы передачи ток по земле не протекает. При аварийном повреждении и отключении одного полюса половина мощности может передаваться по другому полюсу с возвратом тока через землю. Такая схема «полюс-земля» называется униполярной (однополюсной). Некоторые передачи постоянного тока выполняются по униполярной схеме и применяются для

небольших мощностей и расстояний, например для связи острова с материком. Такая униполярная передача постоянного тока выполнена в Швеции для передачи электроэнергии на остров Готланд.

### Контрольные вопросы к главе 3

1. Какие напряжения применяются в местных распределительных сетях городского, промышленного и сельскохозяйственного назначения?
2. Какие схемы местных распределительных сетей имеют наибольшее распространение?
3. Изобразите радиальную, магистральную и петлевую схемы местных распределительных сетей.
4. Какую структуру имеют районные распределительные сети?
5. Приведите основные типы схем районных электрических сетей.
6. По какому принципу строится районная распределительная сеть?
7. Приведите принципиальную схему передачи сверхвысокого напряжения.
8. Что такое волновая длина линии?
9. Как влияет величина индуктивного сопротивления на пропускную способность передачи?
10. Какие способы применяются для уменьшения индуктивного сопротивления линии?
11. Каковы причины внутренних перенапряжений в линиях сверхвысокого напряжения?
12. Как снижаются внутренние перенапряжения в передачах сверхвысокого напряжения?
13. Приведите принципиальную схему передачи постоянного тока.
14. Из каких основных элементов состоят преобразовательные подстанции?
15. Какие меры ограничения высших гармоник применяются в передачах постоянного тока?
16. Сравните пропускную способность передач переменного и постоянного тока.
17. Чем отличаются биполярная и униполярная схемы передач постоянного тока?

## 4. Расчет установившихся режимов электрических сетей

### 4.1. Общие положения

Под *установившимся режимом* электрической сети понимается такой нормальный или послеаварийный режим, в котором токи, напряжения и мощности в ее элементах принимаются неизменными. Расчет установившегося режима подразумевает определение этих токов, напряжений и мощностей, которые характеризуют режим электрической сети называются *параметрами режима*.

*Целями и задачами расчета* установившегося режима электрической сети являются:

- проверка допустимости параметров режима для элементов сети, в частности проверка допустимости величин напряжений по условиям работы изоляции, величин токов – по условиям нагрева проводов, величин мощностей – по условиям работы источников активной и реактивной мощности;
- оценка качества электроэнергии путем сравнения отклонений напряжений в сети с допустимыми отклонениями напряжений от номинальных значений;
- определение экономичности режима по величинам потерь мощности и электроэнергии в электрической сети.

*Исходными данными для расчета* установившегося режима электрической сети являются:

- принципиальная схема электрической сети, характеризующая взаимную связь между отдельными ее элементами;
- расчетная схема замещения электрической сети, состоящая из схем замещения отдельных элементов, т.е. из сопротивлений, проводимостей, коэффициентов трансформации, называемых *параметрами схемы замещения* электрической сети;
- значения активных и реактивных мощностей в узлах нагрузки;
- значения активных и реактивных мощностей источников питания, кроме одного, называемого *балансирующим по мощности* и покрывающим небаланс между вырабатываемой и потребляемой в ЭЭС мощностями;
- значение напряжения в одном из узлов электрической сети, называемом *базисным узлом по напряжению*.

Электрическая сеть с позиций теоретической электротехники является электрической цепью и для ее расчета справедливы законы Ома и Кирхгофа и все методы расчета электрических цепей, известные из теоретической электротехники. Электрическая сеть (электрическая цепь) состоит из ветвей, узлов и контуров. *Ветвью* называется участок сети, состоящий из последовательно соединенных элементов, по которым протекает один и тот же ток. *Узлом* называют место соединения двух или более ветвей. *Контуром* называют замкнутый участок сети, состоящий из нескольких ветвей.

Электрическая сеть, не содержащая контуров, называется *разомкнутой* (рис. 3.4,а,б). В такой сети каждый узел нагрузки получает питание с одной стороны (от одного источника). *Замкнутая сеть* содержит контуры. Простейшая замкнутая сеть – это *кольцевая сеть* (рис. 3.4,в), в которой каждый узел нагрузки получает питание с двух сторон. В *сети с двухсторонним питанием* (рис. 3.4,г) каждый узел нагрузки получает питание с двух сторон от разных источников питания. *Сложнозамкнутая сеть* (рис. 3.4,д) содержит не менее двух контуров с общими ветвями. Нагрузки в такой сети могут получать питание с двух и более сторон.

Наибольшее распространение для расчета любых электрических сетей получил *итерационный метод* или *метод последовательных приближений*. В этом методе искомые величины определяются в результате повторяющейся вычислительной процедуры (итерации). На первой итерации осуществляется переход от начальных приближений к более точным значениям искомым величин. На последующих итерациях эти значения последовательно уточняются. Вычислительная процедура заканчивается при достижении заданной точности вычислений.

Начальные приближения могут задаваться на основании тех или иных представлений о возможных значениях искомым величин. Так, в частности, начальные значения искомым напряжений в узлах электрической сети могут быть заданы равными номинальному напряжению этой сети.

В настоящей главе рассматриваются расчеты установившихся режимов разомкнутых и простейших замкнутых электрических сетей. Методы расчета установившихся режимов сложных электрических сетей рассматриваются в следующей главе.

## 4.2. Расчетные нагрузки узлов районной электрической сети

Схема замещения электрической сети состоит из схем замещения ее элементов, объединенных в соответствии с принципиальной схемой сети. На рис. 4.1,а показан фрагмент схемы районной электрической сети, включающий две линии электропередачи  $W_1$  и  $W_2$ , сходящиеся в узле 1. К этому узлу подключен трансформатор  $T$  с нагрузкой, заданной неизменной мощностью  $S_{н1} = P_{н1} + jQ_{н1}$  на шинах низшего напряжения трансформатора.

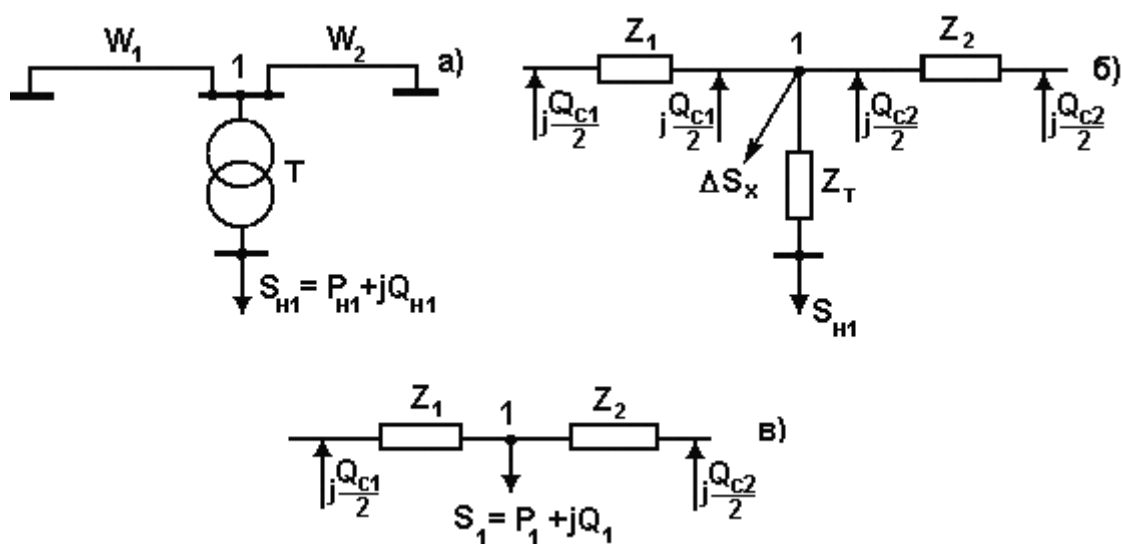


Рис. 4.1. Фрагмент схемы электрической сети (а), его полная схема замещения (б) и схема замещения с расчетной нагрузкой узла 1 (в)

На рис. 4.1,б показана схема замещения этой сети, состоящая из схем замещения линий и трансформатора. Для линий районной электрической сети приняты П-образные схемы замещения с зарядными мощностями.

Для трансформатора принята упрощенная Г-образная схема замещения с отбором мощности.

Расчетная нагрузка узла 1 в соответствии с обозначениями, указанными в схеме замещения рис. 4.2,б, составит

$$P_1 = P_{н1} + \Delta P_{Т1},$$

$$Q_1 = Q_{н1} + \Delta Q_{Т1} - (Q_{c1} + Q_{c2})/2, \quad (4.1)$$

где  $\Delta P_{Т1}$ ,  $\Delta Q_{Т1}$  – потери мощности в трансформаторе  $T$ , определяемые по выражениям (2.29) и (2.30);

$Q_{c1}/2$  и  $Q_{c2}/2$  – половины зарядных мощностей линий  $W_1$  и  $W_2$ , определяемые по выражению (2.12).

После определения расчетной нагрузки узла 1 схема замещения сводится к виду, приведенному на рис. 4.1,в. Видно, что часть схемы, соответствующая узлу 1, заметно упростилась.

Аналогично определяются расчетные нагрузки узлов, к которым подходят три и более линии.

### 4.3. Расчет режима разомкнутой сети по напряжению, заданному в конце сети

Схема замещения разомкнутой районной электрической сети с общим количеством  $n$  расчетных нагрузок приведена на рис. 4.2,а. Параметры линий электропередачи известны. Напряжение задано в конце сети в узле  $n$ . Требуется рассчитать напряжения в остальных узлах электрической сети, включая напряжение источника питания  $U_0$ , и потокораспределение в сети. Под термином «потокораспределение» понимаются потоки мощности во всех ветвях схемы, включая мощность источника питания  $S_0$ . Индексом «н» будем отмечать мощность в начале каждой линии, а индексом «к» – мощность в конце каждой линии.

Итак, мощность  $P_n + jQ_n = P_{нк} + jQ_{нк}$  и напряжение  $U_n$  в конце  $n$ -й линии известны. В этом случае расчет установившегося режима электрической сети выполняется *прямым методом* с использованием закона Ома и первого закона Кирхгофа. Мощность в начале  $n$ -й линии отличается от мощности в ее конце на величину потерь мощности в  $n$ -й линии

$$P_{нн} = P_{нк} + \Delta P_n;$$

$$Q_{нн} = Q_{нк} + \Delta Q_n. \quad (4.2)$$

Мощность в конце  $(n-1)$ -й линии определится по первому закону Кирхгофа

$$P_{(n-1)к} = P_{нн} + P_{n-1};$$

$$Q_{(n-1)к} = Q_{нн} + Q_{n-1}. \quad (4.3)$$

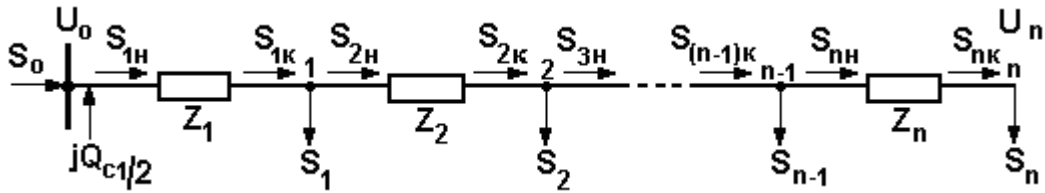


Рис. 4.3. Схема замещения разомкнутой районной электрической сети

Напряжение в узле  $(n-1)$  отличается от напряжения в узле  $n$  на величину падения напряжения  $\Delta U_n$  в  $n$ -й линии

$$U_{n-1} = U_n + \Delta U_n. \quad (4.4)$$

Потери мощности в  $n$ -й линии составляют

$$\begin{aligned} \Delta P_n &= (P_{нк}^2 + Q_{нк}^2) R_n / U_n^2; \\ \Delta Q_n &= (P_{нк}^2 + Q_{нк}^2) X_n / U_n^2. \end{aligned} \quad (4.5)$$

Падение напряжения в  $n$ -й линии в соответствии с законом Ома составляет

$$\begin{aligned} \Delta U_n &= \sqrt{3} I_n Z_n = \sqrt{3} (I_{на} + j I_{нр}) (R_n + j X_n) = \\ &= \sqrt{3} (I_{на} R_n + I_{на} X_n) + j \sqrt{3} (I_{на} X_n - I_{нр} R_n) = \Delta U_n + j \delta U_n, \end{aligned} \quad (4.6)$$

где  $I_{на}$ ,  $I_{нр}$  – активная и реактивная составляющие тока в  $n$ -й линии.  $\Delta U_n$ ,  $\delta U_n$  – действительная и мнимая составляющие падения напряжения в  $n$ -й линии, называемые продольной и поперечной составляющими падения напряжения  $\Delta U_n$ .

Учитывая, что

$$\begin{aligned} I_{на} &= P_{нк} / \sqrt{3} U_n; \\ I_{нр} &= Q_{нк} / \sqrt{3} U_n, \end{aligned} \quad (4.7)$$

получим соотношение для падения напряжения, выраженное через мощности

$$\Delta U_n = (P_{нк} R_n + Q_{нк} X_n) / U_n + j (P_{нк} X_n - Q_{нк} R_n) / U_n = \Delta U_n + j \delta U_n, \quad (4.8)$$

где  $\Delta U_n$ ,  $j \delta U_n$  – продольная и поперечная составляющие падения напряжения  $\Delta U_n$ .

Модуль напряжения в узле  $(n-1)$  с учетом (4.4) и (4.8)

$$U_{n-1} = \sqrt{(U_n + \Delta U_n)^2 + \delta U^2} =$$

$$= \sqrt{(U_n + (P_{нк} R_n + Q_{нк} X_n) / U_n)^2 - ((P_{нк} X_n - Q_{нк} R_n) / U_n)^2}. \quad (4.9)$$

Выражения (4.2)...(4.9), записанные для  $n$ -й линии схемы замещения электрической сети, справедливы для любой  $i$ -й линии этой сети. В них вместо индекса  $n$  следует подставить индекс  $i$ .

При последовательном движении от конца схемы к ее началу определяются напряжения в каждом  $i$ -м узле, включая напряжение источника питания  $U_0$ , и мощности в конце  $P_{ик} + jQ_{ик}$  и начале  $P_{ин} + jQ_{ин}$  каждой  $i$ -й линии. Мощность, поступающая в сеть от источника питания, определится как

$$P_0 = P_{1н},$$

$$Q_0 = Q_{1н} - jQ_{с1} / 2 = Q_{1н} - jU_{ном}^2 B_1 / 2. \quad (4.10)$$

Из выражений (4.9) и (4.10) видно, что при движении от конца схемы к ее началу напряжение от узла к узлу меняется как по величине, так и по фазе.

На рис. 4.3 показана векторная диаграмма напряжений двух последних участков электрической сети. Вектор напряжения в узле  $n$  направлен по действительной оси. Вектор напряжения в узле  $(n-1)$  получен суммированием вектора напряжения в узле  $n$  и вектора падения напряжения в  $n$ -й линии.

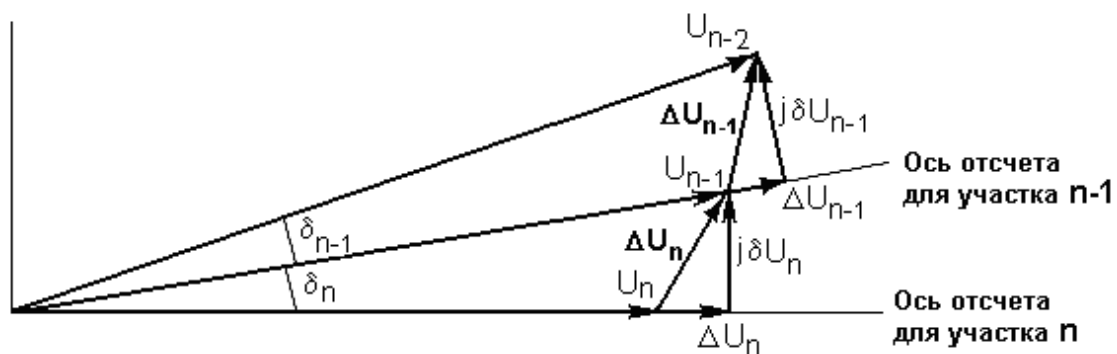


Рис. 4.3. Векторные диаграммы напряжений для двух соседних линий

Вектор падения напряжения в  $n$ -й линии  $\Delta U_n$  разложен на продольную и поперечную составляющие. Аналогичная векторная диаграмма строится для соседней  $(n-1)$ -й линии и т.д. Фазовые углы между векторами напряжений обозначены через  $\delta_n$  и  $\delta_{n-1}$ .

#### 4.4. Расчет режима разомкнутой сети по напряжению, заданному в начале сети

При расчетах установившихся режимов районных электрических сетей напряжение, как правило, задается в центре питания этой сети. Применительно к схеме замещения (рис. 4.2) считаются заданными



напряжение источника  $U_0$  и расчетные нагрузки узлов  $1, 2, \dots, n$ . Требуется определить напряжения в узлах  $1, 2, \dots, n$  электрической сети и потокораспределение в ветвях схемы, включая мощность источника питания  $S_{\text{и}}$ .

В рассматриваемом случае, в отличие от предыдущего, применение прямого метода невозможно, так как напряжение и нагрузки заданы в разных точках электрической сети. В этом случае используется итерационный метод расчета. Каждая итерация состоит из двух этапов, рассматриваемых ниже.

*Первый этап.* Для всех  $n$  узлов электрической сети задаются начальные приближения напряжений, равные номинальному напряжению сети  $U_{\text{ном}}$ . Далее по выражениям, аналогичным (4.5), для каждой  $i$ -й линии ( $i=1, 2, \dots, n$ ) определяются потери мощности

$$\begin{aligned}\Delta P_i &= (P_{\text{ик}}^2 + Q_{\text{ик}}^2) R_i / U_{\text{ном}}^2; \\ \Delta Q_i &= (P_{\text{ик}}^2 + Q_{\text{ик}}^2) X_i / U_{\text{ном}}^2.\end{aligned}\quad (4.11)$$

По выражению, аналогичному (4.2), определяется мощность в начале каждой  $i$ -й линии

$$\begin{aligned}P_{\text{ин}} &= P_{\text{ик}} + \Delta P_i; \\ Q_{\text{ин}} &= Q_{\text{ик}} + \Delta Q_i.\end{aligned}\quad (4.12)$$

По выражению, аналогичному (4.3), определяется мощность в конце каждой  $(i-1)$ -й линии

$$\begin{aligned}P_{(i-1)\text{к}} &= P_{\text{ин}} + P_{i-1}; \\ Q_{(i-1)\text{к}} &= Q_{\text{ин}} + Q_{i-1}.\end{aligned}\quad (4.13)$$

Процесс вычисления по выражениям (4.11)...(4.13) продолжается до определения мощности в начале 1-й линии. После этого по выражению, аналогичному (4.10), определяется мощность, поступающая в сеть от источника питания

$$\begin{aligned}P_0 &= P_{1\text{н}}; \\ Q_0 &= Q_{1\text{н}} - jQ_{\text{с1}}/2 = Q_{1\text{н}} - U_{\text{ном}}^2 B_1/2.\end{aligned}\quad (4.14)$$

После определения мощностей в конце и начале каждой  $i$ -й линии и мощности источника питания первый этап расчета заканчивается.

На *втором этапе* по заданному напряжению источника питания  $U_0$  и полученному на первом этапе потокораспределению определяются напряжения в узлах  $1, 2, \dots, n$  электрической сети. Так, например, напряжение в узле 1 составит

$$U_1 = U_0 - (P_{1н}R_1 + Q_{1н}X_1)/U_0 + j(P_{1н}X_1 - Q_{1н}R_1)/U_0, \quad (4.15)$$

а напряжение в произвольном узле  $i$

$$U_i = U_{i-1} - (P_{ин}R_i + Q_{ин}X_i)/U_{i-1} + j(P_{ин}X_i - Q_{ин}R_i)/U_{i-1}. \quad (4.16)$$

Определением напряжений в узловых точках электрической сети заканчивается второй этап первой итерации.

На второй итерации вновь рассчитывается потокораспределение в сети. При этом используются уже не номинальные напряжения, а напряжения в узлах, полученные на первой итерации. Затем по полученному потокораспределению уточняются напряжения в узлах. Количество итераций определяется требуемой точностью расчета.

При расчетах установившихся режимов разомкнутых районных электрических сетей, как правило, достаточно одной – двух итераций.

#### 4.5. Определение напряжения на вторичной обмотке трансформатора

В рассмотренных выше расчетах установившихся режимов районных электрических сетей определялись напряжения в узлах, соответствующие напряжениям на первичной обмотке трансформаторов подстанций. Для определения действительного напряжения на вторичной обмотке трансформаторов рассмотрим произвольный узел  $i$  электрической сети и его схему замещения (рис. 4.4).

Нагрузка подстанции  $S_{Hi}$  задана на шинах вторичного напряжения трансформатора  $T$ . В результате расчета установившегося режима электрической сети известно напряжение  $U_i$  на первичной обмотке трансформатора. Необходимо определить действительное напряжение на вторичной обмотке трансформатора  $U_i''$ . Такой расчет необходим для оценки величины этого напряжения и необходимости его регулирования с целью обеспечения требуемого качества электроэнергии у потребителей.

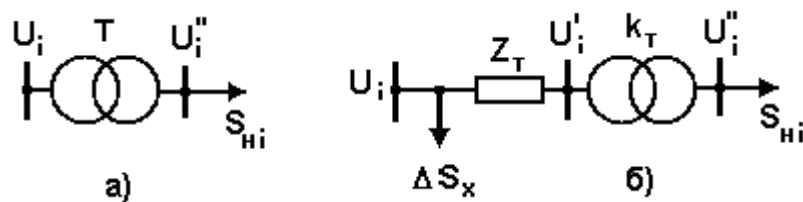


Рис. 4.4. Узел электрической сети (а) и его схема замещения (б)

В схеме замещения узла электрической сети трансформатор  $T$  представлен Г-образной схемой замещения ( $\Delta S_x$ ,  $Z_T$ ) и идеальным трансформатором (трансформатором без потерь мощности) с коэффициентом трансформации

$$k_T = U_{вн} / U_{нн}, \quad (4.17)$$

где  $U_{вн}$ ,  $U_{нн}$  – номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток трансформатора.

Расчет действительного напряжения на вторичной обмотке трансформатора выполняется в следующей последовательности.

Определяется модуль падения напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U_T = \sqrt{\left(\frac{P_{н1} R_T + Q_{н1} X_T}{U_{ном}}\right)^2 + \left(\frac{P_{н1} X_T - Q_{н1} R_T}{U_{ном}}\right)^2}. \quad (4.18)$$

В выражении (4.18) используется номинальное напряжение сети  $U_{ном}$ , поскольку нагрузка задана на шинах вторичного напряжения трансформатора, а напряжение известно на его первичной обмотке.

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора, приведенное к первичному напряжению, составляет

$$U_i' = U_i - \Delta U_T. \quad (4.19)$$

Действительная величина напряжения на вторичной обмотке трансформатора определяется с учетом коэффициента трансформации  $k_T$  по выражению

$$U_i'' = U_i' / k_T = U_i' U_{нн} / U_{вн}. \quad (4.20)$$

По величине напряжения  $U_i''$  оценивают необходимость его регулирования.

#### 4.6. Особенности расчета местных электрических сетей

Местные распределительные сети включают в себя воздушные линии напряжением до 35 кВ включительно. Такие сети выполняются, как правило, разомкнутыми.

Рассмотренные выше методы расчета районных распределительных сетей напряжением 110...220 кВ в принципе справедливы и для расчета местных электрических сетей. Однако в силу специфики местных сетей, а именно меньших напряжений и меньших длин линий электропередачи, чем у районных сетей, для расчета местных сетей принимают *ряд упрощающих допущений*:

- не учитывается емкостная проводимость и, следовательно, зарядная мощность линий. Схемы замещения линий электропередачи принимаются в соответствии с рис. 3.2, а, б;
- в трансформаторах не учитываются потери холостого хода  $\Delta P_x$  и  $\Delta Q_x$ . Таким образом, схемы замещения элементов местной электрической сети содержат только продольные активные и реактивные сопротивления;
- для местных электрических сетей характерны достаточно малые отклонения напряжения от номинального значения, что определяется требованиями, предъявляемыми потребителями к

качеству напряжения. Поэтому при расчетах местных электрических сетей напряжения во всех ее узлах принимаются равными номинальному напряжению сети  $U_{ном}$ ;

- потокораспределение в местной электрической сети рассчитывается без учета потерь мощности в ее элементах. Это потокораспределение обусловлено только величинами нагрузок в узлах электрической сети, а мощности в начале и конце каждой линии сети принимаются равными между собой. Мощность, протекающая по любой линии местной сети, равна сумме нагрузок, расположенных в конце этой линии и далее в сторону, противоположную центру питания;
- при расчете местной сети пренебрегают поперечной составляющей падения напряжения и в линиях электропередачи и трансформаторах.

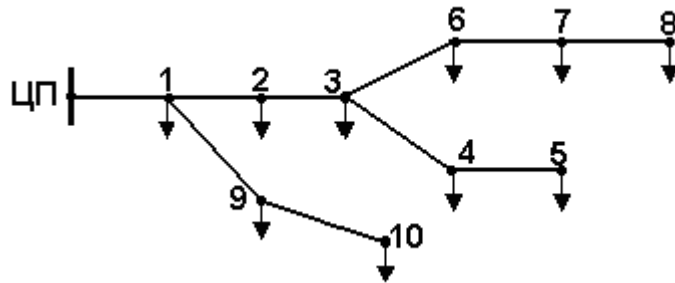


Рис. 4.5. Принципиальная схема местной электрической сети

Рассмотрим принципиальную схему разветвленной местной электрической сети, приведенной на рис. 4.5. Мощность, протекающая, например, по линии между узлами 2 и 3 равна

$$S_{23}=S_3+S_4+S_5+S_6+S_7+S_8. \quad (4.21)$$

Аналогично определяются потоки мощности и в других линиях электрической сети.

Продольная составляющая падения напряжения в линии между узлами  $i$  и  $j$  определяется как

$$\Delta U_{ij}=(P_{ij}R_{ij}+Q_{ij}X_{ij})/U_{ном}. \quad (4.22)$$

Эта продольная составляющая падения напряжения, приблизительно равная алгебраической разности напряжений в начале и конце линии, называется *потерей напряжения*.

Потерю напряжения в линиях и трансформаторах местной электрической сети выражают, как правило, в процентах от номинального напряжения сети  $U_{ном}$ :

$$\Delta U_{ij}\% = 100(P_{ij}R_{ij}+Q_{ij}X_{ij})/U_{ном}^2. \quad (4.23)$$

Достаточно жесткие требования к качеству электроэнергии со стороны потребителей в местных электрических сетях ограничивают *наибольшую потерю напряжения*  $\Delta U_{\max}$  в этих сетях величиной *допустимой потери напряжения*  $\Delta U_{\text{д}}$ . В качестве такой величины в [4] и [5] рекомендуется принимать  $\Delta U_{\text{д}}=0,06U_{\text{ном}}$ . Как показывает опыт эксплуатации, при такой величине  $\Delta U_{\text{д}}$  потребители в сети 0,4 кВ будут работать с отклонениями напряжения, не выходящими за пределы допустимых значений.

Наибольшая потеря напряжения есть алгебраическая разность между напряжением в центре питания (ЦП) местной сети и узлом сети с самым низким напряжением.

Для определения наибольшей потери напряжения в разветвленной местной электрической сети рассчитываются суммарные потери напряжения  $\Delta U_{\Sigma}$  от ЦП до каждого тупикового потребителя, из полученных значений выбирается наибольшее значение, которое сравнивается с допустимой потерей напряжения  $\Delta U_{\text{д}}$ .

Для схемы рис. 4.5 рассчитываются суммарные потери напряжения от ЦП до точек 5, 8 и 10:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\Sigma 5} &= \Delta U_{\text{цп},1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} + \Delta U_{34} + \Delta U_{45}; \\ \Delta U_{\Sigma 8} &= \Delta U_{\text{цп},1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} + \Delta U_{36} + \Delta U_{67} + \Delta U_{78}; \\ \Delta U_{\Sigma 10} &= \Delta U_{\text{цп},1} + \Delta U_{19} + \Delta U_{9,10}.\end{aligned}\tag{4.24}$$

Из этих значений выбирается наибольшее  $\Delta U_{\max}$  и сравнивается с допустимой потерей напряжения  $\Delta U_{\text{д}}$ .

#### 4.7. Расчет режима замкнутой сети

Простейшей замкнутой сетью является кольцевая сеть, содержащая один контур, в одном узле которого расположен центр питания, а в других узлах – нагрузки. Для расчета установившегося режима такая сеть условно разрезается по центру питания, разворачивается и представляется в виде сети с двухсторонним питанием (рис. 4.6,а) от источников *A* и *B*.

Исходными данными являются расчетные мощности нагрузок в узлах 1, 2, ... *n*, напряжение центра питания  $U_A=U_B$ , сопротивления линий сети  $Z_{A1}, Z_{12}, \dots Z_{nB}$ . Требуется рассчитать потокораспределение в кольцевой сети и напряжения в ее узлах 1, 2, ... *n*.

Кольцевая сеть рассчитывается в следующей последовательности:

- определяется предварительное потокораспределение в сети без учета потерь мощности, при равенстве напряжений во всех узлах номинальному напряжению сети  $U_{\text{ном}}$ ;
- на основании предварительного потокораспределения определяется узел потокораздела и кольцевая сеть в этом узле делится на две разомкнутые схемы;

- для каждой из разомкнутых схем рассчитывается точное потокораспределение и напряжения в узлах по методике, изложенной в п. 4.4.

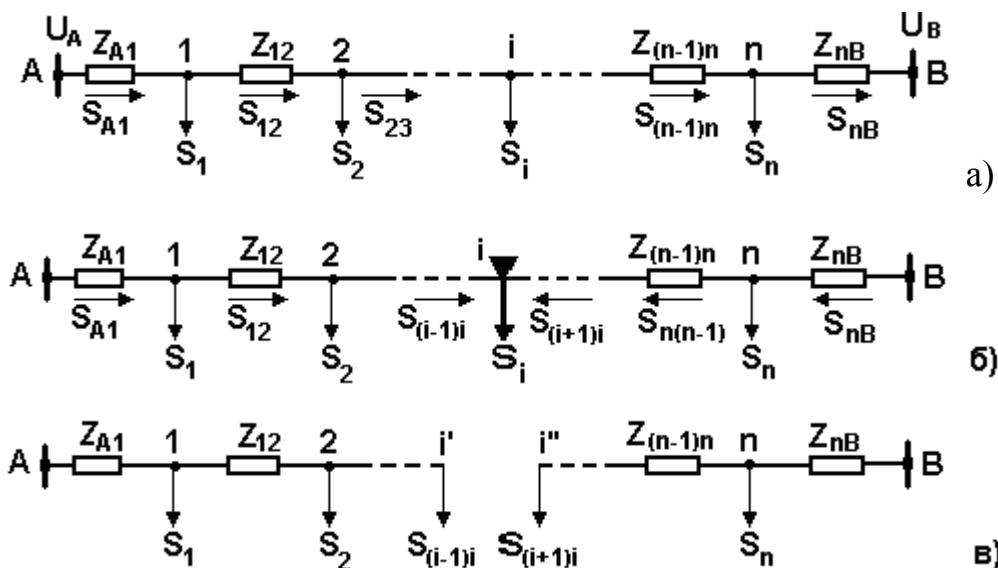


Рис. 4.6. Расчетная схема замещения кольцевой сети (а) потокораспределение в кольцевой сети (б) и ее преобразование в две разомкнутые схемы (в)

Для определения предварительного потокораспределения зададимся произвольно направлениями мощностей (токов) в линиях сети (рис. 4.6,а). На основании второго закона Кирхгофа для замкнутого контура кольцевой сети запишем уравнение:

$$I_{A1}Z_{A1} + I_{12}Z_{12} + \dots + I_{nB}Z_{nB} = 0 \quad (4.25)$$

Значения тока и мощности связаны соотношениями

$$S = \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} I^*$$

$$I^* = S / \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}$$

$$I = S^* / \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}$$

где  $I^*$ ,  $S^*$  – сопряженные комплексы тока и мощности.

Перейдем в уравнении (4.25) от значений токов к значениям мощностей:

$$(S_{A1}^* Z_{A1} + S_{12}^* Z_{12} + \dots + S_{nB}^* Z_{nB}) / \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} = 0. \quad (4.26)$$

После переноса сопряжения на комплексное сопротивление  $Z$  и умножения правой и левой частей (4.31) на  $\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}$  получим

$$S_{A1} Z_{A1}^* + S_{12} Z_{12}^* + \dots + S_{nB} Z_{nB}^* = 0. \quad (4.27)$$

На основании первого закона Кирхгофа для каждого из  $n$  нагрузочных узлов можно записать:

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

$$S_{12} - S_2 = S_{23};$$

$$S_{(n-1)n} - S_n = S_{nB} \quad (4.28)$$

Уравнения (4.27) и (4.28) представляют собой систему  $(n+1)$  уравнений с  $(n+1)$  неизвестными  $S_{A1}, S_{12}, \dots, S_{(n-1)n}, S_{nB}$ . Решив эту систему относительно мощности  $S_{A1}$  головного участка сети, получим

$$S_{A1} = (S_1 Z_{1B}^* + S_2 Z_{2B}^* + \dots + S_n Z_{nB}^*) / Z_{AB}^* = \sum_{i=1}^n S_i Z_{iB}^* / Z_{AB}^* \quad (4.29)$$

Аналогичное выражение можно получить для мощности  $S_{nB}$  второго головного участка сети

$$-S_{nB} = \sum_{i=1}^n S_i Z_{iA}^* / Z_{AB}^* \quad (4.30)$$

В выражениях (4.29) и (4.30) индексы у сопротивлений  $Z$  обозначают, что это есть суммарные сопротивления между узлами, соответствующими этим индексам. Знак минус в выражении (4.30) обозначает, что мощность течет от узла  $B$  к узлу  $n$ , т.е.  $-S_{nB} = S_{Bn}$ .

Как следует из выражений (4.29) и (4.30), *поток мощности на головном участке замкнутой сети равен сумме произведений нагрузки каждого узла на сопряженное сопротивление сети от этого узла до противоположного источника питания, поделенной на сопряженное суммарное сопротивление всей сети.*

После определения мощностей головных участков потоки мощности на остальных участках электрической сети однозначно определяются по уравнениям первого закона Кирхгофа (4.28).

В результате расчетов, выполненных по выражениям (4.27)...(4.30), получится, что к некоторому узлу  $i$  мощности поступают с двух сторон (рис. 4.6,б). Такой узел называется *узлом потокораздела* и обозначается на схемах значком ▼.

После определения узла потокораздела кольцевая сеть преобразовывается к виду, приведенному на рис. 4.6,в. Исходная кольцевая сеть условно разрезается в узле потокораздела на две разомкнутые схемы. Нагрузки узлов  $i'$  и  $i''$  левой и правой частей схемы равны мощностям, поступающим к узлу потокораздела. Нагрузки остальных узлов те же самые, что и в исходной схеме.

Таким образом, *кольцевая сеть преобразована в две разомкнутые схемы с заданными нагрузками и напряжениями источников питания.* Дальнейший расчет режима таких схем рассмотрен в п. 4.4.

Выполним анализ потокораспределения в замкнутой сети. Раскрывая полные мощности и сопротивления в выражении (4.29), получим

$$\begin{aligned} S_{A1} &= \sum_{i=1}^n S_i Z_{iB}^* / Z_{AB}^* = \sum_{i=1}^n (P_i + jQ_i)(R_{iB} - jX_{iB}) / (R_{AB} - jX_{AB}) = \\ &= \sum_{i=1}^n (P_i + jQ_i)R_{iB}(1 - jX_{iB}/R_{iB}) / (R_{AB}(1 - jX_{AB}/R_{AB})). \end{aligned} \quad (4.31)$$

Если в замкнутой сети имеет место постоянное соотношение реактивных и активных сопротивлений  $X/R = \text{const}$ , то расчет потокораспределения можно выполнять с учетом только активных сопротивлений, поскольку в этом случае  $(1 - jX_{iB}/R_{iB}) = (1 - jX_{AB}/R_{AB})$ .

Замкнутая сеть, в которой для всех ее участков выполняется соотношение  $X/R = \text{const}$ , называется *однородной*. Такой сетью, в частности, будет кольцевая сеть, выполненная воздушными линиями одинакового сечения или кабельными линиями одинакового сечения. В том и другом случае сеть должна быть одного напряжения.

Таким образом, в однородной замкнутой сети потокораспределение следует рассчитывать по активным сопротивлениям участков сети

$$\begin{aligned} S_{A1} &= P_{A1} + jQ_{A1} = \sum_{i=1}^n S_i R_{iB} / R_{AB} = \sum_{i=1}^n (P_i + jQ_i)R_{iB} / R_{AB} = \\ &= \sum_{i=1}^n P_i R_{iB} / R_{AB} + j \sum_{i=1}^n Q_i R_{iB} / R_{AB}. \end{aligned} \quad (4.32)$$

Как следует из (4.32), в однородной замкнутой сети потокораспределение можно рассчитывать отдельно для активных и реактивных мощностей. В этом случае рассчитываются две независимые замкнутые схемы. Первая имеет только активные нагрузки, вторая – реактивные. В первой схеме определяется потокораспределение активных мощностей, во второй – реактивных мощностей. Такой прием, называемый *расщеплением сети*, уменьшает трудоемкость расчетов, так как эти расчеты ведутся для действительных, а не комплексных величин.

В однородной замкнутой сети, выполненной, например, воздушными линиями одинакового сечения, вместо активных сопротивлений можно использовать длины линий  $L$ . Это видно из выражения (4.32) после подстановки в него погонного активного сопротивления  $r_0$



$$\begin{aligned}
S_{A1} &= P_{A1} + jQ_{A1} = \sum_{i=1}^n P_i r_o L_{iB} / r_o L_{AB} + j \sum_{i=1}^n Q_i r_o L_{iB} / r_o L_{AB} = \\
&= \sum_{i=1}^n P_i L_{iB} / L_{AB} + j \sum_{i=1}^n Q_i L_{iB} / L_{AB}.
\end{aligned} \tag{4.33}$$

Если замкнутая сеть выполнена воздушными линиями с проводами различных сечений или воздушными и кабельными линиями, то для различных ее участков соотношение  $X/R \neq \text{const}$  и такая сеть будет *неоднородной*.

Если замкнутая сеть выполнена линиями различного номинального напряжения, т.е. некоторыми участками этой сети являются трансформаторы, то такая сеть будет иметь сильную степень неоднородности, поскольку отношение  $X/R$  для трансформаторов значительно больше отношения  $X/R$  для воздушных или кабельных линий.

В неоднородной сети по замкнутому контуру циркулирует уравнительная мощность, равная разности мощностей, определяемых выражениями (4.31) и (4.32)

$$S_{\text{уп}} = \sum_{i=1}^n S_i Z_{iB}^* / Z_{AB}^* - \sum_{i=1}^n S_i R_{iB} / R_{AB}. \tag{4.34}$$

Эта уравнительная мощность, обусловленная неоднородностью сети и протекающая по всем ее элементам, вызывает дополнительные потери активной мощности в сети. Естественно, чем больше степень неоднородности замкнутой сети, тем больше величина уравнительной мощности и тем больше величина дополнительных потерь мощности.

Для уменьшения потерь мощности в неоднородной замкнутой сети потокораспределение в ней стремятся приблизить к потокораспределению, отвечающему однородной замкнутой сети. Для этого применяют специальные меры принудительного изменения потокораспределения в неоднородной сети.

Сеть с двухсторонним питанием, представленная на рис. 4.6, может иметь в общем случае отличающиеся напряжения источников питания  $U_A \neq U_B$ . В этом случае даже при  $X/R = \text{const}$  по сети потечет уравнительный ток

$$I_{\text{уп}} = (U_A - U_B) / \sqrt{3} Z_{AB}, \tag{4.35}$$

или уравнительная мощность

$$S_{\text{уп}} = \sqrt{3} I_{\text{уп}} U_{\text{ном}} = U_{\text{ном}} (U_A - U_B) / Z_{AB}. \tag{4.36}$$

Расчет такой сети выполняется с использованием метода наложения. Сначала определяется потокораспределение в схеме при равенстве

напряжений источников  $U_A=U_B$ . Такой расчет рассмотрен выше. Действительные потоки мощности в линиях сети определяются суммированием мощностей, полученных при условии  $U_A=U_B$ , с уравнивающей мощностью  $S_{ур}$ .

### Контрольные вопросы к главе 4

1. Что такое установившийся режим электрической сети?
2. Каковы цели и задачи расчета установившегося режима?
3. Каковы исходные данные для расчета установившегося режима?
4. Пояснить, как определяется расчетная нагрузка узла?
5. Привести схему замещения разомкнутой электрической сети.
6. Какова последовательность расчета разомкнутой сети при напряжении, заданном в конце сети?
7. Запишите выражения для потерь мощности в линии.
8. Запишите выражение для падения напряжения в линии и назовите составляющие падения напряжения.
9. Постройте векторную диаграмму напряжений участка электрической сети.
10. Какова последовательность расчета разомкнутой сети при напряжении, заданном в начале сети?
11. Какие упрощающие допущения используются при расчете местной электрической сети?
12. Пояснить термин «потеря напряжения».
13. Как определяется наибольшая потеря напряжения в местной сети?
14. Какова последовательность расчета замкнутой электрической сети?
15. Запишите выражение для расчета мощности головного участка кольцевой сети.
16. Что такое узел потокораздела в замкнутой сети?
17. Что такое однородная замкнутая сеть? Приведите пример.
18. При каком упрощающем допущении рассчитывается потокораспределение в однородной замкнутой сети?
19. Что такое замкнутая сеть с сильной степенью неоднородности?
20. На какую величину отличаются потокораспределения в однородной и неоднородной замкнутых сетях?

## 5. Расчет установившихся режимов сложных электрических сетей

### 5.1. Общие положения

Сложная электрическая сеть характеризуется не только большим количеством узлов и ветвей. Главной особенностью сложной сети является наличие замкнутых контуров с общими ветвями. Такие сети называются еще *сложнозамкнутыми*. В отличие от разомкнутых схем (рис. 3.4,а,б), в которых питание к каждому узлу подается с одной стороны, и от простых замкнутых схем (рис. 3.4,в), в которых питание к каждому узлу подается с двух сторон, в сложнозамкнутой сети (рис. 3.4,д)

есть узлы, питание к которым может подаваться не менее чем с трех сторон.

Потокораспределение в ветвях сложной сети зависит не только от нагрузок, но и от параметров ветвей сети. Как было показано в п. 4.7, в неоднородных контурах ( $X/R \neq \text{const}$ ) дополнительно протекают уравнительные мощности.

Дополнительные трудности в расчеты установившихся режимов вносит нелинейный характер нагрузок. Эта нелинейность проявляется, например, при задании нагрузки постоянной мощностью (см. п. 2.4). В случае задания нагрузки статическими характеристиками трудности в расчетах еще более возрастают.

Достаточно точные расчеты установившихся режимов сложных электрических сетей стали возможными после широкого применения ЭВМ в инженерной практике. Вместе с тем применение ЭВМ потребовало разработки общих методов формирования и решения уравнений установившегося режима, независимых от сложности и конфигурации электрической сети. Для разработки таких общих методов используются элементы матричной алгебры и теории графов.

Для расчета установившихся режимов электрических сетей могут применяться различные методы, известные из курса теоретической электротехники. Наибольшее распространение для расчета электрических сетей получил метод, основанный на использовании *уравнений узловых напряжений*.

## 5.2. Линейные уравнения узловых напряжений

Общие закономерности формирования уравнений узловых напряжений рассмотрим сначала на примере электрической цепи постоянного тока, приведенной на рис. 5.1 и состоящей из четырех узлов и шести ветвей. Узлы 1 и 4 – генерирующие, узлы 2 и 3 – нагрузочные. Источники и нагрузки представлены неизменными задающими токами  $-J_1$ ,  $-J_2$ ,  $J_3$ ,  $J_4$ . Токи в нагрузочных и генерирующих узлах имеют разные знаки. Токи в ветвях  $I_{ij}$  и взаимные проводимости ветвей  $Y_{ij}$  обозначены в соответствии с номерами узлов, которые эти ветви связывают. Направления токов в ветвях предварительно выбраны произвольно.

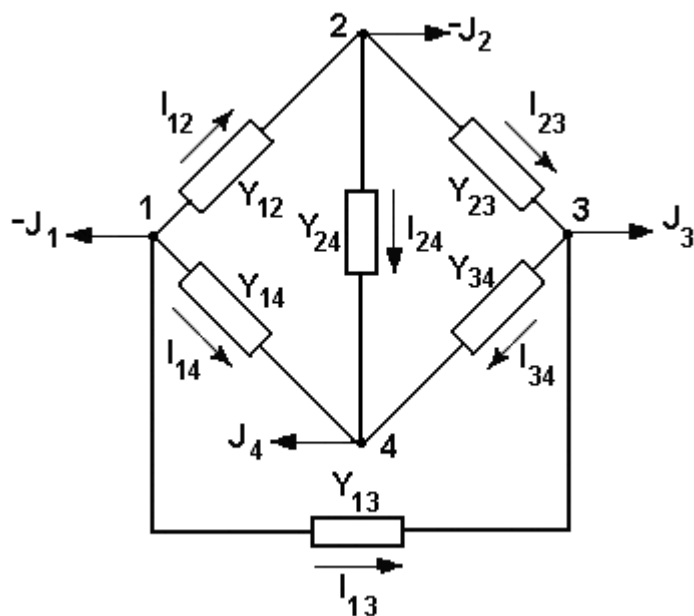


Рис. 5.1. Схема сложнозамкнутой сети

Из теоретической электротехники известно, что для схемы, содержащей  $N$  узлов, количество независимых уравнений, составленных по первому закону Кирхгофа, составляет  $N-1$ . Следовательно, для одного любого узла схемы не требуется запись уравнения по первому закону Кирхгофа. Такой узел называется *балансирующим по току (мощности)*. В качестве балансирующего узла может быть принят любой узел. В рассматриваемой схеме в качестве балансирующего узла примем узел 1.

В соответствии с первым законом Кирхгофа для узлов 2, 3 и 4 запишем уравнения

$$\begin{aligned}
 I_{12} - I_{23} - I_{24} &= -J_2; \\
 I_{13} + I_{23} - I_{34} &= J_3; \\
 I_{14} + I_{24} + I_{34} &= J_4.
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

В соответствии с законом Ома ток в ветви между двумя любыми узлами  $i$  и  $j$  равен

$$I_{ij} = (U_i - U_j) Y_{ij}, \tag{5.2}$$

где  $Y_{ij}$  – *взаимная проводимость* ветви между узлами  $i$  и  $j$ .

После подстановки (5.2) в (5.1) и алгебраических преобразований получим уравнения узловых напряжений для 4-узловой сети постоянного тока

$$\begin{aligned}
 Y_{12}U_1 + (-Y_{21} - Y_{23} - Y_{24})U_2 + Y_{32}U_3 + Y_{42}U_4 &= -J_2; \\
 Y_{13}U_1 + Y_{23}U_2 + (-Y_{31} - Y_{32} - Y_{34})U_3 + Y_{43}U_4 &= J_3;
 \end{aligned}
 \tag{5.3}$$

$$Y_{14}U_1 + Y_{24}U_2 + Y_{34}U_3 + (-Y_{41} - Y_{42} - Y_{43})U_4 = J_4.$$

Система с  $(N-1)$  уравнениями содержит  $N$  искомым напряжений в узлах и, следовательно, имеет бесконечное количество решений. Для однозначного определения напряжений в узлах сети необходимо задаться величиной напряжения в одном из узлов. Такой узел называется *базисным по напряжению*. В качестве базисного узла может быть принят любой узел, однако с целью упрощения вычислительной процедуры целесообразно базисный узел совместить с балансирующим. Поэтому в качестве базисного узла примем узел 1. Заданное напряжение в этом узле обозначим  $U_б$ .

Поскольку напряжение  $U_1$  является заданным, перенесем составляющие  $Y_{12}U_1$ ,  $Y_{13}U_1$  и  $Y_{14}U_1$  в правые части уравнений и примем для базисного и балансирующего узла 1 индекс «б». В результате получим систему

$$\begin{aligned} (-Y_{21} - Y_{23} - Y_{24})U_2 + Y_{23}U_3 + Y_{24}U_4 &= -J_2 - Y_{2б}U_б; \\ Y_{32}U_2 + (-Y_{31} - Y_{32} - Y_{34})U_3 + Y_{34}U_4 &= J_3 - Y_{3б}U_б; \\ Y_{42}U_2 + Y_{43}U_3 + (-Y_{41} - Y_{42} - Y_{43})U_4 &= J_4 - Y_{4б}U_б. \end{aligned} \quad (5.4)$$

Введем следующие обозначения:

$$\begin{aligned} Y_{22} &= -Y_{21} - Y_{23} - Y_{24}; \\ Y_{33} &= -Y_{31} - Y_{32} - Y_{34}; \\ Y_{44} &= -Y_{41} - Y_{42} - Y_{43}. \end{aligned} \quad (5.5)$$

Назовем  $Y_{22}$ ,  $Y_{33}$  и  $Y_{44}$  собственными проводимостями узлов 2, 3 и 4. *Собственная проводимость* узла  $i$  равна сумме взятых с противоположным знаком взаимных проводимостей ветвей, сходящихся в узле  $i$ .

С учетом обозначений (5.5) уравнения узловых напряжений (5.4) запишем в более компактном виде:

$$\begin{aligned} Y_{22}U_2 + Y_{23}U_3 + Y_{24}U_4 &= -J_2 - Y_{2б}U_б; \\ Y_{32}U_2 + Y_{33}U_3 + Y_{34}U_4 &= J_3 - Y_{3б}U_б; \\ Y_{42}U_2 + Y_{43}U_3 + Y_{44}U_4 &= J_4 - Y_{4б}U_б. \end{aligned} \quad (5.6)$$

Из (5.6) видно, что для сети постоянного тока при представлении активных элементов сети неизменными токами система уравнений узловых напряжений является линейной системой алгебраических уравнений.

В матричной форме записи система (5.6) будет иметь вид

$$\underline{Y}\underline{U}=\underline{J}-\underline{Y}_\sigma U_\sigma, \quad (5.7)$$

где  $\underline{Y}$  – матрица собственных и взаимных проводимостей;

$\underline{U}$  – вектор-столбец напряжений в узлах;

$\underline{J}$  – вектор-столбец токов в узлах;

$\underline{Y}_\sigma U_\sigma$  – вектор-столбец произведений базисного напряжения на взаимные проводимости между базисным узлом и другими узлами.

Для электрической сети, состоящей из  $N$  узлов, матрица собственных и взаимных проводимостей имеет следующие свойства:

- матрица  $\underline{Y}$  квадратная размерности  $(N-1)$ ;
- матрица  $\underline{Y}$  симметрична относительно диагонали, поскольку для каждой ветви  $Y_{ij}=Y_{ji}$ ;
- каждый недиагональный элемент матрицы  $Y_{ij}$  равен взаимной проводимости ветви, связывающей узлы  $i$  и  $j$ ;
- каждый диагональный элемент матрицы  $Y_{ii}$  равен собственной проводимости узла  $i$ ;
- если в схеме между узлами  $i$  и  $j$  отсутствует ветвь, то соответствующий элемент матрицы  $\underline{Y}$  равен нулю ( $Y_{ij} = 0$ );

Для *сети переменного тока* проводимости всех ветвей, задающие токи источников и нагрузок, искомые напряжения и токи ветвей будут величинами комплексными. Матрицы, состоящие из комплексных величин, будем обозначать подчеркиванием.

Напряжение в базисном узле задается, как правило, действительным числом. Кроме того, для трехфазной сети переменного тока необходимо учесть, что искомые напряжения являются линейными (междуфазными). Для упрощения записи системы уравнений токи в узлах будем задавать тоже линейными значениями.

С учетом сказанного система уравнений узловых напряжений для сети переменного тока в матричной форме записи будет иметь вид

$$\underline{Y}\underline{U}=\underline{J}-\underline{Y}_\sigma U_\sigma. \quad (5.8)$$

Таким образом, для сети переменного тока при представлении активных элементов сети задающими токами система уравнений узловых напряжений является линейной системой алгебраических уравнений с комплексными коэффициентами и комплексными искомыми переменными.

Система линейных уравнений с комплексными элементами сводится к системе линейных уравнений удвоенного порядка  $2(N-1)$  с действительными элементами. Для этого матрица  $\underline{Y}$  и вектор-столбцы  $\underline{U}$  и  $\underline{J}$  с комплексными элементами представляют в виде

$$\underline{Y}=\underline{G}-j\underline{B};$$

$$\underline{U} = U' + jU''; \quad (5.9)$$

$$\underline{J} = J' + jJ'';$$

$$\underline{Y}_6 = G_6 - jB_6.$$

Подставляя (5.9) в (5.8), получим

$$(G - jB)(U' + jU'') = (J' + jJ'') - (G_6 - jB_6)U_6. \quad (5.10)$$

Разделив в последнем матричном уравнении действительные и мнимые части, получим систему линейных алгебраических уравнений порядка  $2(N-1)$  с действительными элементами

$$\begin{aligned} GU' + B_y U'' &= J' - G_6 U_6; \\ -BU' + GU'' &= J'' - B_6 U_6. \end{aligned} \quad (5.11)$$

Система (5.11) содержит  $2(N-1)$  искомого напряжений  $U'_i$  и  $U''_i$ , где  $i=1, 2, \dots, N-1$ .

Полная запись системы (5.11) для электрической сети переменного тока, приведенной на рис. 5.1, будет иметь вид

$$\begin{aligned} g_{22}U_2' + g_{23}U_3' + g_{24}U_4' + b_{22}U_2'' + b_{23}U_3'' + b_{24}U_4'' &= -J_2' - g_{26}U_6; \\ g_{32}U_2' + g_{33}U_3' + g_{34}U_4' + b_{32}U_2'' + b_{33}U_3'' + b_{34}U_4'' &= J_3' - g_{36}U_6; \\ g_{42}U_2' + g_{43}U_3' + g_{44}U_4' + b_{42}U_2'' + b_{43}U_3'' + b_{44}U_4'' &= J_4' - g_{46}U_6; \\ -b_{22}U_2' - b_{23}U_3' - b_{24}U_4' + g_{22}U_2'' + g_{23}U_3'' + g_{24}U_4'' &= -J_2'' - b_{26}U_6; \\ -b_{32}U_2' - b_{33}U_3' - b_{34}U_4' + g_{32}U_2'' + g_{33}U_3'' + g_{34}U_4'' &= J_3'' - b_{36}U_6; \\ -b_{42}U_2' - b_{43}U_3' - b_{44}U_4' + g_{42}U_2'' + g_{43}U_3'' + g_{44}U_4'' &= J_4'' - b_{46}U_6; \end{aligned} \quad (5.12)$$

В результате решения этой системы линейных уравнений определяются искомого напряжения в узлах:  $U'_2, U''_2, U'_3, U''_3, U'_4, U''_4$ .

По полученным напряжениям рассчитываются линейные токи в ветвях:

$$\begin{aligned} I_{ij} &= (U_i - U_j)Y_{ij} = [(U'_i + jU''_i) - (U'_j + jU''_j)](g_{ij} - jb_{ij}) = \\ &= [(U'_i - U'_j) + j(U''_i - U''_j)](g_{ij} - jb_{ij}) = \\ &= [(U'_i - U'_j)g_{ij} + (U''_i - U''_j)b_{ij}] + j[(U'_i - U'_j)(-b_{ij}) + (U''_i - U''_j)g_{ij}] = I_{ij}' + jI_{ij}''. \end{aligned} \quad (5.13)$$

### 5.3. Нелинейные уравнения узловых напряжений

В расчетах установившихся режимов электрических систем активные элементы схемы (источники питания и нагрузки) часто задаются *постоянными мощностями*. Для каждого  $i$ -го узла источника или нагрузки мощность и *линейный* ток связаны известным соотношением

$$S_i = P_i + jQ_i = U_i J_i^* \quad (5.14)$$

где  $J_i^*$  – сопряженный комплекс задающего линейного тока в узле  $i$ .

Вектор-столбец задающих узловых мощностей в матричном виде запишется как

$$\underline{S} = \underline{U}_d \underline{J}^* \quad (5.15)$$

где  $\underline{U}_d$  – диагональная матрица  $(N-1)$ -го порядка напряжений узлов, кроме балансирующего.

Из матричного соотношения (5.15) вектор-столбец задающих линейных токов в узлах выразится как

$$\underline{J} = \underline{U}_d^{*-1} \underline{S}^* \quad (5.16)$$

где  $\underline{U}_d^{*-1}$  – обратная матрица напряжений узлов, кроме балансирующего.

После подстановки (5.16) в (5.8) получим

$$\underline{Y} \underline{U} = \underline{U}_d^{*-1} \underline{S}^* - \underline{Y}_0 U_0 \quad (5.17)$$

При выборе нейтрали в качестве базисного узла ( $U_0=0$ ) матричная запись (5.17) упростится до вида

$$\underline{Y} \underline{U} = \underline{U}_d^{*-1} \underline{S}^* \quad (5.18)$$

Видно, что для сети переменного тока при представлении активных элементов сети постоянными мощностями система уравнений узловых напряжений является нелинейной системой алгебраических уравнений с комплексными коэффициентами и комплексными искомыми переменными.

Как и в п. 5.2 систему нелинейных уравнений с комплексными элементами (5.18) можно свести к системе нелинейных уравнений удвоенного порядка  $2(N-1)$  с действительными элементами. Для этого выражение (5.18) представим в виде

$$(\underline{G} - j\underline{B})(\underline{U}' + j\underline{U}'') = (\underline{U}_d' - j\underline{U}_d'')^{-1} (\underline{P} - j\underline{Q}) \quad (5.19)$$



Разделив вещественные и мнимые части, получим систему нелинейных уравнений с действительными элементами

$$\begin{aligned} GU'+BU'' &= U_d'U_d^{-1}P+U_d''U_d^{-2}Q; \\ -BU'+GU'' &= -U_d'U_d^{-1}Q+U_d''U_d^{-2}P, \end{aligned} \quad (5.20)$$

где  $U_d^2$  – диагональная матрица с элементами  $(U_i'^2+U_i''^2)$ ,  $i=1, 2, \dots, N-1$ .

Система (5.20) является системой нелинейных алгебраических уравнений узловых напряжений с действительными элементами и содержит  $2(N-1)$  искоемых узловых напряжений  $U_i'$  и  $U_i''$ , где  $i = 1, 2, \dots, N-1$ .

#### 5.4. Методы решения линейных уравнений узловых напряжений

Методы решения линейных уравнений делятся на две группы:

- точные или прямые методы, которые позволяют получить точные значения искоемых переменных в результате конечного числа вычислительных операций;
- итерационные методы или методы последовательных приближений, которые позволяют получить значения искоемых переменных с заданной точностью в результате повторяющейся вычислительной процедуры.

*Метод последовательного исключения переменных (метод Гаусса)* является одним из наиболее распространенных точных методов решения линейных систем алгебраических уравнений. Идею метода рассмотрим на примере следующей системы линейных уравнений

$$\begin{aligned} Y_{11}U_1+Y_{12}U_2+Y_{13}U_3 &= J_1; \\ Y_{21}U_1+Y_{22}U_2+Y_{23}U_3 &= J_2; \\ Y_{31}U_1+Y_{32}U_2+Y_{33}U_3 &= J_3. \end{aligned} \quad (5.21)$$

Поделив первое уравнение на коэффициент  $Y_{11}$ , получим

$$U_1+Y_{12}'U_2+Y_{13}'U_3=J_1', \quad (5.22)$$

где  $Y_{12}'=Y_{12}/Y_{11}$ ,  $Y_{13}'=Y_{13}/Y_{11}$ ,  $J_1'=J_1/Y_{11}$ .

Здесь и далее штрихами (одним, двумя и т.д.) будут обозначаться пересчитанные проводимости и токи исходной системы (5.21).

Пользуясь уравнением (5.22), можно исключить неизвестное напряжение  $U_1$  из второго и третьего уравнений системы (5.21). Для этого умножим уравнение (5.22) сначала на  $Y_{21}$ , а затем на  $Y_{31}$  и вычтем полученные результаты соответственно из второго и третьего уравнений системы (5.13). В результате получим систему двух уравнений с двумя неизвестными

$$\begin{aligned}
 Y_{22}''U_2 + Y_{23}''U_3 &= J_2''; \\
 Y_{32}''U_2 + Y_{33}''U_3 &= J_3''.
 \end{aligned}
 \tag{5.23}$$

Поделив первое уравнение системы (5.23) на коэффициент  $Y_{22}''$ , получим

$$U_2 + Y_{23}'''U_3 = J_2'''. \tag{5.24}$$

Пользуясь уравнением (5.24), можно исключить неизвестное напряжение  $U_2$  из второго уравнений системы (5.23). Для этого умножим уравнение (5.24) на  $Y_{32}''$  и вычтем полученный результат из второго уравнения системы (5.23). В результате получим

$$Y_{33}''''U_3 = J_3'''''. \tag{5.25}$$

Таким образом, исходная система (5.21) свелась к эквивалентной системе, состоящей из уравнений (5.22), (5.24) и (5.25)

$$\begin{aligned}
 U_1 + Y_{12}'U_2 + Y_{13}'U_3 &= J_1'; \\
 U_2 + Y_{23}'''U_3 &= J_2'''; \\
 Y_{33}''''U_3 &= J_3'''''.
 \end{aligned}
 \tag{5.26}$$

Ход дальнейшего решения очевиден. Из третьего уравнения системы (5.26) вычисляется напряжение  $U_3 = J_3'''''/Y_3'''''$  и подставляется во второе и первое уравнения, из второго уравнения вычисляется напряжение  $U_2$  и подставляется в первое уравнение, наконец, из первого уравнения вычисляется напряжение  $U_1$ .

При большем чем четыре количестве узлов в электрической сети объем вычислений возрастает, но вычислительный алгоритм сохраняется.

*Метод простой итерации* является одним из наиболее простых итерационных методов решения линейных систем алгебраических уравнений. Идею метода рассмотрим так же, как и метод Гаусса, на примере системы линейных уравнений (5.21).

Разрешим первое уравнение системы (5.21) относительно напряжения  $U_1$ , второе – относительно  $U_2$ , третье – относительно  $U_3$ . В результате получим

$$\begin{aligned}
 U_1 &= -Y_{12}U_2/Y_{11} - Y_{13}U_3/Y_{11} + J_1/Y_{11} = Y_{12}'U_2 + Y_{13}'U_3 + J_1'; \\
 U_2 &= -Y_{21}U_1/Y_{22} - Y_{23}U_3/Y_{22} + J_2/Y_{22} = Y_{21}'U_1 + Y_{23}'U_3 + J_2'; \\
 U_3 &= -Y_{31}U_1/Y_{33} - Y_{32}U_2/Y_{33} + J_3/Y_{33} = Y_{31}'U_1 + Y_{32}'U_2 + J_3'.
 \end{aligned}
 \tag{5.27}$$

Дадим начальные приближения искомым напряжениям  $U_1 = U_{1,0}$ ,  $U_2 = U_{2,0}$ ,  $U_3 = U_{3,0}$ . Подставив эти начальные приближения в правые части

системы (5.27), вычислим первые приближения искомым напряжений  $U_{1,1}$ ,  $U_{2,1}$ ,  $U_{3,1}$ . Прделанное вычисление соответствует первому шагу итерационного процесса. Далее вычислительная процедура повторяется: первые приближения напряжений  $U_{1,1}$ ,  $U_{2,1}$ ,  $U_{3,1}$  подставляются в правые части системы (5.27) и вычисляются вторые приближения напряжений  $U_{1,2}$ ,  $U_{2,2}$ ,  $U_{3,2}$ . Таким образом, используя значения напряжений, полученных на предыдущем  $i$ -м шаге  $U_{1,i}$ ,  $U_{2,i}$ ,  $U_{3,i}$ , вычисляются новые приближения напряжений  $U_{1,i+1}$ ,  $U_{2,i+1}$ ,  $U_{3,i+1}$  на  $(i+1)$ -м шаге:

$$\begin{aligned} U_{1,i+1} &= Y_{12}'U_{2,i} + Y_{13}'U_{3,i} + J_1'; \\ U_{2,i+1} &= Y_{21}'U_{1,i} + Y_{23}'U_{3,i} + J_2'; \\ U_{3,i+1} &= Y_{31}'U_{1,i} + Y_{32}'U_{2,i} + J_3'. \end{aligned} \quad (5.28)$$

Вычислительный процесс заканчивается при достижении требуемой точности.

*Метод Зейделя* является модификацией метода простой итерации. Как и в методе простой итерации, дадим начальные приближения искомым напряжениям  $U_1=U_{1,0}$ ,  $U_2=U_{2,0}$ ,  $U_3=U_{3,0}$ . Идея метода заключается в том, что найденное по первому уравнению системы (5.27) первое приближение напряжения  $U_{1,1}$  используется во втором уравнении при вычислении первого приближения напряжения  $U_{2,1}$ . Далее первые приближения напряжений  $U_{1,1}$  и  $U_{2,1}$  используются в третьем уравнении при вычислении первого приближения  $U_{3,1}$ .

Вычислительную процедуру метода Зейделя на произвольном  $(i+1)$ -м шаге можно записать системой уравнений

$$\begin{aligned} U_{1,i+1} &= Y_{12}'U_{2,i} + Y_{13}'U_{3,i} + J_1'; \\ U_{2,i+1} &= Y_{21}'U_{1,i+1} + Y_{23}'U_{3,i} + J_2'; \\ U_{3,i+1} &= Y_{31}'U_{1,i+1} + Y_{32}'U_{2,i+1} + J_3'. \end{aligned} \quad (5.29)$$

Вычислительный процесс заканчивается при достижении требуемой точности.

Метод Зейделя, как правило, надежнее и быстрее сходится до требуемой точности, чем метод простой итерации. Простота алгоритма метода Зейделя обусловила его преимущественное использование при практических расчетах установившихся режимов.

## **5.5. Методы решения нелинейных уравнений узловых напряжений**

Рассмотренные выше методы решения линейных уравнений узловых напряжений (методы Гаусса, Зейделя, простой итерации) применимы и для систем нелинейных уравнений. Однако для систем нелинейных уравнений вычислительная эффективность этих методов мала. Наиболее

эффективными для систем нелинейных уравнений являются методы, которые требуют дифференцирования уравнений по искомым переменным. Одним из таких методов является *метод Ньютона*, обладающий быстрой сходимостью и пригодный для решения широкого класса нелинейных уравнений.

Метод Ньютона является итерационным. На каждой итерации система нелинейных уравнений заменяется линейной системой, решение которой дает значения переменных, более близкие к искомому решению, чем исходное приближение.

Для пояснения идеи метода Ньютона ограничимся решением в общем виде одного нелинейного уравнения

$$f(x)=0. \quad (5.30)$$

Искомым решением этого уравнения является точка  $x^*$ , в которой кривая  $f(x)$  пересекает горизонтальную ось (рис. 5.2).

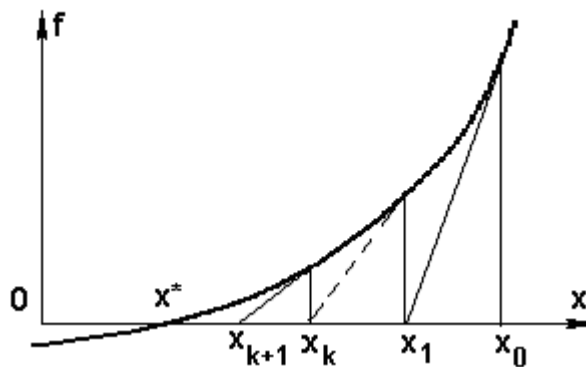


Рис. 5.2. Графическая иллюстрация метода Ньютона

Зададимся начальным приближением  $x_0$  и заменим в окрестности точки  $x_0$  действительную функцию  $f(x)$  линейным уравнением

$$f(x_0) + (x - x_0)f'(x_0) = 0, \quad (5.31)$$

где  $f'(x_0)$  – значение производной функции  $\partial f/\partial x$  при  $x=x_0$ .

Левая часть линейного уравнения (5.31) представляет собой два первых члена разложения функции  $f(x)$  в ряд Тейлора. Графически линейное уравнение представляет собой касательную к кривой  $f(x)$  в точке  $x_0$ .

Решив линейное уравнение (5.31) относительно  $x$ , найдем точку пересечения этой касательной с горизонтальной осью (рис. 5.2.) и эту точку будем считать первым приближением  $x_1$

$$x_1 = x_0 - f(x_0)/f'(x_0). \quad (5.32)$$

Аналогично определяются следующие приближения. На произвольной  $k$ -й итерации определяется  $(k+1)$ -е приближение

$$x_{k+1} = x_k - f(x_k) / f'(x_k). \quad (5.33)$$

Вычислительный процесс продолжается до достижения требуемой точности.

### Контрольные вопросы к главе 5

1. Что такое сложноразветвленная электрическая сеть?
2. Какой метод используется для расчета установившихся режимов сложноразветвленных сетей?
3. Что такое балансирующий по мощности узел?
4. Что такое базисный узел по напряжению?
5. Что такое взаимная проводимость?
6. Как определяется собственная проводимость узла?
7. Запишите в матричном виде систему узловых напряжений.
8. Запишите систему уравнений узловых напряжений для сети, состоящей из трех узлов.
9. При каком представлении активных элементов система уравнений узловых напряжений является линейной?
10. При каком представлении активных элементов система уравнений узловых напряжений является нелинейной?
11. Назовите основные методы решения систем линейных и нелинейных уравнений узловых напряжений.
12. Поясните суть метода исключения Гаусса.
13. Поясните суть метода простой итерации.
14. Поясните суть метода Зейделя.
15. Поясните суть метода Ньютона.

## 6. Режимы работы электроэнергетических систем

### 6.1. Баланс активной мощности

Характерной особенностью установившегося режима работы ЭЭС является одновременность процессов генерирования и потребления одного и того же количества мощности. В любой момент установившегося режима ЭЭС суммарная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, равна суммарной потребляемой мощности в этот же момент времени. Такое соотношение вырабатываемой и потребляемой мощностей называется балансом активной мощности.

Уравнение баланса активной мощности для ЭЭС имеет вид

$$\Sigma P_{\Gamma} = \Sigma P_{\text{н}} + \Sigma P_{\text{сн}} + \Delta P_{\Sigma} = \Sigma P_{\text{п}}, \quad (6.1)$$

где  $\Sigma P_{\Gamma}$  – суммарная генерируемая активная мощность в ЭЭС, включая активную мощность, получаемую из соседних ЭЭС;

$\Sigma P_{\text{н}}$  – суммарная активная мощность потребителей в ЭЭС, включая активную мощность, передаваемую в соседние ЭЭС;

$\Sigma P_{\text{сн}}$  – суммарная мощность собственных нужд электростанций;

$\Delta P_{\Sigma}$  – суммарные потери активной мощности;

$\Sigma P_{\text{п}}$  – суммарное потребление активной мощности.

Баланс активной мощности в ЭЭС составляется для периода прохождения годового максимума нагрузки. Величина суммарной активной мощности потребителей  $\Sigma P_{\text{п}}$  при эксплуатационных расчетах определяется суммированием максимальных мощностей узлов нагрузок с учетом коэффициента разновременности максимумов  $k_{\text{ра}}$ . При проектировании развития ЭЭС величина  $\Sigma P_{\text{п}}$  рассчитывается на основании проектных данных и прогнозирования роста нагрузок.

Потери активной мощности в ЭЭС зависят от протяженности линий электрических сетей, числа трансформаций от источников питания до потребителей и составляют 10...15% от суммарной активной мощности потребителей  $\Sigma P_{\text{п}}$ .

Мощность собственных нужд электростанций  $\Sigma P_{\text{сн}}$  зависит от типа станции, ее оборудования и вида используемого топлива. Для тепловых станций эта величина составляет 5...12% от мощности станции, для гидроэлектростанций – 0,5...1%.

При выполнении равенства (6.1) частота в ЭЭС неизменна и определяется частотой вращения турбин генераторов. Любое изменение генерируемой или потребляемой мощности приводит к изменению частоты в ЭЭС.

Увеличение потребляемой мощности или уменьшение генерируемой мощности равнозначно уменьшению впуска энергоносителя (пара, воды) в турбины генераторов. В этом случае турбины генераторов начнут тормозиться, приводя к уменьшению частоты в ЭЭС. В соответствии со статическими характеристиками нагрузки (рис. 3.10) снижение частоты в ЭЭС вызовет уменьшение потребляемой мощности. В результате в ЭЭС установится новый режим с меньшим значением частоты, чем в предшествующем режиме.

Уменьшение потребляемой мощности или увеличение генерируемой мощности равнозначно дополнительному впуску энергоносителя в турбины генераторов. В этом случае турбины генераторов начнут разгоняться, приводя к увеличению частоты в ЭЭС. В соответствии со статическими характеристиками нагрузки (рис. 3.10) повышение частоты в ЭЭС вызовет увеличение потребляемой мощности. В результате в ЭЭС установится новый режим с большим значением частоты, чем в предшествующем режиме.

Причины изменения частоты в ЭЭС могут быть самыми различными: аварийное отключение генератора на электростанции, аварийное отключение линии или трансформатора связи между отдельными частями ЭЭС, резкое увеличение мощности потребителей и т.п.

Отклонение частоты  $f$  от ее номинального значения  $f_{\text{ном}}=50$  Гц

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}} \quad (6.2)$$

как один из показателей качества электроэнергии регламентируется ГОСТ 13109-97, который устанавливает нормально допустимые ( $\pm 0,2$  Гц) и предельно допустимые ( $\pm 0,4$  Гц) отклонения частоты.

Достаточно жесткие требования к поддержанию частоты обусловлены значительным ее влиянием на технологические производственные процессы, на производительность механизмов потребителей и в особенности на производительность механизмов собственных нужд электростанций, от режима работы которых в значительной мере зависит надежность работы электростанций и выдаваемая ими мощность.

Повышение частоты, обусловленное избытком генерируемой мощности в ЭЭС, устраняется, как правило, уменьшением впуска энергоносителя в турбины или отключением части генераторов в ЭЭС.

Более сложной задачей является поддержание частоты на требуемом уровне при ее понижении, обусловленном дефицитом генерируемой мощности в ЭЭС. В этом случае увеличивают впуск энергоносителя в турбины, при недостаточности такого увеличения включают резерв мощности.

При дальнейшем снижении частоты в ЭЭС и недостаточной мощности резерва выполняется автоматическое ограничение снижения частоты. Эта системная автоматика выполняется с таким расчетом, чтобы при любом возможном дефиците генерируемой мощности, включая и аварийные режимы, снижение частоты ниже уровня 45 Гц было бы исключено полностью. Время работы с частотой ниже 47 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой 48,5 Гц – 60 с. Одной из основных функций автоматического ограничения снижения частоты является автоматическая частотная разгрузка (АЧР).

АЧР предусматривает дискретное отключение потребителей по мере снижения частоты в ЭЭС. Комплекты АЧР устанавливаются, как правило, на подстанциях электрической сети. Реле частоты, входящее в комплект АЧР, дает сигнал на отключение части линий, питающих потребителей, при снижении частоты в ЭЭС до величины уставки этого реле. Очередность отключения потребителей выбирается по условию минимального ущерба от перерыва электроснабжения.

## **6.2. Регулирование частоты в изолированной электроэнергетической системе**

В установившемся режиме работы ЭЭС частота в ней определяется частотой вращения турбин генераторов электростанций. Для понимания процесса регулирования частоты рассмотрим характеристики турбины на примере простейшей ЭЭС, состоящей из одного агрегата (турбина-генератор), работающего на выделенную нагрузку.

Случай нерегулируемой турбины показан на рис. 6.1,а. Впуск энергоносителя в турбину постоянный и, следовательно, мощность

турбины неизменна  $P_T = \text{const}$ . Характеристика такой турбины представляет собой вертикальную прямую. Статические характеристики нагрузки по частоте показаны кривыми  $P_{H1}$ ,  $P_{H2}$  и  $P_{H3}$ . Причем  $P_{H3} < P_{H1} < P_{H2}$ .

При мощности нагрузки  $P_{H1} = P_m$  (точка 1, рис. 6.1,а) частота в ЭЭС равна  $f_{\text{НОМ}}$ . При увеличении мощности нагрузки до значения  $P_{H2}$  (точка 2, рис. 6.1,а) частота в ЭЭС уменьшается до значения  $f_2$ . При уменьшении мощности нагрузки до значения  $P_{H3}$  (точка 3, рис. 6.1,а) частота в ЭЭС увеличится до значения  $f_3$ .

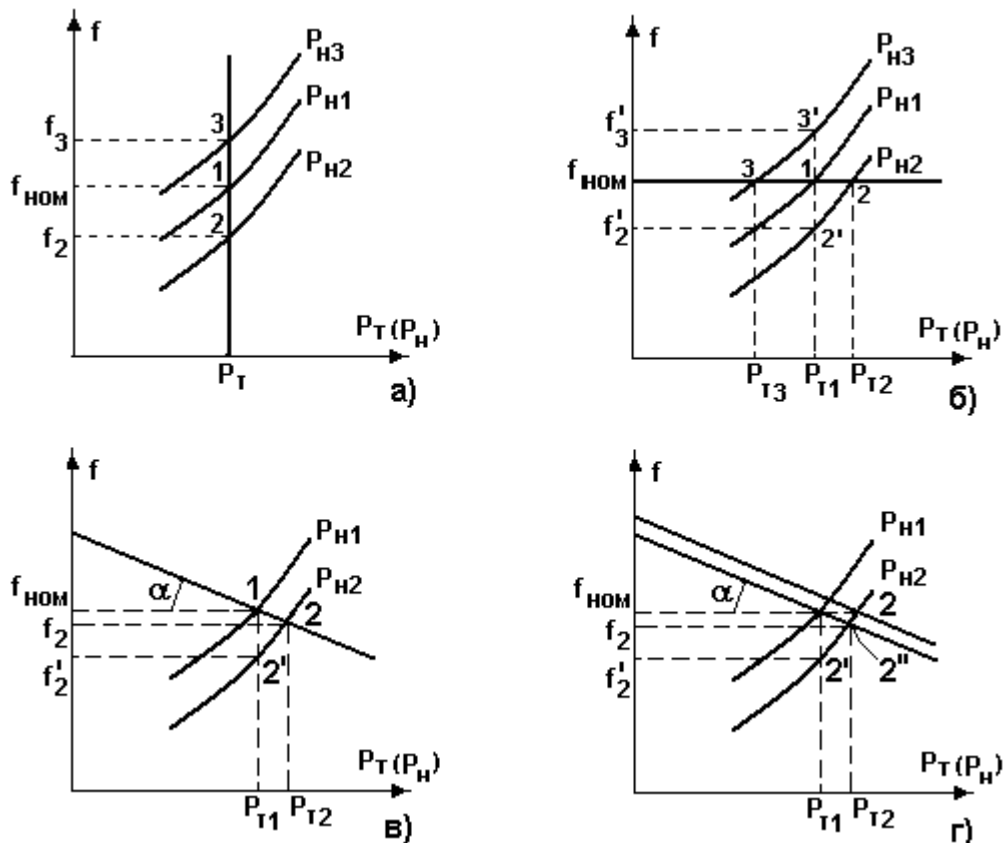


Рис. 6.1. Характеристики турбины

Рассмотрим случай, когда турбина имеет регулятор, изменяющий выпуск энергоносителя в турбину в зависимости от нагрузки. Если при изменении нагрузки регулятор восстанавливает частоту в ЭЭС до номинального значения, то такое регулирование называется *астатическим*. Характеристика турбины с таким регулятором представляет собой горизонтальную прямую (рис. 6.1,б).

При мощности нагрузки  $P_{H1} = P_m$  (точка 1, рис. 6.1,б) частота в ЭЭС равна  $f_{\text{НОМ}}$ . При увеличении нагрузки до значения  $P_{H2}$  частота понижается до значения  $f_2'$  (точка 2'). Регулятор увеличивает выпуск энергоносителя в турбину, увеличивая мощность турбины до значения  $P_{m2} = P_{H2}$ , и восстанавливает номинальную частоту в ЭЭС (точка 2).

Процесс восстановления частоты при уменьшении нагрузки до значения  $P_{H3}$  происходит аналогично (точки 1, 3' и 3). В этом случае регулятор уменьшает выпуск энергоносителя в турбину.



Если при изменении нагрузки регулятор восстанавливает частоту в ЭЭС до значения близкого к номинальному, то такое регулирование называется *статическим*. Характеристика турбины со статическим регулятором представляет собой наклонную прямую (рис. 6.1,б). Тангенс угла наклона этой прямой представляет собой коэффициент статизма регулятора турбины

$$k_{ст} = \operatorname{tg} \alpha \quad (6.3)$$

При мощности нагрузки  $P_{н1} = P_m$  (точка 10, рис. 6.1,б) частота в ЭЭС равна  $f_{ном}$ . При увеличении нагрузки до значения  $P_{н2}$  частота понижается до значения  $f_2'$  (точка 2'). Регулятор увеличивает впуск энергоносителя в турбину, увеличивая мощность турбины до значения  $P_{м2} = P_{н2}$ , и увеличивает частоту в ЭЭС до значения  $f_2$  (точка 2), меньшего  $f_{ном}$ .

Такой процесс регулирования частоты при изменении нагрузки называют *первичным регулированием частоты*. Турбины с реальными регуляторами имеют статическую характеристику. Коэффициент статизма реальных турбин составляет  $k_{ст} = 0,03 \dots 0,06$ .

Корректировка частоты при изменении нагрузки, т.е. доведение частоты до номинального значения  $f_{ном}$ , осуществляется с помощью *вторичного регулирования частоты*. Этот процесс иллюстрируется рис. 6.1,в.

При увеличении нагрузки до значения  $P_{н2} > P_{н1}$  сначала осуществляется первичное регулирование частоты, которому отвечает точка 2'', соответствующая мощности турбины  $P_{т2}$  и частоте  $f_2$ . В результате вторичного регулирования дополнительно увеличивается впуск энергоносителя в турбину, мощность турбины увеличивается, ее статическая характеристика перемещается параллельно самой себе. В точке 2 мощность турбины достигнет значения  $P_{т2}'$ , а частота в ЭЭС – номинального значения  $f_{ном}$ .

Первичное регулирование осуществляется, как правило, автоматически. Вторичное регулирование может осуществляться как автоматически, так и дежурным персоналом электростанции.

### 6.3. Регулирование частоты в электроэнергетической системе

ЭЭС включает в себя большое количество электростанций, работающих параллельно на общую электрическую сеть. При изменении потребляемой активной мощности частота в энергосистеме меняется. Если дежурный персонал каждой электростанции начнет регулировать частоту, то частота в ЭЭС не сможет быть восстановлена на уровне номинального значения из-за несогласованных действий персонала различных станций. Поэтому задача регулирования частоты в ЭЭС возлагается не на все, а на одну или несколько электростанций с суммарной мощностью, достаточной для покрытия всех возможных изменений потребляемой

мощности в ЭЭС. Такие станции называются *балансирующими по частоте*.

Рассмотрим сначала случай, когда в ЭЭС для регулирования частоты выделена одна балансирующая станция. Остальные электростанции ЭЭС работают с заданной постоянной мощностью.

Статические характеристики балансирующей станции и остальных станций ЭЭС приведены на рис. 6.2,а соответственно справа и слева от вертикальной оси. При суммарной потребляемой мощности  $\Sigma P_n$  значения мощностей балансирующей станции и остальных станций характеризуются величинами  $P_6$  и  $P_c$  соответственно. В ЭЭС имеет место баланс активной мощности

$$P_6 + P_c = \Sigma P_n, \quad (6.4)$$

а частота в ЭЭС имеет номинальное значение  $f_{\text{ном}}$ .

При увеличении суммарной потребляемой мощности до значения  $\Sigma P_n'$  в результате первичного регулирования частота в ЭЭС уменьшится до значения  $f$ , а мощности балансирующей станции и остальных станций ЭЭС увеличатся до значений  $P_6'$  и  $P_c'$  соответственно. В ЭЭС вновь будет баланс мощности

$$P_6' + P_c' = \Sigma P_n', \quad (6.5)$$

но при частоте  $f$ , отличающейся от номинальной  $f_{\text{ном}}$ .

На балансирующей станции вступает в действие вторичное регулирование частоты, увеличивается впуск энергоносителя в турбину и характеристика станции перемещается параллельно самой себе до положения, при котором весь прирост суммарной потребляемой мощности

$$\Delta P_n = \Sigma P_n - \Sigma P_n' \quad (6.6)$$

ляжет на генераторы балансирующей станции. Мощность этой станции увеличится до значения  $P_6''$ . Мощность остальных станций в ЭЭС восстановится до исходного значения  $P_c$ , а частота в ЭЭС – до номинального значения  $f_{\text{ном}}$ .

В мощных ЭЭС, как правило, недостаточно одной станции для покрытия возможных колебаний потребляемой активной мощности. В этом случае для регулирования частоты выделяются две или более балансирующих станций. Рассмотрим случай, когда в ЭЭС для регулирования частоты выделены две балансирующие станции.

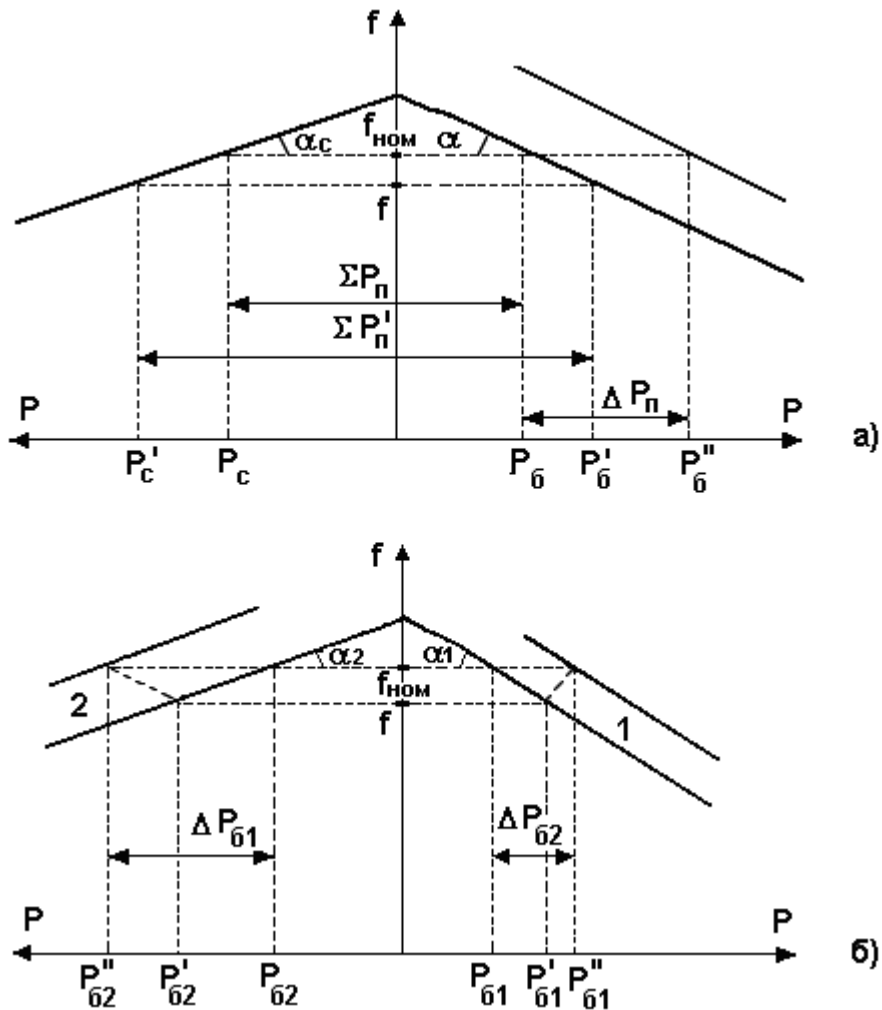


Рис. 6.2. Регулирование частоты в ЭЭС с одной (а) и двумя (б) балансирующими станциями

Статические характеристики двух балансирующих станций 1 и 2 показаны на рис. 6.2,б. При суммарной потребляемой в ЭЭС мощности  $\Sigma P_n$  частота равна номинальной  $f_{НОМ}$ , станция 1 имеет нагрузку  $P_{61}$ , а станция 2 – нагрузку  $P_{62}$ . Нагрузка остальных станций составляет  $P_c$ .

Суммарная потребляемая активная мощность в ЭЭС увеличивается до значения  $\Sigma P'_n$ . В результате первичного регулирования частота в ЭЭС уменьшится до значения  $f$ , а мощности балансирующих станций увеличатся до значений  $P'_{61}$  и  $P'_{62}$  соответственно. Нагрузка остальных станций ЭЭС увеличится до значения  $P'_c$ .

В результате вторичного регулирования частоты характеристики балансирующих станций будут смещаться параллельно самим себе до достижения частотой номинального значения  $f_{НОМ}$ . При этом мощность электростанций, кроме балансирующих, уменьшится до исходной мощности  $P_c$ , а балансирующие станции примут на себя все увеличение потребляемой в ЭЭС мощности

$$\Sigma P_n - \Sigma P'_n = \Delta P_{61} + \Delta P_{62}. \quad (6.7)$$

Загрузка этих станций будет  $P''_{61}$  и  $P''_{62}$ .

Из рис. 6.2,б видно, что приращения мощностей балансирующих станций обратно пропорциональны коэффициентам статизма их регуляторов

$$\Delta P_{61}/\Delta P_{62}=k_{ст2}/k_{ст1}=\operatorname{tg}\alpha_2/\operatorname{tg}\alpha_1. \quad (6.8)$$

Чем меньше статизм регуляторов турбин балансирующей станции, тем большую мощность возьмет на себя эта станция при увеличении суммарной потребляемой мощности. И наоборот, чем больше статизм регуляторов турбин балансирующей станции, тем меньшую мощность возьмет на себя станция при увеличении суммарной потребляемой мощности.

#### 6.4. Основы оптимального распределения активной мощности в электроэнергетической системе

Суммарная мощность генераторов ЭЭС, как правило, превышает суммарную потребляемую мощность. Поэтому в рабочий режим включаются не все агрегаты, а какая-то их большая часть. Одним из основных требований, предъявляемых к ЭЭС, является экономичность ее режима работы, отвечающего минимальным затратам на единицу выработанной электроэнергии.

В связи с этим возникает оптимизационная задача экономичного распределения активной мощности между отдельными агрегатами электростанции и между электростанциями в ЭЭС. В качестве критерия оптимальности принимается минимум суммарного расхода топлива  $B_{\Sigma}$  при выполнении баланса мощности (6.1).

Рассмотрим сначала задачу оптимального распределения активной мощности между агрегатами одной тепловой станции, работающей на выделенную нагрузку  $\Sigma P_{п.}$ . Для каждого отдельного агрегата существует так называемая *расходная характеристика*  $B(P_{г.})$ , определяющая зависимость расхода топлива  $B$  от мощности, выдаваемой генератором  $P_{г.}$ . Будем считать, что функция  $B(P_{г.})$  дифференцируема.

Для электростанции с  $n$  агрегатами целевая функция, подлежащая минимизации, будет иметь вид

$$B_{\Sigma}=\sum_{i=1}^n B_i(P_{г.i}) \rightarrow \min. \quad (6.9)$$

Минимум функции (6.8) ищется при условии выполнения баланса активной мощности для станции. Это условие запишем в виде

$$\sum_{i=1}^n P_{г.i}-\Sigma P_{п.}=0. \quad (6.10)$$



Видно, что до точки пересечения характеристик большую нагрузку следует давать на первый агрегат, а после точки пересечения – на второй.

Принцип равенства относительных приростов расхода топлива может быть распространен с определенными дополнениями на задачу оптимального распределения активной мощности между отдельными электростанциями ЭЭС.

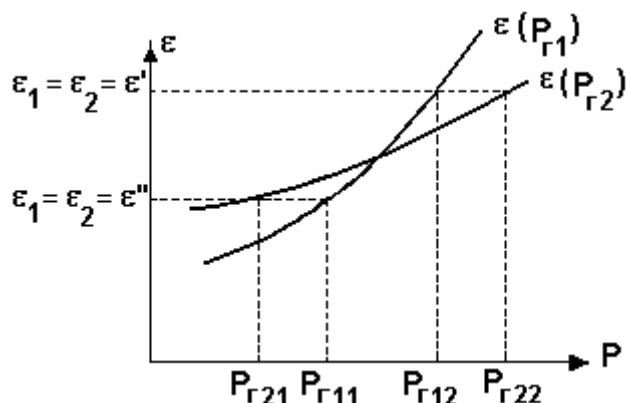


Рис. 6.3. Характеристики относительных приростов расхода топлива для двух агрегатов

Электростанции в ЭЭС объединены на параллельную работу электрическими сетями. Экономичность режима работы ЭЭС определяется не только суммарным расходом топлива, но и потерями мощности в электрических сетях. Потери активной мощности в сетях зависят от перетоков по ним мощностей, связанных с распределением суммарной нагрузки между отдельными электростанциями. Чем длиннее и загруженнее линии связи между отдельными станциями, тем сильнее влияние потерь мощности в сетях на экономичный режим работы ЭЭС и тем ощутимее поправки к распределению мощностей между станциями, выполненному по условию равенства относительных приростов расхода топлива.

Кроме того, в ЭЭС только с тепловыми станциями часть станций работает по вынужденному графику. К таким станциям относятся, например, городские ТЭЦ, выработка электроэнергии на которых определяется тепловым графиком нагрузки.

Таким образом, вопрос об экономичном распределении активной мощности между станциями ЭЭС следует решать с учетом ряда дополнительных условий, характеризующих работу конкретной ЭЭС.

## 6.5. Баланс реактивной мощности

Как отмечалось выше, характерной особенностью установившегося режима работы ЭЭС является одновременность процессов генерирования и потребления одного и того же количества мощности. Следовательно, в установившемся режиме работы ЭЭС в каждый момент времени соблюдается баланс как активной, так и реактивной мощностей.

По аналогии с (6.1) уравнение баланса реактивной мощности имеет вид

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \Sigma Q_{\text{H}} + \Sigma Q_{\text{CH}} + \Delta Q_{\Sigma} = \Sigma Q_{\text{П}}, \quad (6.14)$$

где  $\Sigma Q_{\Gamma}$  – суммарная реактивная мощность, генерируемая в ЭЭС, включая реактивную мощность, поступающую из соседних ЭЭС;

$\Sigma Q_{\text{H}}$  – суммарная реактивная мощность потребителей ЭЭС, включая реактивную мощность, отдаваемую в соседние ЭЭС;

$\Sigma Q_{\text{CH}}$  – суммарная реактивная мощность собственных нужд электростанций;

$\Delta Q_{\Sigma}$  – суммарные потери реактивной мощности;

$\Sigma Q_{\text{П}}$  – суммарное потребление реактивной мощности в ЭЭС.

Генерация реактивной мощности  $\Sigma Q_{\Gamma}$  в ЭЭС осуществляется не только генераторами электростанций, но и высоковольтными воздушными и кабельными линиями электропередачи (за счет их емкостной проводимости), а также специально устанавливаемыми в ЭЭС источниками реактивной мощности, называемых также компенсирующими устройствами (КУ).

Таким образом, уравнение баланса реактивной мощности можно записать более подробно:

$$\Sigma Q_{\text{эс}} + \Sigma Q_{\text{с}} + \Sigma Q_{\text{к}} = \Sigma Q_{\text{H}} + \Sigma Q_{\text{CH}} + \Delta Q_{\Sigma} = \Sigma Q_{\text{П}}, \quad (6.15)$$

где  $\Sigma Q_{\text{эс}}$  – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, включая реактивную мощность, поступающую из соседних ЭЭС;

$\Sigma Q_{\text{с}}$  – суммарное генерирование реактивной мощности воздушными и кабельными линиями электропередачи;

$\Sigma Q_{\text{к}}$  – суммарная мощность КУ.

Баланс реактивной мощности рассчитывается, как правило, для режима наибольшей нагрузки. Реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций  $\Sigma Q_{\text{эс}}$ , определяется их загрузкой активной мощностью и коэффициентом мощности  $\cos\varphi$ , номинальное значение которого составляет 0,8...0,9. Генераторы являются основными источниками реактивной мощности и вырабатывают около 60% требуемой в ЭЭС реактивной мощности.

Суммарная реактивная мощность потребителей  $\Sigma Q_{\text{H}}$  определяется на основании данных о расчетных активных нагрузках потребителей и коэффициентах мощности этих потребителей.

Потери реактивной мощности в трансформаторах зависят от их загрузки и достигают при одной трансформации 10...12% от полной передаваемой мощности.

Потери реактивной мощности в линиях зависят от их протяженности и загрузки и могут достигать 10% от передаваемой по линиям полной мощности.

Реактивная составляющая нагрузки собственных нужд электростанций  $\Sigma Q_{сн}$ , включая потери мощности в трансформаторах собственных нужд, определяется по активной мощности собственных нужд с учетом  $\cos\varphi \cong 0,7$ . Генерация реактивной мощности высоковольтными линиями электропередачи  $\Sigma Q_c$  составляет около 20% требуемой в ЭЭС реактивной мощности.

После оценки значений всех составляющих баланса реактивной мощности (6.15) рассчитывается требуемая мощность компенсирующих устройств  $Q_k$ , которую необходимо разместить в ЭЭС.

Для понимания процессов в ЭЭС, возникающих при нарушении баланса реактивной мощности, рассмотрим статическую характеристику комплексной реактивной нагрузки по напряжению (рис. 6.4). Определение таких характеристик было приведено в п. 2.4.

Из рис. 6.4 видно, что при изменении напряжения в узле меняется реактивная мощность, потребляемая в этом узле. При уменьшении напряжения приблизительно до  $0,85U_{ном}$  реактивная мощность уменьшается вследствие уменьшения намагничивающей мощности асинхронных двигателей и трансформаторов. При дальнейшем снижении напряжения асинхронные двигатели, составляющие 60...70% комплексной нагрузки, начнут затормаживаться вследствие уменьшения их вращающего момента. Потребление реактивной мощности этими двигателями увеличивается. В результате увеличения потребления реактивной мощности увеличиваются потери напряжения в сети, что приводит к дальнейшему уменьшению напряжения на нагрузке. Процесс уменьшения напряжения приобретает лавинообразный характер и носит название *лавины напряжения*. При такой ситуации асинхронные двигатели останавливаются (опрокидываются).

Для предотвращения лавины напряжения применяется форсировка возбуждения синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных двигателей, а также отключение части нагрузки.



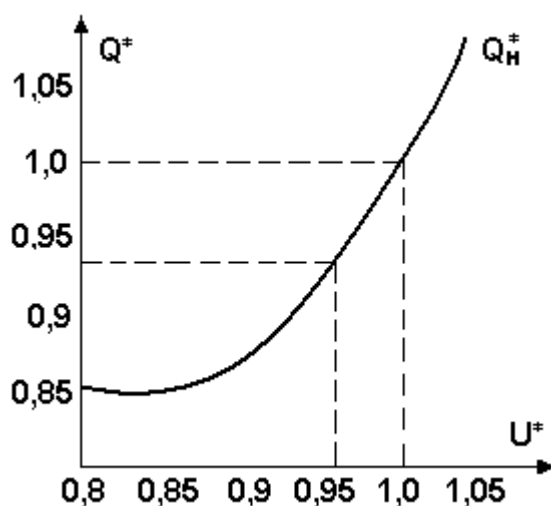


Рис. 6.4. Обобщенная статическая характеристика реактивной мощности комплексной нагрузки по напряжению

Поскольку существует зависимость потребляемой реактивной мощности от напряжения, очевидно, что существует и обратная зависимость между этими величинами. Изменение поступающей в узел нагрузки реактивной мощности вызовет изменение напряжения в этом узле. Следовательно, требуемый уровень напряжения в отдельных узлах электрической сети может быть обеспечен лишь при определенном распределении реактивных мощностей. Всякое отклонение от этого распределения реактивных мощностей вызовет отклонения напряжения в узлах сети от требуемого уровня.

*При дефиците реактивной мощности в каком-то узле напряжение в этом узле уменьшается, а при избытке реактивной мощности – увеличивается.*

### 6.6. Средства компенсации реактивной мощности

В отличие от активной мощности, вырабатываемой на электростанциях, реактивную мощность можно генерировать в любом узле электрической сети с помощью установки в этом узле источника реактивной мощности. Полное или частичное покрытие потребности узла нагрузки в реактивной мощности путем установки в этом узле источников реактивной мощности называется *компенсацией реактивной мощности*. Источники реактивной мощности называются еще *компенсирующими устройствами (КУ)*.

В качестве КУ используются батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели и статические источники реактивной мощности.

Потребители реактивной мощности имеют, как правило, индуктивный характер нагрузки. Рассмотрим с позиций теоретической электротехники совместную работу конденсаторов и потребителей с индуктивным характером нагрузки, подключенных параллельно к одной точке электрической сети. Работа потребителей индуктивного характера

основана на создании магнитного поля, энергия которого в первую четверть периода берется от источника, во вторую четверть – отдается обратно источнику, в третью четверть энергия для создания магнитного поля вновь берется от источника, а в четвертую – вновь отдается источнику и т.д.

Конденсаторы имеют емкостной характер нагрузки. Работа такой нагрузки основана на создании электрического поля, энергия которого во вторую четверть периода берется от источника, в третью четверть – отдается источнику, в четвертую – вновь берется от источника, в первую четверть следующего периода – вновь отдается источнику и т.д. Таким образом, в течение каждой четверти периода индуктивная и емкостная нагрузки обмениваются энергией. Так, для создания магнитного поля в индуктивной нагрузке используется энергия электрического поля емкостной нагрузки, и наоборот. Следовательно, *конденсаторы являются источником энергии для индуктивной нагрузки.*

Конденсаторные батареи выпускаются в виде комплектных устройств, состоящих из параллельно и последовательно включенных конденсаторов, коммутационной и защитной аппаратуры. Конденсаторные батареи устанавливаются в узлах электрической сети напряжением до 220 кВ. Мощность конденсаторной батареи зависит от количества параллельно-последовательно включенных конденсаторов в одной фазе, напряжения сети в точке подключения батареи и схемы включения фаз.

При включении фаз  $C_\phi$  конденсаторной батареи треугольником генерируемая одной фазой реактивная мощность в соответствии с рис. 6.5 составляет

$$Q_{кб}=UI, \quad (6.16)$$

где  $U, I$  – линейные напряжение и ток.

При включении фаз  $C_\phi$  конденсаторной батареи в звезду генерируемая одной фазой реактивная мощность составляет

$$Q_{кб}=U_\phi I_\phi = UI/3, \quad (6.17)$$

где  $U_\phi, I_\phi$  – фазные напряжение и ток.

Таким образом, при включении конденсаторной батареи треугольником генерируемая ею реактивная мощность будет в три раза больше, чем при включении звездой. Поэтому в большинстве случаев фазы конденсаторной батареи соединяют в треугольник.

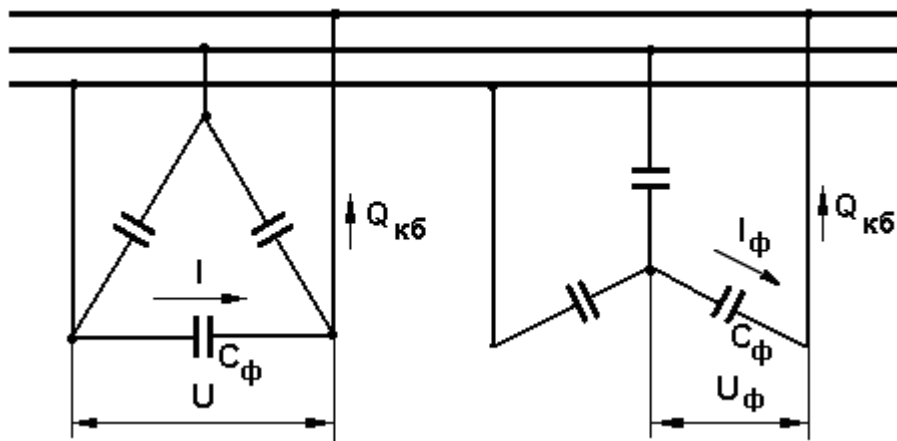


Рис. 6.5. Схемы включения конденсаторных батарей

Синхронный компенсатор (СК) представляет собой синхронный двигатель, работающий на холостом ходу без активной нагрузки на валу. В режиме перевозбуждения СК выдает в сеть реактивную мощность, в режиме недо возбуждения – потребляет реактивную мощность из сети. Синхронный двигатель (СД) потребляет из сети активную мощность. Как и СК, СД в зависимости от режима возбуждения выдает или потребляет реактивную мощность. Схемы замещения СК и СД и векторные диаграммы в режимах перевозбуждения и недо возбуждения рассмотрены в п. 2.3.

В ЭЭС с протяженными воздушными линиями электропередачи напряжением 330 кВ и выше возможны режимы, в которых возникает избыток реактивной мощности за счет большой ее генерации воздушными линиями. В этом случае уровни напряжения в отдельных точках электрической сети могут превысить предельно допустимые значения. Для потребления избыточной реактивной мощности могут быть использованы СК в режиме недо возбуждения или шунтирующие реакторы, включающиеся между каждой фазой линии и землей.

Шунтирующий реактор – это статическое устройство с индуктивным сопротивлением  $X_L$ , потребляющее реактивную мощность

$$Q_p = U^2 / X_L, \quad (6.18)$$

где  $X_L$  – индуктивное сопротивление реактора;

$U$  – линейное напряжение сети в точке подключения реактора.

Используются как нерегулируемые, так и регулируемые реакторы. В случае нерегулируемого реактора потребление им реактивной мощности, согласно выражению (6.18), зависит от квадрата напряжения в узле подключения реактора. При отключении реактора потребления реактивной мощности нет.

В случае регулируемого реактора потребляемая им реактивная мощность зависит от его реактивного сопротивления  $X_L$ , которое изменяется устройством управления за счет подмагничивания реактора. В

этом случае реактор должен иметь магнитопровод из ферромагнитного материала.

Включение параллельно с регулируемым реактором батареи конденсаторов с емкостным сопротивлением  $X_C$  позволяет получить статический регулируемый источник реактивной мощности, принципиальная схема которого приведена на рис. 6.6. В зависимости от соотношения сопротивлений  $X_L$  и  $X_C$  реактивная мощность может как потребляться из сети (при  $X_L < X_C$ ), так и генерироваться в сеть (при  $X_L > X_C$ ).

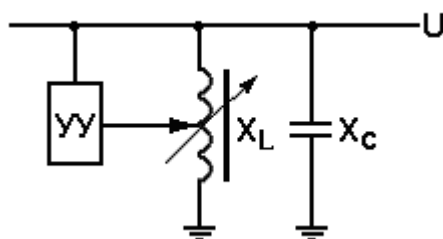


Рис. 6.6. Принципиальная схема статического регулируемого источника реактивной мощности

Плавность регулирования режима потребления или выдачи реактивной мощности достигается с помощью регулируемого тиристорного блока, входящего в устройство управления УУ.

Сравним различные компенсирующие устройства. Батареи статических конденсаторов являются самыми дешевыми из всех КУ, просты в эксплуатации, имеют малые потери активной мощности (0,0025...0,005 кВт/квар). Однако конденсаторы имеют зависимость выработки реактивной мощности от величины напряжения  $U$  в точке подключения (см. выражения (6.16) и (6.17)). При снижении напряжения  $U$  генерируемая конденсаторами реактивная мощность уменьшается. Батареи конденсаторов допускают лишь ступенчатое регулирование реактивной мощности, чувствительны к перегрузке.

Синхронные компенсаторы за счет регулирования тока возбуждения имеют возможность плавного регулирования реактивной мощности, возможность работы в режиме как выдачи, так и потребления реактивной мощности и возможность увеличения генерации реактивной мощности при снижении напряжения в узле подключения компенсатора. Синхронные компенсаторы, по сравнению с конденсаторами, более дорогие, более сложные в обслуживании и имеют на порядок большие удельные потери активной мощности. Поэтому в настоящее время синхронные компенсаторы в ЭЭС почти не применяются.

## 6.7. Размещение компенсирующих устройств

Требуемая в ЭЭС суммарная мощность КУ определяется из уравнения баланса реактивной мощности (6.14). Эту мощность необходимо разместить в узлах электрической сети с минимальными затратами. Рассмотрим простейшую схему существующей сети, приведенную на рис. 6.7. От источника питания с напряжением  $U$  через сопротивление сети  $R$  получает питание нагрузка мощностью  $S = P + jQ$ . На шинах нагрузки установлено КУ мощностью  $Q_k$ . Оценим влияние КУ на затраты в сеть.

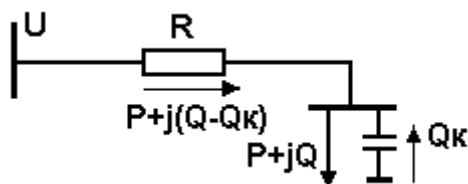


Рис. 6.7. Простейшая схема компенсации реактивной мощности

Выражение для суммарных затрат на передачу мощности к нагрузке при установке КУ будет иметь вид

$$Z = Z_k + c_0 \Delta P = Z_k Q_k + c_0 (P^2 R + (Q - Q_k)^2 R) / U^2, \quad (6.19)$$

где  $Z_k$  – затраты на КУ;

$c_0 \Delta P$  – затраты на покрытие потерь активной мощности в сети;

$c_0$  – стоимость единицы потерянной активной мощности;

$Z_k$  – удельные затраты на КУ.

Для определения минимума функции  $Z$  приравняем к нулю ее производную от переменной  $Q_k$ :

$$dZ/dQ_k = Z_k - 2(Q - Q_k)Rc_0/U^2 = 0. \quad (6.20)$$

Из (6.20) определяется экономически целесообразная реактивная мощность, передача которой от источника к потребителю отвечает минимуму затрат  $Z$

$$Q_0 = Q - Q_k = Z_k U^2 / 2Rc_0, \quad (6.21)$$

Величина  $Q_0$  не зависит от активной мощности  $P$ , а зависит лишь от соотношения стоимостных показателей  $Z_k$  и  $c_0$  и параметров сети  $U$  и  $R$ , по которой передается мощность.

Вопрос о размещении компенсирующих устройств в электрической сети реальной ЭЭС представляет собой сложную оптимизационную

задачу. Сложность заключается в том, что электроэнергетические системы являются большими системами, состоящими из взаимосвязанных подсистем. Рассматривать изолированно каждую отдельную подсистему нельзя, поскольку свойства больших систем определяются характером взаимосвязей отдельных подсистем.

При анализе больших систем используется системный подход, согласно которому анализ большой системы выполняется при разделении ее на подсистемы, непосредственно не связанные между собой, но влияющие друг на друга через систему более высокого уровня.

Применительно к рассматриваемому вопросу электрическая сеть представляется разными уровнями, как это показано на рис. 6.8. Верхний уровень – это электрическая сеть напряжением 110 кВ и выше. Эта сложноразветвленная электрическая сеть, представляемая полной схемой замещения, показана на рис. 6.8 условно, как ЭС1. Реактивные мощности, вырабатываемые генераторами электростанций  $Q_{эс}$ , компенсирующими устройствами  $Q_{к}$ , линиями электропередачи  $Q_{с}$ , а также реактивные мощности, протекающие по связям с соседними ЭС2 и ЭС3 ( $Q_{12}$ ,  $Q_{21}$ ,  $Q_{13}$ ,  $Q_{31}$ ) обеспечивают в ЭС1 располагаемую реактивную мощность  $Q_{р1}$ .

Второй уровень – это множество  $n$  разомкнутых местных распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже, присоединенных к  $n$  узлам электрической сети верхнего уровня через трансформаторы  $T$ . Эти местные распределительные сети непосредственно не связаны между собой, но влияют друг на друга через сеть верхнего уровня. Синхронные генераторы, компенсаторы и двигатели в каждой такой распределительной сети представлены одной эквивалентной синхронной машиной  $G$ . От местных электрических сетей через распределительные трансформаторы  $T1$  питаются низковольтные потребители  $P+jQ$ .

Компенсирующие устройства могут устанавливаться на шинах высшего ( $jQ_{кв}$ ) и низшего ( $jQ_{кс}$ ) напряжения трансформаторов  $T$ , а также на шинах 0,4 кВ распределительных трансформаторов  $T1$  и в самой сети 0,4 кВ ( $jQ_{кн}$ ). Значения мощностей этих КУ подлежат определению.

В общем виде задача оптимизации размещения КУ формулируется следующим образом: определить реактивные мощности имеющихся в узлах 6...35 кВ синхронных машин  $G$ , мощности КУ в сетях всех напряжений  $Q_{кв}$ ,  $Q_{кс}$  и  $Q_{кн}$ , а также значения реактивных мощностей  $Q_{эi}$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ), передаваемых в сети потребителей, при которых обеспечивается минимум суммарных затрат.

Иерархическая структура электрической сети, показанная на рис. 6.8, позволяет решить поставленную задачу по частям, но с учетом взаимодействия между подсистемами разного уровня. В таком системном расчете выделяются два этапа.

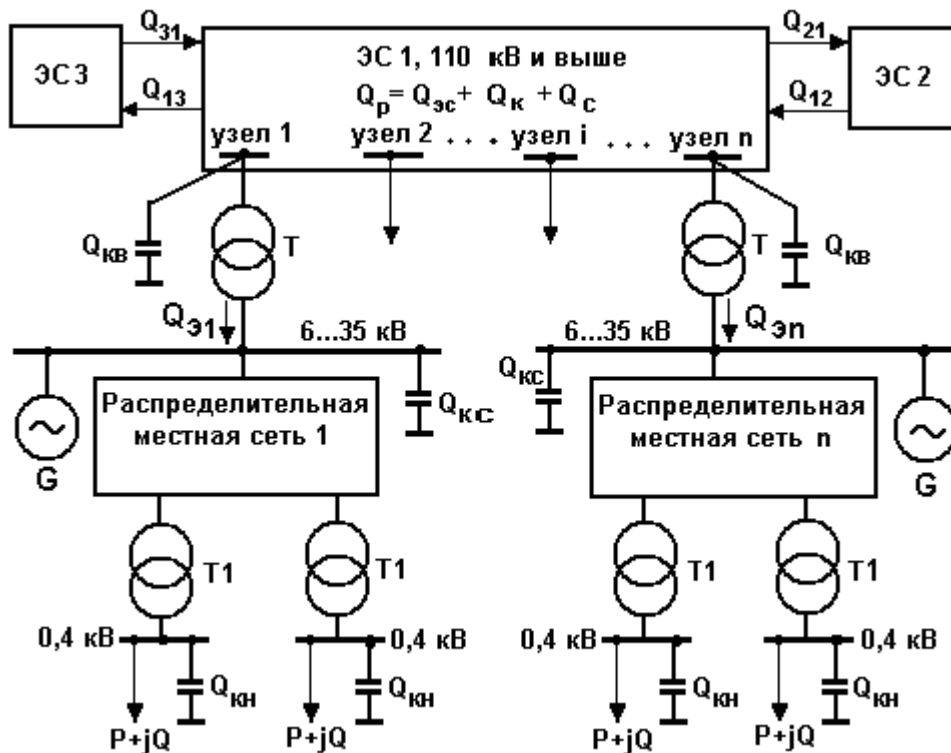


Рис. 6.8. Схема размещения КУ в электрической сети

На первом этапе распределительные сети представляются эквивалентными сопротивлениями, за которыми приложены их суммарные нагрузки. Эти сопротивления подключены к  $n$  узлам электрической сети верхнего уровня ЭС1. Далее решается задача, аналогичная рассмотренной в начале параграфа. Располагаемая реактивная мощность  $Q_{p1}$  системы верхнего уровня распределяется между  $n$  подсистемами более низкого уровня, т.е. определяются реактивные мощности  $Q_{эi}$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ), которые целесообразно передавать из системы верхнего уровня в  $i$ -ю распределительную сеть. Критерием такого распределения является минимум суммарных затрат. Расчет выполняется для режима наибольшей нагрузки при выполнении баланса реактивной мощности между системами разного уровня:

$$\sum_{i=1}^n Q_{эi} = Q_p. \quad (6.22)$$

На втором этапе рассчитывается размещение КУ в распределительных сетях. Расчет выполняется на основе полученных на первом этапе данных без учета системы верхнего уровня. Мощность КУ в каждой  $i$ -й распределительной сети ( $i=1, 2, \dots, n$ ) с суммарной реактивной мощностью  $Q_i$  составит

$$Q_{ki} = Q_i - Q_{эi}, \quad (6.23)$$

В каждой распределительной сети реактивная мощность  $Q_{ki}$  распределяется между синхронными машинами  $Q_{Gi}$ , компенсирующими

устройствами в сети выше 1 кВ  $Q_{ксі}$  и в сети до 1 кВ  $Q_{кні}$ . При этом для каждой  $i$ -ой распределительной сети необходимо выполнение условия

$$Q_{кні} + Q_{ксі} + Q_{Gi} = Q_{ки}. \quad (6.24)$$

Более подробно задача второго этапа рассматривается в специальных курсах.

Расчеты компенсации реактивной мощности для сетей всех видов выполняются как при проектировании развития электрических сетей, так и в условиях их эксплуатации. При проектировании определяются мощности КУ и решается задача их распределения в электрической сети. Этот вид расчета и рассматривался выше. В условиях эксплуатации определяют оптимальные режимы работы имеющихся КУ в течение суток. Критериями оптимальности в этом случае служат минимум потерь мощности и энергии и соответствие отклонений напряжения допустимым значениям.

Мероприятия организационного характера по обеспечению компенсации реактивной мощности сводятся к заданию для каждой  $i$ -й распределительной сети величины реактивной мощности  $Q_{эi}$ , которую экономически целесообразно передавать в эту сеть из сети более высокого уровня. Осуществляется контроль за величиной  $Q_{эi}$  в часы максимума нагрузки и предусматриваются меры экономического воздействия на потребителей за несоблюдение величины  $Q_{эi}$ .

### Контрольные вопросы к главе 6

1. Какие электростанции покрывают пиковую, полупиковую и базисную части графика нагрузки?
2. Запишите и поясните уравнение баланса активной мощности.
3. Какова величина потерь активной мощности в электрической сети?
4. Какова величина мощности собственных нужд электростанций?
5. Какова причина изменения частоты в ЭЭС?
6. Каковы нормально и предельно допустимые отклонения частоты в ЭЭС.
7. Что такое статическое и астатическое регулирование частоты?
8. Какие коэффициенты статизма имеют реальные регуляторы частоты?
9. Что такое первичное и вторичное регулирование частоты?
10. Какие станции называются балансирующими по частоте?
11. Каков критерий оптимального распределения активной мощности между агрегатами электростанции?
12. Запишите и поясните уравнение баланса реактивной мощности.
13. Назовите источники реактивной мощности.
14. Какова величина потерь реактивной мощности в линиях и трансформаторах электроэнергетической системы?
15. Каковы причины лавины напряжения?
16. Дайте характеристики схемам включения конденсаторных батарей.
17. Поясните назначение шунтирующих реакторов.
18. Дайте характеристику различных видов компенсирующих устройств.



## 7. Регулирование напряжения в электрических сетях

### 7.1. Общая характеристика режима электрической сети по напряжению

Электроэнергия, поставляемая потребителям, должна иметь определенные качественные показатели. ГОСТ 13109-97 устанавливает показатели и нормы качества электроэнергии в точках электрических сетей систем электроснабжения общего назначения, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей, или приемники электроэнергии (в точках общего присоединения).

Требования ГОСТ 13109-97 к отклонению частоты  $\Delta f$ , как к одному из показателей качества электроэнергии, были рассмотрены в п. 6.2. Остальные показатели качества электроэнергии связаны с режимом напряжения электрической сети, которое наряду с качеством электроэнергии определяет экономичность работы электрической сети и электроснабжения потребителей.

Непрерывное изменение электрических нагрузок приводит к непрерывному изменению падений напряжения в элементах электрической сети и, следовательно, к непрерывному изменению отклонений напряжения  $U$  от его номинального значения  $U_{\text{ном}}$  в различных узлах электрической сети. Нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения

$$\delta U = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100\%$$

на выводах приемников электрической энергии, регламентируемые ГОСТ 13109-97, равны соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$ .

В нормальном режиме работы электрической сети значения  $\delta U$  на выводах приемников электрической энергии в течение суток не должны превышать предельно допустимые значения, при этом с вероятностью 95% значения  $\delta U$  не должны превышать нормально допустимые значения.

В послеаварийном режиме работы электрической сети значения  $\delta U$  на выводах приемников электрической энергии не должны превышать предельно допустимые значения. При аварийных нарушениях в электрической сети допускается кратковременный выход значений  $\delta U$  за предельно допустимые значения с последующим их восстановлением до значений, установленных для послеаварийного режима.

Нормально допустимые и предельно допустимые значения  $\delta U$  в точках общего присоединения потребителей электроэнергии к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ и выше должны устанавливаться в договорах на пользование электроэнергией между электроснабжающей организацией и потребителем с учетом

необходимости выполнения норм отклонения напряжения на выводах приемников электроэнергии.

Учет надежности при рассмотрении режима напряжений заключается в том, чтобы в любых нормальных, аварийных и послеаварийных режимах напряжения в любых точках электрической сети не должны превышать или быть ниже определенного допустимого значения.

Наибольшие рабочие напряжения электрических сетей  $U_{\text{раб max}}$ , определяемые надежностью работы изоляции, нормируются ГОСТ 721-77 в следующих пределах от номинального напряжения электрической сети  $U_{\text{ном}}$ :

$U_{\text{ном}}=6, 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб max}}=1,2 U_{\text{ном}}$ ;
$U_{\text{ном}}=35, 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб max}}=1,15 U_{\text{ном}}$ ;
$U_{\text{ном}}=220, 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб max}}=1,1 U_{\text{ном}}$ ;
$U_{\text{ном}}=500 \text{ кВ и выше}$	$U_{\text{раб max}}=1,05 U_{\text{ном}}$ .

Наименьшие рабочие напряжения электрических сетей 110 кВ и выше, определяемые, главным образом, устойчивостью параллельной работы генераторов и узлов нагрузки, ограничиваются на уровне  $(0,8 \dots 0,9)U_{\text{ном}}$ .

Экономичность режима напряжений электрической сети обусловлена величиной потерь активной мощности и энергии в ее элементах (линиях и трансформаторах). Эти потери в продольных активных сопротивлениях линий и трансформаторов обратно пропорциональны квадрату напряжения (см., например, выражение (4.5)). Поэтому повышение уровня напряжения является одним из основных средств уменьшения потерь мощности и энергии в электрических сетях напряжением до 220 кВ включительно.

Из изложенного следует, что для обеспечения требуемых технико-экономических показателей режимов работы электрических сетей необходимо регулировать напряжение. Для различных электрических сетей цели регулирования напряжения различаются между собой.

Основной целью регулирования напряжения в местных распределительных сетях, находящихся в непосредственной электрической близости от потребителей, является поддержание отклонений напряжения в пределах, установленных ГОСТ 13109-97.

Основной целью регулирования напряжения в районных распределительных сетях является обеспечение экономичного режима их работы за счет уменьшения потерь мощности и энергии.

Основной целью регулирования напряжения в системообразующих сетях является ограничение внутренних перенапряжений для обеспечения надежной работы изоляции оборудования таких сетей, предельное рабочее напряжение которых составляет  $1,05U_{\text{ном}}$ .

Регулирование напряжения осуществляется на шинах генераторов электростанций, шинах высшего и среднего напряжения крупных узловых подстанций в системообразующих сетях, шинах центров питания распределительных районных и местных электрических сетей.

Регулирование напряжения осуществляется с помощью специальных технических средств, называемых регулирующими устройствами. Все эти регулирующие устройства условно можно разделить на два типа: *узловые и линейные*. Узловые устройства изменяют режимные параметры сети – напряжение и реактивную мощность в точке подключения к сети. Это генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов, нерегулируемые и регулируемые реакторы и статические регулируемые источники реактивной мощности.

Линейные устройства изменяют схемные параметры сети – реактивное сопротивление, коэффициенты трансформации. Это конденсаторные установки продольной компенсации, трансформаторы, автотрансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой РПН, специальные регулировочные трансформаторы.

## **7.2. Регулирование напряжения на электростанциях**

Основное назначение генераторов электростанций – это выдача в электрическую сеть заданного значения активной мощности. Кроме того, генераторы являются основными источниками реактивной мощности в ЭЭС. Изменение выдаваемой генератором реактивной мощности и изменение напряжения на его выходе осуществляется за счет регулирования тока возбуждения генератора. Напряжение на выходе генератора  $U_G$  изменяется в пределах  $(0,95...1,05)U_{ном}$ .

Увеличение регулировочного диапазона по напряжению, например до  $1,1U_{ном}$ , потребует увеличения тока возбуждения генератора и, следовательно, увеличения выдаваемой генератором реактивной мощности. При номинальной нагрузке генератора полной мощностью и увеличении выдаваемой генератором реактивной мощности его активную мощность необходимо снижать во избежание перегрузки генератора. Последнее условие противоречит основному назначению генераторов – выдавать заданную активную мощность.

Повышающие трансформаторы на электростанциях или вообще не имеют регулировочного диапазона по напряжению, или этот диапазон ограничен пределами  $\pm 2 \times 2,5\% U_{ном}$ .

Реальные потери напряжения в электрических сетях значительно больше диапазона регулирования напряжения генераторами и повышающими трансформаторами электростанций. Потери напряжения в линиях электропередачи зависят от их протяженности, нагрузки и напряжения и могут достигать 10% в сети одного напряжения. Такой же порядок имеют потери напряжения при каждой трансформации.

От электростанций до потребителей электроэнергия проходит 3...5 ступеней трансформации напряжения. Нетрудно оценить суммарную потерю напряжения, которая может заметно превысить 50%.

Из приведенных данных видно, что регулирования напряжения за счет генераторов и трансформаторов электростанций явно недостаточно для покрытия потерь напряжения в электрической сети. Поэтому

генераторы и трансформаторы электростанций в общем случае являются лишь вспомогательным средством регулирования напряжения в электрической сети. Генераторы могут служить основным средством регулирования напряжения лишь для потребителей, получающих питание непосредственно с шин генераторного напряжения.

Для регулирования напряжения в электрической сети используются трансформаторы и автотрансформаторы подстанций электрической сети, снабженные устройствами регулирования напряжения и другие средства, которые рассматриваются ниже.

### 7.3. Регулирование напряжения на подстанциях

Одним из основных средств регулирования напряжения в электрических сетях является изменение коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанциях электрических сетей. Коэффициент трансформации определяется отношением числа витков первичной  $w_1$  и вторичной  $w_2$  обмоток трансформатора или отношением номинальных первичного (высшего)  $U_{вн}$  и вторичного (низшего)  $U_{нн}$  напряжений трансформатора при его холостом ходе

$$k=w_1/w_2=U_{вн}/U_{нн}. \quad (7.1)$$

Трансформаторы (автотрансформаторы) имеют специальные ответвления от обмоток, позволяющие изменять коэффициент трансформации и, следовательно, регулировать напряжение. Переключение ответвлений может осуществляться устройством переключения без возбуждения (ПВВ) при отключении трансформатора от сети или устройством регулирования под нагрузкой (РПН) без отключения трансформатора от сети.

Для регулирования напряжения используются также специальные регулировочные трансформаторы, устанавливаемые на подстанциях.

Регулировочные ответвления двух и трехобмоточных трансформаторов выполняют *в обмотке высшего напряжения* со стороны нейтрали. Ток в обмотке высшего напряжения меньше, чем в других обмотках, следовательно, условия работы РПН легче, его массогабаритные показатели лучше.

Для двухобмоточных трансформаторов регулируется коэффициент трансформации между обмотками высшего и низшего напряжений  $k_{вн}$ . Для трехобмоточных трансформаторов одновременно и независимо регулируются коэффициенты трансформации  $k_{вн}$  между обмотками высшего и низшего напряжения и  $k_{вс}$  между обмотками высшего и среднего напряжения.

Регулировочные ответвления автотрансформаторов выполняют со стороны нейтрали общей обмотки или в линейном выводе обмотки среднего напряжения. В первом случае одновременно и независимо

регулируются коэффициенты  $k_{вн}$  и  $k_{вс}$ , во втором – регулируется только коэффициент  $k_{вс}$ .

Рассмотрим основные принципы регулирования коэффициентов трансформации. С целью упрощения трансформаторы и устройства регулирования будем рассматривать в однофазном исполнении. На рис. 7.1 приведена принципиальная схема трансформатора с устройством ПБВ. Первичная обмотка  $U_{в}$  имеет нулевое ответвление и четыре регулировочных ответвления:  $\pm 2,5\%$  и  $\pm 5\%$ . Вторичная обмотка  $U_{н}$  имеет неизменное число витков.

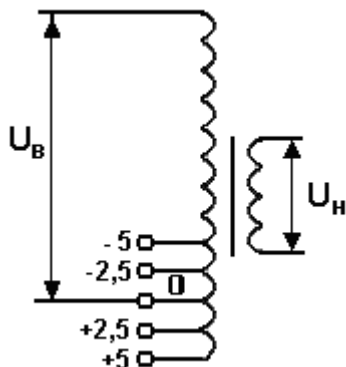


Рис. 7.1. Принципиальная схема трансформатора с устройством ПБВ

Нулевое ответвление ПБВ соответствует номинальному коэффициенту трансформации  $k_T = U_{вн}/U_{нн}$ . Другие ответвления ПБВ соответствуют изменению коэффициента трансформации до величин, указанных в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Ответвление первичной обмотки, %	+5	+2,5	0	-2,5	-5
Коэффициент трансформации	$1,05k_T$	$1,025 k_T$	$k_T$	$0,975 k_T$	$0,95k_T$

Для переключения регулировочных ответвлений необходимо отключать трансформатор от сети. Эти переключения производятся редко, например, при сезонном изменении нагрузки. Такие трансформаторы не могут использоваться для регулирования напряжения при изменении нагрузки в течение суток.

Принципиальная схема трансформатора с РПН приведена на рис 7.2. Первичная обмотка имеет нерегулируемую (а) и регулируемую (б) части. Количество ответвлений на регулируемой части первичной обмотки таких трансформаторов больше, чем у трансформаторов с ПБВ. Например, для трансформаторов с номинальным первичным напряжением  $U_{вн} = 115$  кВ диапазон регулирования напряжения составляет  $\pm 9 \cdot 1,78\% U_{вн}$ . Эти трансформаторы имеют, кроме нулевого, еще 18 ответвлений.

Нулевое ответвление РПН соответствует номинальному коэффициенту трансформации  $k_T = U_{BH} / U_{HH}$ . Другие ответвления соответствуют изменению коэффициента трансформации до величины

$$k_T(1 \pm 0,0178i),$$

где  $i$  – номер ответвления.

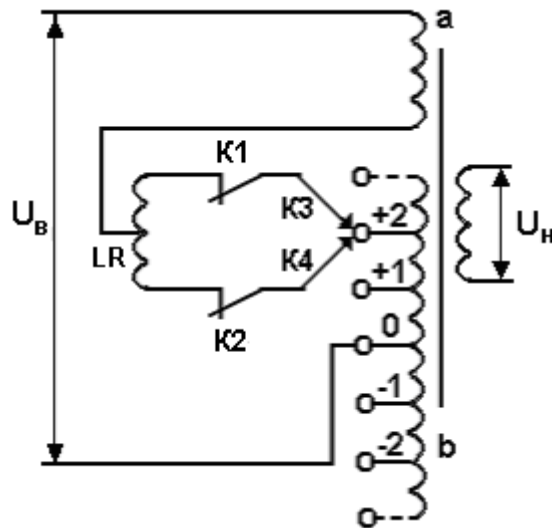


Рис. 7.2. Принципиальная схема трансформатора с устройством РПН

Из рис. 7.2 видно, что для ответвлений +1, +2, ... витки регулируемой обмотки включены согласно с нерегулируемой обмоткой. При работе на этих ответвлениях коэффициент трансформации увеличивается. Для ответвлений -1, -2, ... витки регулируемой обмотки включены встречно с нерегулируемой обмоткой. При работе на этих ответвлениях коэффициент трансформации уменьшается.

Рассмотрим работу переключающего устройства РПН, состоящего из неподвижных контакторов  $K1$  и  $K2$ , подвижных контактов  $K3$  и  $K4$  и токоограничивающего реактора  $LR$ , в среднюю точку которого включен вывод нерегулируемой обмотки трансформатора. При работе трансформатора на любом ответвлении ток нагрузки первичной обмотки распределяется поровну между двумя частями реактора. Токи в разных частях реактора текут встречно, результирующий магнитный поток и индуктивное сопротивление реактора практически равны нулю.

Пусть по условиям регулирования напряжения требуется переключиться с ответвления +2 на ответвление +1. Для этого отключается контактор  $K1$ , а подвижный контакт  $K3$  переключается на ответвление +1. Контакт  $K1$  включается. Секция обмотки между ответвлениями +1 и +2 оказывается замкнутой на реактор  $LR$ . Токи замыкания в обеих частях реактора совпадают по направлению, результирующий магнитный поток и индуктивное сопротивление реактора увеличиваются, чем достигается эффективное ограничение тока замкнутой части обмотки.

Далее отключается контактор  $K2$ , подвижный контакт  $K4$  переключается на ответвление +1, после чего контактор  $K2$  замыкается.

Трансформаторы с устройством РПН позволяют регулировать напряжение при изменении нагрузки в течение суток. Такие трансформаторы оборудуются автоматическими регуляторами напряжения (АРН), которые реагируют на изменения напряжения на вторичной обмотке трансформатора, давая команды на переключение ответвлений РПН согласно заданному закону регулирования напряжения.

Для повышения надежности работы РПН следует исключить его срабатывания при незначительных отклонениях напряжения, а также при значительных, но кратковременных отклонениях напряжения. Для этого АРН имеет зону нечувствительности, несколько большую половины одной ступени регулирования. В этом случае АРН выдает сигнал на переключение, если напряжение ближе к следующей ступени регулирования, чем к той, на которой в данный момент работает трансформатор.

Для отстройки РПН от срабатывания при кратковременных отклонениях напряжения в АРН предусматривается выдержка времени 1...3 минуты.

Устройство РПН автотрансформаторов работает аналогично. Принципиальные схемы включения РПН в нейтраль общей обмотки и линейный вывод обмотки среднего напряжения показаны на рис. 7.3,а,б. В первом случае одновременно и независимо регулируются коэффициенты  $k_{вн}$  и  $k_{вс}$ , во втором – только коэффициент  $k_{вс}$ .

Регулировочные трансформаторы  $TL$  вводят добавочное напряжение в основную обмотку трансформатора (автотрансформатора) и применяются в следующих случаях:

- для регулирования напряжения на подстанциях с трансформаторами без РПН при групповом (рис. 7.4,а) или индивидуальном (рис. 7.4,б) регулировании;
- для регулирования напряжения на подстанциях с трансформаторами с РПН, от которых питаются потребители с разным характером нагрузки (рис. 7.4,в); характер нагрузки потребителя 3 значительно отличается от характера нагрузки потребителей 1 и 2;
- для регулирования низшего напряжения на подстанциях с автотрансформаторами, снабженными устройствами РПН в обмотке среднего напряжения (рис. 7.4,г).

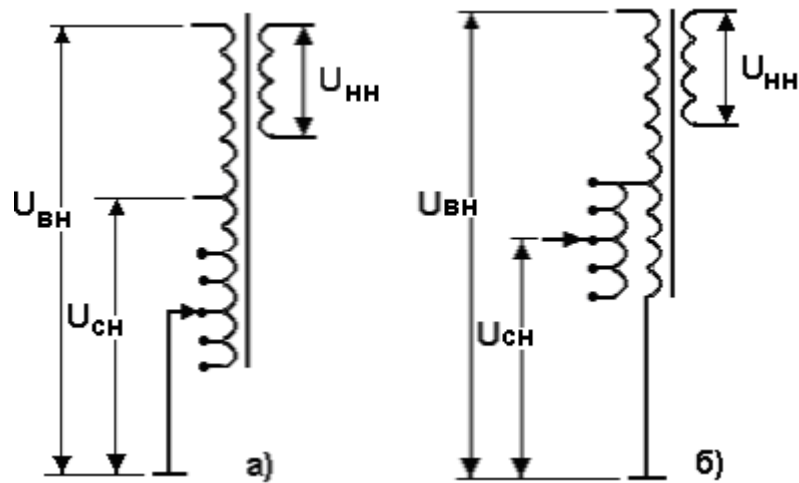


Рис. 7.3. Принципиальные схемы включения РПН в автотрансформаторах

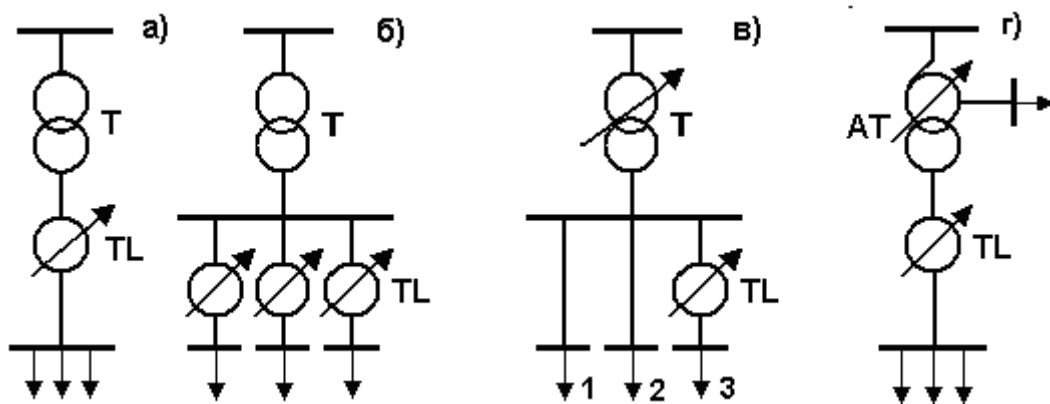


Рис. 7.4. Принципиальные схемы включения линейных регулировочных трансформаторов

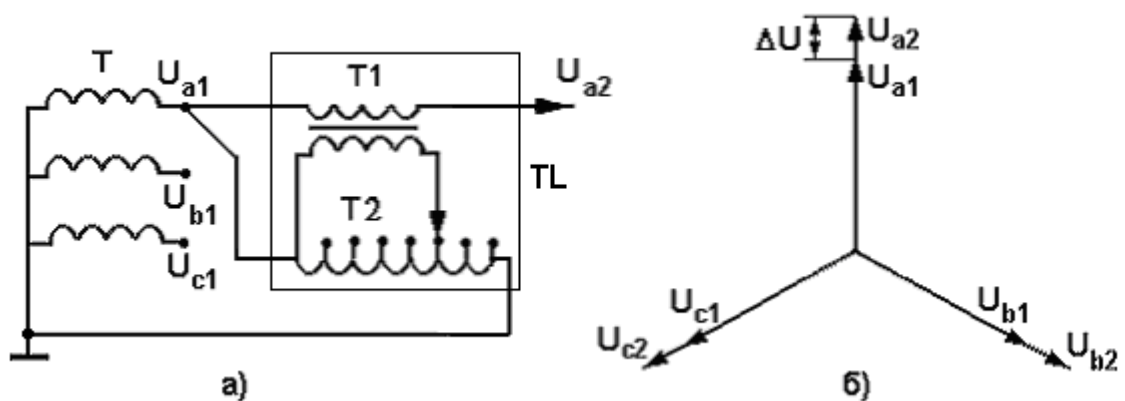


Рис. 7.5. Принципиальная схема включения регулировочного трансформатора (а) и векторная диаграмма напряжений (б)

Принципиальная схема одной фазы линейного регулировочного трансформатора  $TL$  показана на рис. 7.5,а. Этот регулировочный трансформатор состоит из последовательного трансформатора  $T1$ , который вводит добавку напряжения  $\Delta U$  в обмотку основного



трансформатора  $T$ , и регулировочного автотрансформатора  $T2$ , который за счет ответвлений меняет величину этой добавки.

Векторная диаграмма напряжений показана на рис. 7.5,б. Напряжения без регулирования  $U_{a1}$ ,  $U_{b1}$ ,  $U_{c1}$  отличаются от напряжений  $U_{a2}$ ,  $U_{b2}$ ,  $U_{c2}$ , полученных в результате регулирования, на величину добавки напряжения  $\Delta U$ .

#### **7.4. Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов**

Задача выбора регулировочных ответвлений трансформаторов заключается в том, чтобы при любых возможных изменениях напряжения в электрической сети обеспечить на шинах вторичного напряжения трансформатора требуемое напряжение.

Рассмотрим простейшую схему электрической сети (рис. 7.6,а). От центра питания, представленного шинами неизменного напряжения  $U_c = \text{const}$ , через линию электропередачи  $W$  и трансформатор  $T$  питается нагрузка мощностью  $S_n = P_n + jQ_n$ . Напряжения на первичной и вторичной обмотках трансформатора равны соответственно  $U_B$  и  $U_H$ . Трансформатор имеет устройство РПН.

В схеме замещения сети (рис. 7.4,б) линия представлена сопротивлением  $Z_w$ , трансформатор представлен приведенным к первичному напряжению сопротивлением  $Z_T$ , и идеальным трансформатором без потерь мощности и напряжения, изменяющим напряжение в соответствии с коэффициентом трансформации  $k_T$ . Вторичное напряжение, приведенное к обмотке высшего напряжения, обозначено  $U'_H$ . Действительное вторичное напряжение составляет  $U''_H = U'_H / k_T$ .

Изначально полагаем, что контакты РПН находятся на нулевом ответвлении  $U_{отв 0}$ . Номинальный коэффициент трансформации

$$k_T = U_{BH} / U_{HH} = U'_H / U''_H \quad (7.1)$$

может изменяться за счет РПН.

Эпюра напряжения в сети показана на рис. 7.6,в. Напряжение на первичной обмотке трансформатора  $U_B$  отличается от напряжения системы  $U_c$  на величину потерь напряжения в сопротивлении  $Z_w$

$$U_B = U_c - \Delta U_{zw}. \quad (7.2)$$

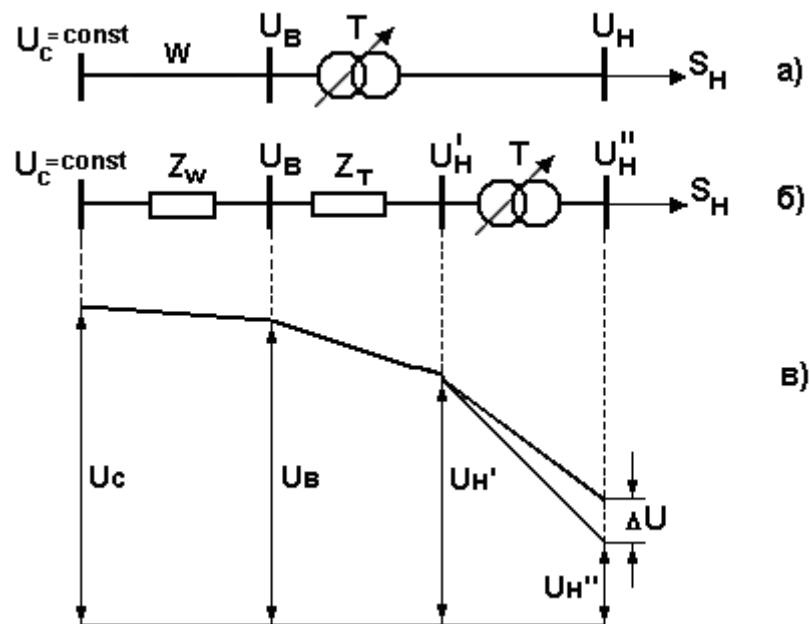


Рис.7.6. Схема электрической сети (а), ее схема замещения (б) и эпюра напряжения (в)

Напряжение на выводах вторичной обмотки трансформатора, приведенное к обмотке высшего напряжения, отличается от напряжения  $U_B$  на величину потерь напряжения в сопротивлении трансформатора  $Z_T$

$$U'_H = U_B - \Delta U_{ZT}. \quad (7.3)$$

Действительное напряжение на вторичной обмотке составляет

$$U''_H = U'_H / k_T = U'_H U_{HH} / U_{BH} = U'_H U_{HH} / U_{OTB\ O}. \quad (7.4)$$

Пусть действительное напряжение  $U''_H$  отличается от требуемого напряжения  $U''_{HT}$ . Необходимо переключить РПН с нулевого ответвления  $U_{OTB\ O}$  на требуемое ответвление  $U_{OTB\ T}$ , обеспечивающее на вторичной обмотке трансформатора напряжение

$$U''_{HT} = U'_H U_{HH} / U_{OTB\ T}. \quad (7.5)$$

Из последнего выражения определяется напряжение требуемого регулировочного ответвления

$$U_{OTB\ T} = U'_H U_{HH} / U''_{HT}. \quad (7.6)$$

Полученное напряжение требуемого регулировочного ответвления округляется до стандартного значения  $U_{OTB}$  и определяется напряжение на вторичной обмотке трансформатора после регулирования

$$U_D = U'_H U_{HH} / U_{OTB}. \quad (7.7)$$

После регулирования напряжение на вторичной обмотке трансформатора изменится до требуемого значения. Из эпюры напряжения, показанной на рис. 7.6,в, видно, что регулирование напряжения эквивалентно введению дополнительного напряжения  $\Delta U$  в схему электрической сети.

Определение стандартных напряжений регулировочных ответвлений поясним на конкретном примере. Для большинства трансформаторов с номинальным первичным напряжением  $U_{вн}=115$  кВ диапазон регулирования напряжения составляет  $\pm 9 \cdot 1,78\%$ . Для таких трансформаторов стандартные напряжения ответвлений определяются как

$$U_{отв\ i}=U_{вн}\pm i \cdot 1,78U_{вн}/100, \quad (7.8)$$

где  $\pm i=\pm(0, 1, 2, \dots 9)$  – номера ответвлений.

Для повышения напряжения на вторичной обмотке трансформатора его коэффициент трансформации необходимо уменьшить, что соответствует знаку минус в выражении (7.8). Для понижения напряжения на вторичной обмотке трансформатора – наоборот.

В качестве примера в табл. 7.2 приведены стандартные напряжения ответвлений трансформатора с номинальным первичным напряжением  $U_{вн}=115$  кВ.

Данные приведенной таблицы можно использовать для определения по выражению (7.7) напряжения на вторичной обмотке трансформатора после регулирования.

Таблица 7.2

<b>№ ответвления</b>	<b><math>U_{отв}</math>, кВ</b>	<b>№ ответвления</b>	<b><math>U_{отв}</math>, кВ</b>
0	115	0	115
-1	112,95	+1	117,04
-2	110,91	+2	119,09
-3	108,86	+3	121,14
-4	106,82	+4	123,19
-5	104,77	+5	125,23
-6	102,72	+6	127,28
-7	100,67	+7	129,33
-8	98,63	+8	131,37
-9	96,58	+9	133,42

## **7.5. Регулирование напряжения в распределительных местных сетях**

Задача оптимизации режима напряжений в распределительных местных электрических сетях является весьма важной, поскольку эти сети находятся в непосредственной электрической близости от потребителей. В местных распределительных сетях, называемых еще сетевыми районами, электроэнергия к потребителям распределяется от центров питания (ЦП), под которыми понимаются шины распределительных устройств вторичного напряжения (6...35 кВ) понижающих подстанций ЭЭС.

Схема сетевого района представляет собой разомкнутую радиально-магистральную или петлевую сеть (см. п. 3.1). Трансформация электроэнергии на низшую ступень напряжения 0,4 кВ осуществляется через распределительные трансформаторы с устройствами ПБВ.

Сетевые районы представляют собой фактически индивидуальные системы электроснабжения городских, сельскохозяйственных или промышленных потребителей и в этом отношении являются взаимно независимыми подсистемами низшей ступени иерархической структуры ЭЭС. Связь каждого сетевого района с электрической сетью более высокого уровня осуществляется через шины ЦП.

Возможности активного воздействия на режим напряжения в сетевом районе оказываются весьма ограниченными. Одной из причин такой ограниченности является массовость сетевых районов. В одной районной ЭЭС насчитываются десятки сетевых районов, тысячи подстанций 6...10/0,4 кВ. Поэтому в сетевых районах целесообразны наиболее простые и дешевые средства регулирования напряжения – трансформаторы с ПБВ и нерегулируемые батареи конденсаторов.

Другой причиной является отсутствие точной исходной информации о параметрах режимов сетей. Такая информация может быть получена либо в результате наблюдения эксплуатационным персоналом за показывающими и регистрирующими приборами, либо автоматически от устройств телемеханики. Оба способа получения информации от сотен узлов сетевого района не представляются реальными. В силу малочисленности эксплуатационного персонала не всякий сетевой район может позволить себе не только постоянное наблюдение за приборами, но даже проведение единовременных контрольных замеров режимных параметров на каждой подстанции района. Оснащение сетевого района средствами телеизмерений и телесигнализации потребует экономически неоправданных затрат на эти средства.

Таким образом, фактические данные о режиме сетевого района по напряжению на каждый момент времени отсутствуют. Имеются лишь более или менее достоверные данные о максимальных и минимальных нагрузках узлов и сетевого района в целом.

При сложившейся ситуации оперативное управление режимом сетевого района по напряжению сосредоточивается в ЦП. Закон регулирования напряжения в ЦП определяется [1]: *устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах 3...20 кВ электростанций и подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже  $1,05U_{ном}$  в период наибольших нагрузок и не выше  $U_{ном}$  в период наименьших нагрузок этих сетей.*

Регулирование напряжения в ЦП местной распределительной сети называется *централизованным регулированием напряжения*. Регулирование, при котором напряжение на шинах ЦП в период наибольших нагрузок повышается, а в период наименьших нагрузок уменьшается, называется *встречным регулированием напряжения*.

Рассмотрим подробнее принцип встречного регулирования напряжения в ЦП сетевого района. На рис. 7.7 показана упрощенная схема сетевого района. От шин ЦП через распределительный трансформатор с сопротивлением  $Z_{РТ}$  получают питание ближние потребители электроэнергии БП. От шин ЦП отходит линия сопротивлением  $Z_{л}$ , в конце которой через распределительный трансформатор с сопротивлением  $Z_{РТ}$  подключены дальние потребители электроэнергии ДП.

Напряжение у ближнего потребителя БП составляет

$$U_б = U_{цп} - \Delta U_{РТ}, \quad (7.9)$$

где  $U_{цп}$  – напряжение в ЦП;

$\Delta U_{РТ}$  – потеря напряжения в распределительном трансформаторе.

Напряжение у дальнего потребителя ДП составляет

$$U_д = U_{цп} - \Delta U_{л} - \Delta U_{РТ}, \quad (7.10)$$

где  $\Delta U_{л}$  – потеря напряжения в сопротивлении линии  $Z_{л}$ .

Согласно ГОСТ 13109-97 нормально допустимые значения отклонений напряжения у потребителей находятся в диапазоне  $\pm 5\% U_{ном}$ . При поддержании в ЦП напряжения, равного номинальному напряжению сети  $U_{цп} = U_{ном}$ , изменения напряжения от ЦП до ближнего и дальнего потребителей, вычисленные по (7.10) и (7.11), характеризуются эпюрами 1 для режима максимальной нагрузки и эпюрами 2 для режима минимальной нагрузки. Из этих эпюр видно, что напряжение у ближнего потребителя в режимах минимальной и максимальной нагрузки находится в допустимых пределах. В режиме минимальной нагрузки напряжение у дальнего потребителя находится в допустимых пределах. В режиме

максимальной нагрузки напряжение у дальнего потребителя ниже допустимого значения.

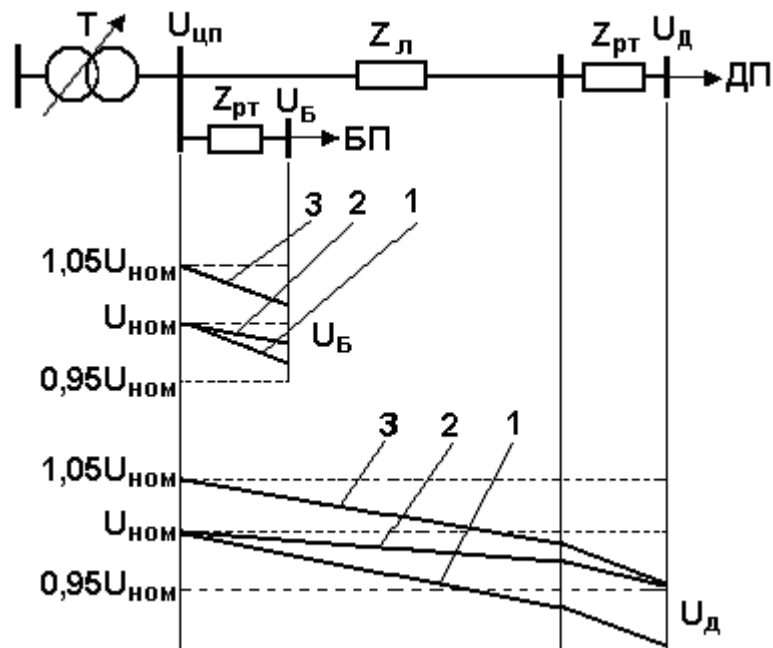


Рис. 7.7. Схема сети и эпюры напряжений, поясняющие принцип встречного регулирования напряжения

Для поддержания допустимого уровня напряжения у дальних потребителей в режиме максимальной нагрузки необходимо повысить напряжение в ЦП. При увеличении напряжения в ЦП до значения  $U_{цп}=1,05U_{ном}$  изменения напряжений в сети до ближнего и дальнего потребителей характеризуются эпюрами 3. В этом случае напряжения у дальнего и ближнего потребителей находятся в допустимых пределах.

Таким образом, напряжение на шинах ЦП в режиме максимальной нагрузки необходимо поддерживать не ниже  $1,05U_{ном}$ , а в режиме минимальной нагрузки – на уровне  $U_{ном}$ .

В ряде случаев централизованное встречное регулирование не может обеспечить требуемый уровень напряжения. Это обусловлено различными параметрами линий, отходящих от ЦП, и неоднородностью графиков нагрузки различных потребителей. В таких случаях необходимо использовать *местное регулирование напряжения* у потребителей, для которых не обеспечивается требуемый уровень напряжения.

В качестве средств местного регулирования напряжения могут использоваться регулировочные трансформаторы, компенсирующие устройства, установки продольной компенсации. Выбор того или иного средства регулирования напряжения должен быть обоснован технико-экономическими расчетами.

Как правило, регулировочные трансформаторы  $TL$  целесообразно устанавливать в ЦП для регулирования напряжения у отдельной группы потребителей. Такая схема показана на рис. 7.8,а. Потребители группы В

существенно отличаются по удаленности, мощности и графику нагрузки от потребителей группы *A*.

Для местного регулирования напряжения у мощных и удаленных нагрузок целесообразно использовать компенсирующие устройства  $Q_k$  (рис. 7.8,б). Установка компенсирующего устройства разгружает сеть от реактивной мощности, уменьшает потери напряжения в сети и, как следствие, улучшает режим напряжения не только у удаленного потребителя, но и во всей сети.

Использование продольной компенсации, т.е. конденсаторов, включаемых в рассечку линии (рис. 7.8,б), позволяет скомпенсировать индуктивное сопротивление линий  $X_L$ , за счет этого уменьшить потери напряжения и улучшить режим напряжения в сети.

Результирующее реактивное сопротивление линий при продольной компенсации составляет

$$X = X_L - X_C. \quad (7.11)$$

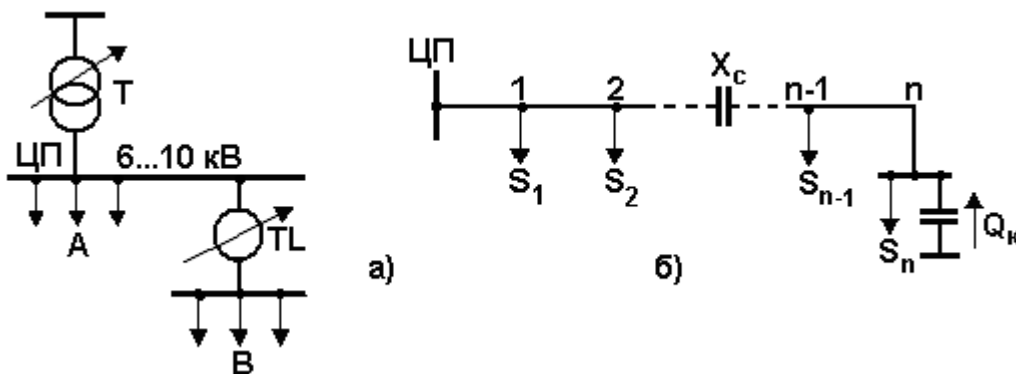


Рис. 7.8. Схемы местного регулирования напряжения

Такое средство регулирования напряжения в местных распределительных сетях применяется редко, поскольку установки продольной компенсации являются достаточно дорогими, сложными в эксплуатации, нуждаются в специальной защите от токов короткого замыкания.

## 7.6. Основы регулирования напряжения в распределительных районных и системообразующих сетях

Распределительные районные электрические сети напряжением 110...220 кВ объединяют по стороне высшего напряжения центры питания распределительных местных сетей. Районные сети, в отличие от местных сетей, имеют сложнзамкнутую структуру. Кроме того, районные сети в большей мере, чем местные, оснащены устройствами телемеханики, позволяющими передавать в диспетчерский центр информацию о режимных параметрах в различных узлах сети, а из диспетчерского центра — команды на изменение параметров устройств регулирования режима сети.

В отличие от местных сетей, районные сети имеют между собой сильные электрические связи и общий режим работы. Управление режимом районных сетей осуществляется с помощью автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ), одной из функций которой является регулирование напряжения.

Одной из основных задач регулирования напряжения в районных электрических сетях является обеспечение минимальных суммарных потерь активной мощности  $\Delta P_{\Sigma}$  при соблюдении допустимых уровней напряжения (см. п. 7.1) и технических ограничений по диапазону регулирующих устройств.

Вопросы регулирования напряжения в районных распределительных сетях решаются как при проектировании развития этих сетей, так и при управлении их режимами.

При проектировании решаются вопросы обеспечения баланса реактивной мощности, обоснования пунктов размещения устройств регулирования напряжения, выбора их типа, мощности, диапазона регулирования. При управлении режимами задача регулирования напряжения состоит в наиболее полном использовании имеющихся устройств регулирования напряжения для достижения экономического эффекта.

При регулировании напряжения в системообразующих сетях напряжением 330 кВ и выше решается, главным образом, задача ограничения внутренних перенапряжений, обусловленных избытком реактивной мощности, генерируемой воздушными линиями электропередачи.

### **Контрольные вопросы к главе 7**

1. Каковы наибольшие рабочие напряжения электрических сетей?
2. Каковы наименьшие рабочие напряжения электрических сетей?
3. Дайте классификацию устройств регулирования напряжения.
4. Какова приблизительно величина потери напряжения при одной трансформации?
5. Изобразите принципиальную схему трансформатора с РПН и поясните принцип работы.
6. Изобразите принципиальную схему трансформатора с ПБВ.  
Каков диапазон регулирования напряжения у трансформаторов с ПБВ и РПН?
7. В какой обмотке и в каких ее частях устанавливается РПН у трансформаторов и автотрансформаторов?
8. В каких случаях для регулирования напряжения применяются регулировочные трансформаторы?
9. Как выбирается требуемое регулировочное ответвление?
10. Какие принципы регулирования напряжения используются в местных распределительных сетях?
11. Сформулируйте принцип встречного регулирования напряжения.



12. Какие средства местного регулирования напряжения применяются в местных распределительных сетях?

13. Сформулируйте цель регулирования напряжения в районных электрических сетях.

14. Какая основная задача решается при регулировании напряжения в системообразующих сетях?

## 8. Потери мощности и энергии в электрической сети

При передаче электроэнергии от электростанций к потребителям часть этой электроэнергии теряется в элементах электрической сети. Здесь и ниже речь пойдет только о потерях *активной* мощности и электроэнергии.

Часть электроэнергии по закону Джоуля-Ленца выделяется в виде тепла в активных сопротивлениях проводников воздушных и кабельных линий электропередачи и в активных сопротивлениях обмоток трансформаторов и автотрансформаторов. Это так называемые *переменные потери*  $\Delta W'$ , зависящие от протекающего по элементу тока (мощности) нагрузки.

Другая часть электроэнергии расходуется в активных проводимостях элементов электрической сети: потери на корону в воздушных линиях электропередачи, потери от токов утечки через изоляцию воздушных и кабельных линий, потери в сердечниках трансформаторов и автотрансформаторов. Это так называемые *постоянные потери*  $\Delta W''$ , независящие от протекающего по элементу тока (мощности) нагрузки. Понятие постоянные потери является условным, поскольку эти потери зависят от уровня напряжения в сети. Как правило, постоянные потери рассчитываются по номинальному напряжению сети.

Величина постоянных потерь электроэнергии

$$\Delta W'' = \Delta P'' T_{\text{вкл}}, \quad (8.1)$$

где  $T_{\text{вкл}}$  – время включения или время работы элементов электрической сети в течение года. Для воздушных и кабельных линий и трансформаторов при выполнении проектных расчетов принимается  $T_{\text{вкл}} = 8760$  ч.

Суммарная величина потерь электроэнергии в сети составляет

$$\Delta W = \Delta W' + \Delta W''. \quad (8.2)$$

Рассмотрим способы определения переменных потерь в электрической сети. Пусть для элемента электрической сети, например воздушной линии, имеющей активное сопротивление  $R$ , известен годовой график нагрузки. Этот график представляется в виде ступенчатого графика по продолжительности  $\Delta t_i$  каждой нагрузки  $P_i$ . (рис. 8.1,а).

Энергия, передаваемая в течение года через рассматриваемый элемент сети, выразится как

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i . \quad (8.3)$$

Эта энергия представляет собой площадь фигуры, ограниченной графиком нагрузки.

На этом же графике построим прямоугольник с высотой, равной наибольшей нагрузке  $P_{\max}$ , и площадью, равной площади действительного графика нагрузки. Основанием этого прямоугольника будет время  $T_{\max}$ . Это время называется *числом часов использования наибольшей нагрузки*. За это время при работе элемента сети с наибольшей нагрузкой через него будет передана та же электроэнергия, что и при работе по действительному годовому графику нагрузки.

Потери мощности в рассматриваемом элементе сети для каждого  $i$ -го интервала времени составят

$$\Delta P_i = (S_i / U_{\text{ном}})^2 R = (P_i / U_{\text{ном}} \cos \varphi)^2 R, \quad (8.4)$$

где  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности нагрузки.

На рис. 8.1,б приведен ступенчатый график потерь мощности, построенный по выражению (8.4). Площадь этого графика равна годовым переменным потерям электроэнергии в рассматриваемом элементе сети

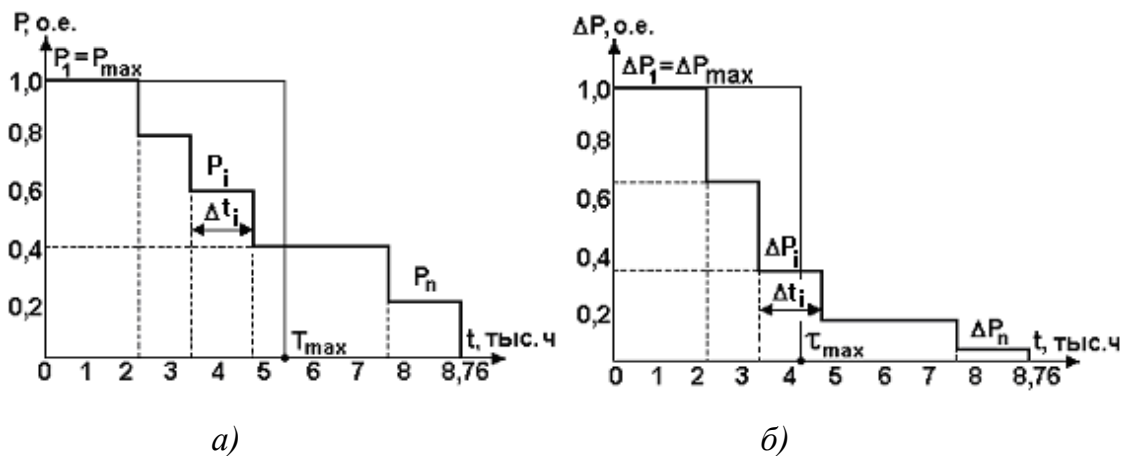


Рис. 8.1. Графики нагрузки по продолжительности для определения времени  $T_{\max}$  (а) и времени  $\tau_{\max}$  (б)

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \Delta t_i . \quad (8.5)$$

По аналогии с рис. 8.1,а построим прямоугольник с высотой, равной наибольшим потерям  $\Delta P_{\max}$ , и площадью, равной площади действительного графика потерь электроэнергии. Основанием этого прямоугольника будет время  $\tau_{\max}$ . Это время называется *числом часов*

*наибольших потерь мощности.* За это время при работе элемента сети с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии в нем будут такими же, что и при работе по действительному годовому графику нагрузки.

Связь между  $T_{\max}$  и  $\tau_{\max}$  приближенно устанавливается эмпирической зависимостью

$$\tau_{\max} = (0,124 + T_{\max} 10^{-4})^2 8760. \quad (8.6)$$

При перспективном проектировании электрических сетей график нагрузки потребителей, как правило, не известен. С определенной степенью достоверности известна лишь наибольшая нагрузка  $P_{\max}$ . Для характерных потребителей в справочной литературе приводятся значения  $T_{\max}$ . В этом случае переменные годовые потери электроэнергии в элементе сети определяются по выражению

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau_{\max}. \quad (8.7)$$

### Контрольные вопросы к главе 8

1. Поясните термины “постоянные потери” и ”переменные потери” электроэнергии.
2. Что такое число часов использования наибольшей нагрузки?
3. Что такое число часов наибольших потерь мощности?

## 9. Выбор основных параметров электрических сетей

### 9.1. Выбор номинального напряжения сети

При проектировании развития электрической сети одновременно с разработкой вопроса о конфигурации электрической сети решается вопрос о выборе ее номинального напряжения. Шкала номинальных линейных напряжений электрических сетей установлена ГОСТ 721-77 и составляет следующий ряд:

0,23; 0,38; 0,66; 3; 6; 10; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150 кВ.

При выборе номинального напряжения сети учитываются следующие общие рекомендации:

- напряжения 6...10 кВ используются для промышленных, городских и сельскохозяйственных распределительных сетей; наибольшее распространение для таких сетей получило напряжение 10 кВ; применение напряжения 6 кВ для новых объектов не рекомендуется, а может использоваться при реконструкции существующей электрической сети при наличии в ней высоковольтных двигателей на такое напряжение;
- в настоящее время в связи с ростом нагрузок коммунально-бытового сектора имеется тенденция к повышению напряжения распределительных сетей в крупных городах до 20 кВ;

- напряжение 35 кВ широко используется для создания центров питания сельскохозяйственных распределительных сетей 10 кВ; в связи с ростом мощностей сельских потребителей для этих целей начинает применяться напряжение 110 кВ;
- напряжения 110...220 кВ применяется для создания районных распределительных сетей и для внешнего электроснабжения крупных и средних промышленных предприятий;
- напряжения 330 кВ и выше используются для выдачи мощности крупными электростанциями и для формирования системообразующей сети единой ЭЭС.

При сооружении районных и системообразующих сетей исторически в нашей стране сформировались две системы напряжений. Первая система 110, 220, 500, 1150 кВ характерна для большей части территории страны. Вторая система 110(150), 330, 750 кВ характерна в основном для Северо-Запада и в некоторой степени для Центра и Северного Кавказа. Поэтому при выборе номинального напряжения сети следует учитывать ее географическое расположение.

Номинальное напряжение линии электропередачи является, главным образом, функцией двух параметров: мощности  $P$ , передаваемой по линии, и расстояния  $L$ , на которое эта мощность передается. В связи с этим имеется несколько эмпирических формул для выбора номинального напряжения линии, предложенных разными авторами.

Формула Стилла

$$U_{\text{ном}} = 4,34\sqrt{L + 0,016P}, \text{ кВ}, \quad (9.1)$$

где  $P$ , кВт;  $L$ , км,

дает приемлемые результаты при значениях  $L \leq 250$  км и  $P \leq 60$  МВт.

Формула Залесского

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P(0,1 + 0,15\sqrt{L})}, \quad (9.2)$$

где  $P$ , кВт;  $L$ , км,

справедлива при  $L \leq 1000$  км и  $P \geq 60$  МВт.

Формула Илларионова

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (9.3)$$

где  $P$ , МВт;  $L$ , км,

принципиально правильно отражает необходимость выбора все более высоких номинальных напряжений с увеличением протяженности линии, особенно при  $P > 1000$  МВт.

Для оценки номинального напряжения линии электропередачи можно пользоваться данными табл. 9.1 или областями применения разных номинальных напряжений (рис. 9.1) [4].

Таблица 9.1

Напряжение линии, кВ	Наибольшая (на одну цепь) мощность, МВт	Наибольшая длина линии, км
110	25...50	50...150
220	100...200	150...250
330	300...400	200...300
500	700...900	800...1200
750	1800...2200	1200...2000

Каждая кривая рис. 9.1 соответствует равенству приведенных затрат на линию при выполнении ее двумя соседними номинальными напряжениями.

Формулы (9.1), (9.2) и (9.3) и данные табл. 9.1 и рис. 9.1 позволяют ориентировочно оценить напряжение линии электропередачи длиной  $L$  при передаче по ней мощности  $P$ .

Выбор номинальных напряжений электрической сети, состоящей из определенного количества линий, является в общем случае задачей технико-экономического сравнения различных вариантов. Здесь, как правило, необходимо учитывать затраты не только на линии электропередачи, но и на подстанции. Поясним это на простом примере.

Проектируется электрическая сеть, состоящая из двух участков длиной  $L1$  и  $L2$  (рис. 9.2,а). Предварительная оценка номинального напряжения показала, что для головного участка следует принять напряжение 220 кВ, а для второго участка 110 кВ. В этом случае необходимо сравнить два варианта.

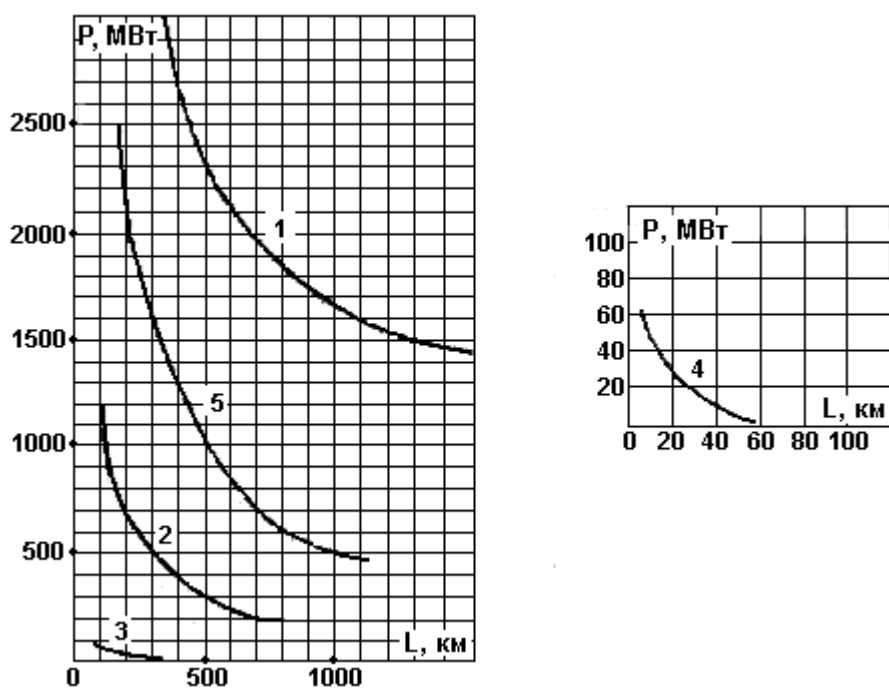


Рис. 9.1. Области применения электрических сетей разных номинальных напряжений. Границы равноэкономичности: 1 – 1150 и 500 кВ; 2 – 500 и 220 кВ; 3 – 220 и 110 кВ; 4 – 110 и 35 кВ; 5 – 750 и 330 кВ

В первом варианте (рис. 9.2,б) вся сеть выполняется на напряжение 220 кВ. Во втором варианте (рис. 9.2,в) головной участок сети выполняется на напряжении 220 кВ, а второй участок – на напряжении 110 кВ.

Во втором варианте линия  $W2$  напряжением 110 кВ и подстанция 110/10 кВ с трансформатором  $T$  будут дешевле, чем линия  $W2$  напряжением 220 кВ и подстанции 220/10 кВ с трансформатором  $T2$  первого варианта. Однако подстанция 220/110/10 кВ с автотрансформатором  $AT$  второго варианта будет дороже, чем подстанции 220/10 кВ с трансформатором  $T1$  первого варианта.

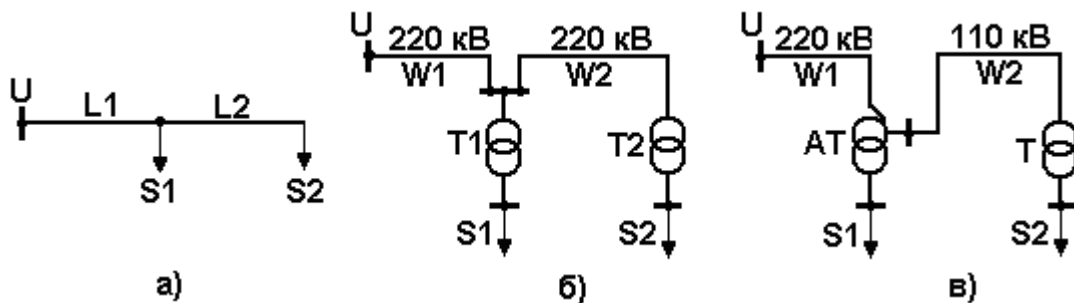


Рис. 9.2. Схема электрической сети (а) и два варианта (б) и (в) напряжений этой сети

Окончательный выбор напряжения сети определится в результате сравнения этих вариантов по затратам. При отличии затрат менее чем на 5% предпочтение следует отдать варианту с более высоким номинальным напряжением.

## 9.2. Выбор сечений проводов и кабелей по экономическим критериям

При выборе сечений проводов воздушных и жил кабельных линий электропередачи исходят из требования минимальных затрат на сооружение и эксплуатацию линий электрической сети. Зависимость затрат на единицу длины воздушной линии электропередачи с проводами сечением  $F$  можно представить в следующем виде:

$$Z = a + bF + cI_p^2/F, \quad (9.4)$$

где  $a$  – составляющая затрат, независимая от сечения;

$bF$  – составляющая затрат, пропорциональная сечению;

$cI_p^2/F$  – составляющая затрат, обратно-пропорциональная сечению;

$I_p$  – расчетная токовая нагрузка линии.

Первая составляющая затрат учитывает, в частности, расходы на подготовку трассы, стоимость материала опор, изоляторов и

молниезащиты линии. Коэффициент  $b$  учитывает возрастание затрат при увеличении сечения проводов: увеличение расхода цветного металла, удорожание опор (чем тяжелее провод, тем прочнее и, следовательно, дороже опоры). Коэффициент  $c$  зависит от стоимости электроэнергии, удельного сопротивления материала провода и числа часов использования наибольшей нагрузки.

Для определения минимума функции  $Z$  приравняем ее производную от переменной  $F$  к нулю:

$$dZ/dF = b - I_p^2 c / F^2 = 0, \quad (9.5)$$

откуда

$$I_p / F = j_3 = \sqrt{\frac{b}{c}}, \text{ А/мм}^2. \quad (9.6)$$

Полученная плотность тока  $j_3$  называется *экономической плотностью тока*. Это такая плотность тока, при которой передача нагрузки по линии осуществляется при наименьших затратах.

Значения  $j_3$  приведены в табл. 9.2 [1].

Таблица 9.2

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , при $T_{\max}$ , ч		
	1000...3000	3000...5000	более 5000
Неизолированные алюминиевые провода и шины	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной изоляцией с жилами: медными, алюминиевыми	1,0	2,5	2,0
	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами: медными, алюминиевыми	3,5	3,1	2,7
	1,9	1,7	1,6

Выбор сечений проводов воздушных и кабельных линий по экономической плотности тока выполняется следующим образом:

- рассчитывается токовая нагрузка линии  $I_p$  в нормальном режиме работы; увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах не учитывается;
- по табл. 9.2 определяется экономическая плотность тока  $j_3$ ;
- рассчитывается сечение проводника, соответствующее экономической плотности тока

$$F_3 = I_p / j_3; \quad (9.7)$$

- полученное сечение  $F_3$ , округляется до ближайшего стандартного сечения.

Шкала стандартных сечений проводов воздушных линий и жил кабельных линий электропередачи составляет следующий ряд:

6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 400, 500, ... мм<sup>2</sup>.

В [1] рекомендуется использовать метод экономической плотности тока для выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи напряжением до 220 кВ включительно, жил кабельных линий электропередачи напряжением до 35 кВ включительно.

Выбор сечений проводов воздушных линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше, жил кабельных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше должен производиться на основе технико-экономических расчетов.

Метод экономической плотности тока достаточно прост, поскольку для выбора сечения используется простейшая формула (9.7). В этом привлекательность метода. Однако этот метод не учитывает ряд факторов, влияющих на выбор сечения. Это, в частности, материал опор, напряжение и количество цепей линии, ее географическое расположение.

Таблица 9.3

$U_{\text{ном}}$ , кВ	Опоры	Число цепей	Район по гололеду	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь, А, при сечении, мм <sup>2</sup>				
				70	120	240	300	400
35	ж.б.	1	1-2	80	180			
35	ж.б.	1	3-4		180			
35	ст.	1	1-2	100	180			
35	ст.	1	3-4	75	180			
35	ж.б.	2	1-2	95	160			
35	ж.б.	2	3-4	80	160			
35	ст.	2	1-2	100	160			
35	ст.	2	3-4	75	160			
110	ж.б.	1	1-2	55	180	370		
110	ж.б.	1	3-4		175	370		
110	ст.	1	1-2	80	170	370		
110	ст.	1	3-4	50	160	370		
110	ж.б.	2	1-2	80	185	340		
110	ж.б.	2	3-4	65	175	340		
110	ст.	2	1-2	85	180	340		
110	ст.	2	3-4	65	170	340		
220	ж.б. ст.	1	1-4			335		630
220	ж.б. ст.	2	1-4			340		630
330	ж.б. ст.	1	1-4			660		1300
500	ж.б. ст.	1	2-4				1120	2000



750	ст.	1	2-4				1620	>1620
-----	-----	---	-----	--	--	--	------	-------

Институтом «Энергосетьпроект» для выбора сечений разработан метод экономических интервалов [4]. В соответствии с этим методом для каждого сечения устанавливается интервал тока (мощности), в пределах которого экономически целесообразно использовать данное сечение.

Экономические интервалы токовых нагрузок для выбора сечений проводов ВЛ напряжением 35...750 кВ приводятся в справочной литературе [4].

В качестве примера в табл. 9.3 приведены экономические интервалы токовых нагрузок для сталеалюминиевых проводов ВЛ. Для ВЛ напряжением 330, 500 и 750 кВ в табл. 9.3 указано сечение одного провода в расщепленной фазе. В табл. 9.4 приведены экономические мощности, МВт, кабельных линий напряжением 6...35 кВ, выполненных кабелями с бумажной пропитанной изоляцией.

Приведенные в табл. 9.3 данные следует понимать таким образом: для одноцепной ВЛ с проводами сечением 240 мм<sup>2</sup>, напряжением 110 кВ, на железобетонных опорах, в 3 районе по гололеду экономически целесообразная токовая нагрузка составляет 175...370 А.

Таблица 9.4

Сечение, мм <sup>2</sup>	Медные жилы			Алюминиевые жилы		
	Напряжение, кВ			Напряжение, кВ		
	6	10	35	6	10	35
10	0,24	-	-	-	-	-
16	0,4	0,7	-	-	-	-
25	0,6	1,0	-	-	-	-
35	0,9	1,4	-	-	-	-
50	1,2	2,0	-	0,7	1,1	-
70	1,7	2,9	10,0	1,0	1,6	5,6
95	2,3	3,9	13,8	1,3	2,2	7,6
120	2,9	4,9	17,2	1,6	2,8	9,6
150	3,7	6,1	21,5	2,1	3,4	12,0
185	5,5	7,5	26,5	2,5	4,2	14,8
240	5,9	9,8	34,3	3,3	5,5	19,2

Приведенные в табл. 9.4 данные следует понимать следующим образом: для кабеля напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами сечением 150 мм<sup>2</sup> экономически целесообразная передаваемая мощность составляет 2,8 ... 3,4 МВт.

### 9.3. Учет технических ограничений при выборе сечений

Выбранные по экономическому критерию сечения проводов должны удовлетворять ряду технических требований, при которых обеспечивается нормальная эксплуатация линии электропередачи. Окончательный выбор сечения можно сделать только после проверки выполнения этих технических требований,

*Проверка по механической прочности.* Провода воздушных линий электропередачи подвергаются внешним механическим воздействиям. Это, главным образом, ветровые и гололедные нагрузки. С целью обеспечения надежной работы проводов воздушных линий в условиях внешних механических воздействий устанавливаются минимальные допустимые сечения проводов  $F_{\min \text{ мех}}$  по механической прочности, приведенные в табл. 9.5 [1].

Таблица 9.5

Район по гололеду	Минимально допустимое сечение проводов, мм <sup>2</sup>		
	алюминиевых	сталеалюминиевых	стальных
до II	70	35	35
III-IV	95	50	35
V и более	-	70	35

Сечение провода, выбранное по экономическим критериям, должно быть проверено по условию

$$F_{\text{э}} \geq F_{\min \text{ мех}}. \quad (9.8)$$

*Проверка по условиям короны.* Явление общей короны возникает при высокой напряженности электрического поля на поверхности провода и сопровождается характерным потрескиванием и видимым свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг коронирующего провода приводят к потерям активной мощности. Уменьшение напряженности на поверхности провода достигается увеличением радиуса (сечения) провода.

Минимальные сечения проводов  $F_{\min \text{ кор}}$  по условию ограничения потерь на корону приведены в табл. 9.6.

Таблица 9.6

$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	110	150	220	330	500	750	750
Кол-во проводов в фазе	1	1	1	2	3	4	5
$F_{\min \text{ кор}}$	70	120	240	240	300	400	240

Проверка сечений проводов по условиям короны выполняется для ВЛ напряжением 110 кВ и выше. Сечение провода, выбранное по экономическим критериям, должно быть проверено по условию

$$F_{\text{э}} \geq F_{\text{min кор.}} \quad (9.9)$$

*Проверка по допустимому нагреву.* В соответствии с [1] все проводники должны удовлетворять требованиям допустимого нагрева в длительных режимах работы. Под этими режимами понимаются, как правило, послеаварийные и ремонтные режимы работы электрической сети.

Допустимый нагрев проводника характеризуется длительно допустимой температурой  $\Theta_{\text{д}}$ . Осуществлять температурный контроль проводника в процессе эксплуатации затруднительно, проще контролировать ток, вызывающий нагревание проводника. Поэтому в справочных данных [1] приводятся значения допустимого длительного тока для проводников из различного материала, различных сечений и конструкций. В качестве примера в табл. 9.7 приведены допустимые длительные токи для сталеалюминиевых проводов.

Таблица 9.7

$F, \text{ мм}^2$	10	16	25	35	50	70	95	120
$I_{\text{д}}, \text{ А}$	84	111	142	175	210	265	330	390
$F, \text{ мм}^2$	150	185	240	300	400	500	600	700
$I_{\text{д}}, \text{ А}$	450	510	610	690	825	945	1050	1180

Сечение провода ВЛ, выбранное по экономическим критериям, должно быть проверено по условию

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{д}}, \quad (9.10)$$

где  $I_{\text{max}}$  – максимальный ток длительного режима.

Для кабелей напряжением до 10 кВ включительно на период ликвидации послеаварийного режима допускается перегрузка по отношению к длительно допустимому току  $I_{\text{д}}$ . Перегрузка кабелей напряжением 20 кВ и выше не допускается.

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией допускается перегрузка на 30%, для кабелей с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлорида на 15%, для кабелей с изоляцией из резины и вулканизированного (сшитого) полиэтилена на 18% [8].

Для всех кабелей перегрузки допускаются продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток, но не более 100 ч в год, если в остальные периоды этих суток нагрузка не превышает длительно допустимой.

Для всех кабелей, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузки должны быть снижены до 10%.

Сечение кабеля, выбранное по экономическим критериям, должно быть проверено по условию (9.10) с учетом его допустимой перегрузки.

Рассмотрим два типичных случая проверки сечений по условиям допустимого нагрева. На рис. 9.3,а,б приведены две схемы электрических сетей: радиально-магистральная и кольцевая. В каждой из схем выбраны напряжения и сечения проводников.

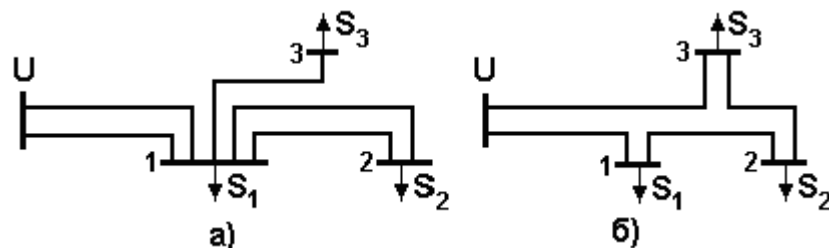


Рис. 9.3. Схемы электрических сетей

Допустим, что та и другая сеть выполнены воздушными линиями электропередачи. В первой схеме (рис. 9.3,а) при отключении одной линии головного участка  $U1$  или одной линии участка 12 ток оставшейся в работе линии увеличивается в два раза. Для каждого из этих случаев проверяется условие

$$I_{\max} = 2I_p \leq I_d, \quad (9.11)$$

где  $I_p$  – расчетный ток линии.

Условия проверки сечений по допустимому нагреву можно записать через заданные мощности нагрузок. Для участка  $U1$  схемы рис. 9.3,а

$$I_{\max} = (S_1 + S_2 + S_3) / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \leq I_d, \quad (9.12)$$

для участка 12

$$I_{\max} = S_2 / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \leq I_d. \quad (9.13)$$

Сечение одиночной линии 13 по допустимому нагреву в послеаварийном режиме не проверяется.

В кольцевой схеме рис. 9.3,б наиболее тяжелыми режимами будут отключения головных участков сети. По этим режимам и выполняется проверка сечений по допустимому нагреву.

При отключении головного участка  $U1$  проверяются условия:

$$I_{\max U3} = (S_1 + S_2 + S_3) / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \leq I_d, \quad (9.14)$$

$$I_{\max 32} = (S_1 + S_2) / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \leq I_d, \quad (9.15)$$

$$I_{\max 21} = S_1 / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \leq I_d. \quad (9.16)$$

При отключении головного участка  $U3$  проверяются условия:

$$I_{\max U1}=(S_1+S_2+S_3)/\sqrt{3} U_{\text{ном}}\leq I_{\text{д}}, \quad (9.17)$$

$$I_{\max 12}=(S_2+S_3)/\sqrt{3} U_{\text{ном}}\leq I_{\text{д}}, \quad (9.18)$$

$$I_{\max 23}=S_3/\sqrt{3} U_{\text{ном}}\leq I_{\text{д}}, \quad (9.19)$$

Если для какого-то участка сети условие проверки по допустимому нагреву не выполняется, сечение на этом участке следует увеличить до значения, при котором это условие будет выполнено.

Для случая выполнения электрических сетей (рис. 9.3) кабельными линиями условия (9.11)...(9.19) проверяются с учетом допустимой перегрузки кабелей.

*Проверка по термической стойкости.* При протекании по сети аварийных токов коротких замыканий (к.з.) происходит интенсивное нагревание токоведущих элементов линий электропередачи. В [1] установлены предельные допустимые температуры  $\Theta_{\text{пр}}$  для кабелей.

Условие проверки сечения кабеля на термическую стойкость имеет вид

$$\Theta_{\max}\leq\Theta_{\text{пр}}, \quad (9.20)$$

где  $\Theta_{\max}$  – максимальная температура, до которой нагреется проводник за время протекания тока к.з.

Проверка условия (9.20) требует достаточно сложного расчета температуры  $\Theta_{\max}$ , поэтому в практических расчетах сечение кабеля, выбранное по экономическим критериям, проверяется по условию

$$F_{\text{э}}\geq F_{\text{min тс}}, \quad (9.21)$$

где  $F_{\text{min тс}}$  – минимальное термически стойкое сечение кабеля, определяемое величиной тока к.з. и временем его отключения.

*Проверка по допустимой потере напряжения.* Для местных распределительных сетей рассчитывается максимальная суммарная потеря напряжения  $\Delta U_{\max\Sigma}$  от центра питания до наиболее электрически удаленного потребителя (см. п. 4.6). Выбранные по экономическому критерию сечения линий местной распределительной сети должны проверяться по условию

$$\Delta U_{\max\Sigma}\leq\Delta U_{\text{д}}, \quad (9.22)$$

где  $\Delta U_{\text{д}}$  – допустимая потеря напряжения в местной сети.

При невыполнении любого из технических требований, сечения проводников, выбранные по экономическому критерию, увеличиваются до значения, удовлетворяющего этому требованию.

## 9.4. Выбор сечений по допустимой потере напряжения в местной распределительной сети

Выбор сечений воздушных и кабельных линий местных распределительных сетей выполняется, как правило, по экономической плотности тока  $j_э$ . Выбранные сечения должны удовлетворять ряду технических условий, в том числе и условию допустимой потери напряжения (9.22). При выполнении этого условия сечения  $F_э$ , выбранные по экономической плотности тока  $j_э$ , не изменяются. При невыполнении условия (9.22) следует изменить экономические сечения  $F_э$  до значений  $F$ , удовлетворяющих этому условию.

Рассмотрим сначала простейший случай, когда местная распределительная сеть состоит из одной линии длиной  $L$ , связывающей центр питания ЦП и нагрузку  $S=P+jQ$ . Потеря напряжения в этой линии составляет

$$\Delta U = (Pr_0L + Qx_0L) / U_{ном}. \quad (9.23)$$

Представим выражение (9.23) в виде двух составляющих

$$\Delta U = (Pr_0L / U_{ном}) + (Qx_0L / U_{ном}) = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (9.24)$$

где  $\Delta U_a$ ,  $\Delta U_p$  – потеря напряжения соответственно в активном и реактивном сопротивлениях линии.

Рассмотрим зависимости погонных активных и реактивных сопротивлений воздушных и кабельных линий от сечения  $F$ . Эти зависимости приведены на рис. 9.4.

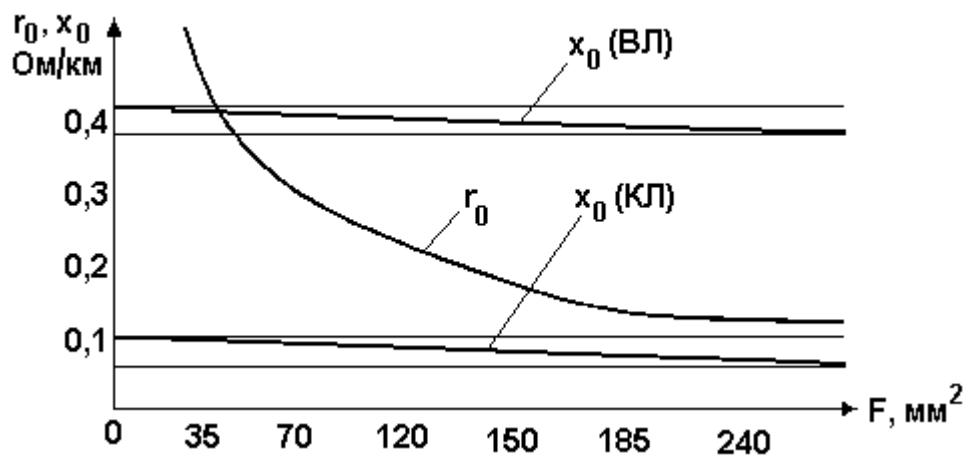


Рис. 9.4. Зависимости активных и реактивных сопротивлений воздушных и кабельных линий от их сечения

Из этого рисунка видно, что реактивные сопротивления линий слабо зависят от сечения и составляют  $x_0 \approx 0,4$  Ом/км и  $x_0 \approx 0,08$  Ом/км соответственно для ВЛ и КЛ. Активное сопротивление не зависит от конструкции линии и уменьшается с увеличением сечения.

С учетом практической независимости сопротивления  $x_0$  от сечения  $F$  потерю напряжения в реактивном сопротивлении  $\Delta U_p$  можно приближенно определить до выбора сечения, приняв для ВЛ  $x_0 \approx 0,4$  Ом/км и для КЛ  $x_0 \approx 0,08$  Ом/км.

$$\Delta U_p = Qx_0L/U_{\text{ном}} \quad (9.25)$$

Полагая  $\Delta U_p$  известной величиной, здесь и ниже выбор сечения будем выполнять по допустимой потере напряжения в активном сопротивлении

$$\Delta U_{\text{ад}} = \Delta U_{\text{д}} - \Delta U_p \quad (9.26)$$

Условие выбора сечения по допустимой потере напряжения в активном сопротивлении будет иметь вид

$$\Delta U_{\text{ад}} = Pr_0L/U_{\text{ном}} = P\rho L/FU_{\text{ном}}, \quad (9.27)$$

а искомое сечение

$$F = P\rho L/\Delta U_{\text{ад}}U_{\text{ном}} \quad (9.28)$$

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного значения. Для стандартного сечения по справочным данным находятся погонные параметры  $x_0$  и  $r_0$ . По выражению (9.23) рассчитывается потеря напряжения и проверяется условие (9.22). Если это условие не выполняется, сечение линии увеличивается до такого значения, при котором условие (9.22) выполнится.

Для *радиальной распределительной сети* сечения каждой линии выбираются аналогично.

Рассмотрим *магистральную распределительную сеть*, состоящую из  $n$  последовательных участков (рис. 9.5). Потокораспределение в сети  $S_1, S_2, \dots, S_n$  определяется нагрузками узлов  $S_{н1}, S_{н2}, \dots, S_{нn}$  без учета потерь мощности.

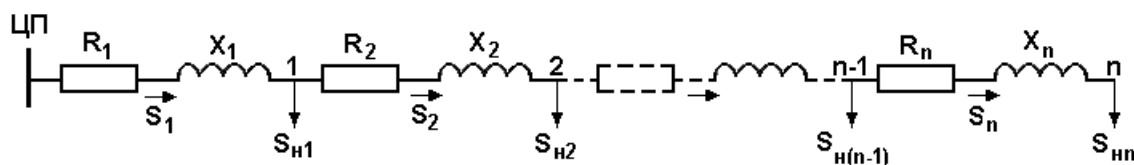


Рис. 9.5. Магистральная схема местной распределительной сети

Для магистральной сети по аналогии с выражением (9.27) можно записать допустимую величину потерь напряжения в активных сопротивлениях

$$\Delta U_{\text{ад}} = \sum_{i=1}^n P_i \rho L_i / F_i U_{\text{ном}} \quad (9.29)$$

В выражении (9.29) имеется  $n$  неизвестных сечений  $F_i$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ). Решить это уравнение относительно переменных  $F_i$  можно при введении некоторого дополнительного условия, в косвенной мере отражающего условие экономичности сети. Рассмотрим эти дополнительные экономические условия.

*Условие равенства сечений на всех участках сети.* Это условие используется при выборе сечений проводов и кабелей в городских распределительных сетях при большом количестве нагрузок, достаточно близко расположенных друг к другу. Равенство сечений обеспечивает наиболее удобные условия монтажа и эксплуатации городской распределительной сети.

При принятом условии  $F_i=F=\text{const}$  выражение (9.29) примет вид

$$\Delta U_{\text{ад}} = \frac{\rho}{FU_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n P_i L_i, \quad (9.30)$$

откуда

$$F = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{ад}} U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n P_i L_i. \quad (9.31)$$

Полученное сечение округляется до стандартного, для стандартного сечения по справочным данным находятся погонные параметры  $x_0$  и  $r_0$ , определяется суммарная потеря напряжения в магистральной сети:

$$\Delta U_{\Sigma} = (r_0 \sum_{i=1}^n P_i L_i + x_0 \sum_{i=1}^n Q_i L_i) / U_{\text{ном}}, \quad (9.32)$$

и проверяется условие (9.22). Если это условие не выполняется, сечения всех линий увеличиваются до такого значения, при котором условие (9.22) выполнится.

*Условие минимального расхода цветного металла.* Это условие используется при выборе сечений проводов в сельскохозяйственных распределительных сетях. При относительно малой загрузке и большой протяженности этих сетей экономия цветного металла имеет важное значение.

Задача минимизации суммарного объема цветного металла  $V$  в магистральной сети

$$V = \sum_{i=1}^n L_i F_i \rightarrow \min \quad (9.33)$$



при условии (9.29) может быть решена методом неопределенных множителей Лагранжа. Не останавливаясь подробно на решении этой задачи, отметим, что сечение  $n$ -го участка определяется по выражению

$$F_n = \rho \sqrt{P_n} \sum_{i=1}^n L_i \sqrt{P_i} / \Delta U_{\text{ад}} U_{\text{ном}}, \quad (9.34)$$

а сечения остальных участков – по соотношениям

$$F_1^2/P_1 = F_2^2/P_2 = \dots = F_i^2/P_i = \dots = F_n^2/P_n. \quad (9.35)$$

Полученные сечения округляются до ближайших стандартных значений, для которых по справочным данным находятся погонные параметры  $x_{0i}$  и  $r_{0i}$ . Определяется суммарная потеря напряжения в магистральной сети

$$\Delta U_{\Sigma} = \left( \sum_{i=1}^n P_i r_{0i} L_i + \sum_{i=1}^n Q_i x_{0i} L_i \right) / U_{\text{ном}} \quad (9.36)$$

и проверяется условие (9.22). Если это условие не выполняется, сечения линий увеличиваются до значений, при которых условие (9.22) выполнится.

*Условие минимума потерь мощности.* Это дополнительное условие используется при выборе сечений в сетях промышленных предприятий. Такие сети являются сильно загруженными и экономия потерь мощности в таких сетях имеет важное значение.

Задача минимизации потерь мощности в магистральной сети

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n P_i L_i \rho / (\cos^2 \varphi_i U_{\text{ном}}^2 F_i) \rightarrow \min \quad (9.37)$$

при условии (9.29) может быть решена методом неопределенных множителей Лагранжа. Не останавливаясь подробно на решении этой задачи, отметим, что условие минимума потерь мощности отвечает постоянству плотности тока на всех участках сети

$$j = \Delta U_{\text{ад}} / \rho \sqrt{3} \sum_{i=1}^n \cos \varphi_i L_i = \text{const.} \quad (9.38)$$

По этой плотности тока  $j$  определяются сечения всех участков сети

$$F_i = I_i / j. \quad (9.39)$$

Полученные сечения округляются до ближайших стандартных значений, для которых по справочным данным находятся погонные параметры  $x_{0i}$  и  $r_{0i}$ . По выражению (9.36) определяется суммарная потеря

напряжения в магистральной сети и проверяется условие (9.22). Если это условие не выполняется, сечения линий увеличиваются до значений, при которых условие (9.22) выполнится.

## 9.5. Выбор трансформаторов на подстанциях

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от нее потребителей и является в общем случае технико-экономической задачей. Существующей практикой проектирования районных и системообразующих электрических сетей предусматривается установка на подстанциях, как правило, не менее двух трансформаторов. На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше, как правило, устанавливаются автотрансформаторы, обладающие рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами (см. п. 2.2.3).

Применение подстанций с одним трансформатором допускается в качестве первого этапа сооружения двухтрансформаторной подстанции при постепенном росте ее нагрузки, а также для питания неотчетственных потребителей, допускающих перерыв электроснабжения на время, достаточное для замены поврежденного трансформатора.

На подстанциях 6...35/0,4 кВ городских и сельских местных распределительных сетей устанавливаются, как правило, по одному трансформатору. На подстанциях 6...35/0,4 кВ промышленных распределительных сетей в зависимости от мощности и категории потребителей по надежности электроснабжения могут устанавливаться от 1 до 3 трансформаторов.

Мощность трансформаторов выбирается по расчетной нагрузке  $S_p$ . Номинальная мощность одного трансформатора  $S_{T \text{ ном}}$  при их количестве  $n \geq 2$ , определяется по нормальному режиму работы

$$S_{T \text{ ном}} \geq S_p / n; \quad (9.40)$$

и послеаварийному режиму работы, обусловленному отключением одного из трансформаторов,

$$S_{T \text{ ном}} \geq S_p / k_{\text{п}} (n-1), \quad (9.41)$$

где  $k_{\text{п}}$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме.

Для масляных трансформаторов независимо от значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в табл. 9.8 приведены допустимые перегрузки в послеаварийном режиме и их длительность [8]:

Таблица 9.8

$k_{\text{п}}$ , о.е.	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0
Длительность, мин	120	80	45	20	10

Допустимые перегрузки масляных трансформаторов с учетом их систем охлаждения, предшествующей нагрузки, длительности перегрузки и температуры охлаждающей среды регламентируются ГОСТ 14209-85.

Рекомендациями [8] и ГОСТ 14209-85 можно пользоваться, имея достаточно достоверную информацию о графике нагрузки трансформаторов. При выполнении проектных расчетов, когда нет достаточно достоверной информации о таком графике, а есть лишь информация о величине расчетной нагрузки  $S_p$ , величина допустимой перегрузки трансформатора принимается, как правило, равной  $k_n=1,4$ .

Для однострансформаторных подстанций мощность трансформатора выбирается по условию

$$S_{T \text{ ном}} \geq S_p. \quad (9.42)$$

При необходимости увеличения мощности трансформаторов существующих подстанций вследствие роста их нагрузок на однострансформаторных подстанциях устанавливаются, как правило, второй трансформатор, а на двухтрансформаторных – заменяют трансформаторы более мощными.

### Контрольные вопросы к главе 9

1. Приведите шкалу номинальных напряжений электрических сетей.
2. В каких случаях для электрических сетей используются номинальные напряжения 6, 10, 20, 35, 110, 220, 330 кВ и выше?
3. Какие две системы напряжений исторически сложились в нашей стране?
4. Как определяется номинальное напряжение линии электропередачи?
4. Что такое экономическая плотность тока?
5. Как выполняется выбор сечений по экономической плотности тока?
6. Какова область применения метода экономической плотности тока?
7. Поясните суть метода экономических интервалов тока и мощности.
8. Какие технические ограничения существуют при выборе сечений проводников?
9. Каковы минимальные сечения проводов по условиям ограничения потерь на корону?
10. Какова допустимая перегрузка кабелей в послеаварийных режимах?
11. Какие дополнительные условия принимаются при выборе сечений проводников в местных распределительных сетях?
12. Для каких местных распределительных сетей принимается условие постоянства сечения?
13. Для каких местных распределительных сетей принимается условие минимального расхода цветного металла?
14. Для каких местных распределительных сетей принимается условие минимума потерь мощности?
15. Какими факторами определяется количество трансформаторов на подстанции?

16. Как выбирается мощность трансформаторов на однострансформаторных подстанциях?

17. Как выбирается мощность трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях?

18. Каковы допустимые перегрузки трансформаторов в послеаварийных режимах?

## Приложение. Пример расчета электрической сети

Требуется выбрать и рассчитать районную электрическую сеть для электроснабжения трех новых узлов нагрузки  $S_{H1}$ ,  $S_{H2}$  и  $S_{H3}$  от узловой подстанции с автотрансформаторами  $AT$  напряжением 220/110 кВ. Расчетные максимальные мощности узлов нагрузки и расположение их относительно центра питания указаны на рис. П.1. В состав каждого узла нагрузки входят потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Число часов наибольшей нагрузки  $T_{max}=5500$  ч.

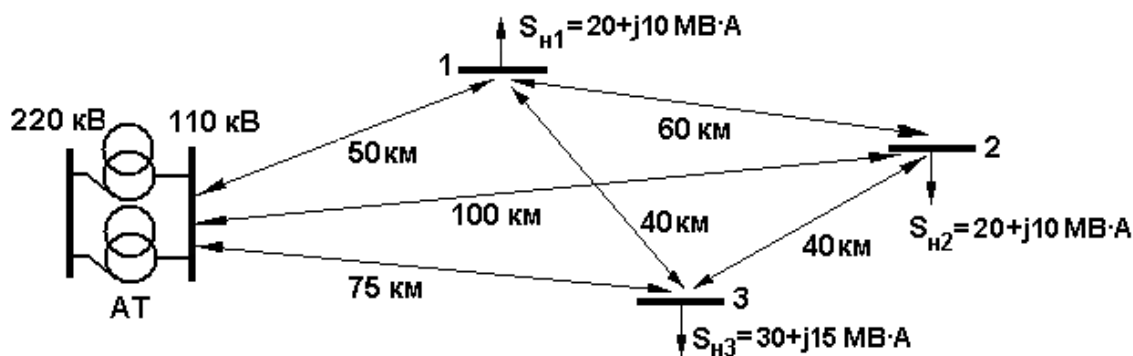


Рис. П.1. Расположение центра питания и узлов нагрузки

### П.1. Выбор схемы электрической сети

Для заданного расположения центра питания и нагрузок рассмотрим пять вариантов электрической сети:

- кольцевую сеть ( $AT-S_{H1}-S_{H2}-S_{H3}-AT$ ) с суммарной длиной линий в одноцепном исполнении  $L_{\Sigma}=50+60+40+70=225$  км;
- магистральную сеть ( $AT-S_{H1}-S_{H3}-S_{H2}$ ) с суммарной длиной линий в одноцепном исполнении  $L_{\Sigma}=2(50+40+40)=260$  км;
- радиальную сеть ( $AT-S_{H1}$ ,  $AT-S_{H2}$ ,  $AT-S_{H3}$ ) с суммарной длиной линий в одноцепном исполнении  $L_{\Sigma}=2(50+100+75)=450$  км;
- радиально-магистральную сеть ( $AT-S_{H1}-S_{H2}$  и  $AT-S_{H3}$ ) с суммарной длиной линий в одноцепном исполнении  $L_{\Sigma}=2(50+60+75)=370$  км.
- радиально-магистральную сеть ( $AT-S_{H3}-S_{H2}$  и  $AT-S_{H1}$ ) с суммарной длиной линий в одноцепном исполнении  $L_{\Sigma}=2(75+40+50)=330$  км.

Видно, что с позиций минимальной суммарной длины линий экономически целесообразной оказывается кольцевая сеть, принципиальная схема которой показана на рис П.2,а.

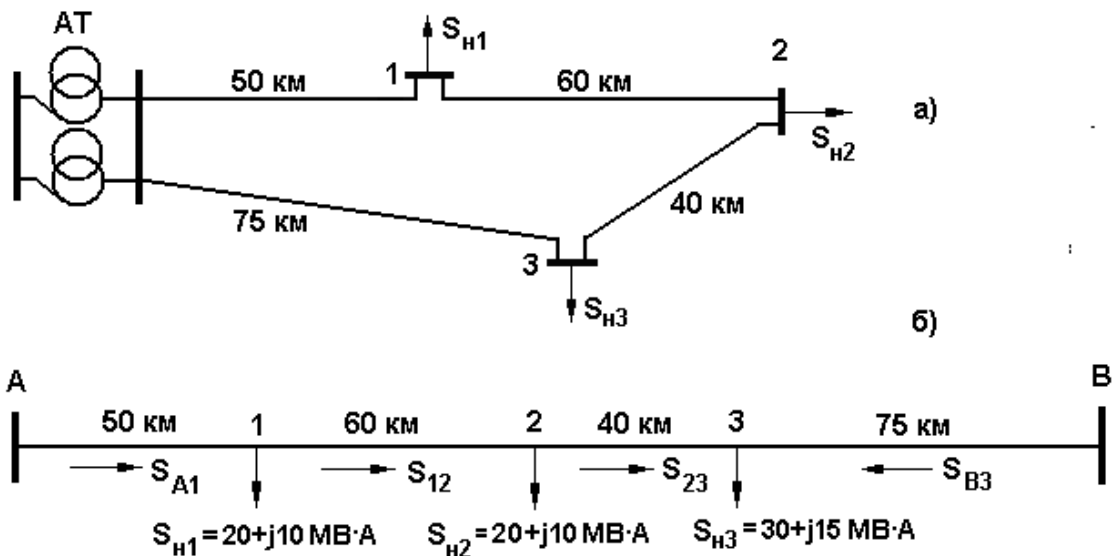


Рис. П.2. Принципиальная схема кольцевой сети (а) и ее представление сетью с двухсторонним питанием (б)

## П.2. Выбор напряжения электрической сети

Номинальное напряжение линии определяется ее длиной и активной мощностью, передаваемой по линии. Длины линий известны. Потокораспределение в сети найдем в предположении, что сеть однородная. Представим кольцевую схему сетью с двухсторонним питанием от источников *A* и *B* (рис. П.2,б). В соответствии с выражением (4.33) мощность, протекающая по головному участку *A1*, составляет

$$S_{A1} = \sum_{i=1}^3 \frac{P_i L_{iB}}{L_{AB}} + j \sum_{i=1}^3 \frac{Q_i L_{iB}}{L_{AB}} =$$

$$= (20 \cdot 175 + 25 \cdot 115 + 15 \cdot 75) / 225 + j(10 \cdot 175 + 10 \cdot 115 + 15 \cdot 75) / 225 =$$

$$= 35,8 + j17,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Мощности остальных участков электрической сети найдем по первому закону Кирхгофа, предварительно задавшись направлениями мощностей (рис. П.2,б),

$$S_{12} = S_{A1} - S_{H1} = 35,8 + j17,9 - 20 - j10 = 15,8 + j7,9 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{23} = S_{12} - S_{H2} = 15,8 + j7,9 - 20 - j10 = -4,2 - j2,1 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{B3} = -S_{23} + S_{H3} = 4,2 + j2,1 + 30 + j15 = 34,2 + j17,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Видно, что на участке 23 мощность течет в направлении, противоположном предварительно выбранному направлению.

Исходя из напряжений, имеющихя в центре питания, районная сеть может быть выполнена напряжением 110 или 220 кВ. Для выбора напряжения электрической сети воспользуемся формулой Стилла (9.1). Напряжение участка сети  $A1$  составляет

$$U_{\text{ном } A1} = 4,34 \sqrt{L + 0,016P} = 4,34 \sqrt{50 + 0,016 \cdot 35800} = 108,3 \text{ кВ.}$$

Аналогично рассчитываем напряжения для других участков сети:

$$U_{\text{ном } 12} = 76,8 \text{ кВ, } U_{\text{ном } 23} = 44,9 \text{ кВ, } U_{\text{ном } B3} = 108,3 \text{ кВ.}$$

Очевидно, что для проектируемой сети следует принять номинальное напряжение  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ .

### П.3. Выбор и проверка сечений линий

Выбор сечений проводов воздушных линий электропередачи выполним по экономической плотности тока  $j_3$ . Для этого определим полную мощность и ток, протекающие по каждой линии в нормальном режиме работы электрической сети.

Полная мощность и ток линии в линии  $A1$  составляют

$$S_{A1} = \sqrt{P_{A1}^2 + Q_{A1}^2} = \sqrt{35,8^2 + 17,9^2} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А,}$$

$$I_{A1} = S_{A1} \cdot 10^3 / \sqrt{3} U_{\text{ном}} = 40 \cdot 10^3 / 1,73 \cdot 110 = 210 \text{ А.}$$

Для других линий электрической сети:

- $S_{12} = 17,7 \text{ МВ} \cdot \text{А, } I_{12} = 93 \text{ А};$
- $S_{32} = 4,7 \text{ МВ} \cdot \text{А, } I_{32} = 25 \text{ А};$
- $S_{B3} = 38,2 \text{ МВ} \cdot \text{А, } I_{B3} = 200 \text{ А.}$

В соответствии с табл. 9.2 при  $T_{\text{max}} > 5000 \text{ ч}$  экономическая плотность тока  $j_3 = 1,0 \text{ А/мм}^2$ . Экономические сечения каждой линии составляют:

- $F_{A1} = I_{A1} / j_3 = 210 / 1 = 210 \text{ мм}^2;$
- $F_{12} = 93 \text{ мм}^2;$
- $F_{32} = 25 \text{ мм}^2;$
- $F_{B3} = 200 \text{ мм}^2.$

Полученные сечения округляем до ближайших стандартных сечений и принимаем для линий сталеалюминиевые провода следующих марок:

- для линий  $A1$  и  $B3$  – АС185;
- для линии 12 – АС95;
- для линии 32 – АС25.

Выполним проверку выбранных сечений по техническим ограничениям.

Для воздушных линий напряжением 110 кВ минимальное сечение по условиям потерь на корону составляет 70 мм<sup>2</sup>. Следовательно, для линии 32 следует принять провод марки АС70.

Условию механической прочности (9.13) удовлетворяют все выбранные сечения, поскольку минимальное по механической прочности сечение сталеалюминиевых проводов составляет 35 мм<sup>2</sup>.

Согласно [1] допустимые длительные токи для выбранных сечений имеют следующие значения:

- $I_{д}=265$  А (АС70);
- $I_{д}=330$  А (АС95);
- $I_{д}=510$  А (АС185).

Для проверки выбранных сечений по допустимому нагреву (допустимому длительному току) рассмотрим в соответствии с рекомендациями п. 9.3 два расчетных режима:

- аварийное или плановое отключение головного участка А1;
- аварийное или плановое отключение головного участка В3.

При отключении участка А1 полные мощности и токи, протекающие по оставшимся в работе линиям, составляют

$$S_{B3}=S_{H1}+S_{H2}+S_{H3}= \\ =\sqrt{(20+20+30)^2+(10+10+15)^2}=78,3 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{32}=S_{H1}+S_{H2}=44,8 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{21}=S_{H1}=22,4 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$I_{B3}=S_{A3} \cdot 10^3 / \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}=78,3 \cdot 10^3 / 1,73 \cdot 110=411 \text{ А} < I_{д}=510 \text{ А};$$

$$I_{32}=235 \text{ А} < I_{д}=265 \text{ А};$$

$$I_{21}=118 \text{ А} < I_{д}=330 \text{ А}.$$

При отключении головного участка В3 полные мощности и токи, протекающие по оставшимся в работе линиям, составляют

$$S_{A1}=S_{H1}+S_{H2}+S_{H3}=78,3 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{12}=S_{H2}+S_{H3}=55,9 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{23}=S_{H3}=33,5 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$I_{A1}=411 \text{ А} < I_{д}=510 \text{ А};$$

$$I_{12}=294 \text{ А} < I_{д}=330 \text{ А};$$



$$I_{23}=176 \text{ A} < I_{\text{д}}=265 \text{ A}.$$

Все выбранные сечения удовлетворяют условию допустимого нагрева длительным током.

Параметры воздушных линий электропередачи с проводами выбранных сечений занесены в табл. П.1.

Параметры  $r_0$ ,  $x_0$ , и  $b_0$  приняты в соответствии со справочными данными. Параметры  $R$ ,  $X$  и  $B$  рассчитаны по выражениям (2.3), (2.7) и (2.11) соответственно. Зарядная мощность линий рассчитана по выражению (2.12)

Таблица П. 1

Линия	Провод	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км	$L$ , км	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B \cdot 10^{-6}$ , См	$Q_c$ , Мвар
A1	АС185	0,16	0,41	2,75	50	8	20,5	138	1,67
12	АС95	0,31	0,43	2,61	60	18,6	17,2	157	1,9
23	АС70	0,43	0,44	2,55	40	17,2	17,6	102	1,23
B3	АС185	0,16	0,41	2,75	75	12	30,8	206	2,49

$$Q_{cA1} = U_{\text{ном}}^2 B = 110^2 \cdot 138 \cdot 10^{-6} = 1,67 \text{ Мвар};$$

$$Q_{c12} = 1,9 \text{ Мвар};$$

$$Q_{c23} = 1,23 \text{ Мвар};$$

$$Q_{cB3} = 2,49 \text{ Мвар}.$$

#### П.4. Выбор трансформаторов

В соответствии с исходными данными в состав нагрузок  $S_{H1}$ ,  $S_{H2}$  и  $S_{H3}$  входят потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Поэтому на каждой подстанции принимаем к установке 2 трансформатора. Мощность трансформаторов на подстанциях выбираем по выражению (9.41) при  $k_{\text{п}}=1,4$

$$S_{\text{Т ном}} \geq S_{\text{н}} / 1,4.$$

Для потребителей с одинаковыми нагрузками  $S_{H1} = S_{H2} = 22,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  номинальные мощности трансформаторов составят

$$S_{\text{Т ном}} \geq 22,4 / 1,4 = 15,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем к установке трансформаторы типа ТДН-16000/110.

Для потребителя с нагрузкой  $S_{H3} = 33,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  номинальная мощность одного трансформатора составит

$$S_{\text{Т ном}} \geq 33,5 / 1,4 = 23,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем к установке 2 трансформатора типа ТРДН-25000/110.

Справочные и расчетные параметры выбранных трансформаторов занесем в табл. П2.

Таблица П.2.

Трансформатор	$S_{\text{ТНОМ}}$ , кВ·А	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$U_{\text{НН}}$ , кВ	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$u_k$ , %	$I_x$ , %	$\Delta Q_x$ , квар	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом
ТДН-16000/110	16000	115	10,5	18	85	10,5	0,7	112	4,4	86,8
ТРДН-25000/110	25000	115	11	25	120	10,5	0,65	163	2,5	55,5

Параметры  $S_{\text{ТНОМ}}$ ,  $U_{\text{ВН}}$ ,  $U_{\text{НН}}$ ,  $\Delta P_x$ ,  $\Delta P_k$ ,  $u_k$  и  $I_x$  приняты в соответствии со справочными данными. Параметры  $R_T$ ,  $X_T$  и  $\Delta Q_x$  рассчитаны по выражениям (2.19), (2.22) и (2.26) соответственно.

Для трансформатора ТДН-16000/110

$$R_T = \Delta P_k U_{\text{ВН}}^2 10^3 / S_{\text{ТНОМ}}^2 = 85 \cdot 115^2 \cdot 10^3 / 16000^2 = 4,4 \text{ Ом};$$

$$X_T = u_k \% U_{\text{ВН}}^2 10^3 / 100 S_{\text{ТНОМ}} = 10,5 \cdot 115^2 \cdot 10^3 / 100 \cdot 16000 = 86,8 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_x = I_x \% S_{\text{ТНОМ}} / 100 = 0,7 \cdot 16000 / 100 = 112 \text{ квар.}$$

Для трансформатора ТРДН-25000/110:

- $R_T = 2,5 \text{ Ом};$
- $X_T = 55,5 \text{ Ом};$
- $\Delta Q_x = 163 \text{ квар.}$

Отметим, что для трансформатора ТРДН-25000/110 с расщепленными обмотками низшего напряжения сопротивления  $R_T$  и  $X_T$  определены для случая, когда эти расщепленные обмотки работают параллельно. В случае раздельной работы этих обмоток сопротивление каждой обмотки, в соответствии с (2.31), будет в 2 раза больше  $R_T' = R_T'' = 2R_T$ ,  $X_T' = X_T'' = 2X_T$ .

После выбора номинального напряжения сети, сечений проводов воздушных линий и трансформаторов на подстанциях принципиальная схема электрической сети будет иметь вид, показанный на рис. П.3.

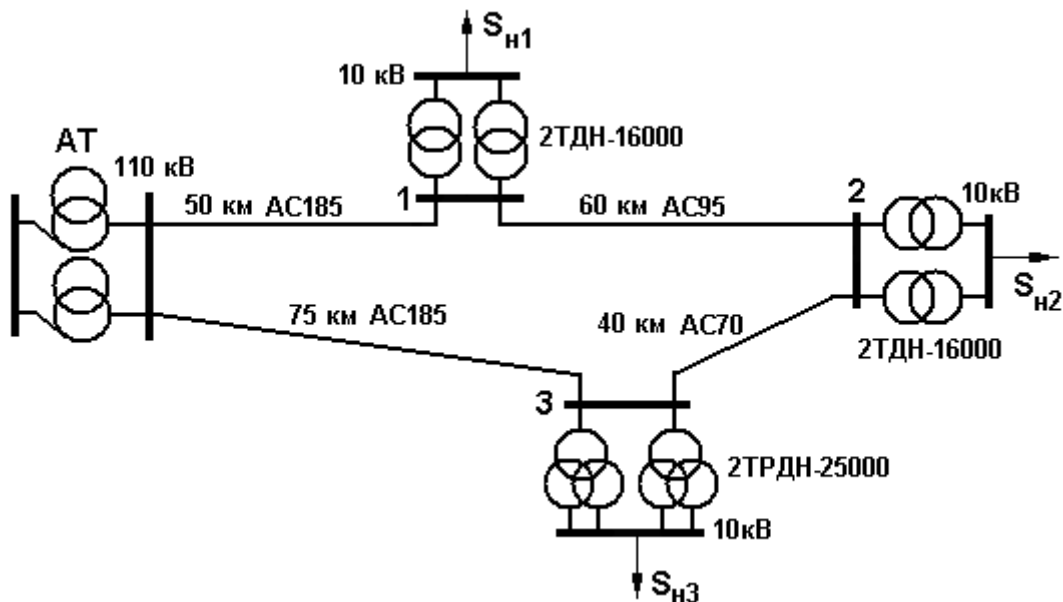


Рис. П.3. Принципиальная схема электрической сети

### П.5. Определение расчетных нагрузок узлов

Схема замещения 1-го узла нагрузки электрической сети, приведенной на рис. П.3, имеет вид, показанный на рис. П.4.

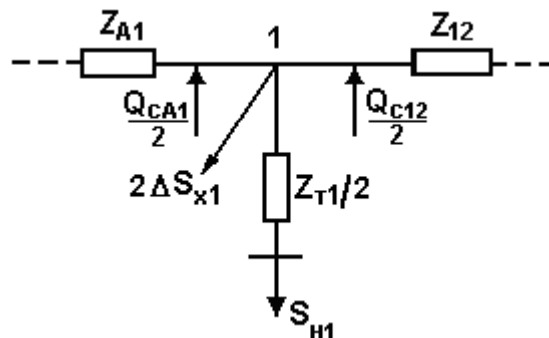


Рис. П.4. Схема замещения 1-го узла электрической сети

Расчетная нагрузка этого узла в соответствии с выражениями (4.1), (2.29,а) и (2.30,а) составит

$$P_1 = P_{H1} + 2\Delta P_{x1} + \Delta P_{к1} S_{H1}^2 / 2S_{ТНОМ}^2 =$$

$$= 20 + 2 \cdot 0,018 + 0,085 \cdot 22,4^2 / 2 \cdot 16^2 = 20,12 \text{ МВт};$$

$$Q_1 = Q_{H1} + 2\Delta Q_{x1} + u_K \% S^2 / 2 \cdot 100 S_{ТНОМ} - (Q_{cA1} + Q_{c12}) / 2 =$$

$$= 10 + 2 \cdot 0,112 + 10,5 \cdot 22,4^2 / 2 \cdot 100 \cdot 16 - (1,67 + 1,9) / 2 = 10,085 \text{ Мвар}.$$

Расчетные нагрузки узлов 2 и 3 определяются аналогично:

- $P_2 = 20,12 \text{ МВт}$ ;  $Q_2 = 10,305 \text{ Мвар}$ ;
- $P_3 = 30,16 \text{ МВт}$ ;  $Q_3 = 15,82 \text{ Мвар}$ .

После определения расчетных нагрузок узлов 1, 2 и 3 схема замещения электрической сети будет иметь вид, показанный на рис. П.5.

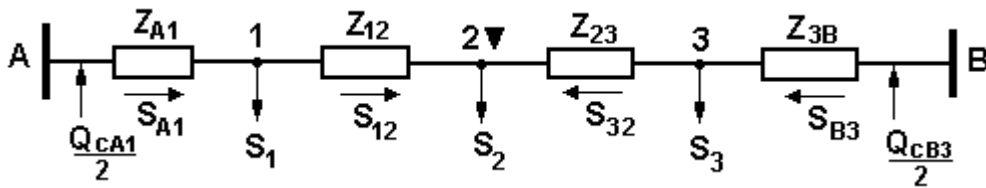


Рис. П.5. Схема замещения электрической сети

### П.6. Расчет установившегося режима кольцевой сети

В результате расчета установившегося режима электрической сети определяются:

- точное потокораспределение в сети;
- напряжения в узлах сети для оценки качества напряжения и необходимости его регулирования.

Предварительное потокораспределение в сети найдем без учета потерь мощности. Для определения мощностей, протекающих по головным участкам  $A1$  и  $B3$ , воспользуемся выражением (4.29)

$$S_{A1} = (S_1 Z_{1B}^* + S_2 Z_{2B}^* + S_3 Z_{3B}^*) / Z_{AB}^* =$$

$$= ((20,12 + j10,085)(47,8 - j65,6) + (20,12 + j10,305)(29,2 - j48,4) +$$

$$+ (30,16 + j15,82)(12 - j30,8)) / (55,8 - j86,1) = 37,27 + j17,18 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{B3} = (S_3 Z_{3A}^* + S_2 Z_{2A}^* + S_1 Z_{1A}^*) / Z_{AB}^* =$$

$$= ((30,16 + j15,82)(43,8 - j55,3) + (20,12 + j10,305)(26,6 - j37,7) +$$

$$+ (20,12 + j10,085)(8 - j20,5)) / (55,8 - j86,1) = 33,13 + j19,03 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для проверки правильности выполненного расчета проверим условие

$$S_{A1} + S_{B3} = S_1 + S_2 + S_3.$$

Подставляя численные значения, получим

$$S_{A1} + S_{B3} = 37,27 + j17,18 + 33,13 + j19,03 = 70,4 + j36,21 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_1 + S_2 + S_3 = 20,12 + j10,085 + 20,12 + j10,305 + 30,16 + j15,82 =$$

$$= 70,4 + j36,21 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Условие выполняется, следовательно, расчет мощностей головных участков выполнен правильно.

Мощности остальных участков найдем по первому закону Кирхгофа

$$S_{12}=S_{A1}-S_1=(37,27+j17,18)-(20,12+j10,085)=17,15+j7,095 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{32}=S_{B3}-S_3=(33,13+j19,03)-(30,16+j15,82)=2,97+j32,1 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Видно, что узлом потокораздела является узел 2, поскольку к этому узлу мощности притекают с разных сторон. Узел потокораздела обозначен на схеме замещения значком ▼.

В результате выполненного расчета кольцевая сеть условно делится по узлу 2 на две разомкнутые схемы (рис. П.6).

Расчет двух разомкнутых схем выполним в соответствии с алгоритмом, изложенным в п. 4.4. Этот расчет включает в себя два этапа. На первом этапе определяем уточненное потокораспределение в сети. Расчет ведем при напряжении сети, равном номинальному  $U_{ном}=110$  кВ. Рассмотрим подробно расчет левой части схемы рис. П.6.

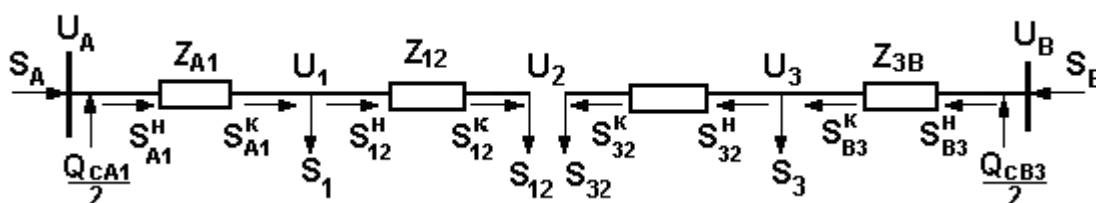


Рис. П.6. Деление кольцевой схемы на две разомкнутые схемы

Мощность в конце участка 12

$$S_{12}^k=S_{12}=17,15+j7,095 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Потери мощности в линии 12 в соответствии с выражениями (4.11) составляют

$$\Delta P_{12}=(S_{12}^k)^2 R_{12}/U_{ном}^2=(17,15^2+7,095^2)18,6/110^2=0,53 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{12}=(S_{12}^k)^2 X_{12}/U_{ном}^2=(17,15^2+7,095^2)17,2/110^2=0,49 \text{ Мвар}.$$

Мощность в начале линии 12 составляет

$$S_{12}^h=S_{12}^k+\Delta S_{12}=17,15+j7,095+0,53+j0,49=17,68+j7,585 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность в конце линии A1 определится по первому закону Кирхгофа

$$S_{A1}^k=S_{12}^h+S_1=17,68+j7,585+20,12+j10,085=37,8+j17,67 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Потери мощности в линии A1 составляют

$$\Delta P_{A1}=(S_{A1}^k)^2 R_{A1}/U_{ном}^2=(37,8^2+17,67^2)8/110^2=1,15 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{A1}=(S_{A1}^k)^2 X_{A1}/U_{ном}^2=(37,8^2+17,67^2)20,5/110^2=29,5 \text{ Мвар}.$$

Мощность в начале линии  $A1$  составляет

$$S_{A1}^H = S_{A1}^K + \Delta S_{A1} = 37,8 + j10,96 + 1,15 + j2,95 = 38,95 + j13,91 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность, требуемая от источника  $A$ , определяется по первому закону Кирхгофа

$$S_A = S_{A1}^H - jQ_{cA1}/2 = 38,95 + j13,91 - j1,67/2 = 38,95 + j13,075 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Совершенно аналогично выполняется первый этап расчета для правой части схемы рис. П.6. Величины мощностей в соответствии с обозначениями, указанными на рис. П.6, составляют

$$S_{32}^K = 2,97 + j3,21 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{32}^H = 2,995 + j3,24 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{B3}^K = 33,155 + j19,06 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{B3}^H = 34,605 + j12,78 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_B = 34,605 + j11,535 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

На втором этапе расчета определяются напряжения в узлах сети. Пусть напряжение в центре питания (на узловой подстанции) в режиме наибольшей нагрузки составляет  $U_A = U_B = 114$  кВ. Падение напряжения в линии  $A1$  в соответствии с выражением (4.8) будет

$$\begin{aligned} \Delta U_{A1} &= \Delta U_{A1} + j\delta U_{A1} = \\ &= ((P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}) + j(P_{A1}^H X_{A1} - Q_{A1}^H R_{A1}))/U_A = \\ &= ((38,95 \cdot 8 + 13,91 \cdot 20,5) + j(38,95 \cdot 20,5 - 13,91 \cdot 8))/114 = 4,35 + j6,05 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Модуль напряжения в узле 1 составляет

$$U_1 = \sqrt{(U_A - \Delta U_{A1})^2 + \delta U_{A1}^2} = \sqrt{(114 - 4,35)^2 + 6,05^2} = 109,8 \text{ кВ}.$$

Напряжение в узле 1 при учете только продольной составляющей падения напряжения составляет

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1} = 114 - 4,35 = 109,65 \text{ кВ}.$$

Видно, что влияние поперечной составляющей падения напряжения в сети 110 кВ очень невелико ( $109,8 \text{ кВ} \approx 109,65 \text{ кВ}$ ). В дальнейшем при расчете напряжений с целью упрощения будет учитываться только продольная составляющая падения напряжения, называемая потерей напряжения.

Потеря напряжения в линии 12 составляет

$$\begin{aligned}\Delta U_{12} &= (P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}) / U_1 = \\ &= (17,68 \cdot 18,6 + 7,585 \cdot 17,2) / 109,65 = 4,2 \text{ кВ.}\end{aligned}$$

Напряжение в узле 2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 109,65 - 4,2 = 105,45 \text{ кВ.}$$

Совершенно аналогично выполняется второй этап расчета для правой части схемы рис. П.6. Потери напряжения и величины напряжений в узлах в соответствии с обозначениями, указанными на схеме рис. П.6, составляют:

- $\Delta U_{B3} = 7,1 \text{ кВ};$
- $U_3 = 106,9 \text{ кВ};$
- $\Delta U_{32} = 1,0 \text{ кВ};$
- $U_2 = 105,9 \text{ кВ}.$

Ограничимся в расчетах одной итерацией. Некоторое отличие напряжений узла 2, вычисленных для левой ( $U_2 = 105,45 \text{ кВ}$ ) и правой ( $U_2 = 105,9 \text{ кВ}$ ) частей схемы можно объяснить пренебрежением поперечной составляющей падения напряжения, а также ограничением расчетов одной итерацией. В дальнейших расчетах будем полагать, что напряжение в узле 2 составляет  $U_2 = 105,45 \text{ кВ}$ .

### П.7. Расчет напряжений на вторичной обмотке трансформаторов

Напряжения на первичной обмотке трансформаторов  $U_1$ ,  $U_2$  и  $U_3$  определены при расчете установившегося режима электрической сети. Расчет напряжения на вторичной обмотке трансформаторов рассмотрим на примере узла 3, схема замещения которого приведена на рис. П.7.

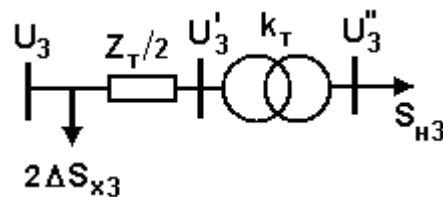


Рис. П.7. Схема замещения узла 3

Потеря напряжения в двух трансформаторах узла 3 составляет

$$\Delta U_{T3} = (P_{H3} R_T + Q_{H3} X_T) / 2U_{ном} = (30 \cdot 2,5 + 15 \cdot 55,5) / 2 \cdot 110 = 4,1 \text{ кВ.}$$

Напряжение на вторичной обмотке трансформаторов, приведенное к первичной обмотке,

$$U_3' = U_3 - \Delta U_{T3} = 106,9 - 4,1 = 102,8 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на вторичной обмотке трансформаторов при номинальном коэффициенте трансформации

$$U_3'' = U_3' / k_T = 102,8 \cdot 11 / 115 = 9,8 \text{ кВ.}$$

Аналогичные расчеты выполним для узлов 1 и 2:

- $\Delta U_{T1} = 4,25 \text{ кВ}$ ;  $U_1' = 105,4 \text{ кВ}$ ;  $U_1'' = 9,62 \text{ кВ}$ ;
- $\Delta U_{T2} = 4,35 \text{ кВ}$ ;  $U_2' = 101,1 \text{ кВ}$ ;  $U_2'' = 9,23 \text{ кВ}$ .

В соответствии с требованиями [1] в режиме наибольшей нагрузки напряжения  $U_1''$ ,  $U_2''$  и  $U_3''$  должны быть не ниже 10,5 кВ. Следовательно, на всех трех подстанциях необходимо регулировать напряжение.

## П.8. Регулирование напряжения

Напряжения на первичной обмотке трансформаторов, вычисленные при расчете установившегося режима электрической сети, составляют:

- $U_1 = 109,65 \text{ кВ}$ ;
- $U_2 = 105,45 \text{ кВ}$ ;
- $U_3 = 106,9 \text{ кВ}$ .

Напряжения на вторичной обмотке трансформаторов, приведенные к первичной обмотке, рассчитаны в предыдущем пункте и составляют:

- $U_1' = 105,4 \text{ кВ}$ ;
- $U_2' = 101,1 \text{ кВ}$ ;
- $U_3' = 102,8 \text{ кВ}$ .

Напряжения на вторичной обмотке трансформаторов при положении РПН на нулевом ответвлении рассчитаны в предыдущем пункте и составляют:

- $U_1'' = 9,62 \text{ кВ}$ ;
- $U_2'' = 9,23 \text{ кВ}$ ;
- $U_3'' = 9,8 \text{ кВ}$ .

Требуемые [1] напряжения на вторичных обмотках трансформаторов в режиме наибольшей нагрузки должны удовлетворять условиям

- $U_1'' \geq 10,5 \text{ кВ}$ ;
- $U_2'' \geq 10,5 \text{ кВ}$ ;
- $U_3'' \geq 10,5 \text{ кВ}$ .

При номинальных коэффициентах трансформации  $k_{T1} = k_{T2} = 115 / 10,5 = 10,95$  и  $k_{T3} = 115 / 11 = 10,45$  эти условия не выполняются.

Выбранные выше трансформаторы (ТДН и ТРДН) имеют устройство РПН с диапазоном регулирования напряжения  $\pm 9,78\%$ . Необходимо оценить достаточность диапазона регулирования напряжения для поддержания напряжений на вторичной обмотке трансформаторов на требуемом уровне.

Выбор регулировочных ответвлений РПН выполним для узла 2 с самым низким уровнем напряжения  $U_2'' = 9,23 \text{ кВ}$ . Для трансформаторов, установленных в этом узле, необходимо переключить РПН с нулевого



ответвления на требуемое ответвление  $U_{\text{отв } T}$ , т.е. изменить номинальный коэффициент трансформации  $k_{T2}$  до требуемого значения  $k_{T2 T}$ , обеспечивающего на вторичной обмотке трансформаторов требуемое напряжение  $U_2'' \geq 10,5$  кВ. В соответствии с выражением (7.6) напряжение требуемого регулировочного ответвления

$$U_{\text{отв } T} = U_2' U_{\text{нн}} / U_2'' = 101,1 \cdot 10,5 / 10,5 = 101,1 \text{ кВ.}$$

Полученное напряжение требуемого регулировочного ответвления округляется до ближайшего  $i$ -го стандартного значения, которое подбирается по выражению (7.8)

$$U_{\text{отв } i} = U_{\text{нн}} \pm i \cdot 1,78 \cdot U_{\text{нн}} / 100 = 115 \pm i \cdot 1,78 \cdot 115 / 100 = 115 \pm i \cdot 2,047$$

или по табл. 7.2. Из последнего соотношения (или табл. 7.2) следует, что номер требуемого регулировочного ответвления  $i = -7$ , а стандартное напряжение этого ответвления

$$U_{\text{отв } -7} = 115 - 7 \cdot 2,047 = 100,67 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на вторичной обмотке трансформаторов после регулирования

$$U_{2д} = U_2' U_{\text{нн}} / U_{\text{отв } -7} = 101,1 \cdot 10,5 / 100,67 = 10,54 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ.}$$

Требование [1] для режима наибольшей нагрузки выполняется. Диапазон регулирования  $\pm 9,1,78\%$  достаточен для поддержания на требуемом уровне напряжения на вторичной обмотке трансформаторов в узле 2.

Регулирование напряжения в узлах 1 и 3 выполняется аналогично. Для этих узлов диапазон регулирования напряжения  $\pm 9,1,78\%$  будет также достаточен, поскольку напряжения в этих узлах выше, чем в узле 2.

## П.9. Оценка экономичности режима электрической сети

Экономичность режима электрической сети оценим по величине потерь мощности и электроэнергии.

Суммарные потери активной мощности в сети определяются как разность между активной мощностью, требуемой от источника питания, и активной мощностью нагрузок. Активная мощность, требуемая от источника питания, определена при расчете установившегося режима электрической сети и составляет

$$P = P_A + P_B = 38,95 + 34,605 = 73,555 \text{ МВт.}$$

Суммарная активная мощность нагрузок согласно исходным данным составляет

$$P_{\Sigma} = 20 + 20 + 30 = 70 \text{ МВт.}$$

Суммарные потери активной мощности

$$\Delta P_{\Sigma} = P - P_{\Sigma} = 73,555 - 70 = 3,555 \text{ МВт.}$$

Доля потерь от активной мощности, отпущенной потребителям, составляет

$$\Delta P_{\Sigma} \% = \Delta P_{\Sigma} 100 / P = 3,555 \cdot 100 / 73,555 = 4,8 \%$$

Доля потерь от потребляемой активной мощности

$$\Delta P_{\Sigma} \% = \Delta P_{\Sigma} 100 / (P_{n1} + P_{n2} + P_{n3}) = 3,555 \cdot 100 / 70 = 5,1 \%$$

Суммарные потери активной мощности условно делятся на переменные  $\Delta P_{\Sigma}'$  и постоянные  $\Delta P_{\Sigma}''$ . Постоянные потери или потери в сердечниках трансформаторов в соответствии с табл. П.2 составляют

$$\Delta P_{\Sigma}'' = 2\Delta P_{x1} + 2\Delta P_{x2} + 2\Delta P_{x3} = 2 \cdot 0,018 + 2 \cdot 0,018 + 2 \cdot 0,025 = 0,122 \text{ МВт.}$$

Остальная часть суммарных потерь мощности – это переменные потери в активных сопротивлениях линий и трансформаторов

$$\Delta P_{\Sigma}' = \Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{\Sigma}'' = 3,555 - 0,122 = 3,433 \text{ МВт.}$$

Видно, что основную часть суммарных потерь (96...97%) составляют переменные потери.

Годовые потери электроэнергии в соответствии с выражениями (8.7) и (8.1) составят

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta P_{\Sigma}' \tau + \Delta P_{\Sigma}'' T_{\text{вкл}} = 3,433 \cdot 4000 + 0,122 \cdot 8760 = 18 \text{ тыс. МВт}\cdot\text{ч.}$$

Число часов наибольших потерь в соответствии с эмпирической формулой (8.6)

$$\tau_{\text{max}} = (0,124 + T_{\text{max}} 10^{-4})^2 8760 = (0,124 + 5500 \cdot 10^{-4})^2 8760 = 4000 \text{ ч.}$$

Доля потерь от электроэнергии, отпущенной потребителям, составляет

$$\Delta W_{\text{год}} \% = \Delta W_{\text{год}} 100 / (P T_{\text{max}}) = 18 \cdot 10^3 \cdot 100 / (73,555 \cdot 5500) = 4,4 \%$$

## Библиографический список

1. Правила устройства электроустановок: 6-е изд.-М.:Изд-во ДЕАН, 2001.
2. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов/В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.:Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева.-2-е изд., перераб. и доп.-М.:Высш. шк., 1998.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.- М.: Энергоатмиздат, 1989.
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро.- 3-е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. Электротехнический справочник: В 3 т. Т 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общ. ред. профессоров МЭИ: И.Н. Орлова (гл. ред.) и др.- 7-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1988.
6. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии.- М.: Энергоатомиздат, 1985.
7. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98/Под ред. Б.Н. Неклепаева.-М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.
8. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.-СПб.: АНО ОУ УМИТЦ, 2003.

## Предметный указатель

- Автотрансформатор 24
- Батарея конденсаторов 86
- Генератор синхронный 26
- График нагрузки 42
- Двигатель синхронный 26
- Диаграмма векторная 28, 51
- Диапазон регулирования напряжения 102
- Длина волны 40
- Закон встречного регулирования напряжения 104
- Интервал экономический 117
- Компенсатор синхронный 86
- Компенсирующее устройство 44, 84, 88
- Корона 12, 118
- Коэффициент
  - мощности 109
  - температурный 9
  - трансформации 95
- Линия электропередачи
  - воздушная 16
  - кабельная 16
  - постоянного тока 42
- Метод
  - Гаусса 67
  - Зейделя 69
  - итерационный 51, 67
  - Ньютона 70
- Мощность
  - Зарядная 13
  - типовая 25
- Нагрузка
  - комплексная 30
  - расчетная 126
- Напряжение
  - наибольшее рабочее 93
  - номинальное линии, сети 5
- Напряженность поля 12
- Падение напряжения 50
- Параметры
  - воздушной линии 8
  - кабельной линии 8
  - погонные 8
  - трансформатора 17
- Плотность тока
  - экономическая 115
- Подстанция
  - потребительская 6
  - системная 6
  - узловая 38
- Потери мощности 20, 109
- Потери напряжения 55
- Потребитель электроэнергии 29
- Приемник электроэнергии 29
- Проводимость
  - активная 12
  - емкостная 12
  - взаимная 64
  - собственная 64
- Расстояние среднегеометрическое 11
- Реактор шунтирующий 42
- Регулирование напряжения
  - встречное 104
  - местное 105
  - централизованное 104
- Регулятор турбины 75
- Режим установившийся 61
- Сеть
  - городская 111, 123
  - замкнутая 6
  - кольцевая 38
  - магистральная 35
  - местная 6, 34
  - промышленная 111, 125
  - радиальная 34
  - разомкнутая 47
  - районная 6

- распределительная 6
- сельскохозяйственная 111, 124
- системообразующая 6
- сложнозамкнутая 37, 47, 61

Сечение проводника  
стандартное 115

Система энергетическая 4

Система электроэнергетическая 4

Сопротивление линии

- активное 9
- волновое 40
- индуктивное 10
- погонное 8
- омическое 10

Сопротивление трансформатора

- активное 17
- индуктивное 17

Составляющая  
падения напряжения

- поперечная 50
- продольная 50

Схема замещения

- автотрансформатора 25
- линии 16
- синхронной машины 27
- трансформатора 17, 22, 23

Температура

- длительно допустимая 118
- предельно допустимая 121

Ток длительно допустимый 119

Трансформатор

- двухобмоточный 17
- идеальный 100
- распределительный 104
- регулировочный 99
- трехобмоточный 22

Узел

- базисный 63
- балансирующий 62
- нагрузки 30
- потокораздела 56

Уравнения узловых напряжений 62

Характеристика статическая 32

Центр питания 34

Число часов

- наибольшей нагрузки 109
- наибольших потерь 110

Электрическая сеть 4

# Оглавление

<b>Предисловие</b> .....	3
<b>Введение</b> .....	4
<b>1. Классификация электрических сетей</b> .....	5
2. Параметры элементов электроэнергетических систем .....	8
2.1. Схемы замещения и параметры линий электропередачи .....	8
2.2. Схемы замещения и параметры трансформаторов .....	17
2.2.1. Двухобмоточные трансформаторы .....	17
2.2.2. Трехобмоточные трансформаторы .....	22
2.2.3. Автотрансформаторы .....	24
2.3. Представление синхронных машин в расчетных схемах .....	26
2.4. Представление нагрузок в расчетных схемах .....	29
<b>3. Схемы электрических сетей</b> .....	34
3.1. Схемы местных электрических сетей .....	34
3.2. Схемы районных электрических сетей .....	37
3.3. Системообразующие сети переменного тока .....	39
3.4. Электропередачи постоянного тока .....	42
<b>4. Расчет установившихся режимов электрических сетей</b> .....	46
4.1. Общие положения .....	46
4.2. Расчетные нагрузки узлов районной электрической сети .....	48
4.3. Расчет режима разомкнутой сети по напряжению, заданному в конце сети .....	49
4.4. Расчет режима разомкнутой сети по напряжению, заданному в начале сети .....	51
4.5. Определение напряжения на вторичной обмотке трансформатора .....	53
4.6. Особенности расчета местных электрических сетей .....	54
4.7. Расчет режима замкнутой сети .....	56
<b>5. Расчет установившихся режимов сложных электрических сетей</b> .....	62
5.1. Общие положения .....	62
5.2. Линейные уравнения узловых напряжений .....	62
5.3. Нелинейные уравнения узловых напряжений .....	66
5.4. Методы решения линейных уравнений узловых напряжений .....	67
5.5. Методы решения нелинейных уравнений узловых напряжений .....	70
<b>6. Режимы работы электроэнергетических систем</b> .....	72
6.1. Баланс активной мощности .....	72
6.2. Регулирование частоты в изолированной электроэнергетической системе .....	74
6.3. Регулирование частоты в электроэнергетической системе .....	76
6.4. Основы оптимального распределения активной мощности в электроэнергетической системе .....	79
6.5. Баланс реактивной мощности .....	82
6.6. Средства компенсации реактивной мощности .....	84
6.7. Размещение компенсирующих устройств .....	88
<b>7. Регулирование напряжения в электрических сетях</b> .....	92
7.1. Общая характеристика режима электрической сети по	

напряжению .....	92
7.2. Регулирование напряжения на электростанциях.....	94
7.3. Регулирование напряжения на подстанциях.....	95
7.4. Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов .....	100
7.5. Регулирование напряжения в распределительных местных сетях.....	103
7.6. Основы регулирования напряжения в распределительных районных и системообразующих сетях .....	107
<b>8. Потери мощности и энергии в электрической сети .....</b>	<b>108</b>
<b>9. Выбор основных параметров электрических сетей.....</b>	<b>111</b>
9.1. Выбор номинального напряжения сети.....	111
9.2. Выбор сечений проводов и кабелей по экономическим критериям .....	114
9.3. Учет технических ограничений при выборе сечений .....	117
9.4. Выбор сечений по допустимой потере напряжения в местной распределительной сети .....	121
9.5. Выбор трансформаторов на подстанциях .....	125
<b>Приложение. Пример расчета электрической сети .....</b>	<b>128</b>
<b>Библиографический список.....</b>	<b>142</b>
<b>Предметный указатель .....</b>	<b>143</b>

Костин Владимир Николаевич  
Распопов Евгений Васильевич  
Родченко Евгений Александрович

Передача и распределение электроэнергии

Учебное пособие

Редактор И.Н. Садчикова

Сводный темплан 2003 г.  
Лицензия ЛР №020308 от 14.02.97

---

Подписано в печать

Формат 60x84 1/16.

Б.кн.-журн.

П.л. 9,187

Б.л. 4,593

РТП РИО СЗТУ

Тираж 300

Заказ

---

Северо-Западный государственный заочный технический университет  
РИО СЗТУ, член Издательско-полиграфической ассоциации вузов Санкт-  
Петербурга  
191186, Санкт-Петербург, ул. Миллионная, 5.

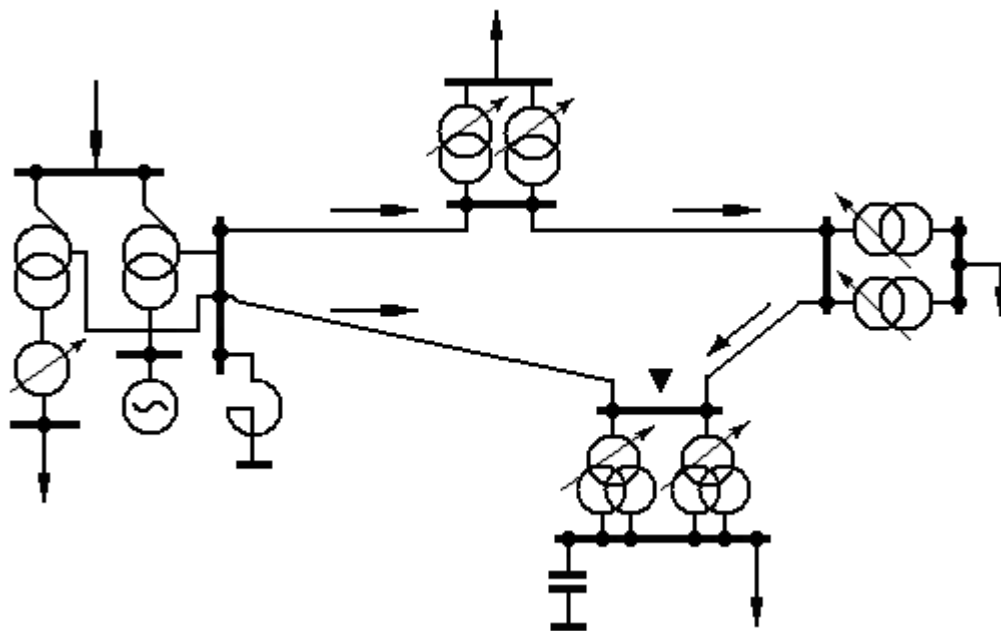


Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное агентство по образованию  
Государственное образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
Северо-Западный государственный заочный  
технический университет

В. Н Костин  
Е. В. Распопов  
Е.А. Родченко

## Передача и распределение электроэнергии

Учебное пособие



Санкт-Петербург  
2003