

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Тамбовский государственный технический университет»

**В. В. АФОНИН, К. А. НАБАТОВ**

# **ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ**

Часть 2

Утверждено Учёным советом университета  
в качестве учебного пособия  
для бакалавров, обучающихся по направлению  
140400.62 «Электроэнергетика»



---

Тамбов  
◆Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ»◆  
2014

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.27

A94

Рецензенты:

Доктор технических наук, профессор,  
заведующий лабораторией использования  
альтернативных источников энергии ГНУ ВИИТиН,

*А. М. Шувалов*

Доктор технических наук, профессор,  
декан факультета «Информационные технологии» ФГБОУ ВПО «ТГТУ»

*Ю. Ю. Громов*

**Афонин, В. В.**

A94 Электрические системы и сети : учебное пособие : в 2 ч. /  
В. В. Афонин, К. А. Набатов. – Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО  
«ТГТУ», 2014. – Ч. 2. – 128 с. – 100 экз. – ISBN 978-5-8265-1261-6.  
Ч. 1.– 2013. – ISBN 978-5-8265-1196-1.

Рассматриваются характеристики и нагрузка узлов электрической сети, расчёт установившихся режимов электрических сетей с одним источником питания, рабочие режимы и регулирование частоты в электроэнергосистемах.

Соответствует требованиям федеральных государственных образовательных стандартов высшего профессионального образования по направлению подготовки бакалавров 140400.62 «Электроэнергетика».

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.27

ISBN 978-5-8265-1195-4

ISBN 978-5-8265-1261-6 (ч. 2)

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный технический университет» (ФГБОУ ВПО ТГТУ), 2014

## ВВЕДЕНИЕ

Содержание учебного пособия соответствует программе курса «Электроэнергетические системы и электрические сети», который читается бакалаврам по направлению 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника».

Дисциплина «Электроэнергетические системы и электрические сети» – одна из базовых, в которых закладывается фундамент специальной подготовки. Цель изучения дисциплины – формирование знаний в области теории расчётов и анализа режимов электрических систем и сетей, обеспечения при их проектировании и эксплуатации экономичности, надёжности, а также качества электроэнергии.

Основные задачи дисциплины – научить составлять схемы замещения, определять их параметры и рассчитывать режимы электрических сетей и систем; научить основам проектирования электрических сетей и систем и методам повышения их экономичности, надёжности и качества электроэнергии; ознакомить с физической сущностью явлений, сопровождающих процесс производства, распределения и потребления электроэнергии.

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

В настоящем учебном пособии изложен материал по электрическим сетям, который включает характеристики и параметры узлов нагрузок сети, алгоритмы расчётов установившихся режимов сетей с одним источником питания, рабочие режимы и регулирование частоты в электроэнергосистемах.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЭЭ	– электрическая энергия
АМ	– активная мощность
РМ	– реактивная мощность
ЭС	– электростанция
КУ	– компенсирующие устройства
ПКЭ	– показатели качества ЭЭ
ЭЭС	– электроэнергетическая система
ПС	– подстанция
ЭНС	– энергосистема
САР	– система автоматического регулирования
АРС	– автоматический регулятор скорости
МИО	– механизм изменения оборотов
ГЭС	– гидравлическая электростанция
ОЭС	– объединённая энергосистема
АРВ	– автоматический регулятор возбуждения
АСДУ	– автоматическая система диспетчерского управления

## Глава 1

# ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПАРАМЕТРЫ УЗЛОВ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 1.1. ПОНЯТИЕ УЗЛА КОМПЛЕКСНОЙ НАГРУЗКИ

Электрические сети различных номинальных напряжений образуют иерархическую структуру, на нижних уровнях которой осуществляется электроснабжение непосредственных потребителей – промышленных предприятий, коммунальных учреждений, жилых домов и т.п. На каждом из этих уровней функционирование сети определяется свойствами того состава потребителей, который питается от рассматриваемой сети через сети более низких напряжений. Так, например, для сети 110 кВ с понижающими подстанциями 110/10 кВ распределение мощностей в ветвях её схемы замещения в каждый момент времени будет определяться потребляемыми с шин 10 кВ каждой из таких подстанций мощностями [1].

Изменение этих мощностей во времени и в функции таких параметров режима, как напряжение и частота, в свою очередь определяется динамикой потребления и электрическими свойствами того комплекса электроприёмников, который получает питание от данной подстанции по распределительным сетям 10 и 0,38 кВ. Такую совокупность потребителей принято называть *комплексной нагрузкой* узла сети, а сам этот узел – *узлом нагрузки*. В качестве узлов нагрузки в нашем примере выступают шины 10 кВ понижающих подстанций. Вместе с тем в ряде случаев целесообразно рассматривать в качестве узлов нагрузки и шины более высоких номинальных напряжений. При этом, очевидно, сокращается общее число узлов расчётной схемы.

Однако такое эквивалентное представление нагрузки путём её приведения к шинам более высокой ступени напряжения требует соответствующего учёта характеристик трансформаторного оборудования, установленного на понижающих подстанциях. В нашем примере при приведении нагрузки в ступени 110 кВ – это характеристики двухобмоточных трансформаторов 110/10 кВ. Наряду с этим типом на ряде подстанций устанавливаются трёхобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы, которые обеспечивают связь сетей трёх номинальных напряжений. Таким образом, помимо свойств собственно комплексной нагрузки необходимо знать и параметры различного рода трансформаторного оборудования.

Знание всех этих свойств и характеристик требуется для разработки и проектов новых электрических сетей и для рациональной эксплуатации уже существующих.

## 1.2. ПАРАМЕТРЫ И СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

### 1.2.1. ПОДСТАНЦИИ С ДВУХОБОМОТОЧНЫМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

На понижающих подстанциях 35...330 кВ устанавливаются трёхфазные двухобмоточные трансформаторы, имеющие устройство автоматического регулирования коэффициента трансформации без отключения трансформатора от сети (под нагрузкой). Кратко они называются *трансформаторами с устройством РПН*, где аббревиатура расшифровывается как «регулирование под нагрузкой».

Принципиальная схема такого трансформатора показана на рис. 1.1, а, где стрелка символизирует наличие РПН в нейтрали обмотки высокого напряжения ( $U_1$ ). Вторая стрелка здесь является символом нагрузки  $S_2$  на шинах низшего напряжения ( $U_2$ ).

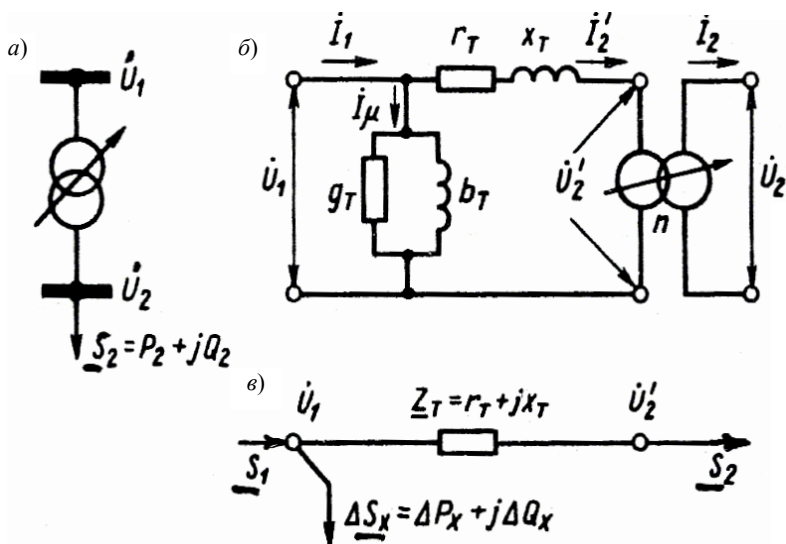


Рис. 1.1. Двухобмоточный трансформатор с РПН в принципиальной схеме сети (а), его полная (б) и упрощённая (в) схемы замещения

Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы с устройством РПН характеризуются следующими каталожными данными:

$S_{\text{т.ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$U_{\text{в.ном}}$  – номинальное линейное напряжение обмотки высшего напряжения (ВН), кВ;

$\pm N_{\text{отв}}$  – максимальное число положительных и отрицательных по отношению к основному выводу обмотки ВН регулировочных ответвлений;

$\Delta U_{*\text{отв}}$  – относительное значение изменения напряжения в процентах от  $U_{\text{в.ном}}$ , приходящееся на одно ответвление;

$U_{\text{н.ном}}$  – номинальное линейное напряжение обмотки низшего напряжения (НН), кВ;

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

$U_{*\text{к}}$  – относительное значение напряжения короткого замыкания, о.е. ;

$\Delta P_{\text{х}}$  – потери холостого хода, кВт;

$I_{*\text{х}}$  – относительное значение тока холостого хода, о.е.

Полная схема замещения двухобмоточного трансформатора представлена на рис. 1.1, б, где  $r_{\text{т}} = r_1 + r'_2$  – сумма активного сопротивления первичной обмотки и приведённого к ней активного сопротивления вторичной обмотки;  $x_{\text{т}} = x_{1l} + x'_{2l}$  – сумма индуктивного сопротивления рассеяния первичной обмотки и приведённого к ней индуктивного сопротивления вторичной обмотки. Эти два сопротивления обычно называют *активным и индуктивным сопротивлениями трансформатора*. Проводимости  $g_{\text{т}}$  и  $b_{\text{т}}$  определяют активную и реактивную слагающие намагничивающего тока трансформатора  $\dot{I}_{\mu}$ . Активная слагающая этого тока обусловлена потерями мощности в стали трансформатора, реактивная определяет магнитный поток взаимоиндукции обмоток трансформатора.

В схему (рис. 1.1, б) включён *идеальный трансформатор*, не имеющий сопротивлений и магнитных потоков рассеяния. Благодаря этому соотношение напряжений на его зажимах постоянно и определяется *коэффициентом трансформации* реального трансформатора в режиме холостого хода:

$$n = w_1 / w_2 ,$$

где  $w_1, w_2$  – числа витков соответственно первичной (ВН) и вторичной (НН) обмоток.

Наряду с полной схемой замещения в ряде случаев используется и упрощённая схема (рис. 1.1, в), в которой ветвь намагничивания представлена постоянным отбором мощности, равной потерям при холостом ходе ( $\Delta \underline{S}_x = \Delta P_x + jQ_x$ ). В этой схеме отсутствует символ идеального трансформатора в тех случаях, когда нас не интересует действительное напряжение на выводах обмотки НН ( $U_2$ ).

Активное и индуктивное сопротивления одной фазы трансформатора могут быть экспериментально определены из опыта короткого замыкания. Как известно, этот опыт состоит в том, что вторичная обмотка трансформатора замыкается накоротко, а к первичной обмотке подводится такое напряжение, при котором токи в обеих обмотках трансформатора имеют номинальные значения. Это напряжение называется *напряжением короткого замыкания*.

Активная мощность, потребляемая трансформатором в опыте короткого замыкания, практически целиком расходуется на нагрев его обмоток. Потери в стали при этом ничтожны из-за малости приложенного напряжения, поэтому можно считать, что в опыте короткого замыкания

$$\Delta P_k \approx 3I_{\text{ном}}^2 r_T = (S_{\text{т.ном}} / U_{\text{в.ном}})^2 r_T.$$

Отсюда вытекает выражение для определения активного сопротивления одной фазы трансформатора:

$$r_T = \Delta P_k U_{\text{в.ном}}^2 / S_{\text{т.ном}}^2. \quad (1.1)$$

Напряжение короткого замыкания  $U_k$  складывается из двух составляющих: падения напряжения в активном ( $U_{к.а}$ ) и реактивном ( $U_{к.р}$ ) сопротивлениях от тока, протекающего в режиме короткого замыкания (КЗ), причём в современных крупных трансформаторах первое слагаемое составляет лишь небольшую долю от второго, так как в таких трансформаторах  $r_T \ll x_T$ . Пренебрегая падением напряжения в активном сопротивлении трансформатора, можно считать

$$U_{*к} = U_{*к.р} = \sqrt{3} I_{\text{в.ном}} x_T / U_{\text{в.ном}},$$

откуда

$$x_T = U_{*к} U_{\text{в.ном}}^2 / S_{\text{т.ном}}. \quad (1.2)$$

Проводимости  $g_T$  и  $b_T$  схемы замещения трансформатора определяются по результатам опыта холостого хода, в котором при

разомкнутой вторичной обмотке к первичной обмотке трансформатора подводится номинальное напряжение. Как следует из схемы замещения трансформатора, ток и соответствующая мощность, потребляемая трансформатором в этом режиме, определяются параметрами цепи намагничивания. Следовательно,

$$\Delta P_x \approx U_{\text{в.ном}}^2 g_T \quad \text{и} \quad \Delta Q_x \approx U_{\text{в.ном}}^2 b_T,$$

откуда

$$g_T = \Delta P_x / U_{\text{в.ном}}^2, \quad (1.3)$$

$$b_T = \Delta Q_x / U_{\text{в.ном}}^2. \quad (1.4)$$

Намагничивающая мощность  $\Delta Q_x$  обычно принимается равной полной мощности потерь холостого хода трансформатора  $\Delta S_x$  ввиду малости потерь активной мощности  $\Delta P_x$  в сравнении с  $\Delta Q_x$ , т.е.  $\Delta Q_x \approx \Delta S_x$ .

Так как

$$I_{*x} = \frac{I_x}{I_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3}I_x U_{\text{в.ном}}}{\sqrt{3}I_{\text{ном}} U_{\text{в.ном}}} = \frac{\Delta S_x}{S_{\text{т.ном}}} \approx \frac{\Delta Q_x}{S_{\text{т.ном}}},$$

то

$$\Delta Q_x = I_{*x} S_{\text{т.ном}}. \quad (1.5)$$

Обратим внимание на то, что значения сопротивлений и проводимостей, определённые по формулам (1.1) – (1.4), приведены к стороне ВН трансформатора.

Передача мощности через трансформатор всегда сопровождается потерями мощности в активном и реактивном сопротивлениях обмоток, а также потерями, связанными с намагничиванием стали. Потери, возникающие в обмотках, зависят от протекающего по ним тока; потери, идущие на намагничивание, определяются приложенным напряжением и в первом приближении могут быть приняты неизменными и равными потерям холостого хода. Суммарные потери мощности в соответствии со схемой рис. 1.1, в могут быть вычислены как

$$\Delta P_T = 3(I'_2)r_T + \Delta P_x = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{(U'_2)^2} r_T + \Delta P_x, \quad (1.6)$$

$$\Delta Q_T = 3(I'_2)x_T + \Delta P_x = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{(U'_2)^2} x_T + \Delta Q_x. \quad (1.7)$$



В тех случаях, когда напряжение  $U'_2$  неизвестно, его принимают равным номинальному напряжению сети ( $U_{\text{НОМ}}$ ) той ступени, к которой приведены сопротивления  $r_T$  и  $x_T$ .

При параллельной работе  $n_T$  одинаковых трансформаторов их эквивалентное сопротивление уменьшается в  $n_T$  раз, тогда как потери на намагничивание увеличиваются в  $n_T$  раз. При этом

$$\Delta P_{T\Sigma} = \frac{1}{n_T} \frac{P_2^2 + Q_2^2}{(U'_2)^2} r_T + n_T \Delta P_X, \quad (1.8)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = \frac{1}{n_T} \frac{P_2^2 + Q_2^2}{(U'_2)^2} x_T + n_T \Delta Q_X. \quad (1.9)$$

Потери мощности могут быть найдены и непосредственно по *каталожным параметрам* трансформаторов без предварительного вычисления сопротивлений  $r_T$  и  $x_T$ . Действительно, подставляя в (1.8) и (1.9) выражения (1.1) и (1.2) для  $r_T$  и  $x_T$ , соответственно, получим

$$\Delta P_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} \frac{S_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \Delta P_K \frac{U_{\text{В.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} + n_T \Delta P_X, \quad (1.8a)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} \frac{S_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} U_{*K} \frac{U_{\text{В.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}} + n_T \Delta Q_X. \quad (1.9a)$$

В общем случае номинальное напряжение обмотки ВН ( $U_{\text{В.НОМ}}$ ) отличается от номинального напряжения соответствующей сети ( $U_{\text{НОМ}}$ ) в бóльшую сторону ( $U_{\text{В.НОМ}} \geq U_{\text{НОМ}}$ ). Если пренебречь этим отличием, то получим более простые, но вместе с тем и ещё более приближённые выражения для суммарных потерь в трансформаторах подстанции. При этом из (1.8a) и (1.9a) с учётом формулы (1.5) будем иметь

$$\Delta P_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} \Delta P_K \frac{S_2^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} + n_T \Delta P_X, \quad (1.8б)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n_T} U_{*K} \frac{S_2^2}{S_{\text{Т.НОМ}}} + n_T I_{*X} S_{\text{Т.НОМ}}. \quad (1.9б)$$

## 1.2.2. ПОДСТАНЦИИ С ТРЁХОБОМОТОЧНЫМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

Современные трёхобмоточные трансформаторы выпускаются в трёхфазном исполнении на следующие сочетания номинальных напряжений связываемых ими сетей: 220/35/6(10), 110(150)/35/6(10) и 35/10/6 кВ. В настоящее время все эти трансформаторы имеют одинаковые номинальные мощности обмоток, равные номинальной мощности трансформатора. Хотя ранее выпускались трансформаторы с соотношениями мощностей обмоток ВН, СН и НН 100/100/66,7% и 100/66,7/66,7%. Так же как и двухобмоточные трансформаторы, они имеют устройство РПН со стороны нейтрали обмотки ВН, что позволяет одновременно изменять коэффициенты трансформации между обмотками ВН–СН и ВН–НН.

Принципиальная схема трёхобмоточного трансформатора представлена на рис. 1.2, *а*. Состав каталожных данных такого трансформатора отличается от приведённого в параграфе 1.2.1 (для двухобмоточных трансформаторов) тем, что дополнительно указывается номинальное напряжение обмотки среднего напряжения ( $U_{C_{\text{НОМ}}}$ ), вместо одного значения  $U_{*к}$  даются три значения ( $U_{*кВ-С}$ ,  $U_{*кВ-Н}$ ,  $U_{*кС-Н}$ ), каждое из которых соответствует одному из трёх опытов короткого замыкания с участием пар обмоток, отмеченных в индексах.

Полная схема замещения трёхобмоточного трансформатора (рис. 1.2, *б*) имеет вид трёхлучевой звезды, где  $r_1, r_2, r_3$  – активные, а  $x_1, x_2, x_3$  – индуктивные сопротивления соответствующих лучей, приведённые к стороне ВН, что соответствует расположению символов идеальных трансформаторов ( $n_{В-С}, n_{В-Н}$ ), со стороны выводов обмоток среднего (луч 2) и низшего (луч 3) напряжений.

В каждом из упомянутых трёх опытов короткого замыкания могут быть замерены потери активной мощности  $\Delta P_{к\ i-j}$  и напряжение  $U_{к\ i-j}$ . Так, например, при коротком замыкании на выводах обмотки СН, разомкнутой обмотке НН и подключении к источнику выводов обмотки ВН замеряются значения  $\Delta P_{кВ-С}$  и  $U_{кВ-С}$  при протекании по обмоткам ВН и СН номинальных токов. При этом в соответствии со схемой рис. 1.2, *б* этим фактическим потерям и напряжению могут быть поставлены в соответствие фиктивные значения потерь и напряжения короткого замыкания 1-го и 2-го лучей схемы замещения, а именно:

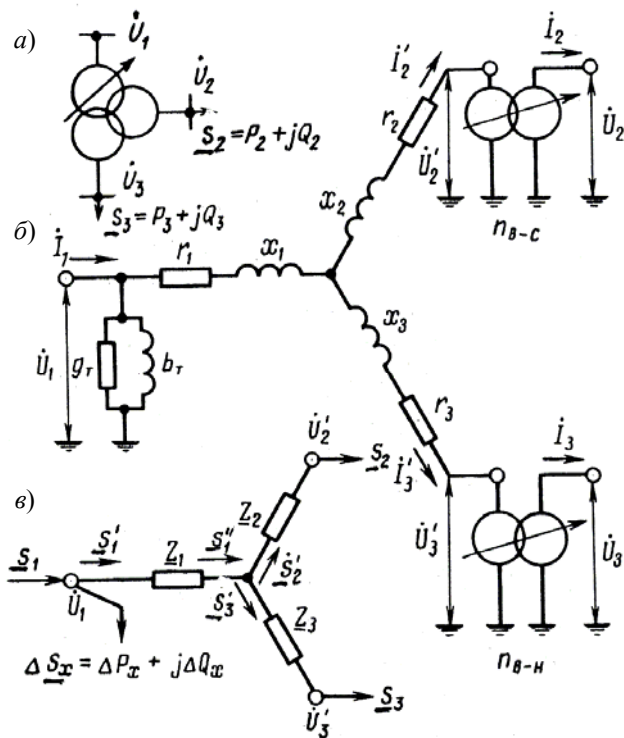


Рис. 1.2. Трёхобмоточный трансформатор с РПН в принципиальной схеме сети (а), его полная (б) и упрощённая (в) схемы замещения

$$\Delta P_{\text{KB-C}} = \Delta P_{\text{к1}} + \Delta P_{\text{к2}}, \quad (1.10)$$

$$u_{\text{KB-C}} = U_{\text{к1}} + U_{\text{к2}}. \quad (1.11)$$

Другие два опыта короткого замыкания дадут возможность записать аналогичные равенства:

$$\Delta P_{\text{KB-H}} = \Delta P_{\text{к1}} + \Delta P_{\text{к3}}, \quad (1.10a)$$

$$\Delta P_{\text{KC-H}} = \Delta P_{\text{к2}} + \Delta P_{\text{к3}}, \quad (1.10б)$$

$$u_{\text{KB-H}} = U_{\text{к1}} + U_{\text{к3}}, \quad (1.11a)$$

$$u_{\text{KC-H}} = U_{\text{к2}} + U_{\text{к3}}. \quad (1.11б)$$

Система трёх уравнений (1.10), (1.10а) и (1.10б) позволяет найти выражения потерь, соответствующих каждому из лучей схемы замещения:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{к1} &= 0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кВ-Н} - \Delta P_{кС-Н}), \\ \Delta P_{к2} &= 0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кС-Н} - \Delta P_{кВ-Н}), \\ \Delta P_{к3} &= 0,5(\Delta P_{кВ-Н} + \Delta P_{кС-Н} - \Delta P_{кВ-С}). \end{aligned} \right\} \quad (1.12)$$

Рассчитанные по (1.12) значения служат для определения приведённых к стороне ВН активных сопротивлений лучей схемы замещения по формулам, аналогичным (1.1):

$$\left. \begin{aligned} r_1 &= \Delta P_{к1} U_{В.НОМ}^2 / S_{Т.НОМ}^2, \\ r_2 &= \Delta P_{к2} U_{В.НОМ}^2 / S_{Т.НОМ}^2, \\ r_3 &= \Delta P_{к3} U_{В.НОМ}^2 / S_{Т.НОМ}^2. \end{aligned} \right\} \quad (1.13)$$

При одинаковых мощностях обмоток (100/100/100%) потери короткого замыкания, замеренные в каждом из опытов, одинаковы ( $\Delta P_{кВ-С} = \Delta P_{кВ-Н} = \Delta P_{кС-Н}$ ). Это, в свою очередь, означает, что

$$\Delta P_{к1} = \Delta P_{к2} = \Delta P_{к3} = 0,5\Delta P_{кВ-Н}. \quad (1.14)$$

При этом из (1.13) получим

$$r_1 = r_2 = r_3 = 0,5\Delta P_{кВ-Н} U_{В.НОМ}^2 / S_{Т.НОМ}^2. \quad (1.13а)$$

Именно по этой причине в современных справочниках приводится лишь одно значение потерь короткого замыкания без указания индексов, определяющих сочетание обмоток, участвующих в опыте.

Аналогично, из системы уравнений (1.11), (1.11а) и (1.11б) получим

$$\left. \begin{aligned} U_{к1} &= 0,5(U_{кВ-С} + U_{кВ-Н} - U_{кС-Н}), \\ U_{к2} &= 0,5(U_{кВ-С} + U_{кС-Н} - U_{кВ-Н}), \\ U_{к3} &= 0,5(U_{кВ-Н} + U_{кС-Н} - U_{кВ-С}). \end{aligned} \right\} \quad (1.15)$$

Эти значения служат для определения приведённых к стороне ВН индуктивных сопротивлений лучей схемы замещения по формулам аналогичным (1.2):

$$\left. \begin{aligned} x_1 &= U_{*к1} U_{В.НОМ}^2 / S_{Т.НОМ}, \\ x_2 &= U_{*к2} U_{В.НОМ}^2 / S_{Т.НОМ}, \\ x_3 &= U_{*к3} U_{В.НОМ}^2 / S_{Т.НОМ}. \end{aligned} \right\} \quad (1.16)$$

Параметры ветви намагничивания в полной схеме замещения трёхобмоточного трансформатора определяются аналогично двухобмоточным, т.е. по формулам (1.3) и (1.4). Наряду с полной схемой в ряде случаев используется и упрощённая схема (рис. 1.2, в), где  $\Delta Q_x$  определяется по выражению (1.5).

Так же, как и в случае двухобмоточного трансформатора, суммарные потери активной и реактивной мощности могут быть приближённо определены либо непосредственно по схеме замещения трёхобмоточного трансформатора при допущении, что во всех её узлах напряжения равны номинальному напряжению сети ВН ( $U_{\text{НОМ}}$ ), либо ещё более грубо по каталожным данным. В первом случае (рис. 1.2, в)

$$\Delta P_T \approx \frac{(S_1'')^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_1 + \frac{S_2'^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_2 + \frac{S_3'^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_3 + \Delta P_x, \quad (1.17)$$

$$\Delta Q_T \approx \frac{(S_1'')^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_1 + \frac{S_2'^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_2 + \frac{S_3'^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_3 + \Delta Q_x. \quad (1.18)$$

Так как мощность в конце луча 1 ( $S_1'' \approx S_2' + S_3'$ ) заранее не определена, то иногда прибегают к её приближённому вычислению, пренебрегая потерями в лучах 2 и 3 и полагая

$$\underline{S}_1'' \approx \underline{S}_2 + \underline{S}_3. \quad (1.19)$$

Во втором случае при том же допущении о равенстве напряжений  $U_{B \text{ НОМ}}$  и  $U_{\text{НОМ}}$  для  $n_T$  параллельно включённых одинаковых трансформаторов получим формулы, аналогичные (1.8б) и (1.9б):

$$\Delta P_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n} \left[ \Delta P_{\kappa 1} \frac{(S_1'')^2}{S_{T.\text{НОМ}}^2} + \Delta P_{\kappa 2} \frac{S_2'^2}{S_{T.\text{НОМ}}^2} + \Delta P_{\kappa 3} \frac{S_3'^2}{S_{T.\text{НОМ}}^2} \right] + n_T \Delta P_x, \quad (1.17a)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} \approx \frac{1}{n} \left[ U_{*\kappa 1} \frac{(S_1'')^2}{S_{T.\text{НОМ}}} + U_{*\kappa 2} \frac{S_2'^2}{S_{T.\text{НОМ}}} + U_{*\kappa 3} \frac{S_3'^2}{S_{T.\text{НОМ}}} \right] + n_T I_{*x} S_{T.\text{НОМ}}. \quad (1.18a)$$

где  $\underline{S}_1''$  приближённо определяется из (1.19).

### 1.2.3. ПОДСТАНЦИИ С АВТОТРАНСФОРМАТОРАМИ

Автотрансформаторы (АТ) устанавливаются на мощных узловых подстанциях системообразующих и районных сетей. От шин среднего напряжения таких подстанций получают питание, как правило, целые районы с большим количеством пунктов потребления. По этой причине устройство РПН у автотрансформаторов установлено со стороны основного вывода обмотки среднего напряжения, что позволяет обеспечить регулирование напряжения на шинах СН подстанции с целью поддержания его желаемого уровня, исходя из требований питаемой сети.

Принципиальная схема АТ с РПН изображена на рис. 1.3, а. Состав каталожных данных для АТ такой же, как и у трёхобмоточных трансформаторов, однако дополнительно указывается номинальная мощность обмотки низшего напряжения ( $S_{н,ном}$ ). В трёхфазном исполнении выпускаются автотрансформаторы мощностью до 400 МВ·А при напряжениях до 500 кВ. Если требуется большая мощность, то на подстанциях устанавливаются группы из однофазных АТ с мощностью фазы 133...667 МВ·А при напряжениях 330...1150 кВ [1].

Каждая фаза автотрансформатора имеет три обмотки, соединённые по схеме рис. 1.3, б. Обмотка низшего напряжения 3 связана с другими обмотками только магнитной связью, отражённой на рис. 1.3, б, введением в схему идеального трансформатора. Две другие обмотки – последовательная 1 и общая 2 – связаны друг с другом непосредственным соединением, а также с помощью пронизывающего их магнитного потока.

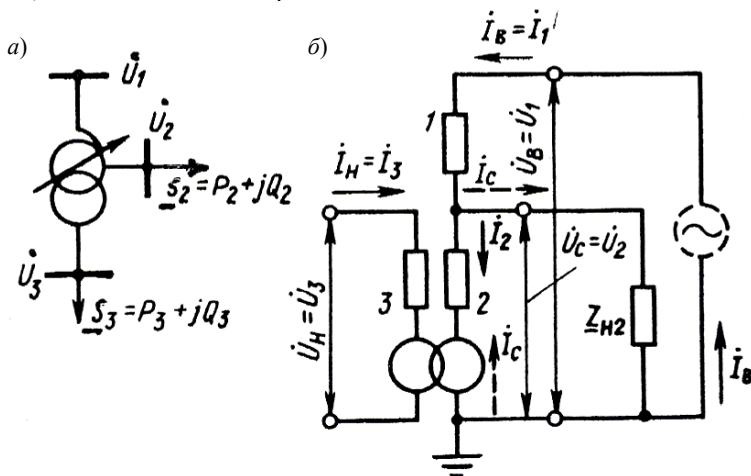


Рис. 1.3. Изображение автотрансформатора с РПН в принципиальной схеме сети (а) и схема соединения его обмоток (б)

Под *номинальной мощностью автотрансформатора* понимается предельная мощность, которая может быть передана через автотрансформатор со стороны высшего напряжения:

$$S_{\text{АТ ном}} = \sqrt{3} I_{\text{в. ном}} U_{\text{в. ном}}.$$

Для характеристики автотрансформаторов введено понятие *типовой мощности*, которая характеризует способность автотрансформаторов передавать энергию магнитным путём. Она определяет габариты и стоимость автотрансформатора, а также расход материалов и мощность отдельных обмоток. Связь типовой мощности с мощностями общей и последовательной обмоток следующая:

$$\begin{aligned} S_{\text{тип}} &= \sqrt{3} I_2 U_2 \approx \sqrt{3} I_1 (U_1 - U_2) = \sqrt{3} I_{\text{в. ном}} (U_{\text{в. ном}} - U_{\text{с. ном}}) = \\ &= \sqrt{3} I_{\text{в. ном}} U_{\text{в. ном}} \left[ 1 - \frac{U_{\text{с. ном}}}{U_{\text{в. ном}}} \right] = S_{\text{АТ ном}} \alpha, \end{aligned} \quad (1.20)$$

где  $\alpha = 1 - U_{\text{с. ном}} / U_{\text{в. ном}}$  — так называемый *коэффициент выгодности*.

Ток в общей обмотке определяется разностью токов, замыкающихся через сети высшего и среднего напряжения ( $\dot{I}_2 = I_{\text{в}} - I_{\text{с}}$ ), поэтому эта обмотка рассчитывается на ток, меньший номинального тока автотрансформатора, определяемого на стороне высшего напряжения. Расчётная мощность этой обмотки, естественно, меньше номинальной мощности автотрансформатора и равна его типовой мощности. Обмотка низшего напряжения рассчитывается обычно также на мощность, меньшую или равную типовой ( $S_{\text{н. ном}} \leq S_{\text{тип}}$ ).

Таким образом, конструкция автотрансформаторов делает возможность передачи через автотрансформатор мощности, большей той, на которую рассчитываются его обмотки. Благодаря этому автотрансформаторы оказываются дешевле трёхобмоточных трансформаторов равной номинальной мощности, характеризуются меньшим расходом активных материалов на их изготовление и, как следствие, меньшими потерями активной мощности.

Различие технико-экономических характеристик трансформаторов и автотрансформаторов зависит от соотношения между номинальной и типовой мощностями, т.е. от коэффициента выгодности  $\alpha$ . Очевидно, преимущества автотрансформаторов проявляются в большей степени тогда, когда с их помощью связываются сети более близких номинальных напряжений (при малых  $\alpha$ ).

В опытах короткого замыкания, где участвует обмотка низшего напряжения, по обмоткам протекают токи, соответствующие номинальной мощности обмотки НН. Поэтому замеренные значения потерь и напряжений отнесены к  $S_{н.ном}$  и дополнительно индексируются штрихом ( $\Delta P'_{кВ-H}$ ,  $P'_{кС-H}$ ,  $U'_{кВ-H}$ ,  $U'_{кС-H}$ ). Для определения параметров лучей схемы замещения АТ, которая совпадает со схемой для трёхобмоточных трансформаторов (см. рис. 1.2, б), необходимо предварительно привести указанные параметры к номинальной мощности автотрансформатора по следующим выражениям:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{кВ-H} &= \frac{\Delta P'_{кВ-H}}{(S_{н.ном} / S_{АТ ном})^2}, \\ \Delta P_{кС-H} &= \frac{\Delta P'_{кС-H}}{(S_{н.ном} / S_{АТ ном})^2}, \\ U_{кВ-H} &= \frac{U'_{кВ-H}}{S_{н.ном} / S_{АТ ном}}, \\ U_{кС-H} &= \frac{U'_{кС-H}}{S_{н.ном} / S_{АТ ном}}. \end{aligned} \right\} \quad (1.21)$$

В частном случае, когда  $S_{н.ном} = S_{тип}$ , отношение  $S_{н.ном} / S_{тип} = \alpha$  (см. (1.20)) и выражения (1.21) примут вид

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{кВ-H} &= \frac{\Delta P'_{кВ-H}}{\alpha^2}, \\ \Delta P_{кС-H} &= \frac{\Delta P'_{кС-H}}{\alpha^2}, \\ U_{кВ-H} &= \frac{U'_{кВ-H}}{\alpha}, \\ U_{кС-H} &= \frac{U'_{кС-H}}{\alpha}. \end{aligned} \right\} \quad (1.21a)$$

Осуществив это приведение, можно определить параметры короткого замыкания для отдельных лучей схемы замещения по выражениям (1.12) и (1.15), а затем определить активные и индуктивные сопротивления лучей по формулам (1.13) и (1.16), а проводимости ветви намагничивания – по (1.3) и (1.4). При необходимости суммарные потери мощности в автотрансформаторах подстанции ( $\Delta P_{АТ\Sigma}$ ,  $\Delta Q_{АТ\Sigma}$ ) могут быть вычислены по тем же формулам, что и для трёхобмоточных трансформаторов.



## 1.3. ХАРАКТЕРИСТИКИ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

### 1.3.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

Одними из наиболее существенных характеристик нагрузки любого узла сети являются значения потребляемых активной и реактивной мощностей и их зависимости от времени. Эти величины зависят от числа и режима работы отдельных электроприёмников. Так, например, мощность, получаемая промышленными предприятиями, определяется количеством станков, работающих одновременно, характером технологического процесса, числом ламп, включённых для освещения цехов, и т.д. Очевидно, что в течение суток мощность, требуемая данным предприятием, может изменяться в широких пределах, увеличиваясь в вечерние рабочие часы и уменьшаясь во время обеденных перерывов, в светлые часы дня, в ночные часы при двухсменной работе. Также изменяются в течение суток нагрузки и других потребителей. Поэтому характеристика нагрузки по потребляемой мощности будет полной лишь тогда, когда известна вся совокупность возможных значений мощности, необходимой данным потребителям энергии. Эта характеристика даётся так называемыми *графиками нагрузки*, которые представляют собой плавные, ломаные или ступенчатые кривые, построенные в прямоугольных осях координат, причём по оси ординат откладываются мощности нагрузки, а по оси абсцисс – время, в течение которого рассматривается её изменение [5]. Если исследуемый отрезок времени равен одним суткам, то такие графики называются *суточными графиками нагрузки*.

### 1.3.2. КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

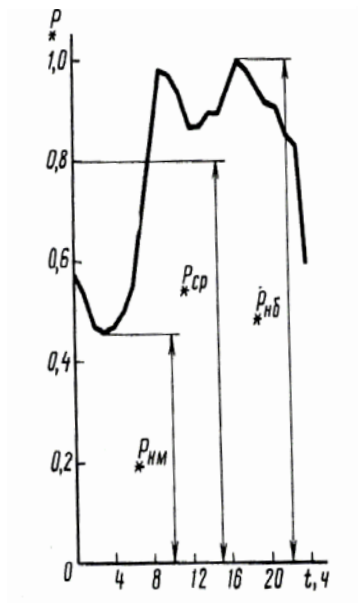
К числу таких показателей, прежде всего, относятся *наибольшее* ( $P_{\text{нб}}$ ) и *наименьшее* ( $P_{\text{нм}}$ ) значения мощности нагрузки (рис. 1.4).

Другими важными показателями суточного графика являются *среднесуточная нагрузка* ( $P_{\text{ср}}$ ), *коэффициент неравномерности графика* ( $\alpha_{\text{сут}}$ ) и *плотность графика* ( $\beta_{\text{сут}}$ ). Среднесуточная нагрузка определяется как отношение потреблённой за сутки электроэнергии ( $\mathcal{E}_{\text{сут}}$ ) к числу часов в сутках:

$$P_{\text{ср}} = \mathcal{E}_{\text{сут}} / 24. \quad (1.22)$$

Коэффициент неравномерности представляет собой отношение наименьшей нагрузки в течение рассматриваемых суток:

$$\alpha_{\text{сут}} = P_{\text{нм}} / P_{\text{нб}}. \quad (1.23)$$



**Рис. 1.4.** Иллюстрация понятий максимальной  $P_{нб}$  и минимальной  $P_{нм}$  суточных активных нагрузок

Плотность суточного графика характеризуется отношением среднесуточной нагрузки к наибольшей:

$$\beta_{сут} = P_{ср} / P_{нб}. \quad (1.24)$$

Так, например, для суточного графика (рис. 1.4) при  $P_{нб} = 100\%$ ,  $P_{нм} = 45\%$  и  $P_{ср} = 80\%$  в соответствии с (1.23) коэффициент неравномерности  $\alpha = 0,45$ , а плотность графика, согласно (1.24), составит  $\beta = 0,8$ .

### 1.3.3. ГОДОВЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗКИ

Очертания суточных графиков в той или иной мере меняются в зависимости от того, рассматриваются рабочие сутки или сутки, включающие нерабочий день. Суточные графики одного и того же потребителя в различные времена года также могут существенно отличаться друг от друга. Причиной этого является различная продолжительность светлого времени суток, изменение числа рабочих на пред-

приятнях из-за отпусков, условий вентиляции и отопления и т.д. Всё это не позволяет характеризовать потребление мощности каким-либо одним сточным графиком.

Часто для получения приближённого, но всё же более полного представления, пользуются суточными графиками для трёх характерных периодов работы потребителей: зимнего, летнего и весенне-осеннего. Соответственно различают наибольшую и наименьшую нагрузки для этих периодов. При этом для большинства районов нашей страны зимний график характеризуется максимальным значением наибольшей мощности  $P_{нб}$ , а летний – минимальным значением наименьшей мощности  $P_{нм}$ .

Графики для отмеченных характерных периодов и число суток, которые могут быть отнесены к тому или иному периоду, позволяют получить годовые графики нагрузки. Одной из форм таких графиков широко используемой при проектировании и в практике эксплуатации электрических сетей являются так называемые *годовые графики по продолжительности нагрузки*. Такой график (рис. 1.5) представляет собой диаграмму постепенно убывающих значений мощности, каждому из которых соответствует время, в течение которого данная мощность требуется потребителю в разрезе года.

Суточные и годовые графики нагрузки по продолжительности позволяют определить энергию, получаемую потребителем соответственно за сутки и за год. При известной мощности нагрузки  $P_n$  получаемая потребителем энергия за бесконечно малый промежуток времени  $dt$  составляет

$$d\mathcal{E}_n = P_n dt. \quad (1.25)$$

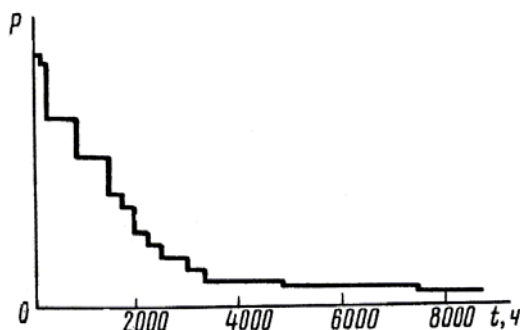


Рис. 1.5. Пример годового графика активной нагрузки по продолжительности

Энергия, получаемая за период  $T$  при изменяющейся во времени мощности, определяется при интегрировании уравнения (1.25):

$$\mathcal{E}_H = \int_0^T P_H(t) dt. \quad (1.26)$$

Правая часть выражения (1.26) характеризует площадь, ограниченную осями координат и графиком нагрузки. Её вычисление не представляет труда, если график нагрузки имеет вид ступенчатой линии. Поэтому в тех случаях, когда очертание графика имеет иной вид, удобно заменить его ступенчатым, сохраняя при этом характерные точки исходного графика (наибольшие и наименьшие нагрузки и отдельные закономерные повышения и понижения мощности) и выдерживая равенство площадей исходного и ступенчатого графиков.

### 1.3.4. ЧИСЛО ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАИБОЛЬШЕЙ НАГРУЗКИ

Годовой график нагрузки удобно характеризовать показателем, который называется числом часов использования наибольшей нагрузки  $T_{H\delta}$ . Этот показатель определяет время, в течение которого потребитель, работая с наибольшей нагрузкой, получил бы из сети то же количество энергии, что и при работе по действительному графику.

Рисунок 1.6 иллюстрирует определение времени  $T_{H\delta}$  для потребителя с некоторым ступенчатым графиком нагрузки по продолжительности. В общем случае при плавном графике электроэнергии, полученная потребителем за год, определяется площадью, ограниченной этим графиком, и при 8760 ч в году равна

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \int_0^{8760} P_H(t) dt. \quad (1.26a)$$

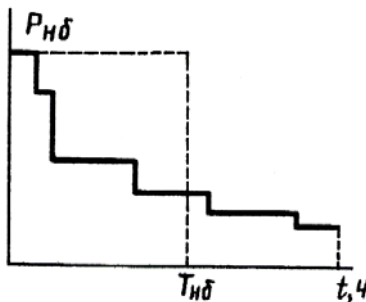


Рис. 1.6. К определению числа часов использования наибольшей нагрузки

### 1.1. Продолжительность использования наибольших активных нагрузок в течение года

Группы потребителей	$T_{нб}$ , ч/год
Внутреннее освещение и бытовые электроприборы	1400...3400
Промышленные предприятия, работающие в одну смену	2000...3000
То же, в две смены	3000...4500
То же, в три смены	4500...8000

Та же площадь при неизменной нагрузке, равной наибольшей мощности, может быть вычислена так:

$$\mathcal{E}_{год} = P_{нб} T_{нб}.$$

Следовательно,

$$T_{нб} = \int_0^{8760} P_n(t) dt / P_{нб}, \quad (1.27)$$

т.е. время использования наибольшей нагрузки определяется отношением площади, ограниченной действительным графиком нагрузки, к ординате, отвечающей наибольшей мощности нагрузки.

Время  $T_{нб}$  может вычисляться как применительно к годовому, так и к суточному графику. И в том, и в другом случаях это время зависит от конкретных условий работы каждого потребителя. Однако опыты позволяют назвать пределы, в которых обычно лежит время  $T_{нб}$  для некоторых характерных потребителей. Эти пределы указаны в табл. 1.1 [1].

Значительно отличаются среднестатистические значения  $T_{нб}$  для различных отраслей народного хозяйства.

Так, например, непрерывное химическое и металлургическое производства характеризуются одним значением  $T_{нб} = 8500$  ч/год, промышленность стройматериалов – 6300, магистральный электрифицированный транспорт – 8000, сельскохозяйственное производство – 5000, нефтедобыча – 7400 ч/год [1].

### 1.3.5. ПОЛУЧЕНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

Графики нагрузки потребителей эксплуатируемых электрических сетей могут быть получены по данным непосредственных измерений мощности, получаемой потребителями. Такие графики будут отражать условия работы потребителей в некоторый случайно выбранный период времени, точно характеризуя потребление мощности именно в этот период. Ценность такого графика определяется его строгим соответствием реальным условиям работы потребителя, но в то же время на очертание такого графика оказывают влияния случайные факторы, проявляющиеся в рассматриваемый период времени и исчезающие в последующие периоды. Поэтому для суждения о типичном характере графика того или иного потребителя необходима обработка графиков, полученных экспериментальным путём в натуральных условиях. Методика такой обработки зависит от задач, при решении которых должны использоваться графики нагрузки.

Следует различать две задачи: проектирование новой электрической сети и определение предполагаемой нагрузки существующей сети на некоторый период в будущем.

В первом случае нагрузки должны учитываться ожидаемыми графиками, которые могут считаться типовыми для того или иного потребителя, например для машиностроительного или металлургического завода, текстильной фабрики и т.д. Такие графики могут быть получены на основании замеров мощности у большого количества потребителей, однотипных с тем, для которого определяется типовой график. Замеры, выполняемые в сходственные периоды времени, позволяют провести статическую обработку экспериментальных данных, найти среднее по рассматривавшимся потребителям значение мощности в каждый час суток, а затем получить усреднённый график. Этот график с тем большим основанием может считаться типовым, чем большее количество потребителей обследуется. Рассматривая нагрузки этих потребителей в одни и те же часы суток как случайные независимые величины, возможно найти не только средние значения мощностей в эти часы, но также другие числовые характеристики случайных величин (дисперсию и т.п.).

В отличие от рассмотренного случая эксплуатационные графики нагрузки необходимо получать для конкретных существующих потребителей, учитывая возможные случайные изменения условий их работы в некоторый период времени. Для получения таких графиков применяется также статистическая обработка графиков предшествующих периодов, интересующих потребителей, причём для каждого из них анализируются графики, характеризовавшие работу именно данного потребителя.

Для работы потребителей электрической энергии необходима передача по сети не только активной, но и реактивной мощности. Поэтому для полной характеристики нагрузки по потребляемой мощности необходимо также знание графиков изменения реактивной мощности. Эти графики могут быть получены теми же методами, что и графики активной мощности. Конфигурация графиков активной и реактивной нагрузки в общем случае не совпадают.

При проектировании в ряде случаев требующаяся потребителям реактивная мощность учитывается приближённо. При этом для характеристики значения необходимой реактивной мощности используется коэффициент мощности ( $\cos \varphi_n$ ), значение которого либо принимается неизменным, либо задаётся применительно к периодам наибольшей и наименьшей активной мощности нагрузки, причём в эти периоды для коэффициента мощности принимаются разные числовые значения. В качестве примеров в табл. 1.2 приведены значения  $\cos \varphi_n$  и  $\operatorname{tg} \varphi_n$  для некоторых промышленных предприятий [1], соответствующие периоду  $P_{нб}$  (максимум активной нагрузки).

При перспективном проектировании электрических сетей реактивную мощность узла нагрузки, т.е. группы потребителей, питающихся от общих шин, определяют путём умножения максимальной расчётной активной нагрузки на усреднённые значения  $\operatorname{tg} \varphi_{n(нб)}$ , которые учитывают компенсирующие устройства, установленные у потребителей, и потери реактивной мощности в сетях предшествующих ступеней напряжения.

## 1.2. Средние значения коэффициента мощности промышленных предприятий

Предприятия	$\cos \varphi_{n(нб)}$	$\operatorname{tg} \varphi_{n(нб)}$
Нефтеперерабатывающие	0,90	0,484
Металлообработывающие	0,87	0,567
Электротехнического оборудования	0,82	0,698
Автотракторные и сельхозмашин	0,79	0,776
Тяжёлого машиностроения	0,73	0,936
Вагоноремонтные	0,69	1,049
Станкостроения	0,68	1,078
Горнорудные	0,65	1,169

Например, для нагрузки, приведённой к шинам 6...20 кВ понижающих подстанций, по данным [1],  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н(нб)}} = 0,4$  ( $\cos \varphi_{\text{н(нб)}} = 0,93$ ). Для нагрузки, приведённой к шинам 110 и 220 кВ, эти ориентировочные значения  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н(нб)}}$  принимаются равными соответственно  $0,55$  ( $\cos \varphi_{\text{н(нб)}} = 0,88$ ) и  $\cos \varphi_{\text{н(нб)}} = 0,86$ .

Сопоставление этих данных показывает, что чем выше ступень напряжения, к которой приведена комплексная нагрузка, тем больше значение требующейся ей в режиме максимальной активной нагрузки реактивной мощности. Это обстоятельство вызвано, прежде всего, большими потерями реактивной мощности в трансформаторном оборудовании понижающих подстанций.

## 1.4. СТАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СОСТАВЛЯЮЩИХ КОМПЛЕКСНОЙ НАГРУЗКИ

### 1.4.1. СТАТИЧЕСКИЕ И ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЗКИ

Потребление мощности в электрических системах изменяется при изменении параметров режима, т.е. при изменении значения и частоты напряжения, питающего потребителей. Эти изменения отражаются в изменениях потоков мощности в линиях, что, в свою очередь, влияет на распределение напряжений в сети и, в частности, на напряжение на зажимах электроприёмников. Поэтому при расчётах режимов сетей весьма существенное значение имеет учёт характеристик, отражающих изменение мощности, потребляемой нагрузкой при изменениях подведённого к ней напряжения по значению и частоте.

Такие характеристики, отвечающие *установившемуся режиму*, называются *статическими характеристиками нагрузки по напряжению*  $[P_{\text{н}} = f_p(U), Q_{\text{н}} = f_q(U)]$  и *по частоте*  $[P_{\text{н}} = \Phi_p(f), Q_{\text{н}} = \Phi_q(f)]$ .

Аналогичные характеристики, но отвечающие тому или иному *переходному режиму*, называются *динамическими*. Это, например, характеристики, полученные при быстрых изменениях напряжения и частоты, когда вызванные этими изменениями переходные процессы не успевают затухнуть при переходе от одной точки статической характеристики нагрузки к другой. Динамические характеристики  $P_{\text{н}} = f_p(U, t)$ ,  $Q_{\text{н}} = f_q(f, t)$  в отличие от статических являются функциями времени. На статической характеристике каждую её точку можно считать соответствующей одному установившемуся режиму.



Динамическая характеристика нагрузки в общем случае представляется в виде зависимости мощности от параметров режима и от их производных. Например, динамическая характеристика активной мощности нагрузки является следующей функцией:

$$P_{\text{н}} = F_p \left( U, t, \frac{dU}{dt}, \frac{df}{dt}, \frac{d^2U}{dt^2}, \frac{d^2f}{dt^2}, \dots \right).$$

В данном случае динамическая характеристика отражена гиперповерхностью, проходящей в фазовом пространстве с координатами  $U, f, dU/dt, df/dt, \dots$ .

Простейшим случаем динамической характеристики будет поверхность в пространстве трёх измерений, например  $P_{\text{н}} = \left( U, \frac{dU}{dt} \right)$ . При заданном диапазоне изменения напряжения такая динамическая характеристика может быть представлена на плоскости в виде серии кривых.

При малых отклонениях от установившегося режима изменение мощности нагрузки может быть представлено следующими выражениями:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{\text{н}} &= \frac{\partial P_{\text{н}}}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial P_{\text{н}}}{\partial f} \Delta f = a_U \Delta U + a_f \Delta f, \\ \Delta Q_{\text{н}} &= \frac{\partial Q_{\text{н}}}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial Q_{\text{н}}}{\partial f} \Delta f = b_U \Delta U + b_f \Delta f, \end{aligned} \right\}$$

где  $a_U, a_f, b_U, b_f$  – коэффициенты, каждый из которых называется *регулирующим эффектом*, соответственно активной ( $a$ ) и реактивной ( $b$ ) нагрузки по напряжению и частоте.

#### 1.4.2. ОБОБЩЁННЫЕ СТАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПЛЕКСНОЙ НАГРУЗКИ

Для расчётов электрических сетей, как правило, представляют интерес характеристики не отдельных потребителей электроэнергии, а их совокупностей, определяющих потребление мощности заводами, фабриками, а в ряде случаев достаточно крупными районами, на территории которых расположен ряд разнохарактерных предприятий и других потребителей. Такие обобщённые *статические характеристики* определяются свойствами отдельных потребителей и их относительной мощностью в общей совокупности нагрузки. Поэтому с наибольшей точностью статические характеристики могут быть получены

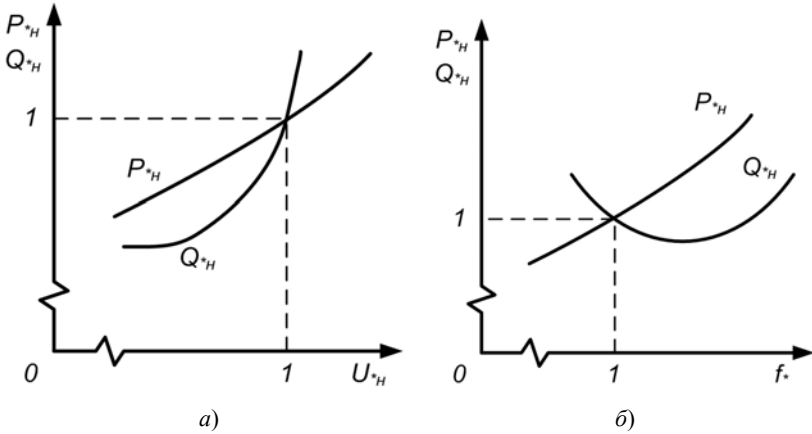
по данным натурных испытаний в электрических системах для тех или иных характерных видов нагрузки.

Полученные расчётным путём или экспериментально обобщённые статические характеристики нагрузки (СХН) в той или иной мере отличаются друг от друга. Объясняется это, прежде всего, различием состава оборудования, работающего одновременно у потребителей. Например, статические характеристики ткацких фабрик существенно отличаются от характеристик металлургических комбинатов. Вместе с тем статические характеристики достаточно крупных комплексов потребителей электроэнергии обладают и некоторыми сходственными особенностями.

Такая сходственность определяется тем, что основную часть нагрузки большинства крупных потребителей электрической сети составляют асинхронные двигатели и лампы накаливания. Поэтому свойства этих потребителей электроэнергии оказывают определяющее влияние и на форму обобщённых статических характеристик узлов нагрузки электрической сети.

Асинхронные двигатели потребляют из сети активную и реактивную мощность. Энергия, соответствующая потребляемой активной мощности, преобразуется двигателем в механическую энергию, которая идёт на приведение в движение машин-орудий и совершение ими полезной работы. Значение активной мощности, забираемой асинхронным двигателем из сети, определяется нагрузкой машины-орудия. Для большинства работающих в электрической системе машин эта нагрузка очень незначительно изменяется в зависимости от напряжения на зажимах двигателей, но существенно зависит от частоты переменного тока в сети. Связано это с тем, что изменение напряжения у потребителей в установившихся режимах работы электрической системы допускается в сравнительно узких пределах. При небольших же отклонениях напряжения скольжение асинхронных двигателей, а, следовательно, и частота их вращения меняются незначительно. От скорости вращения двигателей зависит производительность машин-орудий, приводимых этими двигателями в движение, причём малому изменению скорости отвечает малое изменение производительности большинства механизмов, которое лишь в незначительной степени сказывается на потреблении активной мощности.

На рисунке 1.7 показаны качественно обобщённые статические характеристики узла нагрузки электрической сети соответственно по напряжению и частоте в окрестности точки исходного установившегося режима, в качестве которого в большинстве случаев рассматривается режим при номинальных значениях напряжения и частоты.



**Рис. 1.7. Обобщённые статические характеристики комплексной нагрузки по напряжению (а) и частоте (б)**

В наиболее общем виде эти характеристики могут быть аппроксимированы следующими выражениями:

$$P_{*н} = (a_p U_{*н}^2 + b_p U_{*н} + c_p)[1 + d_p (f_* - 1)]; \quad (1.29)$$

$$Q_{*н} = (a_q U_{*н}^2 + b_q U_{*н} + c_q)[1 + d_q (f_* - 1)]. \quad (1.30)$$

где  $P_{*н} = P_n / P_{н0}$ ,  $Q_{*н} = Q_n / Q_{н0}$ ,  $U_{*н} = U_n / U_{н0}$ ,  $f_* = f / f_0$ ; индекс «0» отмечает параметры исходного установившегося режима.

Значения коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$  и  $d$  в выражениях (1.29), (1.30) зависят от степени «пологости» СХН. Различают «пологие», «средние» и «крутые» характеристики.

В случае зависимости активной мощности от напряжения и частоты обычно принимается  $a_p = 0$ , а коэффициенты  $b_p$ ,  $c_p$  и  $d_p$  для каждой степени пологости меняются в зависимости от наличия или отсутствия в составе узла нагрузки крупных промышленных предприятий.

В случае реактивной мощности коэффициенты  $a_q$ ,  $b_q$ ,  $c_q$  и  $d_q$  определяются как степень пологости, так и значением коэффициента мощности узла нагрузки для периода прохождения её максимума.

## 1.5. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ НАГРУЗОК В РАСЧЁТНЫХ СХЕМАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

При выполнении расчётов электрических сетей должны быть учтены основные характеристики всех элементов, в том числе нагрузок.

При расчётах установившихся режимов для каждого заданного момента времени такой основной характеристикой нагрузки является её статическая характеристика по напряжению, поскольку предполагается, что в этих режимах  $f = \text{const}$ .

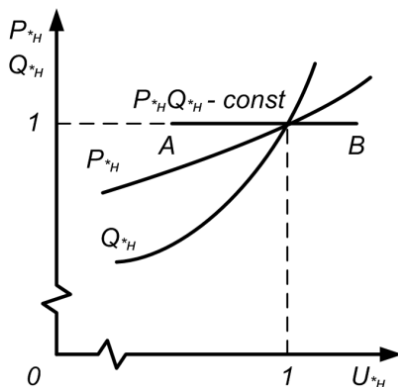
Наиболее полно свойства нагрузки в этих расчётах можно учесть с помощью характеристик, учитывающих состав потребителей каждого конкретного узла нагрузки. Однако для большинства проектных расчётов такой уточнённый подход не представляется возможным и не является необходимым. Он может быть оправдан лишь в отдельных эксплуатационных расчётах. В общем случае при расчётах сетей можно использовать обобщённые статические характеристики.

Несмотря на значительное облегчение учёта нагрузки введением обобщённых характеристик, рассчитывать режимы электрических систем с помощью этих характеристик всё же достаточно затруднительно, так как они определяют нелинейную зависимость между напряжением и током нагрузки. Кроме того, их непосредственное применение осложнено необходимостью установления напряжения  $U_{н0}$ . Поэтому рабочие режимы электрических сетей с учётом обобщённых или действительных характеристик нагрузки рассчитываются сравнительно редко, причём, обычно, в тех случаях, когда отказ от учёта этих характеристик может привести к качественно неверному результату. Чаще же ограничиваются менее строгим отображением в расчёте свойств нагрузки.

При расчётах рабочих режимов электрических сетей нагрузка обычно характеризуется неизменными активной и реактивной мощностями. Представление нагрузки неизменной мощностью соответствует замене действительных характеристик нагрузки условными (рис 1.8), представляющими собой прямую линию  $AB$ , идущую параллельно оси абсцисс. Нетрудно видеть, что расхождение условных характеристик с действительными сравнительно невелико только в небольшом диапазоне изменения напряжения. Эти изменения обычно соответствуют условиям, принимаемым при проектных расчётах электрических сетей, для потребителей которых требуется обеспечить малые отклонения напряжения от номинального значения.

При необходимости учёта изменения мощности нагрузки в функции напряжения в ряде случаев пользуются представлением нагрузки неизменным током ( $I_n = \text{const}$ ).

**Рис. 1.8. Представление комплексной нагрузки неизменными активной и реактивной мощностями**



Активная и реактивная слагающие этого тока вычисляются по заданным значениям мощности нагрузки и напряжению в исходном режиме. Изменение напряжения в точке подключения нагрузки в точке при рассматриваемом способе её представления определяет изменение мощности, поскольку

$$\underline{S}_н = \sqrt{3} \dot{U}_н \dot{i}_н. \quad (1.31)$$

Таким образом, достигается определённое качественное соответствие с действительной статистической характеристикой нагрузки, определяющей снижение её мощности при уменьшении напряжения и рост при повышении напряжения в точке включения нагрузки.

При расчёте режимов, для которых характерны значительные изменения напряжения в узлах сети, нагрузку удобно представить параллельно (рис. 1.9, а) или последовательно (рис. 1.9, б) соединёнными неизменными активным и реактивным сопротивлениями. Значения этих сопротивлений выбираются таким образом, чтобы определяемая ими мощность при напряжении нормального режима была равна заданной мощности нагрузки. Тогда при параллельном соединении сопротивлений

$$r_н = \frac{U_{н0}^2}{P_{н0}}; \quad x_н = U_{н0}^2 / Q_{н0}, \quad (1.32)$$

а при последовательном соединении

$$r_н = \frac{U_{н0}^2}{P_{н0}} \cos \varphi_{н0}; \quad x_н = \frac{U_{н0}^2}{Q_{н0}} \sin \varphi_{н0}, \quad (1.33)$$

где  $S_{н0} = \sqrt{P_{н0}^2 + Q_{н0}^2}$ ;  $\cos \varphi_{н0} = P_{н0} / S_{н0}$ ;  $\sin \varphi_{н0} = Q_{н0} / S_{н0}$ .

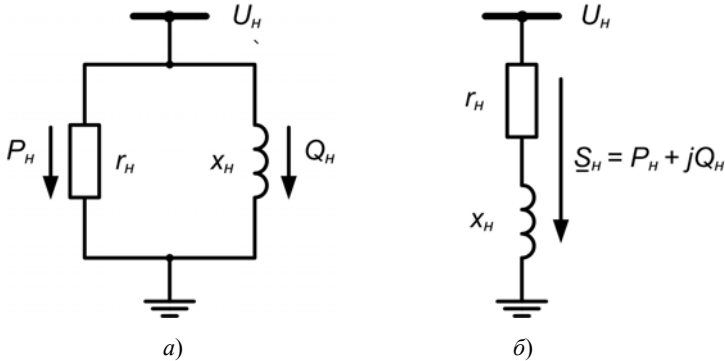


Рис. 1.9. Представление комплексной нагрузки неизменными активным и реактивным сопротивлениями при их параллельном (а) и последовательном (б) соединении

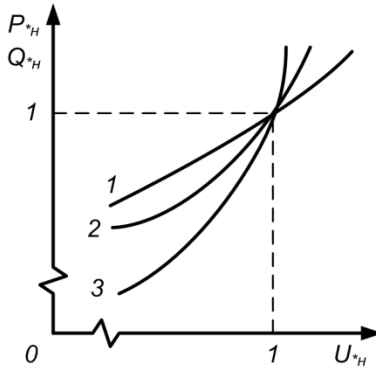


Рис 1.10. обобщённые зависимости активной (1) и реактивной (2) мощности нагрузки и частная зависимость ( $P_{*H} = Q_{*H}$ ) при представлении нагрузки неизменными и равными по значению активным и индуктивным сопротивлениями (3)

При представлении нагрузки неизменными сопротивлениями её мощность меняется пропорционально квадрату приложенного напряжения. На рисунке 1.10 характеристика такой нагрузки (кривая 3) нанесена на одном графике с обобщёнными практическими характеристиками комплексной нагрузки (кривая 1 –  $P_{*H}$ , кривая 2 –  $Q_{*H}$ ).

Их сопоставление показывает, что близкое совпадение характеристик реактивной мощности имеет место в значительно большем диапазоне изменения напряжения, нежели при учёте нагрузки постоянной мощностью.

## Вопросы для самопроверки

1. Что понимается под комплексной нагрузкой узла сети?
2. Какими каталожными данными характеризуются двухобмоточные трансформаторы с РПН?
3. Из каких опытов определяются параметры схемы замещения трёхобмоточного трансформатора?
4. Каковы преимущества АТ перед трёхобмоточными трансформаторами?
5. Какие виды графиков нагрузки используются для характеристики потребления активной мощности в узлах сети?
6. Как производится определение реактивной мощности узла нагрузки при проектировании?
7. Что понимается под статической характеристикой нагрузки?
8. Что понимается под обобщёнными статическими характеристиками комплексной нагрузки?
9. Каковы возможные способы представления комплексной нагрузки в расчётных схемах?
10. Какие преимущества имеет представление нагрузки неизменным сопротивлением перед представлением постоянной мощностью?

## Глава 2

### РАСЧЁТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ОДНИМ ИСТОЧНИКОМ ПИТАНИЯ

#### 2.1. МЕТОДЫ РАСЧЁТОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

При проектировании и эксплуатации электрических сетей необходимо оценивать условия, в которых будут работать потребители и оборудование электрической сети. Такие оценки дают возможность предусмотреть меры для обеспечения требуемого качества электроэнергии, а также установить допустимость предполагаемого режима сети для её оборудования. Кроме того, расчёты, выполняемые при такого рода оценках, позволяют найти оптимальные условия для производства и передачи требуемого количества электроэнергии, т.е. осуществить так называемую «оптимизацию режима» электрической сети или энергетической системы в целом.

Определение параметров режима составляет задачу расчёта установившегося режима сети. Исходными данными для расчёта служат схема электрических соединений сети, характеризующая взаимную

связь её элементов; сопротивления и проводимости этих элементов; известные расчётные мощности нагрузок и заданные значения напряжения в отдельных точках, а иногда также и заданные диспетчерским графиком мощности, поступающие от ряда источников питания.

Электрическая сеть представляет собой объект, который в электротехнике относится к категории электрических цепей, поэтому к расчёту её режима должны быть применены основные законы электрической цепи – законы Кирхгофа. Однако, несмотря на возможность применения общих методов, разработанных в теории цепей, расчёт режима сети в общем случае представляет собой весьма сложную задачу. Связано это как с большим количеством элементов, входящих в сети современных систем, так и со специфическими особенностями задания исходных данных.

Пусть задана мощность некоторой нагрузки  $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$ , которая должна быть учтена наряду с другими нагрузками при расчёте режима сети. Ток такой нагрузки

$$\dot{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\sqrt{3} U_i^*}, \quad (2.1)$$

и, следовательно, может быть вычислен только при известном напряжении  $U_i^*$  на шинах этой нагрузки. Между тем напряжения в точках электрической сети являются искомыми величинами, неизвестными в начале расчёта. Это обстоятельство препятствует непосредственному использованию законов Кирхгофа для получения однозначного решения.

В этих условиях для простейших сетей практическое применение нашли два метода расчёта: последовательных приближений (итерационный способ решения) и систематизированного подбора. Первый из них следует рассматривать как основной в общем случае, второй (метод систематизированного подбора) может быть эффективным в сравнительно простых случаях.

Как известно, *метод последовательных приближений* предусматривает постепенный переход от более грубых решений поставленной задачи к более точным. Первое приближение (нулевая итерация) при этом может быть просто задано на основании тех или иных представлений о возможных значениях искомым величин. Применительно к электрическим сетям в качестве первого приближения целесообразно рассматривать предположение о равенстве напряжения во всех точках сети номинальному напряжению её элементов. Введение такого предположения позволяет определить в соответствии с (2.1) токи нагрузок



и остальные параметры режима сети, в том числе и напряжения на шинах узлов нагрузки. Последние являются уже вторым приближением к истинному решению. Основываясь на нём, можно вновь с помощью (2.1) найти токи и продолжать указанным путём выполнять расчёты до тех пор, пока результаты последующих приближений не будут с заданной точностью отличаться от результатов предыдущих.

Практика показала, что во многих расчётах электрических сетей можно ограничиться решениями, полученными при второй и первой итерациях. К числу этих расчётов относятся расчёты местных сетей, а в ряде случаев – проектные расчёты районных сетей напряжением 110 и 220 кВ. При анализе режима местных сетей принято ограничиваться первым приближением. Связано это с тем, что требования потребителей к качеству энергии определяют необходимость обеспечить для всех точек таких сетей напряжения, мало отличающиеся от номинальных, которые принимаются при расчётах первого приближения. Получаемая при этом ошибка лежит в пределах точности расчёта. Ошибка, получаемая при ограничении расчётов районных сетей 110 и 220 кВ вторым приближением, также оказывается в пределах точности расчёта при выполнении многих проектных расчётов, исходные данные для которых не могут быть заданы с высокой точностью. В тех случаях, когда выполняются эксплуатационные расчёты режима сложных сетей, параметры которых известны с высокой степенью достоверности, целесообразно продолжать итерационный процесс до получения повышенной точности решения. Такой подход необходим также и тогда, когда расчёты ведутся с целью уточнения оценки потерь мощности (например, в задачах оптимизации), составляющих в электрических сетях сравнительно небольшое значение от мощности, передаваемой потребителям.

Возможность ограничения первыми приближениями, характерная для многих расчётов электрических сетей, привела к разработке специфических методов расчёта, широко применяемых в расчётной практике при проектировании электрических сетей, особенно в простых случаях.

## **2.2. РАСЧЁТНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

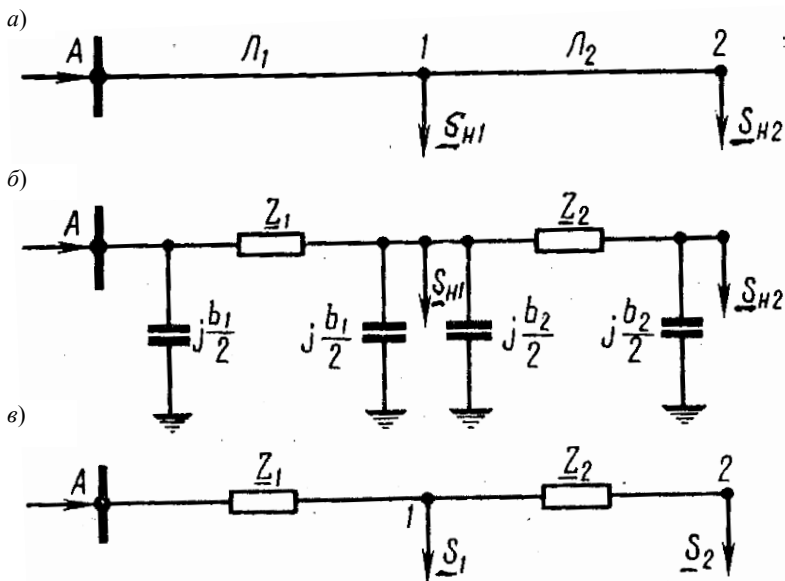
### **2.2.1. РАСЧЁТНЫЕ СХЕМЫ**

Режим электрической сети рассчитывается применительно к схеме замещения. Эта схема получается в результате объединения схем замещения отдельных элементов сети в соответствии с последователь-

ностью соединения этих элементов в рассчитываемой сети. Схему замещения сети иногда называют расчётной.

В практике выделяют два типа электрических сетей и соответствующих им расчётных схем: разомкнутые и замкнутые сети. Принципиальные схемы этих сетей показаны на рис. 2.1, а и 2.2, а; их схемы замещения при напряжениях 110 кВ и выше – на рис. 2.1, б и 2.2, б; схемы замещения местных разомкнутых и замкнутых сетей – на рис. 2.1, в и 2.2, в. К числу простейших замкнутых относятся кольцевые сети (рис. 2.2), а также сети и отдельные электропередачи с двусторонним питанием, связывающие друг с другом независимые источники мощности (рис. 2.3).

В расчётных схемах местных электрических сетей линии представляются их активным и индуктивным сопротивлениями, линии районных сетей входят в расчётные схемы П-образными схемами замещения.



**Рис. 2.1. Разомкнутая сеть:**  
 принципиальная схема (а),  
 схема замещения при напряжении 110 кВ и выше (б),  
 схема замещения местной сети (в)

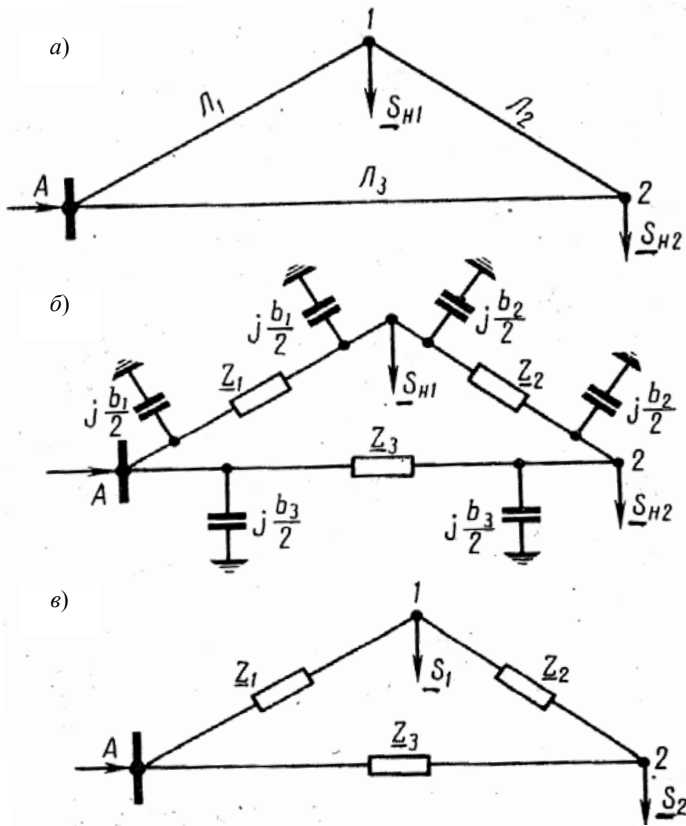


Рис. 2.2. Замкнутая (кольцевая) сеть:  
 принципиальная схема (а),  
 схема замещения при напряжении 110 кВ и выше (б),  
 схема замещения местной сети (в)

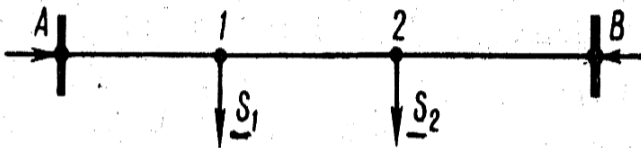


Рис. 2.3. Принципиальная схема замкнутой сети  
 с двусторонним питанием

## 2.2.2. РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА ПОДСТАНЦИИ

Для упрощения расчётных схем сетей с номинальным напряжением, не превышающим 220 кВ, при расчётах вводят понятие так называемой *расчётной нагрузки* (мощности) подстанции. Возможность упрощения расчётной схемы при использовании этого понятия может быть проиллюстрирована на примере схемы, показанной на рис. 2.4, а. В этой схеме к шинам ПС 1, на которой установлен трансформатор, подходят две линии районной электрической сети. На рисунке 2.4, б показана схема замещения, характеризующая условия распределения мощностей в ветвях, связанных с узловой точкой 1. На этой схеме суммарная мощность, проходящая по сопротивлениям  $Z_1$  и  $Z_2$ , равна  $S_{\Sigma 1} = S'_1 - jQ'_{c1} - jQ'_{c2}$ . Причём мощность  $S'_1$  отличается от мощности нагрузки  $S_{н1}$  на мощность потерь в обмотке трансформатора (в сопротивлении  $Z_T$ ) и его потерь холостого хода, т.е.  $S'_1 = S_{н1} + \Delta P_T + j\Delta Q_T$ .

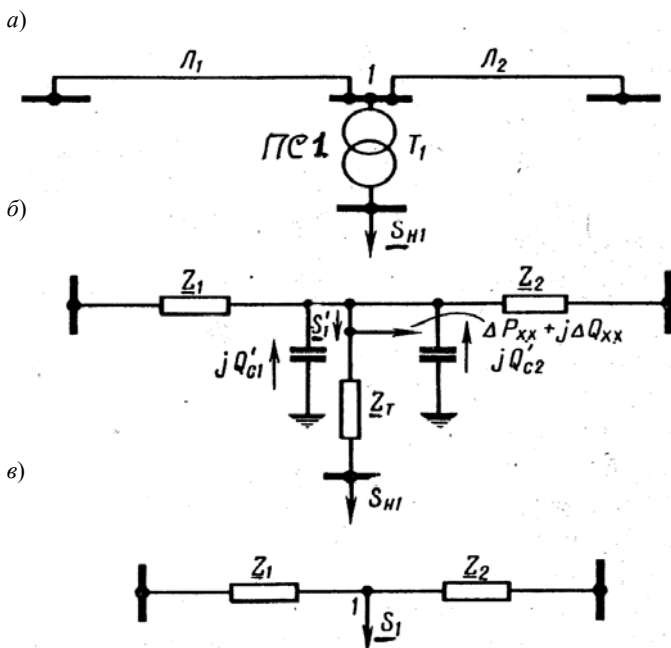


Рис. 2.4. Принципиальная схема сети (а), её полная (б) и упрощённая (в) схемы замещения

Если перед расчётом режима всей сети в целом предварительно определить мощность  $\underline{S}_{\Sigma 1}$ , то она отразит влияние и ёмкостной проводимости, и потерь мощности в трансформаторе на режим ветвей расчётной схемы, примыкающих к точке  $I$ , а, следовательно, и на режим всей рассчитываемой сети. В этом случае схема замещения существенно упрощается и принимает вид, показанный на рис. 2.4, в, где  $\underline{S}_1 = \underline{S}_{\Sigma 1}$  – мощность, называемая *расчётной мощностью* подстанции (в данном примере – подстанция  $I$ ).

Вычисление расчётной мощности подстанции предшествует расчёту сети, в результате которого определяются напряжения в узловых точках её схемы замещения; следовательно, слагающие этой мощности должны определяться по номинальному напряжению сети, причём для зарядных мощностей

$$Q'_{c1} = U_{\text{ном}}^2 \frac{b_1}{2} \text{ и } Q'_{c2} = U_{\text{ном}}^2 \frac{b_2}{2}.$$

Потери в трансформаторах в этом случае вычисляются по формулам (1.8) и (1.9) или (1.8б) и (1.9б). Расчёт по номинальному напряжению обуславливает меньшую точность. Это, в свою очередь, определяет необходимость ограничивать область применения расчётного приёма, связанного с введением расчётной нагрузки подстанции.

## 2.3. РАСЧЁТ РЕЖИМА РАЗОМКНУТОЙ СЕТИ

### 2.3.1. РАСЧЁТ СЕТИ ПО ЗАДАНЫМ ПАРАМЕТРАМ В КОНЦЕ ПЕРЕДАЧИ

Общая схема разомкнутой сети с  $n$  нагрузками ( $a$ ) и её схема замещения ( $b$ ) показаны на рис. 2.5.

Рассмотрим вначале последовательность расчёта режима районных сетей, причём выделим два характерных расчётных случая: расчёт сети по заданному напряжению  $\dot{U}_n$  в точке  $n$  (иногда для такого расчётного случая применяется термин «расчёт по заданным параметрам в конце передачи») и расчёт, в котором заданной величиной является напряжение в точке питания  $\dot{U}_A$  (расчёт по заданным параметрам на её передающем конце).

При протекании мощности  $\underline{S}_n$  по сопротивлению  $\underline{Z}_n$  происходит потеря активной и реактивной мощностей, поэтому мощность в начале участка схемы замещения между точками  $(n - 1)$  и  $n$  отличается от известной мощности  $\underline{S}_n$ .

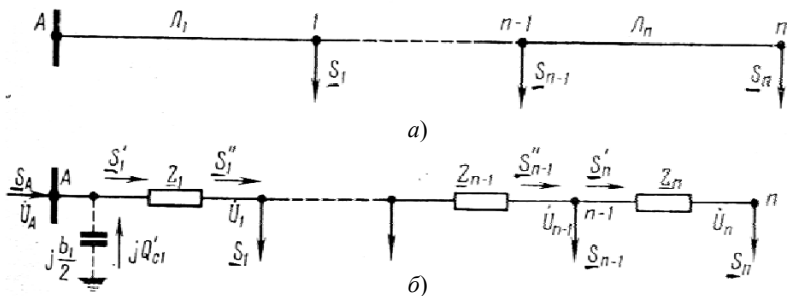


Рис. 2.5. Общая расчётная схема (а) и схема замещения (б) разомкнутой сети с  $n$  нагрузками

Напряжение  $\dot{U}_{n-1}$  также не равно напряжению  $\dot{U}_n$ . Если заданной величиной является напряжение  $\dot{U}_n$ , то мощности на всех участках сети и напряжения во всех её точках однозначно определяются в результате одной серии последовательно выполняющихся однотипных расчётов.

Действительно, при известном  $\dot{U}_n$  потери мощности в сопротивлении  $\underline{Z}_n$  определяются как

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_n &= 3I_n^2 r_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2} r_n; \\ \Delta Q_n &= 3I_n^2 x_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2} x_n \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

и, следовательно, мощность в начале участка  $n$

$$\underline{S}'_n = \underline{P}'_n + j\underline{Q}'_n = P_n + j(Q_n + \Delta Q_n). \quad (2.3)$$

Мощность в конце участка  $(n-1)$  по балансу мощности в узловой точке  $(n-1)$  может быть определена как сумма:

$$\underline{S}''_n = P''_{n-1} + j\underline{Q}''_{n-1} = P'_n + P_{n-1} + j(Q'_n + Q_{n-1}). \quad (2.4)$$

Падение напряжения в фазе линии с сопротивлением  $\underline{Z}_n$  при индуктивном характере нагрузки  $\underline{S}_n$ :

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{n\phi} &= \dot{I}_n \underline{Z}_n = (I_{na} - jI_{np})(r_n + jx_n) = I_{na}r_n + I_{np}x_n + j(I_{na}x_n - I_{np}r_n) = \\ &= \Delta U_{n\phi} + j\delta U_{n\phi}, \end{aligned} \quad (2.5)$$

или при выражении тока  $\dot{I}_n$  и его слагающих через заданную мощность  $\underline{S}_n$  (при ёмкостном характере нагрузки в формулах (2.5), (2.6) и аналогичных им, приведённых ниже, следует изменить знак перед реактивным током или перед реактивной мощностью  $Q_n$ ):

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{n\phi} &= \frac{\underline{S}_n^*}{3U_{n\phi}} \underline{Z}_n = \frac{1}{3U_{n\phi}} [(P_n - jQ_n)(r_n + jx_n)] = \\ &= \frac{1}{3U_{n\phi}} [P_n r_n + Q_n x_n + j(P_n x_n - Q_n r_n)]. \end{aligned} \quad (2.6)$$

Если напряжение вектора  $\dot{U}_n$  совместить с осью отчёта аргументов, то  $\dot{U}_{n\phi}^* = \dot{U}_{n\phi} = U_{n\phi}$ , и, следовательно,

$$\Delta \dot{U}_{n\phi} = \frac{1}{3} \left[ \frac{P_n r_n + Q_n x_n}{U_{n\phi}} + j \frac{P_n x_n - Q_n r_n}{U_{n\phi}} \right] = \Delta U_{n\phi} + j\delta U_{n\phi}. \quad (2.6a)$$

Выражениям (2.5) и (2.6a) соответствует векторная диаграмма, показанная на рис. 2.6. На этой диаграмме  $\Delta U_{n\phi}$  – продольная составляющая вектора падения напряжения  $\Delta \dot{U}_{n\phi}$ , а  $\delta U_{n\phi}$  – его поперечная составляющая. В соответствии с векторной диаграммой

$$\dot{U}_{(n-1)\phi} = U_{n\phi} + \Delta U_{n\phi} + j\delta U_{n\phi}.$$

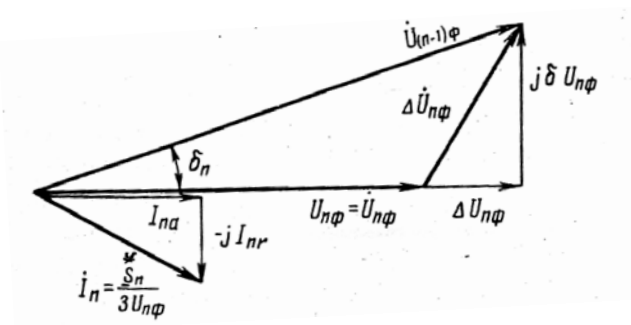


Рис. 2.6. Векторная диаграмма напряжений и токов для участка сети

В раскрытой форме при переходе к линейным напряжениям

$$\dot{U}_{n-1} = U_n + \sqrt{3} [I_{na} r_n + I_{np} x_n + j(I_{na} x_n - I_{np} r_n)], \quad (2.7)$$

или

$$\dot{U}_{n-1} = U_n + \frac{P_n r_n + Q_n x_n}{U_n} + j \frac{P_n r_n - Q_n x_n}{U_n}. \quad (2.8)$$

Из (2.8) модуль напряжения в точке  $(n-1)$

$$\dot{U}_{n-1} = \sqrt{\left[ U_n + \frac{P_n r_n + Q_n x_n}{U_n} \right]^2 + \left[ \frac{P_n r_n - Q_n x_n}{U_n} \right]^2}. \quad (2.9)$$

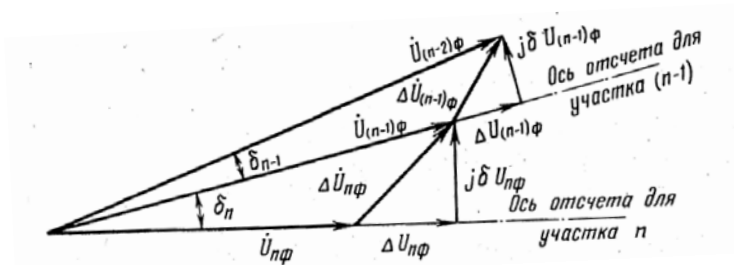
Определением напряжения  $\dot{U}_{n-1}$  заканчивается расчёт режима концевого участка разомкнутой линии. При этом оказываются известными все необходимые данные для расчёта следующего участка. Это даёт возможность выполнить «расчёт по заданным параметрам в конце передачи» точно так же, как выполнялись расчёты режима последнего участка схемы с сопротивлением  $\underline{Z}_n$ .

Расчёт участка  $(n-1)$  выполняется по формулам, которые приведены ранее для участка  $n$ . При этом вектор  $\dot{U}_{(n-1)\phi}$  вновь совмещается с осью отсчёта аргументов. Аналогично ведутся расчёты для всех остальных участков. В частности, для головного участка исходными данными являются напряжение  $\dot{U}_1$  и мощность  $\underline{S}'_1$ , при этом определяются напряжение  $\dot{U}_A$  и мощности  $\underline{S}'_1$  и  $\underline{S}_A$ .

Напряжение  $\dot{U}_A$  в общем случае отличается от  $\dot{U}_n$  как по величине, так и по фазе, причём различие по фазе характеризуется некоторым углом  $\delta A_n$ . В рассмотренном расчёте напряжение в конце каждого участка линии принималось совпадающим с осью отсчёта, причём ось отсчёта для напряжения  $\dot{U}_{(n-1)\phi}$  сдвинута по фазе относительно оси отсчёта при расчёте режима участка  $n$  (рис. 2.6).

Аналогичный сдвиг характерен и для других участков. Это иллюстрируется векторными диаграммами для двух соседних участков, которые совмещены на одном рис. 2.7.





**Рис. 2.7. Векторные диаграммы напряжений для двух соседних участков сети**

Сдвиг напряжения по фазе за счёт поперечной слагающей падения напряжения на участке  $n$  определяется в соответствии с рис. 2.6. выражением

$$\delta_n = \arctg \frac{\delta U_{n\phi}}{U_{n\phi} + \Delta U_{n\phi}}, \quad (2.10)$$

справедливым для каждого участка линии. Рисунок 2.7 показывает, что напряжения в точках, отделённых двумя участками линий, различаются по фазе на угол, равный сумме углов, которые определяют сдвиг по фазе напряжений в начале и конце каждого из участков. В общем случае

$$\delta A_n = \sum_{i=1}^n \delta_i. \quad (2.11)$$

### 2.3.2. РАСЧЁТ СЕТИ ПО ЗАДАНЫМ ПАРАМЕТРАМ НА ЕЁ ПЕРЕДАЮЩЕМ КОНЦЕ

В расчётах по заданным параметрам на передающем конце, в которых известной величиной является напряжение в точке питания  $\dot{U}_A$ , а напряжение в конце сети в точке  $n$  находится среди искомым неизвестных, используется метод последовательных приближений, причём расчёты выполняются в два этапа. В качестве первого приближения (на первом этапе расчёта) принимается, что напряжения во всех узловых точках равны номинальному напряжению сети. При таком условии находится распределение мощностей сети.

Применительно к обозначениям на схеме (см. рис. 2.5) расчёт ведётся в приведённой ниже последовательности. Вычисляются потери мощности на конечном участке сети:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_n &= \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_n; \\ \Delta Q_n &= \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_n. \end{aligned} \right\} \quad (2.12)$$

Затем находится мощность  $\underline{S}'_1$ , в начале этого участка в соответствии с (2.3). По балансу мощности в узле  $(n - 1)$  определяется мощность в конце  $(n - 1)$ -го участка по формуле (2.4). Аналогично расчёт ведётся и для всех остальных участков сети. Расчёт продолжается до тех пор, пока не будут найдены мощности  $\underline{S}'_1$ , и  $\underline{S}_A$ . При определении последней учитывается зарядная мощность  $\underline{Q}_{C1}$ , которая вычисляется по заданному напряжению  $\dot{U}_A$  и ёмкостной проводимости  $b_1/2$ . На следующем этапе расчёта определяются напряжения в узловых точках во втором приближении. Исходными данными при этом служат напряжение  $\dot{U}_A$  и найденные на предыдущем этапе расчёта мощности в конце каждого из участков. При этом для головного участка сети имеем

$$\dot{U}_{1\phi} = U_{A\phi} - \Delta \dot{U}_{1\phi}. \quad (2.13)$$

Совмещая ось отсчёта аргументов с направлением вектора  $U_{A\phi}$  и переходя к линейным напряжениям, из (2.13) получим

$$\dot{U}_{1\phi} = U_A - \Delta U_1 - j\delta U_1. \quad (2.14)$$

или в раскрытой форме (2.14а)

$$\dot{U}_1 = U_A - \frac{P'_1 r_1 + Q'_1 x_1}{U_A} - j \frac{P'_1 r_1 - Q'_1 x_1}{U_A} = U_A - \sqrt{3} [I_{1a} r_1 + I_{1p} x_1 + j(I_{1a} x_1 - I_{1p} r_1)]. \quad (2.14а)$$

На рисунке 2.8 показана векторная диаграмма, соответствующая выражениям (2.13) и (2.14). Из этой векторной диаграммы и формулы (2.14а) следует, что модуль напряжения в точке 1 (рис. 2.9, а)

$$U_1 = \sqrt{\left[ U_A - \frac{P'_1 r_1 + Q'_1 x_1}{U_A} \right]^2 + \left[ \frac{P'_1 r_1 - Q'_1 x_1}{U_A} \right]^2}. \quad (2.15)$$

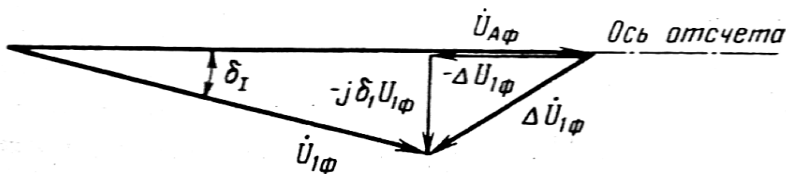


Рис. 2.8. Векторная диаграмма напряжений для головного участка сети

а аргумент этого напряжения

$$\delta_n = \arctg \frac{-\delta U_1}{U_A - \Delta U_1}. \quad (2.16)$$

Расчёт напряжений в других узловых точках сети ведётся аналогично. В частности, для концевой точки линии напряжение

$$\dot{U}_n = U_{n-1} - \frac{P'_n r_n + Q'_n x_n}{U_{n-1}} - j \frac{P'_n r_n - Q'_n x_n}{U_{n-1}},$$

причём угол  $\delta A_n$  определяется выражением (2.11).

Второй этап завершает расчёт режима сети.

Последовательность операций расчёта по заданным параметрам на передающем конце иллюстрируется схемами, приведёнными на рис. 2.9.

На рисунке 2.9, а, отвечающем первому этапу расчёта, показаны параметры режима (мощности в начале каждого из участков линии), полученные при последовательном переходе от участка к участку в направлении от конца сети к её началу. Опорными исходными данными для расчёта являются напряжение  $U_{ном}$  и мощность  $S_n$ .

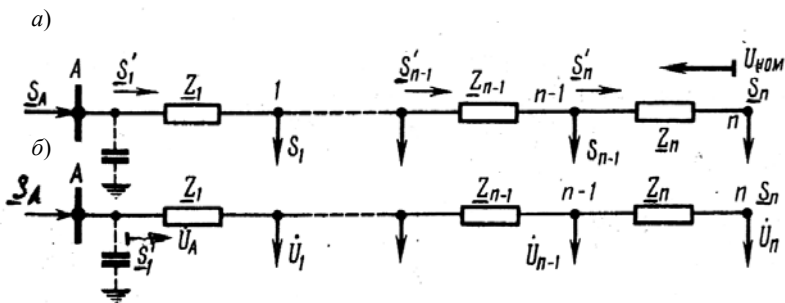


Рис. 2.9. Последовательность операций расчёта «по данным начала»: а – первый этап расчёта; б – второй этап расчёта

На рисунке 2.9, б показаны параметры режима, получаемые на втором этапе расчёта (напряжения в узловых точках) при последовательном переходе от начала линии к её концу. Исходными данными в этом случае служат напряжение  $\dot{U}_A$  и мощность  $\underline{S}'_1$ , найденная на первом этапе.

### 2.3.3. РАСЧЁТ СЕТЕЙ С НОМИНАЛЬНЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ и ниже

При расчёте сетей с номинальным напряжением 110 кВ и ниже общие расчётные формулы, приведённые в настоящем параграфе для определения напряжения в узловых точках сети, можно упростить. Для таких сетей характерно либо примерное равенство активного и индуктивного сопротивлений, либо превышение активного сопротивления над индуктивным. В этих случаях поперечная слагающая падения напряжения, определяемая выражением

$$\delta U_n = \frac{P_n x_n - Q_n r_n}{U_n},$$

имеет при передаче по линии индуктивной и реактивной мощности небольшое значение. При этом влияние её на модуль напряжения

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

практически лежит в пределах точности расчёта. Поэтому в расчётной практике принято оценивать падение напряжения в сетях с номинальным напряжением 110 кВ и ниже по его продольной слагающей. В этом случае продольная слагающая падения напряжения  $\Delta U$  приравнивается потере напряжения. Векторная диаграмма (рис. 2.10) показывает, что в общем случае такое равенство не имеет места и неучёт

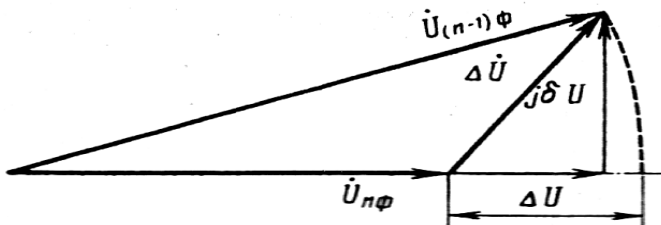


Рис. 2.10. Векторная диаграмма напряжений участка линии:  
 $U_{ном} = 110$  кВ

поперечной слагающей падения напряжения при оценке разности напряжений может привести к существенным ошибкам. Однако практика расчётов приводит к выводу, что при напряжении 110 кВ и ниже такой учёт практически не оправдан, так как создаёт впечатление большой точности расчёта; между тем эти уточнения, требующие затраты дополнительного труда, лежат в пределах точности всего расчёта в целом. Следовательно, для сетей с номинальным напряжением 110 кВ и ниже следует расчётную формулу (2.8) привести к виду

$$U_{n-1} = U_n + \sqrt{3}(I_{na}r_n + I_{np}x_n) = U_n + \frac{P_n r_n + Q_n x_n}{U_n}. \quad (2.17)$$

При расчётах по заданным параметрам на передающем конце в этом случае следует пользоваться формулой

$$U_n = U_{n-1} - \sqrt{3}(I_{na}r_n + I_{np}x_n) = U_{n-1} - \frac{P_n' r_n + Q_n' x_n}{U_{n-1}}. \quad (2.18)$$

### 2.3.4. РАСЧЁТ МЕСТНЫХ СЕТЕЙ

В расчёты местных сетей вносятся дополнительные упрощения. Для этих сетей характерны достаточно малые отклонения напряжения от номинального значения, что определяется требованиями, которые предъявляют потребители к качеству электроснабжения. Поэтому при расчётах потерь напряжения для всех точек сети напряжение принимается равным номинальному значению. Это приближение позволяет перейти к более простым формулам.

Пусть имеется некоторый участок местной сети (рис. 2.11, а).

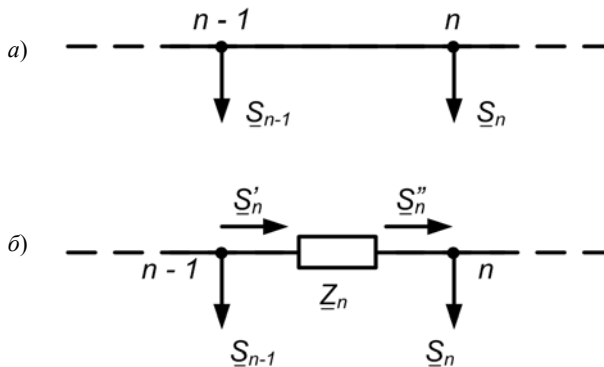


Рис. 2.11. Принципиальная схема (а) и схема замещения (б) участка местной сети

Если по сопротивлению в схеме замещения этого участка (рис. 2.11, б) протекает ток  $\dot{I}_n$ , то для начала участка  $\underline{S}'_n = \sqrt{3} \dot{U}_{n-1}^* \dot{I}_n$ , тогда как для его конца  $\underline{S}''_n = \sqrt{3} \dot{U}_n^* \dot{I}_n$ .

При условии равенства напряжений  $\dot{U}_n = \dot{U}_{n-1} = U_{\text{ном}}$  эти мощности равны  $\underline{S}'_n = \underline{S}''_n$ . Следовательно, неучёт изменений напряжения связан с неучётом потерь мощности в сети.

Таким образом, принятое допущение в сущности означает возможность ограничиться при выполнении расчётов первым приближением.

Неучёт потерь мощности в местных сетях позволяет получить общую потерю напряжения в сети непосредственно по заданным мощностям нагрузки. На рисунке 2.12 показан участок местной сети с обозначениями, которые обычно принимаются для расчётных схем таких сетей. Здесь мощности нагрузок отмечены малыми буквами, а мощности, протекающие к узловым точкам со стороны источника питания (так называемые линейные мощности), – большими буквами с теми же индексами. При принятых условиях суммарная потеря напряжения в рассматриваемой сети

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} [(I_{1a} r_1 + I_{2a} r_2) + (I_{1p} x_1 + I_{2p} x_2)] = \\ &= \frac{1}{U_{\text{ном}}} [(P_1 r_1 + P_2 r_2) + (Q_1 x_1 + Q_2 x_2)] \end{aligned} \quad (2.19)$$

или в общем случае при  $n$  нагрузках в сети

$$\Delta U = \sqrt{3} \left[ \sum_{i=1}^n I_{ia} r_i + \sum_{i=1}^n I_{ip} x_i \right] = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \left[ \sum_{i=1}^n P_i r_i + \sum_{i=1}^n Q_i x_i \right]. \quad (2.20)$$

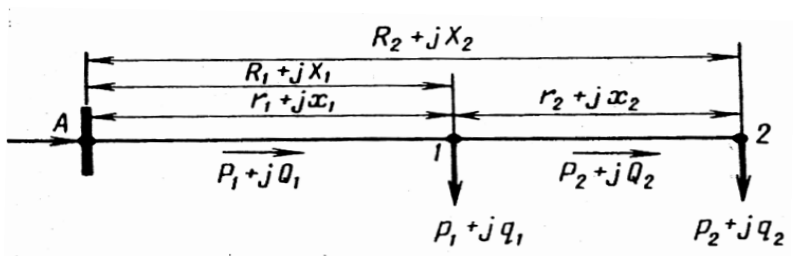


Рис. 2.12. Участок местной сети с принятыми в расчётах обозначениями

Для схемы, изображённой на рис. 2.12, при неучёте потерь мощности имеем

$$S_2 = s_2; S_1 = s_1 + s_2, \quad (2.21)$$

так же, как

$$\dot{I}_2 = i_2; \dot{I}_1 = i_1 + i_2. \quad (2.22)$$

Следовательно, суммарная потеря напряжения, согласно (2.19), (2.21) и (2.22):

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3}[(i_{1a} + i_{2a})r_1 + i_{2a}r_2] + \sqrt{3}[(i_{1p} + i_{2p})x_1 + i_{2p}x_2] = \\ &= \sqrt{3}[i_{1a}r_1 + i_{2a}(r_1 + r_2)] + \sqrt{3}[i_{1p}x_1 + x_{2p}(x_1 + x_2)], \end{aligned}$$

или

$$\Delta U = \sqrt{3}[(i_{1a}R_1 + i_{2a}R_2) + (i_{1p}X_1 + i_{2p}X_2)], \quad (2.23)$$

Аналогично, при задании нагрузок мощностями

$$\Delta U = \frac{1}{U_{\text{ном}}} [(p_1R_1 + p_2R_2) + (q_1X_1 + q_2X_2)]. \quad (2.24)$$

В формулах (2.23) и (2.24) в соответствии с рис. 2.12 приняты следующие обозначения:  $R_1, R_2, X_1$  и  $X_2$  – суммарные активные и реактивные сопротивления от точки питания до соответствующих нагрузок.

Для общего случая местной сети с  $n$  нагрузками справедливы аналогичные выражения

$$\Delta U = \sqrt{3} \left[ \sum_{i=1}^n I_{ia}R_i + \sum_{i=1}^n I_{ip}X_i \right] = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \left[ \sum_{i=1}^n p_iR_i + \sum_{i=1}^n q_iX_i \right]. \quad (2.25)$$

Часто местные сети характеризуются большим количеством потребителей, получающих энергию от данной линии. В этих условиях применение формул (2.20) и (2.25) существенно упрощает расчёты. Кроме того, формулы (2.20) и (2.25) позволяют получить достаточно простые зависимости, с помощью которых при проектировании определяют сечения проводов и кабелей местной сети, обеспечивающие допустимые потери напряжения.

## 2.4. РАСЧЁТ РЕЖИМА КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ

На рисунке 2.13, *a* показана схема кольцевой сети с несколькими нагрузками. Головные участки этой сети включены на шины питательного пункта *A*, которым может явиться либо одна из подстанций системы, либо электрическая станция.

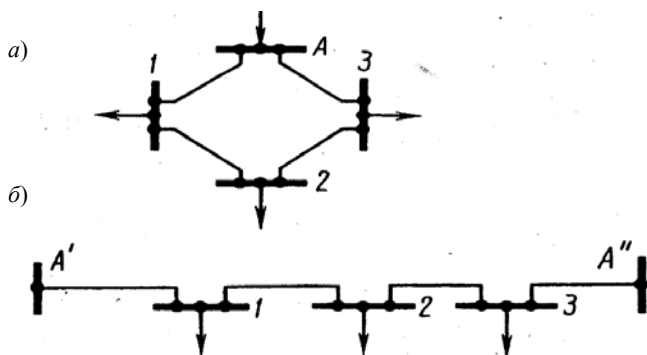


Рис. 2.13. Схема кольцевой сети с несколькими нагрузками (а) и её развёрнутая схема (б)

Если схему такой сети представить разрезанной по питательному пункту и развёрнутой, то она будет иметь вид, свидетельствующий о возможности классифицировать кольцевую сеть как линию с двусторонним питанием, у которой напряжения по концам равны по значению и фазе (рис. 2.13, б).

На рисунке 2.14 приведена расчётная схема такой сети, на которой указаны принятые обозначения:  $\underline{S}_1, \dots, \underline{S}_3$  – расчётные нагрузки ПС, включающие в общем случае часть зарядной мощности линий и потери мощности в трансформаторах; направления потоков мощности на отдельных участках этой схемы принято условно. Действительное их направление определяется в результате расчёта.

Известными величинами при выполнении расчёта режима рассматриваемой сети являются напряжение в точке питания и мощности нагрузок.

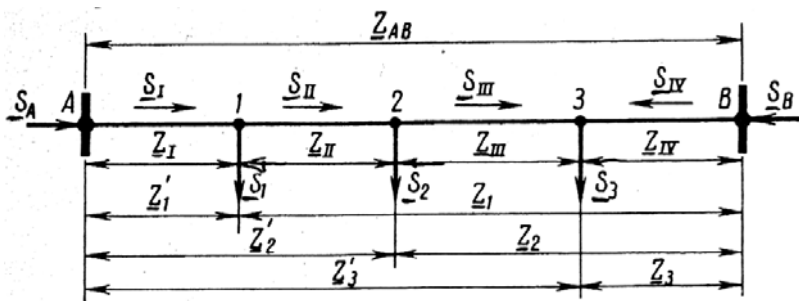


Рис. 2.14. Расчётная схема кольцевой сети с принятыми обозначениями



Поскольку напряжение и мощности заданы для разных точек сети, расчёт должен выполняться с помощью последовательных приближений методом, уже использованным в параграфе 2.3 при расчёте режима разомкнутой сети.

В качестве первого приближения и в этом случае принимают равенство напряжений вдоль линий номинальному напряжению линии. При этих допущениях токи, протекающие по отдельным участкам схемы, определяются соотношением

$$i_n = \frac{\underline{S}_n^*}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}},$$

или

$$\underline{S}_I^* \underline{Z}_I + \underline{S}_{II}^* \underline{Z}_{II} + \underline{S}_{III}^* \underline{Z}_{III} + \underline{S} \underline{Z} = 0, \quad (2.26)$$

где  $\underline{Z}^*$  – комплексно-сопряжённые значения сопротивлений.

Выразим входящие в это уравнение мощности 2, 3 и 4-го участков линии через мощности  $\underline{S}_I$  и известные мощности нагрузок  $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3$ . Принятое допущение об отсутствии потерь мощности позволяет записать:

$$\underline{S}_I + \underline{S}_{IV} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3,$$

откуда

$$\underline{S}_I = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 - \underline{S}_{IV}, \quad (2.27)$$

Кроме того, на основании первого закона Кирхгофа имеем

$$\underline{S}_{II} = \underline{S}_1 - \underline{S}_1, \quad (2.28)$$

$$\underline{S}_{III} = \underline{S}_1 - \underline{S}_1 - \underline{S}_2, \quad (2.29)$$

Подставив (2.27) – (2.29) в исходное уравнение (2.26), после преобразования получим

$$\underline{S}_I^* (\underline{Z}_I + \underline{Z}_{II} + \underline{Z}_{III} + \underline{Z}) - \underline{S}_1^* (\underline{Z}_I + \underline{Z}_{III} + \underline{Z}) - \underline{S}_2^* (\underline{Z}_{III} + \underline{Z}_{IV}) - \underline{S}_3^* \underline{Z}_{IV} = 0,$$

откуда с учётом обозначений рис. 2.14 следует, что

$$\underline{S}_I = \underline{S}_A = \frac{\underline{S}_1^* \underline{Z}_I + \underline{S}_2^* \underline{Z}_{II} + \underline{S}_3^* \underline{Z}_{III}}{\underline{Z}_{AB}}, \quad (2.30)$$

Аналогично можно получить

$$\underline{S}_{IV} = \underline{S}_B = \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_I^* + \underline{S}_2 \underline{Z}_{II}^* + \underline{S}_3 \underline{Z}_{III}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}. \quad (2.31)$$

В общем случае при  $n$  нагрузках на кольцевой линии (правило моментов)

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{m=1}^n \underline{S}_m \underline{Z}_{mB}^*}{\underline{Z}_{mB}^*}, \quad \underline{S}_B = \frac{\sum_{m=1}^n \underline{S}_m \underline{Z}_{mA}^*}{\underline{Z}_{mA}^*}.$$

где  $\underline{Z}_{mA}^*$ ,  $\underline{Z}_{mB}^*$  – комплексно-сопряжённые значения линий от точки  $m$ , в которой включена некоторая промежуточная нагрузка  $\underline{S}_m$ , до точек питания  $A$  и  $B$  соответственно.

После определения мощностей, протекающих по головным участкам сети, можно найти мощности на остальных её участках с помощью закона Кирхгофа, последовательно применённого для каждой точки включения нагрузки.

Определение потоков мощности в линии по найденным формулам является первым этапом расчёта режима этой линии. На втором этапе определяются потери мощности, а также напряжения в узловых точках схемы. Допустим, что в результате первого этапа расчётов найдено распределение мощностей, показанное на рис. 2.15, *a*, где к точке 2 мощность поступает с двух сторон. Такая точка в схеме называется точкой потокораздела и на рисунке обычно отмечается зачернённым треугольником.

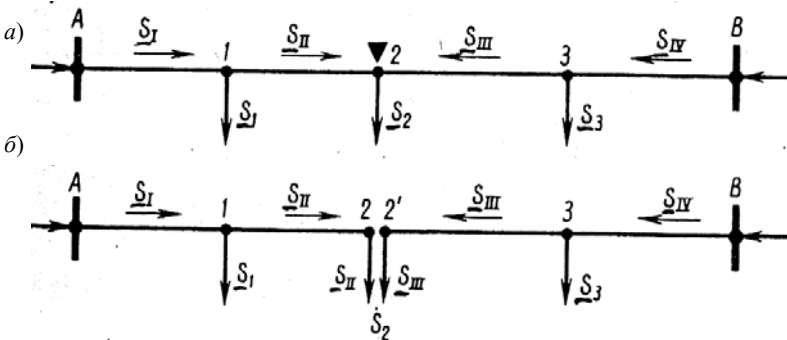


Рис. 2.15. Найденное распределение мощностей в кольцевой сети (*a*) и её расчётная схема (*б*)

Найденной схеме распределения мощностей можно поставить в соответствие схему, показанную на рис. 2.15, б её можно получить, если исходную схему на рис. 2.15, а мысленно разрезать по точке потокораздела. Очевидно, что такая операция не изменит распределения мощностей по всей сети в целом, если, как показано на рис. 2.15, б, считать в точке 2 включённой нагрузку с потребляемой мощностью  $\underline{S}_{II}$ , в точке 2' – нагрузку с мощностью  $\underline{S}_{III}$ .

Схема, изображённая на рис. 2.15, б, состоит из двух независимых частей, каждая из которых характеризует разомкнутую сеть с заданными нагрузками и напряжениями  $\dot{U}_A = \dot{U}_B$  на шинах общего источника питания. Следовательно, дальнейший расчёт режима кольцевой схемы должен осуществляться так же, как для разомкнутых сетей по «заданным параметрам на передающем конце». При этом для районных сетей должны быть найдены уточнённые значения мощности, учитывающие потери мощности на участках каждой из схем, а затем вычислены напряжения в их узловых точках. Для местных сетей напряжения рассчитываются без учёта потерь мощности.

Может оказаться, что первый этап расчёта кольцевой сети выявит две точки потокораздела: одну – для активной, а другую – для реактивной мощности. Такой случай иллюстрируется на рис. 2.16, а, где точка 2 является точкой потокораздела для активной, а точка 3 – для реактивной мощности. В этом случае кольцевая сеть для дальнейшего расчёта может быть также разделена на две разомкнутые линии.

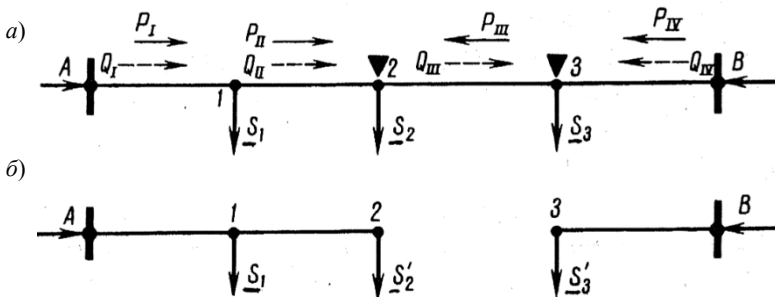


Рис. 2.16. Кольцевая сеть с двумя точками потокораздела (а) и её расчётная схема (б)

Вычислим предварительно потери мощности на участке между точками потококораздела:

$$\Delta P_{III} = \frac{P_{III}^2 + Q_{III}^2}{U_{НОМ}^2} r_{III};$$

$$\Delta Q_{III} = \frac{P_{III}^2 + Q_{III}^2}{U_{НОМ}^2} x_{III}.$$

Если теперь принять, что в точке 2 включена нагрузка

$$S_2' = P_2' + jQ_2' = P_{II} + j(Q_{II} + \Delta Q_{III}),$$

а в точке 3 нагрузка

$$S_3' = P_3' + jQ_3' = P_{IV} + \Delta P_{III} + jQ_{IV},$$

то при дальнейшем расчёте можно вместо кольцевой схемы рассматривать две разомкнутые линии, показанные на рис. 2.16, б.

### Вопросы для самопроверки

1. Какие исходные данные необходимы для выполнения расчёта установившегося режима электрической сети?
2. Какие методы наиболее широко используются для расчёта установившихся режимов сетей?
3. Что понимается под расчётной нагрузкой ПС?
4. При каких условиях допустимо представление ПС расчётной нагрузкой?
5. Какова последовательность расчёта режима разомкнутой сети при задании напряжения в её конечном узле?
6. При каком допущении выполняется расчёт режима разомкнутой сети при задании напряжения в её конечном узле?
7. В чём сущность метода расчёта режима разомкнутой сети «в два этапа»?
8. Каковы особенности расчёта режима местных электрических сетей?
9. При каком допущении определяются потоки мощности на головных участках кольцевой сети?
10. Что называется точкой потококораздела в кольцевой сети?
11. Как выполняется расчёт режима кольцевой сети, если точки потококораздела по активной и реактивной мощности не совпадают?

## Глава 3

### РАБОЧИЕ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГОСИСТЕМ

#### 3.1. ЗАДАЧИ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ

Под режимом работы системы передачи и распределения электроэнергии (ЭЭ) понимают состояние системы, характеризующееся совокупностью условий и величин, в какой-либо момент времени или на интервале времени [2]. Различают нормальные, аварийные, послеаварийные и ремонтные режимы.

Нормальным режимом работы называется режим, при котором обеспечивается электроснабжение всех потребителей и качество ЭЭ (качество частоты и качество напряжения) в установленных пределах.

К основным параметрам нормального режима относятся: частота переменного тока в системе, напряжения, токи, потоки активной (АМ) и реактивной мощности (РМ) в узлах системы; токи, потоки АМ и РМ в ветвях схем сети (в линиях и трансформаторах); АМ и РМ электростанций (ЭС); РМ компенсирующих устройств (КУ).

Если один или несколько элементов системы отключены для проведения их ремонта, то наступает ремонтный режим. В случае отключения одного или нескольких режимов из-за возникших внезапных повреждений система оказывается в состоянии послеаварийного режима.

Нормальные, ремонтные и послеаварийные режимы относятся к установившимся режимам. Они характеризуются достаточно большой продолжительностью (часами, сутками, месяцами) и неизменными или медленно изменяющимися параметрами режима. В ремонтных и послеаварийных режимах, так же, как и в нормальных режимах, должно обеспечиваться качество ЭЭ в соответствии с нормативами. Однако в отличие от нормальных режимов, при возникновении ремонтных и послеаварийных режимов иногда допускают некоторое ограничение потребителей по мощности.

Аварийные режимы относятся к переходным режимам и характеризуются кратковременностью (доли секунды, несколько секунд). Они возникают при различных повреждениях, например, при коротких замыканиях, при этом параметры режима изменяются быстро и сильно отличаются от параметров установившегося режима.

Регулирование нормальных режимов осуществляется в соответствии с суточным планом. Если условия функционирования системы изменились по сравнению с планом, то производится коррекция режима. При этом должны быть удовлетворены условия требуемой надёжности электроснабжения потребителей, качества ЭЭ и наибольшей экономичности.

При управлении нормальными режимами обеспечивается производство оперативных переключений, вывод в ремонт и резерв оборудования и ввод его в работу после окончания ремонта, соответствующая настройка релейной защиты и системной автоматики, сбор и обработка информации о работе системы.

Управление нормальными режимами системы передачи и распределения ЭЭ можно условно разделить на [2]:

1) управление режимами для обеспечения надёжности электроснабжения;

2) управление напряжением и РМ для обеспечения экономичности режимов электрических сетей и качества ЭЭ по напряжению.

Управление режимами для обеспечения надёжности включает:

1) оперативный контроль параметров режима (перетоков АМ, напряжений в основных узлах системы) и принятие мер в случае выхода их за допустимые пределы по условию надёжности;

2) оценку ожидаемых ремонтных и возможных аварийных режимов, принятие мер по корректировке режима, изменению схемы сети, состава включённого оборудования для предотвращения возможных недопустимых послеаварийных режимов;

3) ограничение перетоков мощности по транзитным и межсистемным линиям электропередачи.

Управление по напряжению и РМ включает:

1) поддержание напряжения у электроприёмников в соответствии с нормами качества ЭЭ;

2) обеспечение экономичности режима электрической сети с учётом технических ограничений по её элементам.

### **3.2. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Формирование принципов регулирования режимов основывается на определённых требованиях к качеству ЭЭ [2]. Такие требования сформулированы в межгосударственном стандарте [3].

Для большинства нормированных показателей качества ЭЭ (ПКЭ) установлены нормально допустимые и предельно допустимые значения. При этом за интервал времени измерений не менее 24 ч значения показателя не должны выходить за предельно допустимые значения и с вероятностью 0,95 – должны находиться в пределах нормально допустимого значения. Данные требования должны соблюдаться во всех нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах, кроме режимов, обусловленных стихийными бедствиями и непредвиденными ситуациями (ураган, пожар и т.п.).

Качество ЭЭ характеризуется качеством частоты напряжения переменного тока и качеством напряжения.

Для оценки качества частоты установлен один показатель – отклонение частоты, под которым понимают медленные плавные изменения частоты (менее одного процента в секунду) относительно её номинального значения, выраженный в герцах или процентах:

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \quad (3.1)$$

$$\Delta f_* = \frac{f - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} \cdot 100\%. \quad (3.1a)$$

Причина появления отклонения частоты заключается в нарушении баланса генерируемой и потребляемой АМ (см. ниже) в электроэнергетической системе (ЭЭС). Действующим стандартом [3] установлено нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты соответственно  $\Delta f_{\text{норм}} = \pm 0,2$  Гц и  $\Delta f_{\text{пред}} = \pm 0,4$  Гц.

Качество напряжения оценивают несколькими показателями, большинство из которых так же характеризуется допустимыми значениями (табл. 3.1). Рассмотрим основные из них.

К повсеместно используемым показателям относится отклонение напряжения в данной точке сети, под которым понимают медленные плавные изменения напряжения относительно его номинального значения. Они вызываются изменением режима работы подключённых к сети потребителей, включением (отключением) дополнительных потребителей и, как следствие, изменением при этом падения напряжения в элементах сети. Другая причина появления отклонений напряжения заключается в изменении напряжения в центрах питания, т.е. на шинах ЭС или шинах вторичного напряжения понижающих подстанций (ПС), к которым присоединены распределительные сети.

Отклонение напряжения влияет на работу как непосредственно электроприёмников, так и элементов электрической сети. Так, асинхронные двигатели при отклонении напряжения изменяют скорость вращения, что в ряде случаев может приводить к изменению производительности механизмов, которые приводятся в движение этими электродвигателями. Отрицательные отклонения напряжения приводят к снижению освещённости, что может быть причиной уменьшения производительности труда на ряде предприятий, требующих зрительного напряжения. Отклонения напряжения влияют на потери холостого хода и нагрузочные потери в трансформаторах и линиях электропередачи, на зарядную мощность линий.

### 3.1. Нормы основных показателей качества напряжения

Показатель качества напряжения	Нормы качества напряжения	
	нормально допустимые	предельно допустимые
Установившееся отклонение напряжения $V_y$ , %	±5	±10
Размах изменения напряжения $V_t$ , %	–	В зависимости от частоты повторения
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения $K_{is}$ , %, при $U_{ном}$ , кВ, 0,38 6...20 35 110...–330	8 5 4 2	12 8 6 3
Коэффициент $n$ -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$ , %	В зависимости от напряжения и исполнения сети, номера гармоники	$1,5 K_{U(n) норм}$
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности $K_{2U}$ , %	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности $K_{0U}$ , %	2	4
Длительность провала напряжения до 20 кВ включительно, $\Delta t_{п}$ , с	–	30

Количественно отклонение напряжения оценивают значением установившегося отклонения напряжения:

$$V_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (3.2)$$

Действующим стандартом [3] допустимые отклонения напряжения нормируются на выводах приёмников ЭЭ (табл. 3.1), которые могут быть присоединены к сетям до 1000 В, а также непосредственно к сети 6...10 кВ. При этом полагается, что в распределительных сетях 6...110 кВ, в сетях районного и системного значения отклонения напряжения допускаются такими, при которых на выводах электропри-



ёмников соблюдаются требования стандарта. Вместе с тем, по условию работы изоляции ограничиваются верхние пределы допустимых отклонений напряжения, которые равны: при номинальных напряжениях 6...20 кВ – 20%, 35...220 кВ – 15%, 330 кВ – 10%, 500...750 кВ – 5%. Нижние пределы напряжения ограничены условиями статической устойчивости в сетях 110 кВ и выше и возможностью устройств регулирования напряжения.

В условиях эксплуатации невозможно постоянно контролировать отклонения напряжения у каждого электроприёмника. Поэтому в системах передачи и распределения ЭЭ устанавливают так называемые контрольные точки, для которых путём расчёта устанавливаются допустимые отклонения напряжения. Если в этих наиболее характерных точках напряжения находятся в допустимых пределах, то, значит, у большинства потребителей оно также не выходит за допустимые пределы. Контрольные точки обычно выбираются на шинах вторичного напряжения в основных узлах нагрузки, а также на шинах ЭС.

Под колебаниями напряжения понимают резкие кратковременные изменения напряжения (со скоростью выше 1% в секунду) относительно значения напряжения до наступления изменения. Они вызываются внезапными достаточно большими изменениями нагрузки потребителей, например, пусковыми токами электродвигателей. При этом из-за изменения тока в сети изменяется падение напряжения и, как следствие, напряжение в узлах сети. Колебания напряжения вызывают мигание ламп и другие нежелательные явления, что в ряде случаев может приводить к повышенной утомляемости людей, снижению производительности труда и др. Они возникают, как правило, в электрических сетях до 1000 В.

Количественно колебания напряжения оцениваются размахом изменения напряжения

$$V_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (3.3)$$

где  $U_i, U_{i+1}$  – значения следующих один за другим экстремумов огибающей амплитудных значений напряжения.

Допустимые значения размаха изменения напряжения установлены в зависимости от частоты его появления. С увеличением частоты изменения напряжения допустимое значение размаха уменьшается.

Для оценки колебания напряжения используется также такое понятие как доза фликера, которая характеризуется мерой восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени. Под фликером понимается субъективное восприятие челове-

ком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения [2].

Несинусоидальность напряжения характеризуется отличием формы кривой напряжения от синусоидальной. Её появление связано с наличием в сети нелинейных элементов. К ним относятся все перегруженные электромагнитные устройства (от катушки магнитного пускателя до силового трансформатора), работающие на нелинейной части кривой намагничивания и потребляющие из сети несинусоидальный ток, а также выпрямительные установки промышленных предприятий, электрофицированного железнодорожного транспорта и других установок, работающих с другой частотой переменного тока. При наличии несинусоидальности напряжения по элементам сетей протекают токи высших гармоник, которые приводят к ряду отрицательных последствий: дополнительному нагреву проводников линий, генераторов, трансформаторов, двигателей; повреждению силовых конденсаторных батарей, ложным срабатываниям ряда релейных защит и автоматики и др.

Несинусоидальность напряжения количественно оценивается коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения (табл. 3.1) как результат  $i$ -го наблюдения по формуле

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (3.4)$$

где  $U_{(n)i}$  – действующее значение напряжения  $n$ -й гармоники для  $i$ -го наблюдения.

Кроме того, нормируется коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей напряжения (табл. 3.1):

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%. \quad (3.5)$$

Нормально допустимые значения устанавливаются в зависимости от номинального напряжения сети, исполнения сети (трёхфазная или однофазная) и номера гармоники (нечетные, в том числе кратные 3 и некратные 3, или чётные) (табл. 3.1). Чем выше номинальное напряжение, тем меньше допустимый уровень гармоник.

Несимметрия напряжений характеризуется различием значений напряжения в разных фазах. Она обусловлена неравномерным присоединением однофазных электроприёмников по фазам и случайным одновременным включением и отключением некоторой части однофазных электроприёмников (вероятностная симметрия). В результате

подключения неодинаковой нагрузки к разным фазам в какой-то момент времени падения напряжения в фазах оказываются различными. Следствием этого являются различия напряжений фаз в узлах сети. Несимметрия значительна в сетях, имеющих крупные однофазные электроприёмники, например, электровозы в сетях с тяговыми ПС, а также в сетях до 1000 В с коммунально-бытовой нагрузкой.

Несимметрия напряжения вызывает появление токов обратной и нулевой последовательностей. Эти токи создают дополнительные потери мощности в элементах сети (линиях, трансформаторах) и асинхронных электродвигателях, вызывая их дополнительный нагрев. Несимметрия нагрузок может приводить к недопустимым отклонениям напряжения в отдельных фазах.

Несимметрия напряжений количественно характеризуется следующими показателями (см. табл. 3.1):

– коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности при  $i$ -м наблюдении:

$$K_{2Ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (3.6)$$

– коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности при  $i$ -м наблюдении:

$$K_{0Ui} = \frac{U_{0(1)i}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (3.7)$$

где  $U_{2(1)i}$  – действующее междуфазное значение напряжения обратной последовательности основной частоты трёхфазной системы напряжений в  $i$ -м наблюдении;  $U_{0(1)i}$  – действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное междуфазное напряжение.

### 3.3. СВЯЗЬ БАЛАНСА МОЩНОСТИ С ХАРАКТЕРИСТИКАМИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Основными особенностями ЭЭС являются практически мгновенная передача ЭЭ от источников к потребителям и невозможность накопления выработанной ЭЭ в заметных количествах [4]. Эти свойства определяют одновременность процесса выработки и потребления ЭЭ, причём генераторы ЭС в каждый момент и промежуток времени установившегося режима вырабатывают столько энергии, сколько в этот момент или период времени требуют все потребители ЭЭ.

При генерации и потреблении энергии на переменном токе равенству вырабатываемой и потребляемой ЭЭ в каждый момент времени отвечает равенство вырабатываемой и потребляемой АМ и РМ. Это условие может быть записано в виде равенств:

$$P_{\Gamma} = \sum P_{\text{нг}} + \sum P_{\text{с.н.}} + \sum \Delta P_{\text{с}} = \sum P_{\text{п}}; \quad (3.8)$$

$$Q_{\Gamma} = \sum Q_{\text{нг}} + \sum Q_{\text{с.н.}} + \sum \Delta Q_{\text{с}} = \sum Q_{\text{п}}. \quad (3.9)$$

где  $P_{\Gamma}$  и  $Q_{\Gamma}$  – генерируемая соответственно АМ и РМ;  $\sum P_{\text{нг}}$  и  $\sum Q_{\text{нг}}$  – АМ и РМ потребителей;  $\sum P_{\text{с.н.}}$  и  $\sum Q_{\text{с.н.}}$  – суммарная АМ и РМ собственных нужд ЭС системы;  $\sum \Delta P_{\text{с}}$  – потери АМ в сетях;  $\sum \Delta Q_{\text{с}}$  – алгебраическая сумма потерь РМ в сетях и зарядной мощности линий;  $\sum P_{\text{п}}$  и  $\sum Q_{\text{п}}$  – суммарное потребление мощности.

Уравнения (3.8) и (3.9) определяют так называемый баланс мощности в ЭЭС [4], который является составной частью баланса мощности энергетической системы (ЭНС), учитывающего выработку не только ЭЭ, но также и тепла.

При неизменном составе нагрузок в системе потребляемая ими мощность является функцией частоты переменного тока и напряжений на шинах нагрузки. Соответствующие зависимости представляются статическими характеристиками, как известно, по частоте и напряжению. Эти характеристики устанавливают АМ и РМ отдельных нагрузок и узлов нагрузки при изменениях напряжения и частоты:

$$P_{\text{нг}} = \varphi(f, U) \quad \text{и} \quad Q_{\text{нг}} = \varphi(f, U).$$

При этом для суммарной потребляемой мощности системы справедливы выражения

$$\sum P_{\text{п}} = \varphi(f, U) \quad \text{и} \quad \sum Q_{\text{п}} = \varphi(f, U).$$

Следовательно, баланс мощности в ЭЭС может отвечать только некоторым определённым значениям частоты и напряжения в узлах нагрузки. При изменении этих значений неизбежно изменяются в той или иной степени правые и левые части уравнений (3.8) и (3.9).

Можно сделать и обратный вывод: при изменении генерируемой или потребляемой мощности могут измениться составляющие баланса

мощности и соответственно правые и левые части уравнений (3.8) и (3.9). Частота переменного тока и напряжение в узловых точках сети могут принимать новые значения.

Для оценки характера изменений напряжения и частоты при нарушении некоторого исходного баланса мощности воспользуемся разложением функций  $\sum P_n = \varphi(f, U)$  и  $\sum Q_n = \varphi(f, U)$  в ряд Тейлора при пренебрежении членами с производными высших порядков [4]. При этом

$$\sum P_n = \left(\sum P_n\right)_0 + \frac{\partial \sum P_n}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum P_n}{\partial U} \Delta U; \quad (3.10)$$

$$\sum Q_n = \left(\sum Q_n\right)_0 + \frac{\partial \sum Q_n}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum Q_n}{\partial U} \Delta U. \quad (3.11)$$

Пусть в некоторый момент времени исходный установившийся режим  $\left(\left(\sum P_n\right)_0, \left(\sum Q_n\right)_0\right)$  изменяется вследствие изменения генерируемой мощности. С учётом (3.10) и (3.11) уравнения баланса мощности для нового установившегося режима могут быть записаны в виде

$$P_{r0} + \Delta P_r = \sum P_{n0} + \frac{\partial \sum P_n}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum P_n}{\partial U} \Delta U;$$

$$Q_{r0} + \Delta Q_r = \sum Q_{n0} + \frac{\partial \sum Q_n}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum Q_n}{\partial U} \Delta U,$$

или, так как

$$\left. \begin{aligned} P_{r0} &= \sum P_{n0} \text{ и } Q_{r0} = \sum Q_{n0}, \\ \Delta P_r &= \frac{\partial \sum P_n}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum P_n}{\partial U} \Delta U; \\ \Delta Q_r &= \frac{\partial \sum Q_n}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum Q_n}{\partial U} \Delta U. \end{aligned} \right\} \quad (3.12)$$

Система уравнений (3.12) определяет связь между изменениями генерируемой мощности и параметров качества ЭЭ при неизменном составе нагрузок. Неизвестными в этой системе уравнений являются приращения  $\Delta f$  и  $\Delta U$ . Решая уравнения (3.12), получим

$$\Delta f = \frac{\Delta_{\Delta f}}{\Delta} = \frac{\Delta P_r \frac{\partial \sum Q_n}{\partial U} \Delta Q}{\Delta \frac{\partial \sum P_n}{\partial U}}; \quad (3.13)$$

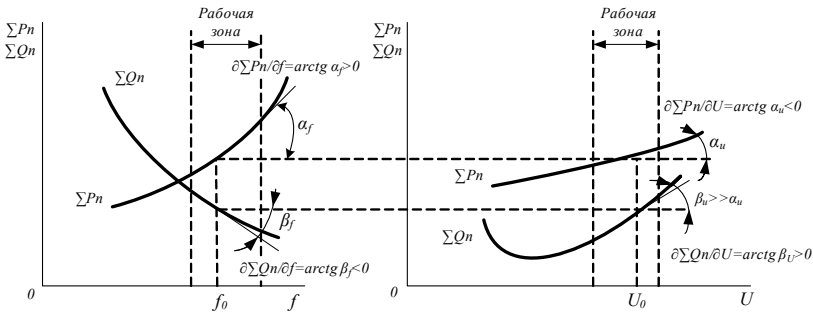
$$\Delta U = \frac{\Delta_{\Delta U}}{\Delta} = \frac{\Delta Q_r \frac{\partial \sum P_n}{\partial f} \Delta P_r}{\Delta \frac{\partial \sum Q_n}{\partial f}}; \quad (3.14)$$

где

$$\Delta = \frac{\partial \sum P_n}{\partial f} \frac{\partial \sum Q_n}{\partial U} - \frac{\partial \sum P_n}{\partial U} \frac{\partial \sum Q_n}{\partial f}. \quad (3.15)$$

На рисунке 3.1 приведены статические характеристики комплексной нагрузки ЭЭС, где указаны области возможных значений напряжения и частоты, обычно характерные для условий современных ЭЭС. Там же указаны знаки частных производных, входящих в выражения (3.13) – (3.15).

Проанализируем характер изменений частоты и напряжения в системе при некотором сбросе АМ генераторами, например при отключении мощного генератора. При этом будем вначале считать, что генерируемая РМ не изменяется. В этом случае  $\Delta P_r < 0$  и  $\Delta Q_r = 0$ .



**Рис. 3.1. Обобщённые статические характеристики комплексной нагрузки ЭЭС**

Так как  $\partial \sum P_n / \partial U$  – величина относительно малая, в сравнении с другими частными производными выражения (3.15), то при знаках производных, указанных на рис. 3.1,  $\Delta > 0$  и, следовательно, в рассматриваемых условиях в соответствии с (3.13) и (3.14):

$$\Delta f \approx \frac{\Delta P_r \frac{\partial \sum Q_n}{\partial U}}{\Delta} < 0; \quad \Delta U \approx \frac{-\Delta P_r \frac{\partial \sum Q_n}{\partial f}}{\Delta} < 0.$$

Таким образом, нарушение исходного баланса АМ приводит к изменению как частоты, так и напряжения.

При нарушении исходного баланса РМ и неизменности генерируемой АМ ( $\Delta P_r = 0$ ) из (3.13) и (3.14) можно получить

$$\Delta f = \frac{-\Delta Q_r \frac{\partial \sum P_n}{\partial U}}{\Delta}; \quad \Delta U = \frac{Q_r \frac{\partial \sum P_n}{\partial f}}{\Delta}.$$

Как показано на рис. 3.1, значение  $(\partial \sum P_n / \partial f)$  обычно существенно больше, чем значение  $(\partial \sum P_n / \partial U)$ , которое в первом приближении может быть принято близким к нулю. Следовательно, в рассматриваемых условиях нарушение исходного баланса РМ приводит к изменению напряжения в системе и в меньшей степени сказывается на изменении частоты.

Выполненный анализ позволяет сделать вывод об условиях работы ЭЭС. Можно, в первую очередь, утверждать, что нарушение некоторого исходного баланса мощности приводит к установлению нового режима в системе, в котором вновь балансируются генерируемые и потребляемые мощности, однако при иных (в сравнении с исходными значениями) ПКЭ. При этом снижение генерируемой АМ приводит к уменьшению частоты и напряжения в системе, её возрастание обуславливает рост как частоты, так и напряжения. Снижение выдачи РМ вызывает дефицит РМ и определяет снижение напряжения.

Анализ изменения мощности при отключении части нагрузки или при включении дополнительных потребителей ЭЭ может быть выполнен аналогично. Рост потребления АМ влияет также, как и уменьшение генерируемой АМ. Возрастание потребления РМ равносильно дефициту генерируемой РМ.

В ЭЭС постоянно происходят те или иные возмущения установившегося режима, влияющие на изменение баланса мощности, а, следовательно, и ПКЭ: включения и отключения потребителей, ввод в работу генераторов, аварийные и плановые отключения линий электрической сети т.п. Поддержание качества энергии в нормированных пределах требует осуществления мероприятий по регулированию баланса мощности.

Выражения (3.13) и (3.14) позволяют установить, какие воздействия на режим должны осуществляться для регулирования как частоты, так и напряжения. В соответствии с (3.13), где  $(\partial \sum P_n / \partial U)$  весьма мала, следует, что воздействовать на частоту в системе практически можно только изменением генерируемой АМ. Этот вывод может быть подтверждён физическими представлениями. Действительно, частота переменного напряжения в сети определяется скоростью вращения синхронных генераторов, которая зависит от соотношения вращающего и тормозящего моментов, действующих на валы агрегатов «турбина-генератор». Для изменения этого соотношения необходимо осуществлять регулирование турбины, увеличивая или уменьшая выпуск энергоносителя – воды или пара. При таком регулировании изменяется выдаваемая АМ, скорость агрегатов, а, следовательно, и частота переменного тока.

Из выражения (3.14) видно, что напряжение можно изменять регулированием как реактивной, так и активной мощности. Но так как изменение АМ источников питания определяется требованиями регулирования частоты, то для поддержания необходимого напряжения можно воспользоваться регулированием только РМ. При этом должны быть использованы как синхронные генераторы, так и дополнительные источники РМ.

Частота переменного тока представляет собой общесистемный параметр качества ЭЭ в установившихся режимах работы системы, т.е. в любой точке системы в установившемся режиме частота имеет одно и то же значение. В этом смысле безразлично по условиям регулирования частоты, в каком из районов системы осуществляется изменение АМ станций для поддержания требуемого значения частоты при нарушении исходного баланса мощности. Исходный баланс АМ, отвечающий стандартной частоте  $f_0 = 50$  Гц, должен составлять для всей системы в целом. Его составляющими будут АМ всех ЭС, которые приравниваются суммарному потреблению АМ по системе.

Баланс РМ по всей системе в целом определяет некоторый средний уровень напряжения. Напряжения в узловых точках сети ЭЭС в той или иной степени отличаются от среднего уровня, причём сте-



пень этого отличия характеризуется конфигурацией сети, значением нагрузки и другими факторами, от которых зависит падение напряжений. Поэтому приемлемый средний уровень напряжения ещё не гарантирует требуемого качества напряжения во всех районах системы и во всех узловых точках её электрической сети.

Следовательно, баланс РМ для всей системы в целом не может исчерпывающе определить требования, предъявляемые к мощности источников. При проектировании и эксплуатации должна оцениваться возможность получения необходимой РМ как по системе, так и по её отдельным районам.

### 3.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ НАГРУЗОК ГЕНЕРАТОРОВ

#### 3.4.1. РЕГУЛИРОВАНИЕ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ

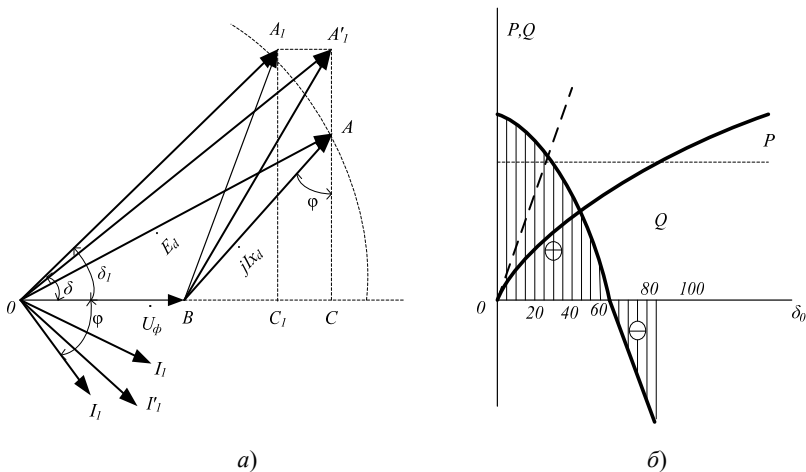
Регулирование активной нагрузки генераторов ЭС производят в соответствии с графиками нагрузок, заданными диспетчером системы. Рассмотрим принцип регулирования АМ генератора, связанного линиями малой протяжённости с приёмными ПС мощной ЭЭС. В этом случае можно принять, что мощность генератора несоизмеримо мала по сравнению с мощностью системы, и он работает на шины неизменного напряжения ( $U = \text{const}$ ) [5].

Предположим, что генератор работает в режиме, характеризуемом напряжением  $\dot{U}_\phi$ , током  $\dot{I}$  и углом  $\phi$  между ними (рис. 3.2, а). Для простоты считаем генератор неявнополюсным и пользуемся векторной диаграммой без учёта насыщения. Синхронная продольная ЭДС  $\dot{E}_d$  (вектор  $AO$ ) равна сумме векторов напряжения  $\dot{U}_\phi$  и падения напряжения  $j\dot{I}x_d$  в синхронном индуктивном сопротивлении генератора  $x_d$ . При неизменном напряжении на зажимах генератора отрезок  $AC$ , перпендикулярный к направлению вектора  $\dot{U}_\phi$ , пропорционален значению АМ, а отрезок  $BC$  – РМ генератора:

$$AC = \frac{1}{m_u} \dot{I}x_d \cos \phi \equiv P;$$

$$BC = \frac{1}{m_u} \dot{I}x_d \sin \phi \equiv Q,$$

где  $m_u$  – масштаб по напряжению на векторной диаграмме.



**Рис. 3.2. Регулирование активной нагрузки генератора, работающего на шины неизменного напряжения**

Отсюда следует, что для изменения активной нагрузки генератора необходимо изменять значение сдвига по фазе  $\delta$  вектора ЭДС генератора (связанного с его ротором) относительно вектора напряжения  $\dot{U}_\phi$  на шинах установки.

Достигается это путём изменения поступления энергоносителя (пара, воды, топлива) в первичный двигатель генератора. При увеличении впуска энергоносителя на валу агрегата возникает избыточный вращающий момент, под влиянием которого движение ротора ускорится (подробнее см. гл. 4). Одновременно возрастают угол  $\delta$ , активная нагрузка генератора и тормозящий момент на его валу. После некоторого колебательного процесса наступает равновесие между тормозящим и вращающим моментами на валу, при этом активная нагрузка генератора достигает значения мощности, развиваемой первичным двигателем при новом расходе энергоносителя (отрезок  $A_1C_1$ ) и новом значении угла  $\delta_1 > \delta$ . Аналогично при уменьшении поступления энергоносителя в первичный двигатель активная нагрузка генератора снижается.

Поступление энергоносителя в первичный двигатель может изменяться вручную дежурным или специальным автоматическим устройством путём воздействия при помощи дистанционного управляемого сервомотора (силовой элемент исполнительного механизма системы автоматического регулирования (САР)) на регулятор первичного двигателя.

Если при изменении поступления энергоносителя оставить неизменным ток возбуждения, а, следовательно, и ЭДС генератора, то одновременно с изменением активной нагрузки будет изменяться и реактивная нагрузка генератора. Например, при увеличении активной нагрузки до значения, определяемого вектором  $A_1C_1$  (угол  $\delta_1$ ), и при неизменном возбуждении реактивная нагрузка генератора изменится до значения, определяемого вектором  $BC_1$  (конец вектора  $AO$  описывает дугу окружности радиусом  $E_d$ ). При некотором значении угла  $\delta > \delta_1$  (рис. 3.2, б) генератор начинает потреблять РМ из сети.

Для сохранения неизменного значения реактивной нагрузки генератора необходимо одновременно с изменением расхода энергоносителя изменять и ток возбуждения генератора. При регулировании активной нагрузки с сохранением неизменной реактивной нагрузки конец вектора ЭДС на векторной диаграмме скользит по прямой  $CAA_1'$  (пунктирные линии  $P$  и  $Q$  на рис. 3.2, б).

### 3.4.2. РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕАКТИВНОЙ НАГРУЗКИ

Регулирование реактивной нагрузки генератора [5], работающего на шины с неизменным напряжением, осуществляется путём изменения его возбуждения. Если увеличить ток возбуждения генератора  $I_B$ , не изменяя поступление энергоносителя в его первичный двигатель, то возрастает его ЭДС (вектор  $OA_1$  на рис. 3.3, а), а заметно увеличится реактивная нагрузка генератора (характеризуется отрезком  $BC_1$ ) и несколько возрастает его активная нагрузка (отрезок  $A_1C_1$ ).

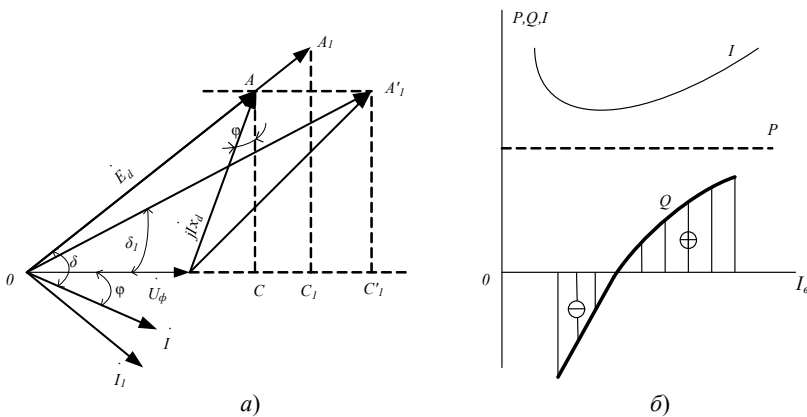


Рис. 3.3. Регулирование реактивной нагрузки генератора, работающего на шины неизменного напряжения

Так как расход энергоносителя не изменился, то на валу агрегата появится тормозящий момент, под действием которого ротор генератора несколько затормозится и уменьшится до значения  $\delta_1$ , при котором вновь установится равновесие между тормозящим и вращающим моментом на валу агрегата (вектор  $OA'_1$ ). В результате активная нагрузка генератора останется неизменной (рис. 3.3, б). На векторной диаграмме при изменении тока возбуждения конец вектора ЭДС  $\dot{E}_d$  скользит по горизонтальной прямой  $AA'_1$ .

При уменьшении тока возбуждения ниже некоторого определённого значения  $I_{B0}$  знак РМ изменяется, т.е. генератор начинает потреблять РМ из сети.

Изменение тока возбуждения, сопровождается изменением тока статора по характерной U-образной кривой, минимум которой соответствует току  $I_{B0}$ .

### Вопросы для самопроверки

1. Что понимают под режимом работы системы?
2. Каковы основные параметры нормального режима?
3. Каковы задачи регулирования режимов?
4. Каковы показатели качества ЭЭ?
5. Записать и объяснить уравнения баланса мощности в системе.
6. Объяснить связь баланса активной мощности с частотой.
7. Объяснить связь баланса реактивной мощности с напряжением.
8. Каковы особенности регулирования активной нагрузки?
9. Каковы особенности регулирования реактивной нагрузки?

## Глава 4

### РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГОСИСТЕМЕ

#### 4.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРВИЧНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Регулирование частоты в ЭЭС требует изменение мощности, которую генераторы выдают в сеть. Мощность генераторов в установленных режимах и её изменения полностью характеризуются мощностью турбин, которыми эти генераторы приводятся во вращение. Поэтому, рассматривая возможности регулирования частоты в ЭЭС, необходимо проанализировать характеристики первичных двигателей – тепловых и гидравлических турбин, определяющих изменение их мощности под действием систем регулирования [4, 5].

Принципиальная схема регулирующего устройства гидро- и турбоагрегатов представлена на рис. 4.1, где в качестве источника энергии показан напорный резервуар с водой 1, расположенный по отношению к турбине 3 так, что создаёт напор, необходимый для выдачи турбиной номинальной мощности. Напору резервуар связан с турбиной трубопроводом 2. На тепловых ЭС источником энергии является паровой котёл, выполняющий в схеме ту же роль, что и напорный резервуар. Турбина 3 приводит во вращение генератор 4, а также через передачу 5 вал маятника регулятора скорости 6 турбины.

Маятник регулятора связан с муфтой 7, причём изменение скорости вращения вала вызывает перемещение муфты под действием сил, которые определяются сжатием пружины 8 и положением грузов 9 вращающегося маятника. Перемещение муфты обуславливает изменение положения поршня золотника 10, в камеру которого под давлением поступает масло. При этом открывается либо верхний, либо нижний канал и масло из золотника попадает в серводвигатель 11. Масло, воздействуя на поршень 12 серводвигателя, смещает его и изменяет положение регулирующей задвижки 13, которая на рис. 4.1 отражает действие направляющего аппарата турбины.

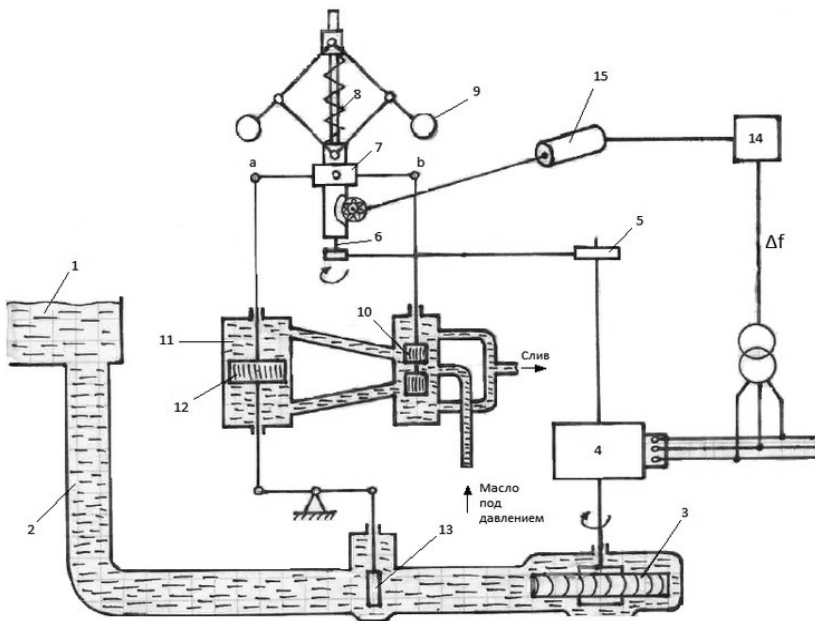


Рис. 4.1. Схема регулятора скорости турбины

На принципиальной схеме регулирующего устройства показан автоматический регулятор частоты 14, воздействующий через установочный моторчик 15 на муфту 7.

Рассмотрение совместной схемы турбины и регулирующих устройств позволяет обобщённо проанализировать взаимодействие её отдельных элементов. Так, изменение впуска энергоносителя в турбину при перемещении поршня серводвигателя 12 приведёт к изменению её скорости. Действие системы регулирования, действующей на изменение скорости, окажет в свою очередь влияние на перемещение задвижки. Это влияние, противоположное действию поршня 12, является основной отрицательной обратной связью. Действительно, пусть поршень прикрывает трубопровод 2, уменьшая впуск энергоносителя. Это вызывает уменьшение скорости, а уменьшение скорости – действие регулятора, стремящегося снова открыть поршень.

Кроме этой основной отрицательной обратной связи в самом автоматическом регуляторе скорости (АРС) имеется ещё отрицательная обратная связь поршня 12 серводвигателя с поршнем 10 золотника, которая осуществлена рычагом  $a-b$ . Эта обратная связь повышает устойчивость регулирования.

Чтобы лучше понять действие регулятора скорости, рассмотрим процессы в регулируемой и нерегулируемой турбинах, показанные на рис. 4.2 и 4.3.

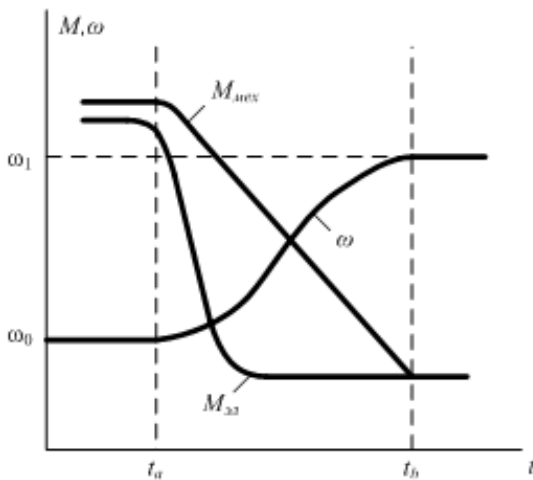


Рис. 4.2. Нерегулируемая турбина

Пусть исходному установившемуся режиму отвечают некоторая скорость  $\omega_0$  и вращающий момент  $M_0$ . При этом вращающий момент турбины уравновешен противодействующим электромагнитным моментом генератора. Предположим также, что в силу каких-либо причин нагрузка генератора уменьшилась. Механический момент ( $M_{\text{мех}}$ ) в данном случае стал больше электрического ( $M_{\text{эл}}$ ). Под влиянием избыточного механического момента ( $M_{\text{мех}} - M_{\text{эл}}$ ) агрегат «турбина-генератор» увеличивает скорость  $\omega$  (рис. 4.2). При этом в нерегулируемой турбине одновременно будет уменьшаться момент. Когда механический момент сравняется с электрическим (в момент  $t = t_b$ ), установится новая постоянная скорость  $\omega_1$ .

Автоматический регулятор скорости, вступающий в действие с запаздыванием  $\Delta t_3$ , будет менять характер процесса: он может быть либо аperiodическим (рис. 4.3, а), либо колебательным (рис. 4.3, б).

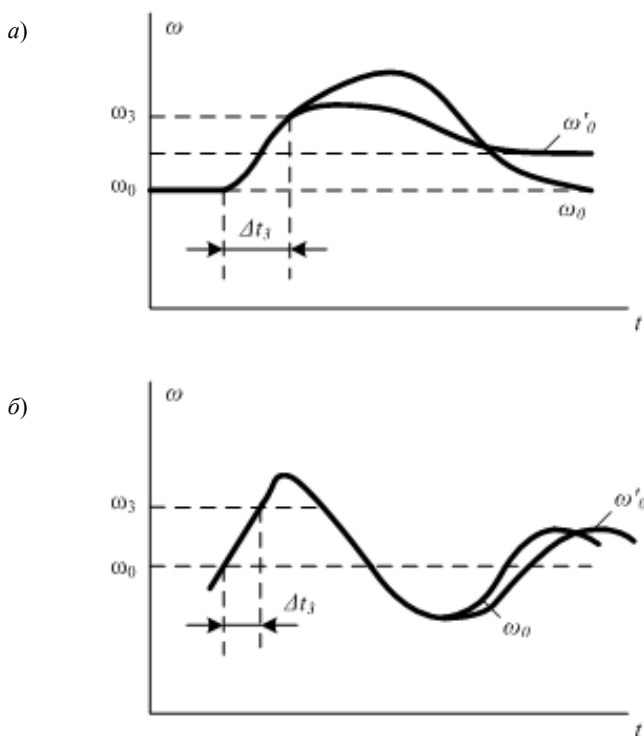


Рис. 4.3. Регулируемая турбина

При уменьшении электрической нагрузки под действием регулятора скорости либо восстановится скорость начального режима  $\omega_0$ , либо установится некоторая новая скорость  $\omega'_0$ , близкая к  $\omega_0$  (рис. 4.3).

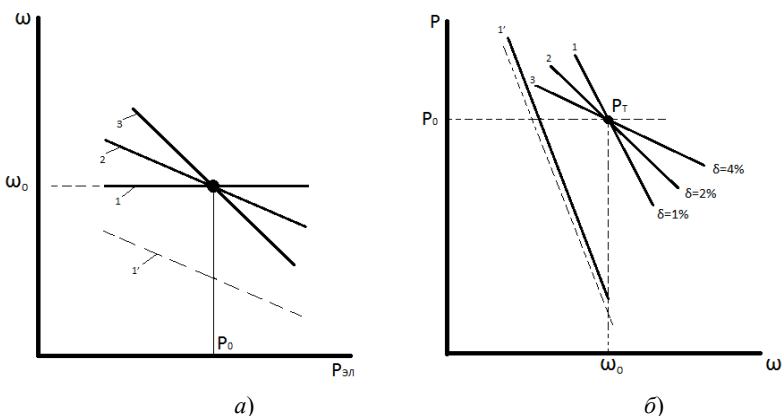
В первом случае, когда после изменения и окончания переходного процесса регулятор восстанавливает прежнюю скорость турбины  $\omega_0$ , регулирование называется астатическим. Если при изменении нагрузки и окончании переходного процесса устанавливается новая, отличная от прежней скорость  $\omega'_0$ , то такая система регулирования называется статической. Чем больше меняется скорость при изменении нагрузки, тем больше статизм регулятора, определяемый как

$$(\omega_0 - \omega'_0) / \omega_0 = a \quad (4.1)$$

Если представить зависимость скорости в установившемся режиме от нагрузки генератора (рис. 4.4), то наклон характеристик  $l - 3$  к оси абсцисс будет характеризовать значение коэффициента статизма, установленного при настройке регулятора.

Другое представление этой зависимости, где наклон характеристики  $P = f(\omega)$  оценивается коэффициентом неравномерности  $\delta$ , дано на рис. 4.4. Термин коэффициент неравномерности иногда заменяется термином крутизна характеристики регулирования.

До сих пор предполагалось, что смещение муфты регулятора (см. рис. 4.1) происходит только в результате изменений скорости вращения вала турбины. Между тем муфта регулятора 7 может смещаться ещё и установочным двигателем 15, называемым механизмом изменения оборотов (МИО).



**Рис. 4.4. Зависимость скорости:**

*a* – вращения от нагрузки генератора; *б* – генератора от скорости вращения



Установочный двигатель может приводиться в действие вручную (персоналом ЭС) или автоматически (регулятором частоты). Автоматический регулятор частоты 14, воздействуя на муфту регулятора, приводит в действие регулятор скорости и, изменив открытие направляющего аппарата, восстанавливает частоту.

Передвижение муфты регулятора при помощи МИО отражается перемещением характеристики с данным статизмом или коэффициентом неравномерности параллельно самой себе. На рисунке 4.4 для примера штриховыми линиями показано перемещение характеристики 2, занимающей положение 2', и характеристики 1, занимающей положение 1'.

## 4.2. СУЩНОСТЬ ПЕРВИЧНОГО И ВТОРИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

Рассмотрим условия поддержания баланса АМ в ЭЭС на основе её упрощённой модели, содержащей один агрегат «турбина-генератор» и одну нагрузку, отражающую суммарное потребление мощности. Частота переменного тока в системе в этих условиях может быть установлена с помощью графиков, показанных на рис. 4.5 [4].

На представленном рисунке характеристика 1 определяет мощность турбины, снабжённой регулятором скорости. При увеличении числа оборотов турбины под действием регулятора уменьшается выпуск энергоносителя, благодаря чему развиваемая турбиной мощность уменьшается.

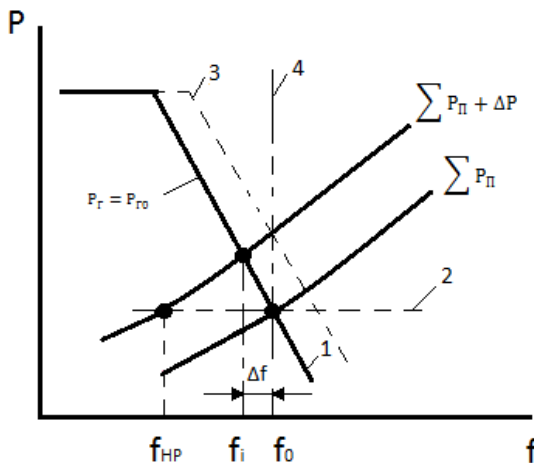


Рис. 4.5. Регулирование частоты в системе

Уменьшение числа оборотов, напротив, приводит к увеличению мощности турбины. В установившихся режимах работы мощность, развиваемая турбиной, равна АМ синхронного генератора, который приводится во вращение турбиной.

Частота переменного ЭДС синхронного генератора пропорциональна скорости его вращения. Поэтому характер изменения мощности турбины в функции частоты аналогичен характеру изменения мощности турбины в функции скорости вращения.

При больших снижениях скорости (а, следовательно, и частоты) регулятор турбины полностью открывает регулирующие клапаны или направляющий аппарат. При этом турбина развивает номинальную мощность. Дальнейшее её изменение при снижении скорости становится невозможным. На рисунке 4.5 такому режиму работы отвечает горизонтальный участок характеристики  $I$ .

Пересечение характеристики  $I$  статической характеристикой по частоте суммарной нагрузки  $\sum P_{\Pi}$  системы определяет значение частоты  $f_0$  при данном исходном балансе мощности. Будем считать, что в этом режиме частота в системе равна стандартной, т.е.  $f_0 = 50$  Гц.

Пусть теперь в системе происходит наброс потребляемой мощности на значение  $\Delta P$ . Новой нагрузке на рис. 4.5 отвечает характеристика  $(\sum P_{\Pi} + \Delta P)$ , аналогичная характеристике нагрузки в исходном режиме, но расположенная выше её. Значение частоты  $f_1$ , отвечающей режиму увеличенного потребления мощности, вновь определяется пересечением характеристики  $I$  с новой статической характеристикой нагрузки. Из рисунка видно, что  $f_1 < f_0$ .

При статической характеристике системы регулирования, показанной на рис. 4.5, регуляторы скорости турбин не предотвращают уменьшения частоты при набросе мощности. Однако их работа уменьшает отклонение частоты от стандартного значения, в чём можно убедиться, нанеся на график (рис. 4.5) характеристику нерегулируемой турбины 2 и найдя точку её пересечения с характеристикой нагрузки. Пересечение последних характеристик определяет частоту установившегося режима в системе с нерегулируемыми турбинами  $f_{\text{нр}}$ , причём  $f_{\text{нр}} < f_1 < f_0$ .

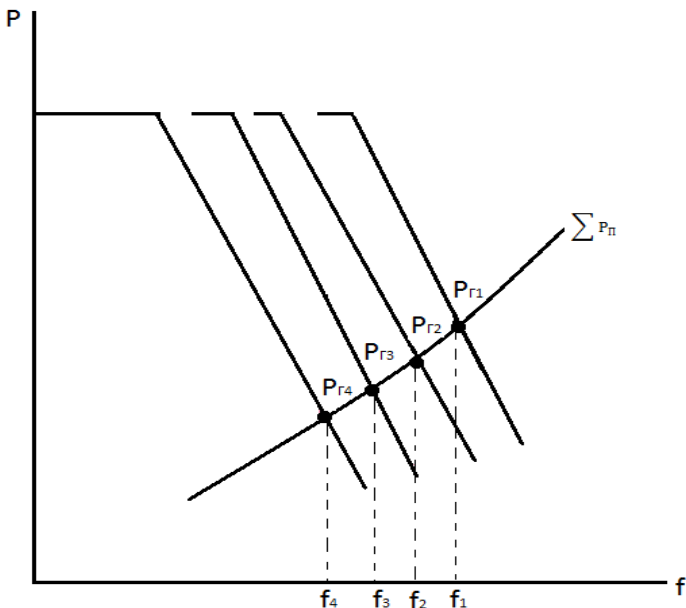
Таким образом, регуляторы скорости турбин оказывают стабилизирующее влияние на частоту в системе и поэтому часто называются первичными регуляторами частоты; процесс изменения частоты под действием этих регуляторов называется первичным регулированием частоты [4].

Эффективность первичного регулирования частоты зависит от статизма регуляторов скорости, который характеризует наклон характеристики регулирования к осям координат. Меньшему статизму (неравномерности) в осях (см. рис. 4.5) соответствует более крутая характеристика регулирования, которая пересекается с характеристикой нагрузки при большем значении частоты. При нулевом статизме системы регулирования (астатическое регулирование) характеристика регулирования располагается вертикально (характеристика 4) и обеспечивает частоту установившегося режима, равную стандартной при любом набросе нагрузки, если, конечно, он не превышает предельной мощности, которая может быть выдана турбиной.

Особенности первичного регулирования частоты в системе обуславливают необходимость применения для дополнительной корректировки частоты так называемого вторичного регулирования. В процессе вторичного регулирования осуществляется изменение мощности, развиваемой турбинами, уже непосредственно в зависимости от частоты переменного тока в сети системы. Вторичное регулирование ведётся либо автоматическими регуляторами частоты, либо обслуживающим персоналом системы (вручную), который контролирует частоту по показаниям приборов.

При вторичном регулировании мощность турбины изменяется дополнительным воздействием на неё регулирующего аппарата. Это осуществляется перемещением муфты регулятора скорости 7 с помощью синхронизационного моторчика 15 (см. рис. 4.1), работающего при корректировке частоты. Графически вторичное регулирование отражается (см. рис. 4.5) эквидистантным перемещением характеристик регулирования 1 вправо (характеристика 3) или влево в зависимости от направления регулирования – на уменьшение или увеличение мощности, развиваемой регулируемой турбиной. Наклон характеристики регулирования, характеризующий статизм регулятора, при этом не изменяется (линия 3 параллельна линии 1).

На рисунке 4.6 показано несколько положений характеристики регулирования турбины, каждое положение из которых отвечает определённому дополнительному воздействию, оказанному на мощность турбины при вторичном регулировании. Если это воздействие ведёт к увеличению мощности турбины, то новая при конечном статизме точка пересечения характеристики турбины и характеристики нагрузки перемещается по характеристике нагрузки в интервале значений частоты, ограниченном значением стандартной частоты  $f_0$  (при астатическом регулировании), и частоты, которая бы установилась в системе при нерегулируемых турбинах (см. частоту  $f_{нр}$  на рис. 4.5).



**Рис. 4.6. Характеристика регулирования турбины при вторичном регулировании**

Возможность поддержания стандартной частоты при любых изменениях нагрузки с помощью регуляторов скорости с астатической характеристикой не может быть реализовано в условиях совместной работы турбин, как это имеет место в ЭНС. Это объясняется тем, что каждая из параллельно работающих турбин с астатическим регулятором стремится при толчках нагрузки принять весь небаланс мощности на себя. Поэтому режим работы отдельных агрегатов не может регулироваться; суммарная мощность нагрузки при различных случайных изменениях перераспределяется между машинами, одни из которых могут загружаться до недопустимых пределов, тогда как другие сбрасывают свою нагрузку, причём обслуживающий персонал системы не имеет возможности воздействовать на этот процесс.

Астатический регулятор мог бы устанавливаться на одном из агрегатов. При этом не будет неопределённого распределения мощности между отдельными машинами, так как небаланс мощности будет покрываться генератором, снабжённым астатическим регулятором, который будет стремиться поддержать частоту близкой к стандартному значению. Однако и в этом случае условия регулирования нельзя счи-

тать удовлетворительными, так как регуляторы скорости турбин не позволяют обеспечить требуемую точность поддержания частоты. Значение скорости вращения турбины, соответствующее каждому из открытий регулирующего аппарата, а, следовательно, и значение частоты при этом определяются пересечением характеристики регулирования с частотной характеристикой нагрузки. Эта частота, как следует из рис. 4.6, будет повышаться по мере дополнительного открытия при вторичном регулировании частоты. С помощью вторичного регулирования может быть получена любая заданная частота независимо от статизма системы регулирования турбины. На рисунке 4.5 показано, как корректировка частоты при вторичном регулировании (характеристика 3) может ликвидировать отклонение частоты от стандартного значения при набросе мощности.

Используя понятие о крутизне характеристики регулирования турбины, можно получить аналитическое выражение, характеризующее закон первичного регулирования частоты, т.е.

$$K_{\Gamma} = -\frac{\Delta P_{\Gamma} / P_{\text{НОМ}}}{\Delta f / f_0} = -\frac{\Delta P_{*\Gamma}}{\Delta f_*}. \quad (4.2)$$

Величина  $K_{\Gamma}$  характеризует наклон характеристики регулируемой турбины (см. рис. 4.5). При статическом регулировании, при котором контролируемый параметр (частота) удерживается вблизи исходного значения,  $K_{\Gamma} \neq 0, K_{\Gamma} \neq \infty$ .

Астатическому регулированию отвечает значение  $K_{\Gamma} = \infty$ .

Из (4.2) следует, что

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{K_{\Gamma}} \frac{\Delta P_{\Gamma}}{P_{\text{НОМ}}} = 0. \quad (4.3)$$

При конечном значении коэффициента крутизны  $K_{\Gamma} \neq 0$  уравнение (4.3) определяет закон статического регулирования частоты. В этом случае при изменении генерируемой мощности на значение  $\Delta P_{\Gamma}$  уравнение удовлетворяется при условии  $\Delta f \neq 0$ , т.е. действительно имеют место условия, отвечающие статическому регулированию. Вторичное регулирование независимо от значения  $\Delta P_{\Gamma} \neq 0$  обуславливает равенство  $\Delta f = 0$ , т.е. по своему конечному эффекту вторичное регулирование эквивалентно астатическому регулированию скорости. В этом случае, как следует из (4.3), при  $K_{\Gamma} = \infty$

$$\Delta f / f_0 = 0.$$

### 4.3. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Реальная современная ЭЭС система содержит большое количество параллельно работающих ЭС [4]. Турбины каждой из этих ЭС снабжены статическими регуляторами скорости. Следовательно, для каждой из ЭС системы справедливо уравнение (4.3).

Запишем это уравнение для всех  $n$  станций, входящих в состав ЭЭС:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\Gamma 1} &= -P_{\text{НОМ}1}(\Delta f / f_0)K_{\Gamma 1}; \\ \Delta P_{\Gamma 1} &= -P_{\text{НОМ}1}(\Delta f / f_0)K_{\Gamma 1}; \\ &\dots \\ \Delta P_{\Gamma n} &= -P_{\text{НОМ}n}(\Delta f / f_0)K_{\Gamma n}.\end{aligned}$$

Суммируя правые и левые части записанных уравнений, можно получить

$$\Delta P_{\Gamma \Sigma} = \sum_1^n \Delta P_{\Gamma i} = -(\Delta f / f_0) \sum_1^n P_{\text{НОМ}i} K_{\Gamma i}. \quad (4.4)$$

Введём понятие средней крутизны характеристики генерирующей мощности системы  $K_{\Gamma \Sigma}$ , которую определим из уравнения

$$\sum_1^n P_{\text{НОМ}i} K_{\Gamma i} = K_{\Gamma \Sigma} \sum_1^n P_{\text{НОМ}i},$$

откуда

$$K_{\Gamma \Sigma} = \sum_1^n P_{\text{НОМ}i} K_{\Gamma i} / \sum_1^n P_{\text{НОМ}i}. \quad (4.5)$$

С учётом (4.5) уравнение (4.4) может быть переписано в виде

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{K_{\Gamma \Sigma}} \frac{\Delta P_{\Gamma \Sigma}}{\sum_1^n P_{\text{НОМ}i}} = 0. \quad (4.6)$$

Уравнение (4.6), характеризующее процесс первичного регулирования частоты в сложной системе, полностью идентично уравнению (4.3), полученному для упрощённой модели системы. Следовательно, применительно к сложной системе справедливы все выводы, сделанные в параграфе 4.2 об условиях регулирования частоты в упрощённой модели. В реальной сложной системе, так же как и в её упрощённой модели, регуляторы скорости турбин не могут обеспечивать необходимой точности в поддержании заданного значения частоты. Такое

заклучение следует из (4.6), так как при  $K_{r_i} \neq \infty$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ) средняя крутизна характеристики регулирования  $K_{r\Sigma}$  является конечной величиной. Следовательно, уравнение (4.6) в этом случае определяет закон статического регулирования частоты. Для получения эффекта астатического регулирования следует осуществить вторичное регулирование. По результату вторичное регулирование частоты эквивалентно астатическому регулированию скорости, которое обеспечивается бесконечно большим значением коэффициента крутизны  $K_{r\Sigma}$ . В сложной системе, как видно из (4.5), такое значение  $K_{r\Sigma}$  может быть получено в том случае, если хотя бы для одной из станций  $K_{r_i} = \infty$ .

Следовательно, осуществляя вторичное регулирование на любой из ЭС системы, можно получить эффект астатического регулирования. Такой же эффект можно получить при вторичном регулировании и на большем числе ЭС.

Наиболее просто вторичное регулирование реализуется с помощью одной из ЭС. Метод такого регулирования частоты называется методом ведущей (частотной) станции. Этот метод заключается в том, что весь небаланс мощности в системе, вызывающий изменение частоты, ликвидируется лишь одной ЭС, тогда как остальные станции продолжают нести нагрузку, первоначально заданную им и соответствующую условиям экономического распределения мощностей для данного момента времени. При снижении частоты на турбинах станции, ведущей частоту в системе, действие регулятора частоты приводит к увеличению выдаваемой ими мощности. Генераторы этой ЭС, таким образом, забирают на себя ту дополнительную нагрузку, которая определила снижение частоты. При повышении частоты, напротив, агрегаты частотной ЭС под влиянием регулятора частоты разгружаются настолько, чтобы небаланс мощности в системе был сведён к нулю.

Для успешного регулирования частоты по этому методу станция, выбираемая в системе в качестве ведущей, должна удовлетворять определённым требованиям. Одним из них является требование достаточно большой мощности по отношению к общей мощности системы.

Установленная мощность частотной ЭС определяется теми возможными наибольшими внезапными изменениями нагрузки, которые в данной системе могут вызвать максимальные мгновенные изменения частоты. В небольших системах, где возможные набросы мощности нагрузки сравнительно невелики, частота может регулироваться лишь одним генератором, который в этом случае будет вести частоту.

В случаях, когда возможные внезапные изменения мощности нагрузки превосходят мощность одного генератора, частота регулируется группой генераторов, а в ещё более крупных системах – всеми генераторами ведущей станции.

Другим требованием, предъявляемым к частотным агрегатам и станциям, является требование большого диапазона регулирования мощности. Диапазон регулирования можно охарактеризовать пределами, в которых возможно быстрое изменение мощности, выдаваемой ЭС.

На тепловых ЭС эти пределы определяются условиями работы котельных агрегатов и паровых турбин. Наибольшие ограничения диапазона регулирования связаны с работой котлов, которые обычно не допускают уменьшения нагрузки ниже, чем на 60% от номинальной. Снижение нагрузки котлов ограничивается опасностью погасания факела пылеугольных топок и опасностью нарушения нормальной работы циркуляции из-за неравномерного обогрева отдельных частей котла при уменьшении интенсивности горения. Нижняя граница регулировочного диапазона паровых турбин составляет обычно 20...30% от их номинальной мощности. Она определяется возможностью резкого нарушения температурного режима турбины при более значительном снижении нагрузки, результатом которого могут явиться недопустимые температурные перенапряжения и связанные с ними повреждения машины. В определённой степени регулировочный диапазон паровых турбин ограничивается режимом работы конденсаторов.

Регулировочный диапазон тепловых ЭС ограничен, поэтому в качестве станций, ведущих частоту, выбирают станции, мощность которых в два-три раза превышает значение наибольшего возможного сброса или сброса нагрузки в данной ЭЭС.

Целесообразность использования той или иной тепловой ЭС для регулирования частоты определяется при достаточной её мощности типом установленных на ней турбин, видом топлива и расположением ЭС в системе. Наилучшие условия для регулирования частоты имеют ЭС с конденсационными турбинами и котлами, работающими на газообразном топливе. Преимущество конденсационных турбин перед турбинами других типов заключается в большем регулировочном диапазоне, а также в лучших экономических показателях, характеризующих переменный режим работы. Большой регулировочный диапазон имеют также и котлы, в топках которых сжигается газообразное топливо. Эти котлы позволяют, кроме того, быстро поднимать и снижать нагрузку без существенного изменения параметров пара. Отмеченным свойством обладают также и котлы с пылеугольными топками, однако регулировочный диапазон их значительно меньше.



Следует отметить, что условия регулирования частоты тепловыми станциями существенно улучшаются при автоматизации агрегатов тепловых цехов, благодаря которой резко повышается их КПД в режиме переменных нагрузок, а также снижается опасность нарушений нормальной работы оборудования при глубоких изменениях нагрузки.

Регулирование частоты связано со значительным изменением мощности в линиях, подходящих к шинам частотной станции. Поэтому станции, ведущие частоту, должны выбираться с учётом их пропускной способности. Обычно наиболее удачным расположением частотной станции в системе является её размещение в центре нагрузок системы. В этом случае, как правило, опасность нарушения статической устойчивости при перегрузках не накладывает ограничений на регулировочный диапазон частотных станций. Кроме того, при центральном расположении ведущих станций изменения выдаваемой ими мощности сопровождаются меньшими потерями энергии.

Регулировочный диапазон гидравлических ЭС практически близок к их установленной мощности. Поэтому мощность ГЭС, используемых для регулирования частоты, может быть значительно меньше мощности тепловых станций в условиях одной и той же системы. Положительным свойством ГЭС, ведущих частоту, является также возможность весьма быстрого изменения выдаваемой в систему мощности.

Изменение в широких пределах мощности агрегатов ведущих станций при регулировании частоты предъявляет к ним требование сохранения высокого КПД во всем диапазоне регулирования.

Наиболее просто регулирование частоты в ЭЭС осуществляется в том случае, когда для регулирования достаточно одного генератора. При большей мощности системы возникает задача распределения мощности на ведущей ЭС между её агрегатами. Независимо от того, как осуществляется вторичное регулирование частоты – автоматически или вручную, это распределение должно выполняться в соответствии с расходными характеристиками агрегатов для получения наиболее экономичного расходования топлива.

При автоматическом регулировании частоты ведущая ЭС оборудуется помимо собственного регулятора частоты также и устройством для автоматического распределения активной нагрузки между генераторами частотной ЭС (УРАН), которое входит в комплект системы автоматического регулирования. При этом частота регулируется изменением нагрузки частотной ЭС. Общая мощность, выдаваемая ЭС для ликвидации небаланса, вызывающего изменение частоты, должна при этом наиболее экономично распределяться между отдельными агрегатами ЭС.

Интенсивный рост мощности современных ЭЭС привёл в настоящее время к тому, что в некоторых случаях мощности отдельных, даже крупных ЭС оказывается недостаточно для успешного регулирования. В этих случаях помимо ведущей приходится привлекать и другие ЭС. Соответствующее изменение мощности отдельных ЭС осуществляется по указанию диспетчера с обязательным учётом требований экономичности вновь устанавливаемого режима работы ЭЭС.

Дополнительные требования учитываются при осуществлении регулирования частоты в объединённых ЭЭС. При создании объединённых ЭЭС отдельные ЭС связываются друг с другом линиями электропередачи. Во многих случаях пропускная способность таких передач при большой мощности ЭЭС оказывается меньше возможных набросов мощности, которые вызывают изменения частоты в системе. В этих условиях частота должна регулироваться с учётом дополнительного требования такого распределения нагрузки между частотными станциями отдельных систем, входящими в объединение, которое не могло бы вызвать перегрузки линий, связывающих системы, и привести к нарушению статической устойчивости.

На рисунке 4.7 показана условная схема объединённой энергосистемы (ОЭС). Предположим, что регулирование частоты в этой системе может вестись двумя частотными ЭС, расположенными в разных системах. Будем считать, что в некотором исходном установившемся режиме обменная мощность направляется из системы II в систему I. Пусть изменение частоты в ОЭС происходит вследствие наброса мощности в системе I. При появлении небаланса активной мощности в действие приходят первичные регуляторы в обеих системах, которые несколько увеличивают мощность всех ЭС. В результате снижение частоты ограничивается некоторым значением  $\Delta f$ .

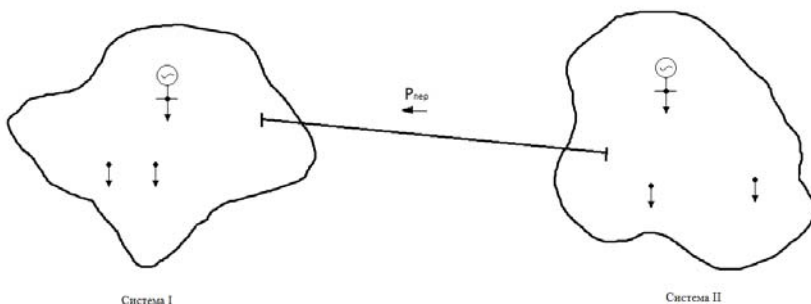


Рис. 4.7. Условная схема ОЭС

Очевидно, что работа первичных регуляторов приводит к некоторому изменению обменной мощности.

Вторичное регулирование в рассматриваемых условиях может осуществляться в нескольких вариантах. Однако нетрудно установить, что попытка восстановить частоту с помощью ведущей ЭС системы II приведёт к дальнейшему изменению мощности перетока ( $P'_{\text{пер}}$ ) в линии связи, причём в сторону увеличения. Окончательное значение этой мощности

$$P'_{\text{пер}} = P_{\text{пер}} + \Delta P,$$

где  $\Delta P$  – величина наброса мощности, вызвавшего изменение частоты.

Мощность  $P'_{\text{пер}}$  может превосходить предельное значение по условиям устойчивости. В этом случае происходит аварийное отключение линии, и связь между системами I и II нарушается. Разделение систем может явиться тяжёлой аварией для системы I, если в ней отсутствует достаточный резерв мощности.

В рассматриваемом примере вторичное регулирование с помощью частотной ЭС системы I восстанавливает исходное значение перетока мощности и, следовательно, предотвращает появление аварийных условий. Поэтому следует по возможности именно таким образом подходить к восстановлению частоты при её вторичном регулировании, т.е. увеличивать мощность, выдаваемую ведущей станцией той системы, в которой произошёл наброс мощности.

В тех случаях, когда с помощью одной ведущей ЭС частоту восстановить не удаётся или восстановление оказывается экономически нецелесообразным, к вторичному регулированию приходится привлекать ведущую станцию другой системы. Однако её режим при этом контролируется таким образом, чтобы переток мощности всегда был меньше предела мощности линии связи на некоторое заданное значение.

Независимо от числа станций вторичное регулирование в любой системе может осуществляться по мгновенному отклонению частоты и по интегральному углу.

При регулировании по мгновенному отклонению частоты воздействие на мощность турбин осуществляется в зависимости от отклонения частоты в данный момент времени от заданного значения: изменение мощности турбины, необходимое для ликвидации этого отклонения, может быть выполнено либо вручную, либо автоматически. В первом случае со щита управления ЭС дежурным персоналом даётся импульс на открытие или закрытие регулирующего аппарата турбины. Этот сигнал снимается после того, как прибор, контролирующий частоту, покажет, что частота доведена до стандартного значения.

При автоматическом регулировании импульс на изменение мощности турбины даётся регулятором частоты, который приходит в действие в тот момент, когда его измерительный орган установит появление отклонения частоты, выходящего за границу допустимых значений.

Регулирование частоты по интегральному углу ведётся с учётом накопления отклонений частоты от стандартного значения за определённый промежуток времени.

Пусть мгновенное отклонение  $\Delta f$  частоты  $f$  в системе от стандартной частоты  $f_0$ , являющейся функцией времени, равно  $\Delta f = f - f_0$ . При этом суммарная погрешность за время  $t$

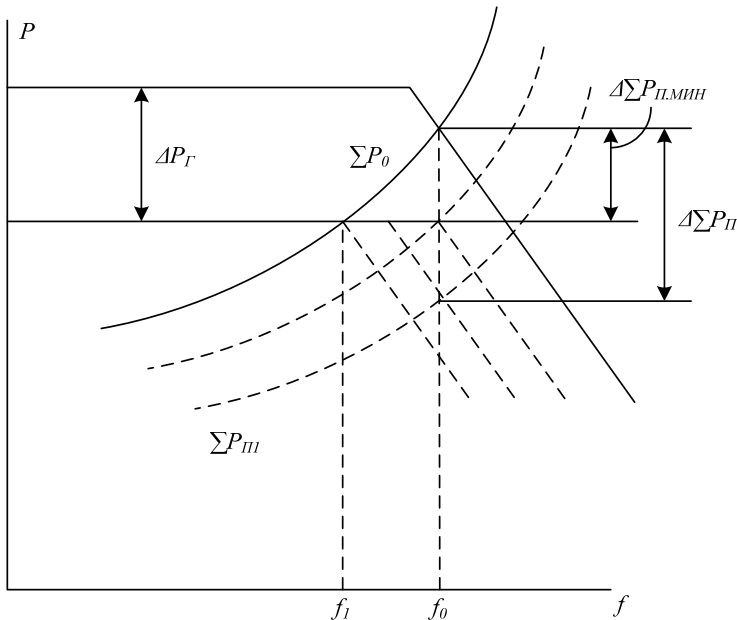
$$v = \int_0^t \Delta f(t) dt.$$

Эта погрешность практически может быть установлена при сравнении показаний за время  $t$  точных астрономических и электрических часов, получающих энергию для перемещения стрелок из сети ЭЭС. Предположим, что частота в системе в течение некоторого времени не отличается от синхронной, при этом движение механизма электрических часов будет равномерным, и показания этих часов не будут отличаться от показаний точных астрономических часов. При переменной частоте в системе электрические часы в одни периоды времени будут идти медленнее астрономических часов, а в другие – быстрее. В этом случае за время  $t$  стрелки астрономических и электрических часов могут разойтись, причём отставание электрических часов будет свидетельствовать о том, что в данной системе преобладают отрицательные отклонения частоты ( $f < f_0$ ).

Регулирование по интегральному углу не обеспечивает стабильность частоты во все моменты времени, в частности при значительных изменениях нагрузки. Такой способ не отвечает тем высоким требованиям, которые предъявляет ГОСТ к качеству ЭЭ по признакам отклонения и колебания частоты. Поэтому регулирование частоты в ЭЭС ведётся по мгновенному значению частоты, но при контроле за интегральным углом. Последнее объясняется широкой часофикацией РФ. Для того чтобы в этих условиях показания электрических часов с необходимой точностью отвечали астрономическому времени, расхождение между их показателями за определённый период не должно превосходить некоторое достаточно малое наперёд заданное значение. Это условие отражено в ГОСТе на качество ЭЭ в виде ограничения расхождения между астрономическим и синхронным временем предельным значением в  $\pm 2$  мин.

Восстановление нормальной частоты в ЭЭС после нарушения баланса активной мощности возможно лишь в том случае, когда в системе имеется достаточный резерв генераторной мощности. Между тем ряд систем в часы наибольшей нагрузки работает с очень напряжённым балансом активной мощности, имея незначительный резерв.

На рисунке 4.8 показаны характеристики генерируемой мощности  $P_{Г0}$  и статическая характеристика суммарной нагрузки  $\sum P_{п0}$  системы, работающей в условиях напряжённого баланса мощности. В такой системе исходному значению частоты  $f_0$  отвечает точка пересечения характеристик, находящаяся в области значений мощности, близкой к установленной, и, следовательно, предельной для генераторов. Изменение генерирующей мощности на значение  $\Delta P_{Г}$  вследствие аварийного отключения генераторов вызывает снижение частоты до значения  $f_1$ . Поэтому в рассматриваемых условиях невозможно изменение этого значения за счёт регулирования мощности генераторов, так как генераторы выдают предельную мощность и регулируемый диапазон турбины оказывается полностью исчерпанным.



**Рис. 4.8. Характеристики генерируемой мощности и нагрузки системы, работающей в условиях напряжённого баланса мощности**

Опасные последствия, которые может повлечь значительное уменьшение частоты в системе, в частности опасность нарушения нормальной работы оборудования ЭС, заставляет в этих случаях применять аварийную разгрузку системы по частоте. Целью такой разгрузки является восстановление баланса активной мощности путём уменьшения мощности, потребляемой суммарной нагрузкой системы. Аварийная разгрузка по частоте заключается в отключении части потребителей при уменьшении частоты в системе ниже определённой границы и осуществляется при использовании средств системной автоматики.

На рисунке 4.8 отключение части нагрузки отражено перемещением характеристики потребляемой мощности в сторону меньших значений  $(\sum P_{\text{пл}})$ . В этом случае становится возможным первичное и вторичное регулирование частоты. Может быть найдено и минимальное значение частоты при генерируемой мощности, которой отвечает граница регулировочного диапазона  $(\Delta \sum P_{\text{н min}})$ . При отключении большей мощности регулировочный диапазон расширяется, однако при этом увеличивается хозяйственный ущерб от недоотпуска ЭЭ. Чтобы по возможности уменьшить этот ущерб, в отечественных ЭЭС по мере снижения частоты потребители отключаются автоматически в несколько очередей. Автоматическая аварийная разгрузка по частоте (ААРЧ) выполняется с помощью устройств, реагирующих на отклонение частоты от стандартной и дающих импульс на отключение тех или иных линий электрической сети.

Число очередей, а также значения отклонения частоты, при которых отключаются те или иные очереди, выбирается в зависимости от конкретных условий работы ЭЭС, определяющихся как характеристиками потребителей ЭЭ, так и параметрами оборудования ЭС. При этом для ЭЭС, в которых преобладают тепловые ЭС, обычно рекомендуется частоту срабатывания первой очереди ААРЧ принимать равной 48...47,8 Гц, а последней очереди – 45 Гц. Для систем, в которых большая часть мощности вырабатывается на ГЭС, частоту срабатывания первой и последней очередей принимают соответственно 47...46,7 и 45...44,7 Гц.

Кроме основных очередей работы ААРЧ в ЭЭС предусматривается также специальная очередь разгрузки, которая отключает дополнительное количество потребителей в тех случаях, когда частота в системе не восстанавливается после срабатывания всех очередей устройств ААРЧ и имеется опасность нарушения режимов механизмов собственных нужд ЭС. Частота срабатывания специальной очереди

разгрузки выбирается равной 47 Гц, причём устройства для автоматической разгрузки снабжаются реле времени, которые допускают подачу импульса на отключение через 20...25 с после понижения частоты до 47 Гц, тогда как работа основных очередей предусматривается с малыми выдержками времени.

В некоторых случаях ААРЧ выполняется с устройствами для автоматического повторного включения потребителей после восстановления частоты.

### Вопросы для самопроверки

1. Объяснить работу схемы регулятора скорости турбины.
2. Какова сущность первичного и вторичного регулирования частоты?
3. Записать и объяснить закон первичного регулирования частоты.
4. Почему вторичное регулирование эквивалентно астатическому регулированию скорости?
5. Каковы особенности регулирования частоты в ЭЭС?
6. Что понимают под ААРЧ?

## Глава 5

### БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЕГО ОЦЕНКА ПРИ РАСЧЁТАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

#### 5.1. ОЦЕНКА БАЛАНСА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Основными особенностями электроэнергетических систем являются практически мгновенная передача энергии от источников к потребителям и невозможность накапливания выработанной электроэнергии в заметных количествах. Эти свойства определяют одновременность процесса выработки и потребления электроэнергии [6].

При генерации и потреблении энергии на переменном токе равенству вырабатываемой и потребляемой электроэнергии в каждый момент времени отвечает соответственно равенство вырабатываемой и потребляемой активной и реактивной мощностей. Это условие может быть записано в виде равенства:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\text{н}} + \sum \Delta P = \sum P_{\text{потр}} ; \quad (5.1)$$

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q = \sum Q_{\text{потр}} , \quad (5.2)$$

где  $\sum P_{\Gamma}$  и  $\sum Q_{\Gamma}$  – генерируемые активная и реактивная мощности соответственно, т.е. мощности станций без мощности собственных

нужд;  $\sum P_n$ ,  $\sum Q_n$  – активная и реактивная мощности потребителей;  $\sum \Delta P$  – суммарные потери активной мощности в сетях;  $\sum \Delta Q$  – алгебраическая сумма потерь реактивной мощности и зарядной мощности в сетях;  $\sum P_{\text{потр}}$ ,  $\sum Q_{\text{потр}}$  – суммарное потребление мощности.

Уравнения (5.1) и (5.2) являются уравнениями балансов активной и реактивной мощностей соответственно.

Баланс реактивной мощности по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узловых точках сети электрической системы в той или иной степени отличаются от среднего уровня, причём степень этого отличия характеризуется конфигурацией сети, значением нагрузки и другими факторами, от которых зависит падение напряжения. Баланс реактивной мощности для всей системы в целом не может исчерпывающе определить требования, предъявляемые к мощности источников. Надо оценивать возможность получения необходимой реактивной мощности как по системе, так и по отдельным её районам [4].

Необходимость в оценке баланса реактивной мощности возникает прежде всего при проектировании подсистемы регулирования напряжения – реактивной мощности АСДУ. В ряде случаев оценка изменений условий баланса производится и в практике эксплуатации, например при вводе новых регулирующих устройств, установленных мощностей электростанций, изменениях схемы сети.

## 5.2. ПОТРЕБИТЕЛИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В инженерной практике под реактивной мощностью обычно подразумевается мощность индуктивная, которая потребляется индуктивными элементами электрической системы и генерируется в ёмкостных или других эквивалентных им элементах [7].

Суммарные абсолютные и относительные потери реактивной мощности в элементах питающей сеть весьма велики и достигают 50% мощности, поступающей в сеть [7]. Примерно 70...75% всех потерь реактивной мощности составляют потери в трансформаторах. Так, в трёхобмоточном трансформаторе ТДТН-40000/220 при коэффициенте загрузки, равном 0,8, потери реактивной мощности составляют около 12%. На пути от электростанции происходит самое меньшее три трансформации напряжения, и поэтому потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах достигают больших значений.



На промышленных предприятиях основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели – на их долю приходится 65...70% реактивной мощности, потребляемой предприятием; 20...25% приходится на трансформаторы и около 10% на воздушные линии электропередач и другие приёмники – люминесцентные лампы, индукционные печи и т.д. [7].

Общая потребляемая реактивная мощность в соответствии с (5.2) равна

$$\sum Q_{\text{потр}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q,$$

где  $\sum Q_{\text{н}}$  – суммарная реактивная мощность нагрузки,  $\sum \Delta Q$  – суммарные потери реактивной мощности.

Суммарная реактивная мощность нагрузки

$$\sum Q_{\text{н}} = \sum P_{\text{н},i} \operatorname{tg} i,$$

где  $P_{\text{н},i}$  – активная мощность  $i$ -й нагрузки;  $\operatorname{tg} i$  – тангенс угла треугольника мощностей.

Суммарные потери реактивной мощности

$$\sum \Delta Q = \sum \Delta Q_{\text{л}}; \quad \sum \Delta Q_{\text{с}} + \sum \Delta Q_{\text{т}},$$

где  $\sum \Delta Q_{\text{л}}$  – суммарные потери реактивной мощности в линии;  $\sum \Delta Q_{\text{с}}$  – суммарная генерация реактивной мощности в проводимостях линии;  $\sum \Delta Q_{\text{т}}$  – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах.

Потери реактивной мощности в линии

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} x_{\text{л}}.$$

Генерация реактивной мощности в проводимостях линии

$$Q_{\text{с}} = U_{\text{ном}}^2 b_{\text{л}}.$$

Генерация в линии длиной  $l = 100$  км:

$U_{\text{ном}}$ , кВ .....	110	150	220
$Q_{\text{с}}$ , Мвар .....	3	6,5	12,6

Приблизительно потери реактивной мощности в линиях и генерация  $Q$  в проводимостях линий принимаются равными:

$$\sum \Delta Q_{\text{л}} \approx 0,1S_{\text{л}}, \quad \sum Q_{\text{с}} \approx 0,1S_{\text{л}}.$$

Потери  $Q$  в индуктивности и генерация в ёмкости имеют разные знаки, поэтому

$$+j\Delta Q_{\text{л}}; \quad jQ_{\text{с}} = 0.$$

Следовательно, и суммарные потери связаны равенством

$$\sum Q_{\text{с}} \approx \sum \Delta Q_{\text{л}}.$$

Для ВЛ 110...150 кВ это строгое равенство. В этом случае по линии передаётся натуральная мощность.

Потери реактивной мощности в  $n$  параллельно работающих трансформаторах

$$\Delta Q_{\text{т}} \approx nS_{\text{ном}} \frac{U_{\text{к}} \%}{100}.$$

При характерных значениях  $U_{\text{к}} \%$ , потери в трансформаторах равны

$$\Delta Q_{\text{т}} \approx 0,1nS_{\text{ном}} = 0,1S_{\text{н}},$$

где  $S_{\text{н}} = nS_{\text{ном}}$ .

В сетях с несколькими ступенями трансформации  $m$  потери увеличиваются:

$$\Delta Q_{\text{т}, \Sigma} = 0,1mS_{\text{н}}.$$

Для любой электрической сети должен соблюдаться баланс полной мощности при соблюдении условий поддержания нормального режима.

При этом необходимо обеспечить баланс реактивной мощности как для системы в целом, так и для отдельных узлов питающей сети с наличием в них необходимого резерва реактивной мощности.

Баланс реактивной мощности следует предусматривать для каждого характерного режима сети в отдельности. Это следующие режимы: а) наибольшая реактивная нагрузка при наибольшем потреблении реактивной мощности и наибольшей необходимой мощности компенсирующих устройств; б) наибольшая активная нагрузка, что связано с наибольшей загрузкой генераторов активной мощностью и с наи-

меньшей их реактивной мощностью; в) наименьшая активная нагрузка, что связано с отключением части генераторов и невозможностью генерации ими заметного количества реактивной мощности; г) режимы послеаварийные и ремонтные, связанные с наибольшими ограничениями на передачу реактивной мощности по сети.

### 5.3. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для реактивной мощности справедливо условие баланса по всей электрической системе в целом. По балансу реактивной мощности наряду с балансом активной мощности можно судить о возможности существования рассматриваемого рабочего режима системы.

Активную мощность нагрузки электрической сети получают от генераторов электрических станций, которые являются единственным источником активной мощности. В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только в генераторах, но и в компенсирующих устройствах – статических конденсаторах или синхронных компенсаторах, которые можно установить в любом месте электрической сети. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь около 60% требуемой реактивной мощности; 20% генерируется ВЛ напряжением выше 110 кВ; 20% – компенсирующими устройствами, расположенными на подстанциях или непосредственно у потребителя.

Компенсацией реактивной мощности будем называть её выработку с помощью компенсирующих устройств.

Проблема компенсации реактивной мощности в электрических системах страны имеет большое значение по следующим причинам [6]:

1. В промышленном производстве наблюдается опережающий рост потребления реактивной мощности по сравнению с активной.
2. Возросло потребление реактивной мощности в городских электрических сетях, обусловленное ростом бытовых нагрузок.
3. Увеличивается потребление реактивной мощности в сельских электрических сетях.

Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, компенсация реактивной мощности необходима для выполнения баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка компенсирующих устройств применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. И, наконец, в-третьих, компенсирующие устройства применяются для регулирования напряжения.

Во всех случаях при применении компенсирующих устройств необходимо учитывать ограничения, обусловленные следующими техническими требованиями: 1) по необходимому резерву мощности в узлах нагрузки; 2) по располагаемой реактивной мощности на зажимах источника реактивной мощности; 3) по отклонениям напряжения; 4) по пропускной способности электрических сетей [6].

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям и трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест её потребления. Компенсирующие устройства ставят не в начале линии, а в конце. При этом линия разгружается по реактивной мощности (или по реактивному току, что иллюстрируется на рис. 5.1, а). Этим достигается снижение потерь активной мощности и напряжения. При установке компенсирующих устройств в конце линии, т.е. на понижающей подстанции (рис. 5.1, а, в), векторная диаграмма токов и мощностей в линии будет иметь вид, показанный на рис. 5.1, б, з.

Без применения компенсирующих устройств в линии протекают ток и мощность нагрузки:

$$\dot{I}_H = I_{a,H} - jI_{r,H}, \quad \underline{S}_H = P_H + jQ_H.$$

В результате применения компенсирующих устройств реактивный ток и реактивная мощность в линии уменьшатся на величину реактивного тока и реактивной мощности, генерируемых в компенсирующем устройстве ( $+jI_K$  и  $-jQ_K$ ). В линии будут проходить меньшие по модулю ток и мощность, соответственно равные

$$\dot{I}_L = I_{a,H} - j(I_{r,H} - I_K), \quad \underline{S}_L = P_H + j(Q_H - Q_K).$$

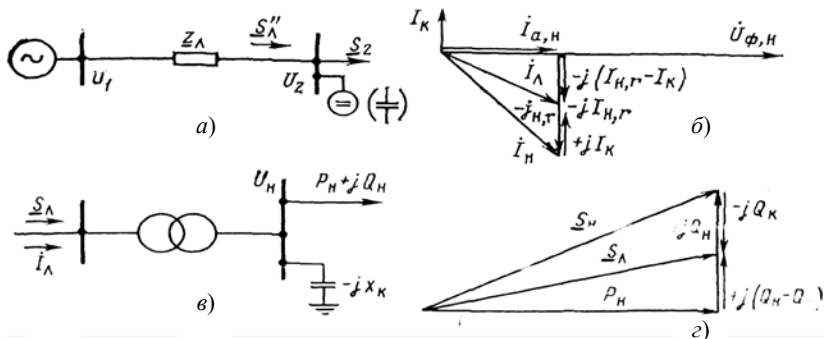


Рис. 5.1. К пояснению методики расстановки компенсирующих устройств: а, в – возможные места установки; б, з – векторные диаграммы

Таким образом, вследствие применения компенсирующих устройств на подстанции при неизменной мощности нагрузки реактивные мощность и ток в линии уменьшаются, т.е. линия разгружается по реактивной мощности. При этом, как отмечалось выше, в линии уменьшаются потери мощности и потери напряжения, так как

$$\Delta P_{\text{л}} \approx \frac{P_{\text{н}}^2 + (Q_{\text{н}} - Q_{\text{к}})^2}{U_{\text{ном}}^2} r_{\text{л}}, \quad \Delta U_{\text{л}} \approx \frac{P_{\text{н}} r_{\text{л}} + (Q_{\text{н}} - Q_{\text{к}}) x_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}}.$$

Подробно вопросы уменьшения потерь мощности и регулирования напряжения при компенсации  $Q$  будут рассмотрены в гл. 6.

#### 5.4. КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Рассмотрим компенсирующие устройства с точки зрения их специфической роли в энергосистемах как компенсаторов реактивной мощности.

В качестве компенсирующих устройств наиболее часто используются синхронные компенсаторы и батареи статических конденсаторов.

**Статические конденсаторы** применяются на напряжении 0,22...10,5 кВ. В конденсаторах, применяемых в компенсирующих устройствах, в качестве диэлектрика используется бумага, пропитанная минеральным маслом или синтетической жидкостью или специальная синтетическая пленка. Конденсаторы на 220, 380 и 550 В выпускаются в трёхфазном исполнении мощностью 3...10 квар и на напряжение 1,05; 6,3 и 10,5 кВ – в однофазном исполнении мощностью 10 квар. В последнее время мощность конденсаторов в одном элементе составляет 10...75 квар. Из этих элементов собирают батареи требуемой мощности.

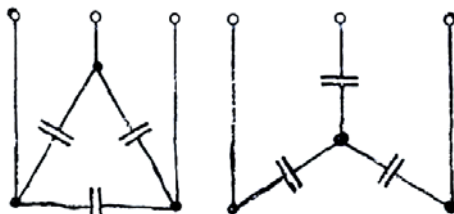
В сетях трёхфазного тока конденсаторы включаются в соединения «звезда» и «треугольник» (рис. 5.2). При соединении конденсаторов в «звезду» мощность батареи

$$Q_{\text{с}} = U_{\text{ф}}^2 \omega C.$$

При соединении конденсаторов в «треугольник» мощность батареи

$$Q_{\text{с}} = U^2 \omega C = 3U_{\text{ф}}^2 \omega C.$$

Таким образом, при соединении конденсаторов в «треугольник» мощность батареи оказывается в три раза больше. При напряжении до 1000 В обычно конденсаторы включают в «треугольник».



**Рис. 5.2. Соединение конденсаторов**

Батареи конденсаторов бывают регулируемые (управляемые) и нерегулируемые. В нерегулируемых число конденсаторов неизменно, а реактивная мощность зависит только от квадрата напряжения. Суммарная мощность нерегулируемых батарей конденсаторов не должна превышать наименьшей реактивной нагрузки сети.

В регулируемых батареях конденсаторов в зависимости от режима автоматически или вручную изменяется число включённых конденсаторов. Выпускаются регулируемые комплекты батарей конденсаторов на напряжение 0,38 кВ и 6...10 кВ, снабжённые пускорегулирующим устройством, необходимым для автоматического изменения мощности батареи (контакторами или выключателями).

Практически изменение мощности, выдаваемой батареей в нормальных эксплуатационных условиях, достигается включением или отключением части конденсаторов, составляющих батарею, т.е. путём ступенчатого регулирования. Одноступенчатое регулирование заключается в отключении или включении всех конденсаторов батареи, многоступенчатое – в отключении или включении отдельных секций батареи, снабжённых контакторами или выключателями.

При отключении конденсаторов необходимо, чтобы запасённая в них энергия разряжалась автоматически, без участия дежурного персонала, на активное сопротивление, присоединённое к батарее наглухо. Значение его должно быть таким, чтобы при отключении не возникало перенапряжений на зажимах конденсаторов. Разрядным сопротивлением для конденсаторных установок напряжением 6...10 кВ служат трансформаторы напряжения ТН, ниже 1000 В – омическое сопротивление РС (рис. 5.3). Разряд батареи конденсаторов должен осуществляться после каждого отключения батареи от сети. Защита конденсаторов осуществляется плавкими предохранителями, включаемыми по одному в цепь каждого конденсатора. Кроме того, батарея в целом защищается с помощью предохранителей или выключателей в цепи батареи (рис. 5.4).

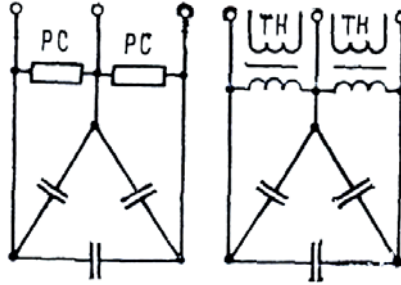


Рис. 5.3. Включение разрядных сопротивлений

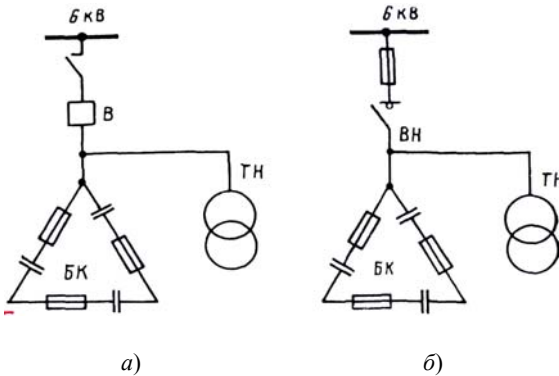


Рис. 5.4. Включение батарей конденсаторов:

а – под отдельный выключатель; б – под выключатель нагрузки потребителя

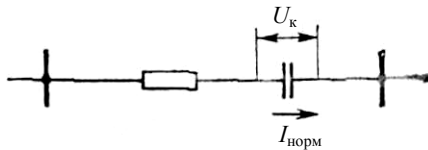


Рис. 5.5. Продольная компенсация

Батареи конденсаторов включаются последовательно в линию (*продольная компенсация*) для уменьшения  $x$  линии (рис. 5.5).

В нормальном режиме через батарею конденсаторов проходит ток  $I_{\text{норм}}$ . При этом напряжение на батарее конденсаторов равно

$$U_{\text{к. норм}} = \sqrt{3} I_{\text{норм}} x_{\text{к}} \approx (5 \dots 20\%) U_{\text{с. ном}}$$

При коротком замыкании через батарею конденсаторов течёт большой ток короткого замыкания ( $I_k \gg I_{норм}$ ) и  $U_k$  сильно возрастает. При больших кратностях перенапряжения батарею конденсаторов надо защищать специальными устройствами. Батарея конденсаторов в устройстве продольной компенсации (УПК) должна быть изолирована от земли на полное номинальное напряжение линии. Батареи конденсаторов в УПК, например воздушной линии 6 кВ, монтируются на опоре линии.

В сетях систем электроснабжения промышленных предприятий с помощью конденсаторов возможны следующие виды компенсации: а) индивидуальная – с размещением конденсаторов непосредственно у токоприёмника; б) групповая – с размещением конденсаторов у силовых шкафов и шинопроводов в цехах; в) централизованная – с подключением батареи на шины 0,38 и 6...10 кВ подстанции. Во избежание существенного возрастания затрат на отключающую аппаратуру мощность батарей конденсаторов должна быть не менее 400 квар при присоединении конденсаторов через отдельный выключатель и не менее 100 квар при присоединении конденсаторов через общий выключатель к силовым трансформаторам, асинхронным двигателям и другим электроприёмникам.

Основные технико-экономические преимущества конденсаторов в сравнении с другими компенсирующими устройствами состоят в следующем: а) возможность применения как на низком, так и на высоком напряжении; б) малые потери активной мощности (0,0025...0,005 кВт/квар). Недостатки конденсаторов с точки зрения регулирования режима состоят в следующем: а) зависимость генерируемой ими реактивной мощности от напряжения; б) возможность только генерировать  $Q$ , а также ступенчатость регулирования при выдаче реактивной мощности и невозможность её плавного изменения, чувствительность к искажениям питающего напряжения.

На 0,38 кВ стоимость 1 квар батареи конденсаторов дороже, чем на 6...10 кВ, но пускорегулирующая аппаратура дешевле. Поэтому разница на 0,38 и 6...10 кВ в стоимости 1 квар невелика.

Конденсаторы по сравнению с другими источниками реактивной мощности обладают рядом эксплуатационных преимуществ: простотой эксплуатации (ввиду отсутствия вращающихся и трущихся частей); простотой производства монтажа (малая масса, отсутствие фундамента); возможностью использования для установки конденсаторов любого сухого помещения. Среди эксплуатационных недостатков кон-



денсаторов следует отметить малый срок службы (8–10 лет) и недостаточную прочность (особенно при коротких замыканиях и напряжениях выше номинального).

**Синхронный компенсатор** – это синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода, т.е. без нагрузки на валу. По сравнению с обычным синхронным двигателем компенсаторы изготавливают с облегчённым валом.

В настоящее время отечественная промышленность выпускает синхронные компенсаторы мощностью 5...160 Мвар. Синхронные компенсаторы 5...32 Мвар выполняются с воздушным охлаждением, 60, 100, 160 Мвар – с водородным. Они устанавливаются, как правило, на районных подстанциях и в ряде случаев у мощных электроприёмников с резкопеременной нагрузкой – дуговых печей, приводов прокатных станов и др.

Схема замещения и отвечающая ей векторная диаграмма, показаны на рис. 5.6. Ток синхронного компенсатора

$$I_{СК} = \frac{E_q - U_{СК}}{\sqrt{3}x_d},$$

а мощность на его зажимах

$$S_{СК} = Q_{СК} = \sqrt{3}U_{СК}I_{СК} = \frac{E_q - U_{СК}}{x_d} U_{СК}. \quad (5.3)$$

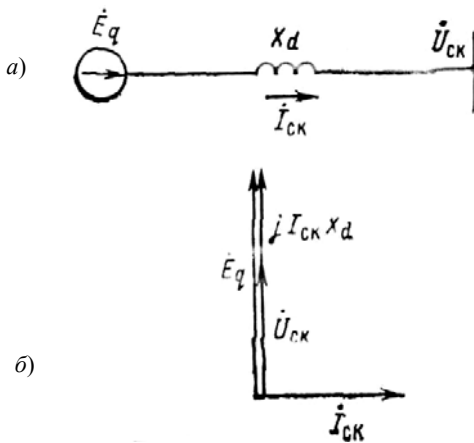


Рис. 5.6. Схема замещения (а) и векторная диаграмма (б) синхронного компенсатора

Из (5.3) видно, что значение и знак мощности синхронного компенсатора зависят от соотношения между ЭДС компенсатора  $E_q$  и напряжением  $U_{СК}$  в точке его подключения к сети. Электродвижущая сила определяется током возбуждения, причём росту тока возбуждения соответствует увеличение ЭДС. При значении тока возбуждения, при котором  $E_q = U_{СК}$ , мощность синхронного компенсатора  $Q_{СК} = 0$ . При перевозбуждении ток возбуждения большой ( $E_q = U_{СК}$ ) и синхронный компенсатор генерирует, т.е. выдаёт в сеть реактивную мощность, причём  $Q_{СК} > 0$ . Синхронный компенсатор, работающий в режиме перевозбуждения, может увеличивать выдаваемую в сеть реактивную мощность при понижении напряжения сети. Уменьшая ток возбуждения, можно получить режим недовозбуждения, и тогда  $E_q < U_{СК}$  и  $Q_{СК} < 0$ . Номинальная мощность синхронного компенсатора ( $Q_{СК\text{ ном}}$ ) указывается для режима перевозбуждения. По конструктивным особенностям в режиме недовозбуждения  $Q_{СК} = Q_{СК\text{ ном}}$ .

Положительными свойствами синхронных компенсаторов как источников реактивной мощности являются: а) независимость  $Q_{СК}$  от напряжения в сети вследствие регулирования тока возбуждения; б) возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности.

К основным недостаткам компенсаторов относятся: а) значительные потери активной мощности, при полной нагрузке синхронных компенсаторов они колеблются в пределах 0,032...0,015 кВт/квар в зависимости от номинальной мощности; б) относительно высокая стоимость и высокие удельные затраты на компенсацию. На низком напряжении и на мощность, меньше 5 Мвар, применение СК экономически нецелесообразно.

Эксплуатационными преимуществами СК являются, достаточная термическая и электродинамическая стойкость обмоток компенсатора во время коротких замыканий; возможность восстановления повреждённого синхронного компенсатора путём проведения ремонтных работ. Трудности эксплуатации СК состоят в большой занимаемой площади и шуме при работе.

Сравнение свойств синхронных компенсаторов и статических конденсаторов показывает, что как те, так и другие имеют свои достоинства и недостатки, определяющие их области применения. Компенсация реактивной мощности на районных подстанциях и в питающих сетях может осуществляться синхронными компенсаторами или статическими конденсаторами. В распределительных сетях для компенсации реактивной мощности, как правило, применяются конденсаторы.

## Вопросы для самопроверки

1. В чём состоит баланс реактивной мощности?
2. Объяснить регулирующий эффект нагрузки.
3. Что относится к потребителям реактивной мощности?
4. Как происходит генерация реактивной мощности на ЭС?
5. Каковы особенности компенсации реактивной мощности?
6. Что относится к КУ и каковы их характерные особенности?
7. Как осуществляется расстановка КУ?

## Глава 6

### СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА НИЖНИХ ИЕРАРХИЧЕСКИХ УРОВНЯХ АСДУ

#### 6.1. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

В реальных режимах электрических сетей напряжение всегда отличается от номинальной величины. Эту разницу характеризуют две величины: отклонение напряжения и колебания напряжения [6].

Отклонением напряжения называется разность между фактическим значением напряжения  $U$  и его номинальным значением для сети  $U_{\text{ном}}$ , возникающая при сравнительно медленном изменении режима работы, когда скорость изменения напряжения меньше 1% в секунду.

Если  $U$  и  $U_{\text{ном}}$  выражаются в вольтах или киловольтах, то отклонение напряжения в процентах:

$$V = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100 .$$

Согласно ГОСТ 13109–98 на зажимах приборов рабочего освещения, установленных в производственных помещениях и общественных зданиях, где требуется значительное зрительное напряжение, а также в прожекторных установках наружного освещения, допускается отклонение напряжения в пределах от  $-2,5$  до  $+5\%$  номинального напряжения. На зажимах электродвигателей и аппаратов для их пуска и управления допускается отклонение напряжения от  $-5$  до  $+10\%$  номинального. На зажимах остальных приёмников электроэнергии допускается отклонение напряжения в пределах  $\pm 5\%$  номинального.

Колебанием напряжения, %, называется разность между наибольшим  $U_{\text{max}}$  и наименьшим  $U_{\text{min}}$  действующими значениями напряжения в процессе достаточно быстрого изменения параметров режима, когда скорость изменения напряжения не меньше 1% в секунду:

$$V_t = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\text{ном}}} 100.$$

На зажимах осветительных ламп и радиоприборов допустимые колебания напряжения  $V_t$ , выраженные в процентах сверх допустимых отклонений напряжения, определяются в зависимости от частоты их повторения по формуле

$$V_t = 1 + \frac{6}{n} = 1 + \frac{\Delta t}{100},$$

где  $n$  – число колебаний в час;  $\Delta t$  – средний за час интервал между последующими колебаниями, мин.

Для остальных приёмников электроэнергии колебания напряжения не нормируются.

Напряжение сети постоянно меняется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивлений цепи. Отклонения напряжения не всегда находятся в интервалах допустимых значений. Причинами этого являются: а) потери напряжения, вызываемые токами нагрузки, проходящими по элементам сети; б) неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов; в) неправильное построение схем сетей.

Контроль за отклонениями напряжения проводится тремя способами: 1) контроль по уровню ведётся путём сравнения реальных величин отклонений напряжений с допустимыми значениями; 2) контроль по месту в электрической системе ведётся в определённых точках сети, например в начале или конце линии, на районной подстанции и т.д.; 3) по длительности существования отклонения напряжения.

Все потребители проектируются на работу при номинальном напряжении. При отклонении фактического напряжения от его номинальной величины возникают нежелательные явления, такие как недоотпуск продукции или её брак; преждевременный износ электрооборудования. Поэтому возникает необходимость регулирования напряжения.

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровня напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств. Исторически развитие методов и способов регулирования напряжения и реактивной мощности происходила от низших иерархических уровней управления энергосистемами к высшим. В частности, начало использоваться регулирование напряжения в распределительных сетях, где изменением коэффициента трансформации трансформаторов питающих подстанций поддерживалось напряжение потребителей при изменении режима их ра-

боты. Регулирование напряжения начало применяться также непосредственно у потребителей и на энергообъектах (электростанциях, подстанциях).

Эти способы регулирования напряжения сохранились до настоящего времени и применяются на низших иерархических уровнях АСДУ. С точки зрения высших уровней АСДУ это – локальные способы регулирования; АСДУ высших уровней осуществляет координацию работы локальных систем регулирования, добываясь оптимального режима энергосистемы в целом [8].

Локальное регулирование напряжения может быть централизованным, т.е. проводится в центре питания (ЦП), и местным, т.е. проводится непосредственно у потребителей.

В зависимости от характера изменения нагрузки в каждом из указанных типов регулирования напряжения можно выделить несколько подтипов. Так, например, в централизованном регулировании напряжения можно выделить три подтипа: стабилизацию напряжения; двухступенчатое регулирование напряжения; встречное регулирование напряжения. Стабилизация применяется для потребителей с практически неизменной нагрузкой, например для трёх-сменных предприятий, где уровень напряжения необходимо поддерживать постоянным. Суточный график таких потребителей приведён на рис. 6.1, а. Для потребителей с ярко выраженной двухступенчатостью графика нагрузки (рис. 6.1, б), например для односменных предприятий, применяют двухступенчатое регулирование напряжения. При этом поддерживаются два уровня напряжения в течение суток в соответствии с графиком нагрузки. В случае переменной в течение суток нагрузки (рис. 6.1, в) осуществляется так называемое встречное регулирование. Для каждого значения нагрузки будут иметь своё значение и потери напряжения, следовательно, и само напряжение будет изменяться с изменением нагрузки. Чтобы отклонения напряжения не выходили за рамки допустимых значений, надо регулировать напряжение в зависимости от тока нагрузки.

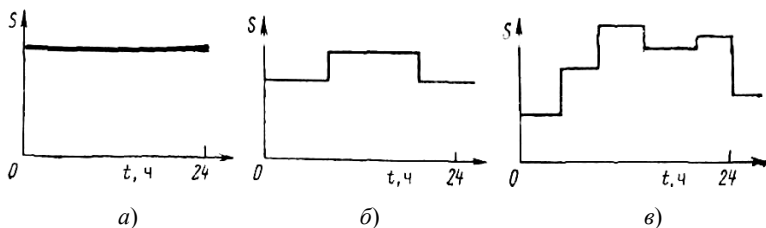


Рис. 6.1. Графики нагрузки

Местное регулирование напряжения тоже можно подразделить на групповое и индивидуальное. Групповое регулирование осуществляется для группы потребителей, а индивидуальное – в основном в специальных цехах.

## 6.2. ВСТРЕЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Для подробного рассмотрения встречного регулирования напряжения используем схему, показанную на рис. 6.2, *а*, где трансформатор представлен как сопротивление трансформатора и идеальный коэффициент трансформации. На рисунке 6.2, *а* приняты следующие обозначения:  $U_1$  – напряжение на шинах ЦП;  $U_2$  – напряжение на шинах первичного напряжения (ВН) районной подстанции;  $U_{2н}$  – напряжение на шинах вторичного напряжения (НН) районной подстанции;  $U_3$  – напряжение у потребителей.

Напряжение на шинах ВН районной подстанции

$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_T.$$

Напряжения на шинах ВН и НН отличаются на величину потерь напряжения в трансформаторе  $\Delta U_T$ , и, кроме того, в идеальном трансформаторе напряжение понижается в соответствии с коэффициентом трансформации, что необходимо учитывать при выборе регуляторного ответвления.

На рисунке 6.2, *б*, представлены графики изменения напряжения для двух режимов: наименьших и наибольших нагрузок. При этом по оси абсцисс отложены потери напряжения, а по оси ординат – значения отклонений напряжения.

Из рисунке 6.2, *б* (пунктирные линии) видно, что если  $n = 1$ , то в режиме наименьших нагрузок напряжение у потребителей будет выше, а в режиме наибольших нагрузок – ниже допустимого значения (т.е. отклонения  $U$  больше допустимых). При этом приёмники электроэнергии присоединённые к сети НН (т.е. в точках *A* и *B*), будут работать в недопустимых условиях. Меняя коэффициент трансформации трансформатора районной подстанции  $n$ , изменяют  $U_{2н}$ , т.е. регулируют напряжение (сплошная линия на рис. 6.2, *б*).

В режиме наименьших нагрузок повышают  $n$ , уменьшая напряжение  $U_{2н}$  до величины, как можно более близкой к  $1,0U_{ном}$ . В режиме наименьших нагрузок выбирают такое наибольшее стандартное значение  $n$ , чтобы выполнялось следующее условие:

$$U_{2н.нм} \geq 1,0U_{ном}.$$

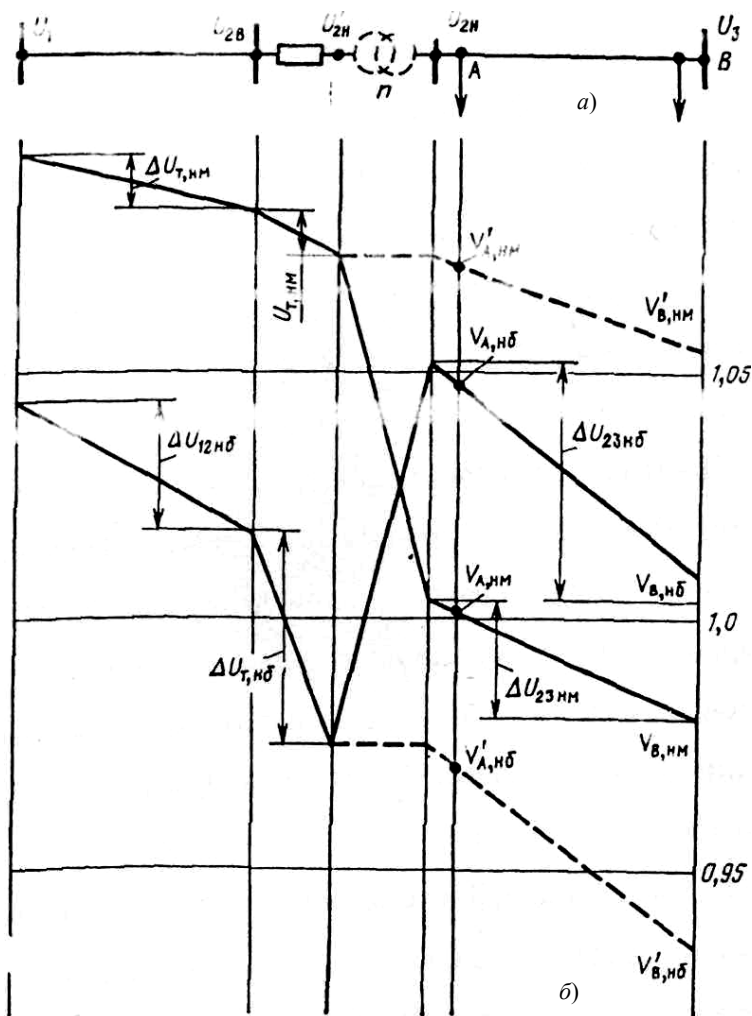


Рис. 6.2. Встречное регулирование напряжения:  
 а – схема замещения; б – эпюры напряжения

В режиме наибольших нагрузок снижают  $n$ , увеличивая напряжение  $U_{2н}$  до величины, наиболее близкой к  $1,05U_{ном}$ . В наибольшем режиме выбирают такое наибольшее стандартное значение  $n$ , чтобы выполнялось следующее условие:

$$U_{2н,нб} \geq 1,05U_{ном}$$

Таким образом, напряжение на зажимах потребителей как удалённых – в точке  $B$ , так и близлежащих – в точке  $A$  – вводится в допустимые пределы. При таком регулировании в режиме наибольших нагрузок напряжение ниже и оно повышается, а в режиме наименьших нагрузок, наоборот, напряжение выше и оно понижается. Поэтому такое регулирование называется *встречным*.

### 6.3. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Изменение напряжения генераторов возможно за счёт регулирования тока возбуждения. По принципу работы генератора и его режиму возможно изменять напряжение, не меняя мощности, только в пределах  $\pm 0,05U_{\text{ном}}$ , т.е. от  $0,95U_{\text{ном}}$  до  $1,05U_{\text{ном}}$ .

При  $U_{\text{с. ном}} = 6$  кВ номинальное напряжение генератора  $U_{\text{г. ном}} = 6,3$  кВ и диапазон регулирования 6,0...6,6 кВ. При  $U_{\text{с. ном}} = 10$  кВ напряжение генератора  $U_{\text{г. ном}} = 10,5$  кВ и диапазон регулирования 10,0...11 кВ.

Отклонение напряжения на выводах генератора более чем на  $\pm 5\%$  номинального приводит к необходимости снижения его мощности. Этот диапазон регулирования  $U$  явно недостаточен. Поясним это подробнее. На каждой ступени трансформации потери напряжения равны

$$\Delta U \approx 0,1S_{\text{ном}}.$$

При трёх-четырёх трансформациях потери напряжения в сети составляют (0,3...0,4)  $S_{\text{ном}}$ . Если принять  $P_{\text{нб}} = 100\%$ , а  $P_{\text{нм}} = 40\%$ , то при этих условиях падения напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок составят соответственно

$$\sum \Delta U_{\text{нб}} \% \approx 30...40\%, \quad \sum \Delta U_{\text{нм}} \% \approx 12...16\%.$$

Отсюда видно, что диапазон изменения напряжения у потребителя составит

$$\sum \Delta U_{\text{нб}} \% - \sum \Delta U_{\text{нм}} \% \approx 18...24\%.$$

Поэтому диапазон изменения напряжения у генератора, составляющий только 10%, явно недостаточен.

Генераторы электростанций являются только вспомогательным средством регулирования по двум причинам: 1) не хватает диапазона регулирования  $U$  на электростанциях; 2) трудно увязать требования по напряжению удалённых и близких потребителей.



Как единственное средство регулирования генераторы применяются только в случае системы, представляющей станцию и в основном нераспределённую нагрузку. В этом случае на шинах изолированно работающих электростанций промышленных предприятий осуществляется встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения генераторов повышают напряжение в часы максимума нагрузок и снижают в часы минимума.

Повышающие трансформаторы на электростанциях также являются вспомогательным средством регулирования напряжения, потому что, как и генераторы, не могут согласовать требования по напряжению близких и удалённых потребителей. Поэтому основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы районных подстанций.

#### **6.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ НА РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ**

Трансформаторы могут быть присоединены в различных пунктах электрических сетей, в которых режим напряжения заранее обычно известен и, кроме того, может изменяться в процессе эксплуатации сети. Поэтому трансформаторы снабжаются помимо основных ещё дополнительными регулировочными ответвлениями. Изменяя эти ответвления, можно несколько изменить коэффициент трансформации (в пределах 10...20%).

По конструктивному исполнению различают трансформаторы двух типов: а) с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (сокращённо трансформаторы с ПБВ); б) с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (сокращённо трансформаторы с РПН). Обычно регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения ВН трансформатора, которая имеет меньший рабочий ток. При этом облегчается переключающее устройство.

Рассмотрим простейшую схему, представленную на рис. 6.2, а, где трансформатор подстанции представлен как сопротивление трансформатора и идеальный коэффициент трансформации.

При этом напряжение на шинах высшего напряжения подстанции будет отличаться от напряжения генераторов станции  $U_1$  на величину потерь в ВЛ  $\Delta U_c$ , а напряжение на шинах низшего напряжения подстанции, приведённое к высокой стороне  $U'_{2н}$ , будет отличаться ещё и на величину потерь напряжения в активном сопротивлении трансформатора  $\Delta U_T$ :

$$U_{2В} = U_1 - \Delta U_c, \quad U'_{2Н} = U_{2В} - \Delta U_T.$$

Действительное напряжение на шинах низкой стороны подстанции определяется как

$$U_{2Н} = \frac{U'_{2Н}}{n} = U'_{2Н} \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{ОТВ}},$$

где  $n = \frac{U_{ОТВ}}{U_{Н.НОМ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора;

$U_{ОТВ}$  – напряжение регулировочных ответвлений обмотки высшего напряжения;  $U_{Н.НОМ}$  – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения. Меняя коэффициент трансформации, можно изменять напряжение на низкой стороне подстанции ( $U_{2Н}$ ). Именно этот принцип используется во всех средствах регулирования напряжения на подстанциях. В качестве таких средств используются трансформаторы с ПБВ, трансформаторы с РПН, линейные регуляторы или последовательные трансформаторы (ЛР).

По условиям встречного регулирования (6.1) и (6.2)

$$V_{НБ}^{жел} = 5\%, \quad V_{НМ}^{жел} = 0\%$$

где  $V_{НБ}^{жел}$  – желаемое отклонение напряжения в режиме наибольших нагрузок;  $V_{НМ}^{жел}$  – то же для режима наименьших нагрузок.

Соответственно

$$U_{2Н.НБ}^{жел} = U_{НБ} + V_{НБ}^{жел};$$

$$U_{2Н.НМ}^{жел} = U_{НОМ} + V_{НМ}^{жел}.$$

Действительное значение напряжения на низкой стороне определяется по выражению (6.3).

Из электрического расчёта известно:  $U'_{2Н.НБ}$  – напряжение на низкой стороне в режиме наибольших нагрузок, приведённое к высокой стороне;  $U'_{2Н.НМ}$  – напряжение на низкой стороне в режиме наименьших нагрузок, приведённое к высокой стороне. По значениям  $U'_{2Н.НБ}$  и  $U'_{2Н.НМ}$  определяются желаемые ответвления регулируемой обмотки высокого напряжения трансформатора в наибольшем и наименьшем режимах:

$$U_{\text{отв. нб}} = U'_{2\text{н. нб}} \frac{U_{\text{н. ном}}}{U_{2\text{н. нб}}^{\text{жел}}},$$

$$U_{\text{отв. нм}} = U'_{2\text{н. нм}} \frac{U_{\text{н. ном}}}{U_{\text{н. нм}}^{\text{жел}}}. \quad (6.4)$$

Желаемые ответвления, определённые по (6.4), округляются до таких ближайших стандартных значений, чтобы выполнялись условия (6.1), (6.2).

**Трансформаторы без регулирования под нагрузкой (ПБВ)** в настоящее время изготавливают с основным и четырьмя дополнительными ответвлениями. Принципиальная схема такого трансформатора приведена на рис. 6.3, а. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению сети, к которому присоединяется данный трансформатор (6, 10, 20 кВ). При основном ответвлении коэффициент трансформации трансформатора называют номинальным. При использовании четырёх дополнительных ответвлений коэффициент трансформации соответственно отличается от номинального на +5, +2,5, -2,5 и -5%.

Существуют устройства ПБВ с шестью ответвлениями в середине обмотки (рис. 6.3, б). Переключения выполняются переключателями барабанного типа, установленными на каждой фазе. При замыкании роликом переключателя соответствующих контактов  $A_1$ – $A_7$  напряжение повышается или понижается на 2,5 и 5%. Ранее изготавливались трансформаторы с ПБВ с двумя дополнительными ответвлениями  $\pm 5\%$ .

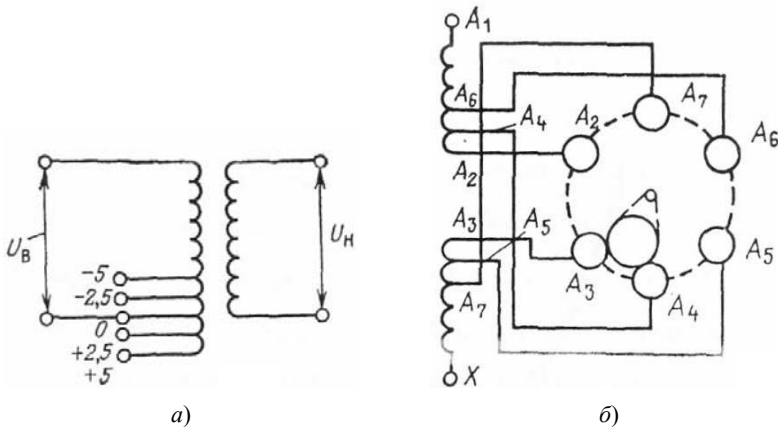


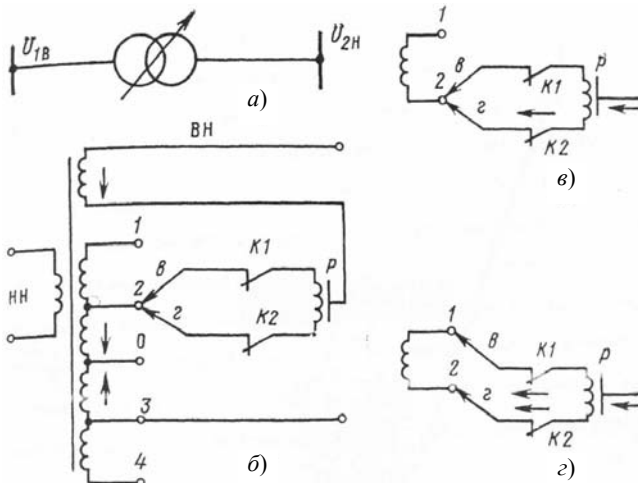
Рис. 6.3. Схемы регулирования напряжения ПБВ

Чтобы переключить регулировочное ответвление в трансформаторе с ПБВ, требуется отключить его от сети. Такие переключения производятся редко, практически только при сезонном изменении нагрузки [8]. Поэтому в режиме наибольших и наименьших нагрузок в течение суток (например, днём и ночью) трансформатор с ПБВ работает на одном регулировочном ответвлении и соответственно с одним и тем же коэффициентом трансформации. При этом нельзя осуществить требование встречного регулирования, т.е. выполнить условия (6.1), (6.2). Действительно, в соответствии с (6.3)

$$U_{2н} = U'_{2н.нб} \frac{U_{н.ном}}{U_{отв}}, \quad U_{2н} = U'_{2н.нм} \frac{U_{н.ном}}{U_{отв}}.$$

Обычно  $U'_{2н.нб} < U'_{2н.нм}$ , поэтому  $U_{2н.нб} < U_{2н.нм}$ , что противоречит требованиям встречного регулирования (6.1), (6.2). Встречное регулирование можно осуществлять, только изменяя  $U_{отв}$  и коэффициент трансформации в течение суток, т.е. переходя от режима наибольших нагрузок к режиму наименьших нагрузок.

**Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой**, т.е. с встроенным устройством РПН (рис. 6.4, а), отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и диапазоном регулирования.



**Рис. 6.4. Трансформатор с РПН:**

а – условное обозначение; б – принципиальная схема РПН;  
в, г – переключение ответвлений

Например, для трансформаторов с номинальным напряжением основного ответвления обмотки ВН на 115 кВ предусматриваются диапазоны регулирования  $\pm 16\%$  при  $\pm 9$  ступенях регулирования по 1,78% каждая.

На рисунке 6.4, б изображена принципиальная схема трансформатора с РПН. Обмотка высшего напряжения ВН этого трансформатора состоит из двух частей – нерегулируемой *a* и регулируемой *б*. На регулируемой части имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 1–4. Ответвления 1–2 соответствуют части витков, включённых согласно с витками основной обмотки (направление тока указано на рис. 6.4, б, стрелками). При включении ответвлений 1–2 коэффициент трансформации трансформатора увеличивается. Ответвления 3–4 соответствуют части витков, соединённых встречно по отношению к виткам основной обмотки. Их включение уменьшает коэффициент трансформации, так как компенсирует действие части витков основной обмотки. Основным выводом обмотки ВН трансформатора является точка 0. Число витков, действующих согласно и встречно с витками основной обмотки, может быть неодинаковым. На регулируемой части *б* обмотки имеется переключающее устройство, состоящее из подвижных контактов *v* и *z*, контакторов К1 и К2 и реактора Р. Середина обмотки реактора соединена с нерегулируемой частью обмотки *a* трансформатора. Нормально ток нагрузки обмотки ВН распределяется поровну между половинами обмотки реактора. Поэтому магнитный поток мал и потеря напряжения в реакторе также мала.

Допустим, что требуется переключить устройство с ответвления 2 на ответвление 1. При этом отключают контактор К1 (рис. 6.4, в), переводят подвижный контакт в на контакт ответвления 1 и вновь включают контактор К1 (рис. 6.4, з). Таким образом, секция 1–2 обмотки оказывается замкнутой на обмотку реактора Р. Значительная индуктивность реактора ограничивает уравнивающий ток, который возникает вследствие наличия напряжения на секции 1–2 обмотки. После этого отключают контактор К2, переводят подвижный контакт на контакт ответвления 1 и включают контактор К2.

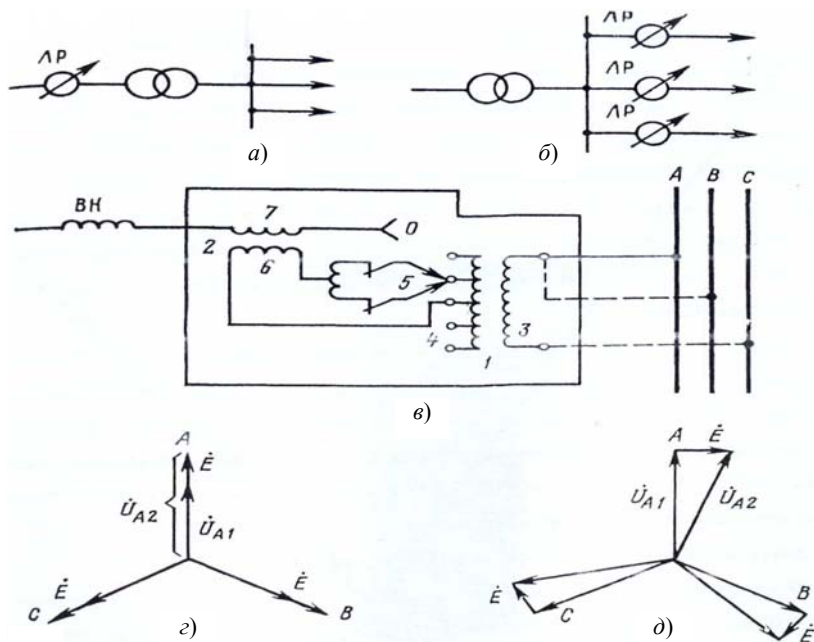
Реактор и все неподвижные и подвижные контакты переключающего устройства размещают в баке трансформатора. Контактные помещают в отдельном стальном кожухе, залитом маслом и укрепленном снаружи бака трансформатора. Такая конструкция облегчает проведение ревизии контактов и смену масла.

С помощью РПН можно менять ответвления и коэффициент трансформации под нагрузкой, т.е. в течение суток. При этом можно выбрать в режимах наибольших и наименьших нагрузок желаемые

ответвления по (6.4) и округлить их до таких ближайших стандартных значений, чтобы выполнялись требования встречного регулирования (6.1), (6.2).

Иными словами, хотя  $U_{2н.нб} < U_{2н.нм}$ , выбирая разные ответвления  $U_{отв.нб} < U_{отв.нм}$ , мы можем добиться, чтобы  $U_{2н.нб} > U_{2н.нм}$ , т.е. осуществить встречное регулирование напряжения.

Линейные регуляторы (ЛР) или последовательные трансформаторы применяются для регулирования напряжения в отдельных линиях и обмотке НН мощных автотрансформаторов. Они применяются при реконструкции уже существующих сетей, где стоят трансформаторы без регулировки под нагрузкой. В этом случае для регулирования напряжения на шинах подстанции ЛР включаются последовательно с нерегулируемым трансформатором (рис. 6.5, а). Для регулирования напряжения на отходящих линиях линейные регуляторы включаются непосредственно в линии (рис. 6.5, б).



**Рис. 6.5. Линейные регуляторы:**

а, б – способы включений; в – принципиальная схема; г – регулирование напряжения по величине; д – регулирование напряжения по значению и фазе

Линейный регулятор – отдельная электрическая машина, самостоятельно выпускаемая заводом, которая состоит из последовательного трансформатора 1 и питающего трансформатора 2 (рис. 6.5, в). Первичная обмотка питающего трансформатора 3 может получать питание от фазы А или от фаз В, С. Вторичная обмотка питающего трансформатора содержит такое же устройство переключения контактов под нагрузкой 5, как и в РПН. Один конец первичной обмотки последовательного трансформатора 6 подключен наглухо к средней точке вторичной обмотки 4, другой – к переключающему устройству 5. Обмотка последовательного трансформатора 7 соединена с обмоткой ВН силового трансформатора, и ЭДС в обмотке 7 складывается с ЭДС в обмотке ВН.

Если на первичную обмотку питающего трансформатора 3 подается напряжение фазы А, то ЭДС обмотки ВН нерегулируемого трансформатора с помощью устройства РПН, описанного выше, регулируется по значению (рис. 6.5, з). Если эта обмотка подключается к двум фазам В и С, то ЭДС обмотки ВН регулируется по значению и по фазе (рис. 6.5, д). Регулирование напряжения по модулю соответствует действительному коэффициенту трансформации  $n$  и называется продольным. Регулирование напряжения по фазе называется поперечным. Регулирование напряжения по модулю и фазе соответствует комплексному коэффициенту трансформации  $\dot{n}$ .

Линейные регуляторы обычно изготавливаются следующих серий: трёхфазные мощностью 400...630 кВ·А с РПН  $\pm 10\%$ , числом ступеней  $\pm 6$  на напряжение 6...35 кВ; трёхфазные, мощностью 1600...6300 кВ·А с РПН  $\pm 10\%$ , числом ступеней  $\pm 8$  на 6...10 кВ; трёхфазные мощностью 16...100 МВ·А с РПН  $\pm 15\%$ , на 6,3...36,75 кВ; трёхфазные мощностью 63 и 125 МВ·А с РПН  $\pm 15\%$ , на 110 кВ [9].

**Автотрансформаторы 220...330 кВ** сейчас выпускаются с РПН, встроенным на линейном конце обмотки среднего напряжения. Ранее для автотрансформаторов устройство РПН выполнялось встроенным в нейтраль. При этом изменение коэффициентов трансформации между обмотками ВН и СН и обмотками ВН и НН нельзя было производить независимо друг от друга и нельзя было осуществлять встречное регулирование одновременно на среднем и низшем напряжениях. В настоящее время с помощью РПН, встроенного на линейном конце обмотки СН, можно изменять под нагрузкой коэффициент трансформации только для обмоток ВН – СН. Если требуется одновременно изменить под нагрузкой коэффициент трансформации между обмотками ВН и НН, то необходимо установить дополнительно линейный регулятор последовательно с обмоткой НН автотрансформатора. С экономии

ческой точки зрения такое решение оказывается более целесообразным, чем изготовление автотрансформаторов с двумя встроенными устройствами РГН.

### 6.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЕМ СОПРОТИВЛЕНИЯ СЕТИ

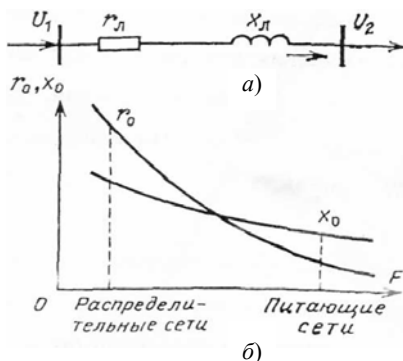
Значение напряжения у потребителя зависит от потерь напряжения в сети, которые в свою очередь зависят от сопротивления сетей. Например, продольная составляющая падения напряжения в линии на рис. 6.6, *а* равна

$$\Delta U = \frac{P''_л r_л + Q''_л x_л}{U_2} \quad (6.5)$$

где  $P''_л$ ,  $Q''_л$ ,  $U_2$  – потоки мощности и напряжение в конце линии;  $r_л$ ,  $x_л$  – её активное и реактивное сопротивление.

На рисунке 6.6, *б* показан характер зависимости сопротивления сети от сечения проводов. Из графика видно, что соотношение активного и реактивного сопротивлений для распределительных и питающих сетей различно.

В распределительных сетях активное сопротивление больше реактивного, т.е.  $r_0 \gg x_0$ . В потере напряжения основную роль играет первое слагаемое числителя в (6.5)  $P''_л r_л$ . При изменении сечения линий в распределительных сетях существенно меняются  $r_0$  и  $r_л$  и изменяются  $\Delta U$  и напряжение потребителя. Поэтому в этих сетях иногда выбирается сечение по допустимой потере напряжения.



**Рис. 6.6. Регулирование изменением параметров сети:**

*а* – схема замещения; *б* – зависимость сопротивления сети от сечения проводов



В питающих сетях, наоборот,  $x_0 \gg r_0$ , поэтому решающее значение в  $\Delta U$  приобретает реактивное сопротивление линий, которое мало зависит от сечения. Выбирать сечение линий в питающих сетях по допустимой потере напряжения экономически нецелесообразно. Изменение реактивного сопротивления применяют для регулирования напряжения. Чтобы изменить реактивное сопротивление, необходимо включить в линию конденсаторы. Продольная составляющая падения напряжения в линии до установки конденсаторов определяется выражением (6.5). Предположим, что напряжение в конце линии ниже допустимого, т.е.

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U_{\text{л}} \leq U_{2\text{доп}}.$$

Включим последовательно в линию конденсаторы так, чтобы повысить напряжение до допустимого, т.е. получить  $U_{2\text{доп}}$ .

Допустимая величина напряжения у потребителя определяется выражением

$$U_{2\text{доп}} = U_1 - \frac{P_{\text{л}}'' r_{\text{л}} + Q_{\text{л}}'' (x_{\text{л}} - x_{\text{к}})}{U_{2\text{доп}}}, \quad (6.6)$$

где  $x_{\text{к}}$  – сопротивление конденсатора.

Включение конденсаторов последовательно в линию называют продольной компенсацией. Установка последовательно включённых в линию конденсаторов УПК даёт возможность компенсировать индуктивное сопротивление и потерю напряжения в линии (рис. 6.7, а). Величину  $I_{\text{л}} x_{\text{к}}$  можно рассматривать как отрицательное падение напряжения или как дополнительную ЭДС, вводимую в цепь [8].

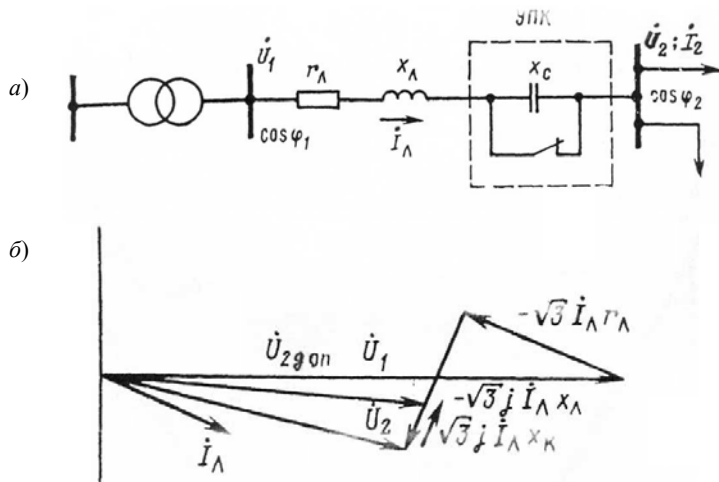
Векторная диаграмма такого регулирования представлена на рис. 6.7, б:

$$\begin{aligned} \dot{U}_2 &= \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_{\text{л}} (r_{\text{л}} + jx_{\text{л}}), \\ \dot{U}_{2\text{доп}} &= \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_{\text{л}} (r_{\text{л}} + jx_{\text{л}}) - \sqrt{3} \dot{I}_{\text{л}} (-jx_{\text{к}}), \end{aligned}$$

где  $I_{\text{л}}$  – ток в линии.

Зная  $U_1, U_{2\text{доп}}, r_{\text{л}}, x_{\text{л}}, P_{\text{л}}'', Q_{\text{л}}''$ , можно найти  $x_{\text{к}}$  из (6.6) и выбрать нужное количество последовательных и параллельных конденсаторов. При этом напряжение на конденсаторах  $U_{\text{к}}$  и ток в них  $I_{\text{л}}$  равны

$$U_{\text{к}} = I_{\text{л}} x_{\text{к}}, \quad I_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}.$$



**Рис. 6.7. Продольная компенсация:**  
 а – схема УПК; б – векторная диаграмма

Если номинальное напряжение одного конденсатора  $U_{к.ном} < U_{к}$  то ставят последовательно несколько конденсаторов в одной фазе. Число подключенных конденсаторов определяется по выражению

$$n = \frac{U_{к}}{U_{к.ном}} .$$

В паспорте конденсатора указывается его мощность  $Q_{к}$ ; зная эту величину, можно определить номинальный ток  $I_{к.ном}$ :

$$I_{к.ном} = \frac{Q_{к}}{U_{к.ном}} .$$

Если  $I_{к.ном} < I_{л}$ , то ставят параллельно  $m$  конденсаторов, причём число конденсаторов  $m$  определяется так:

$$m = \frac{I_{л}}{I_{к}} .$$

Для УПК отношение ёмкостного сопротивления конденсаторов к индуктивному сопротивлению линии, выраженное в процентах,

называется процентом компенсации:

$$c = \frac{x_c}{x_d} 100\% .$$

На практике применяют лишь частичную компенсацию ( $c < 100\%$ ) реактивного сопротивления линии. Полная, или избыточная, компенсация ( $c \geq 100\%$ ) в распределительных сетях, непосредственно питающих нагрузку, обычно не применяется, так как это связано с возможностью появления в сети значений напряжения выше допустимого. Особенно опасность представляют случаи внезапного увеличения тока нагрузки (например, при пуске крупных электродвигателей), когда наблюдаются значительные повышения напряжения, а также возможны явления резонансного характера. Поэтому на время пуска наиболее крупных электродвигателей параллельно конденсаторам включают активные сопротивления или закорачивают конденсаторы.

Установки последовательно включённых конденсаторов улучшают режимы напряжения в сетях. Однако следует учитывать, что повышение напряжения, создаваемое такими конденсаторами, зависит от значения и фазы тока, проходящего через УПК. Поэтому возможности регулирования последовательными конденсаторами ограничены. Наиболее эффективно применение УПК для снижения отклонений напряжения на перегруженных радиальных линиях.

В питающих сетях УПК – сложные в эксплуатации и дорогие установки. Необходимо применять специальные меры для их защиты от перенапряжений во время коротких замыканий. Отметим, что УПК применяют не только для регулирования напряжения, но и для повышения пропускной способности линий [6].

## 6.6. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЕМ ПОТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Продольная составляющая падения напряжения в сети  $\Delta U_c$  определяется по выражению (рис. 6.8, а)

$$\Delta U_c = \frac{P_c r_c + Q_c x_c}{U_2} ,$$

где  $P_c$ ,  $Q_c$ ,  $r_c$ ,  $x_c$  – потоки мощности и сопротивления сети. Из последнего выражения видно, что падение напряжения зависит от потоков реактивной и активной мощности сети. Линия должна передавать такую активную мощность, какая нужна потребителю. Активную мощность линий нельзя изменять для регулирования напряжения, это экономически бессмысленно. В питающих сетях активное сопротивление

значительно меньше реактивного сопротивления линий. Следовательно, именно произведение  $Q_c x_c$  оказывает решающее влияние на падение напряжения в сетях при регулировании  $U$  за счёт изменения потоков мощности.

Для изменения потоков реактивной мощности применяют компенсирующие устройства – батареи статических конденсаторов и синхронные компенсаторы.

**1. Использование в качестве компенсирующего устройства синхронных компенсаторов** иллюстрируется рис. 6.8, а. Напряжение в конце линии до установки компенсатора определяется выражением

$$U_2 = U_1 - \frac{P_c r_c + Q_c x_c}{U_2}.$$

Пусть  $U_2$  ниже допустимого. После включения в конце линии компенсатора  $U_2$  определяется следующим образом:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_c r_c + (Q_c - Q_{СК})x_c}{U_2}.$$

Определим мощность компенсирующего устройства, необходимую для того, чтобы напряжение стало допустимым. Для этого положим в (6.8)  $U_2 = U_{2\text{доп}}$  и вычтем из (6.8) выражение (6.7):

$$U_{2\text{доп}} - U_2 = -\frac{P_c r_c + Q_c x_c}{U_{2\text{доп}}} + \frac{P_c r_c + Q_c x_c}{U_2} + \frac{Q_{СК} x_c}{U_{2\text{доп}}}. \quad (6.9)$$

Мощность компенсатора определяется выражением

$$Q_{СК} = \frac{(U_{2\text{доп}} - U_2) [U_{2\text{доп}} U_2 - (P_c r_c + Q_c x_c)]}{U_2 x_c}.$$

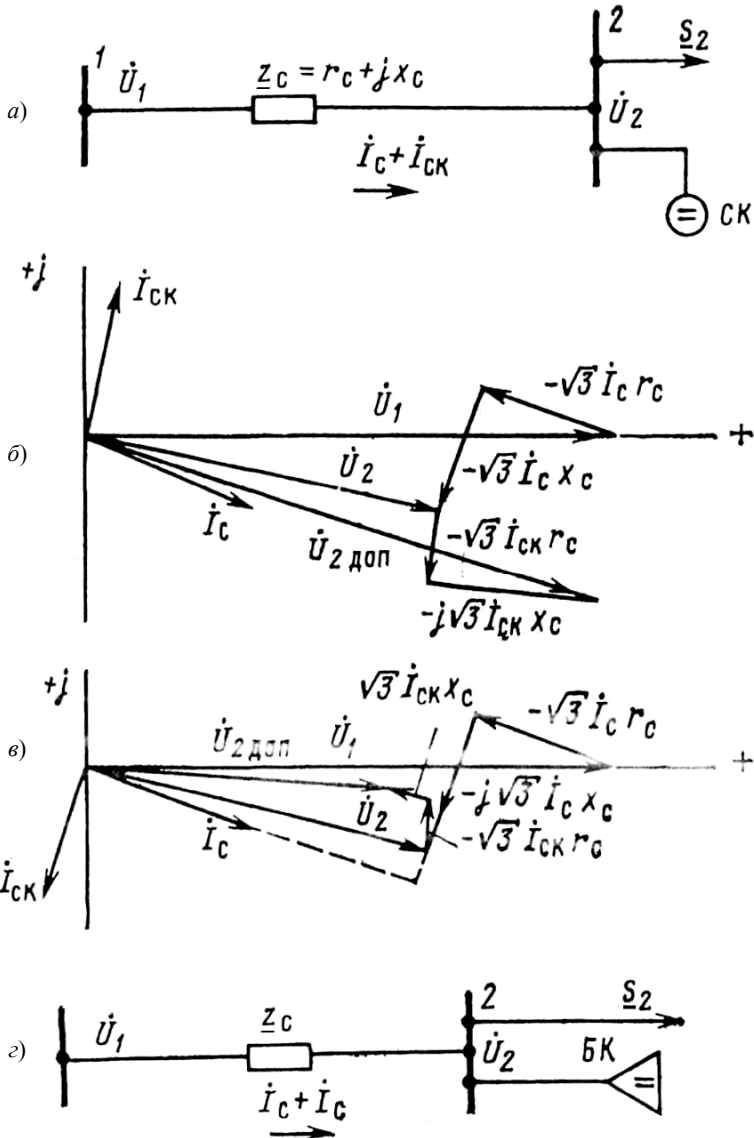
Приняв допущение о том, что

$$\frac{1}{U_{2\text{доп}}} \approx \frac{1}{U_2},$$

будем считать, что два первых слагаемых в правой части (6.9) равны. При этом допущении мощность компенсатора определяется простым выражением, вытекающим из (6.9):

$$Q_{СК} = \frac{U_{2\text{доп}} - U_2}{x_c} U_{2\text{доп}}. \quad (6.10)$$

При практических расчётах  $Q_{СК}$  определяется по (6.10).



**Рис. 6.8. Режимы работы компенсирующих устройств:**  
 а – включение синхронного компенсатора; б – векторная диаграмма СК при перевозбуждении; в – векторная диаграмма в режиме невозбуждения; г – включение батареи конденсаторов

Синхронные компенсаторы могут работать в режимах перевозбуждения и недовозбуждения.

При перевозбуждении они генерируют реактивную мощность  $Q_{СК}^{перев} = Q_{СКном}$ . При невовозбуждении они потребляют реактивную мощность  $Q_{СК}^{недов} = 0,5Q_{СКном}$ , что приводит к увеличению потерь напряжения в сети и к уменьшению напряжения у потребителя. Это можно использовать, когда надо снизить напряжение, например в режиме наименьших нагрузок. На рисунке 6.8, б и в представлены векторные диаграммы в режимах перевозбуждения и недовозбуждения.

До включения синхронного компенсатора

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_c \underline{z}_c ;$$

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_c r_c - j \sqrt{3} \dot{I}_c x_c .$$

После его включения

$$\dot{U}_{2доп} = \dot{U}_1 - \sqrt{3} (\dot{I}_c + \dot{I}_{СК}) \underline{z}_c ;$$

$$\dot{U}_{2доп} = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_c r_c - j \sqrt{3} \dot{I}_c x_c - \sqrt{3} \dot{I}_{СК} r_c - j \sqrt{3} \dot{I}_{СК} x_c .$$

Здесь  $\dot{U}_1$ ,  $\dot{U}_2$  – напряжение соответственно в начале и в конце линии;  $\dot{I}_c$  – ток в сети;  $\underline{z}_c$  – сопротивление сети;  $\dot{I}_{СК}$  – ток синхронного компенсатора.

В режиме перевозбуждения ток синхронного компенсатора опережает на  $90^\circ$  напряжение  $\dot{U}_2$  (рис. 6.8, б). Из векторной диаграммы (рис. 6.8, б) видно, что в этом режиме напряжение повышается с  $\dot{U}_2$  до  $\dot{U}_{2доп}$ . В режиме недовозбуждения ток и реактивная мощность синхронного компенсатора изменяют свои знаки на противоположные. Ток  $\dot{I}_{СК}$  отстаёт на  $90^\circ$  от напряжения  $\dot{U}_2$  (рис. 6.8, в). Из векторной диаграммы (рис. 6.8, в) видно, что в этом режиме напряжение понижается с  $\dot{U}_2$  до  $\dot{U}_{2доп}$ .

**2. Включение в качестве компенсирующего устройства батарей статических конденсаторов** позволяет только повышать напряжение, так как конденсаторы могут лишь вырабатывать реактивную мощность. Конденсаторы, подключённые параллельно к сети (рис. 6.8, г), обеспечивают *поперечную компенсацию*. В этом случае конденсаторы, гене-

рируя реактивную мощность, повышают коэффициент мощности сети и одновременно регулируют напряжение, так как уменьшают потери напряжения в сети. В периоды малых нагрузок, когда напряжение в сети повышено, должно быть предусмотрено отключение части батарей конденсаторов, чтобы уровни напряжений не превышали допустимых значений.

Векторная диаграмма для конденсатора при поперечной компенсации та же, что и для синхронного компенсатора в режиме перевозбуждения, т.е. приведена на рис. 6.8, б, где вместо тока  $\dot{I}_{СК}$  следует говорить о токе конденсатора  $\dot{I}_к$ . В этом случае, как и при использовании СК, уменьшается потеря напряжения в сети и увеличиваются напряжение  $U_2$ , а также угол сдвига между напряжениями в конце и в начале линии.

Реактивная мощность  $Q_к$ , генерируемая параллельно включёнными конденсаторами, определяется по выражению (6.10), которое преобразуется к виду

$$Q_к = \frac{\Delta U_{\text{рег}}}{x_c} U_{\text{ном}}^* \cdot \quad (6.11)$$

В последнем выражении относительное повышение напряжения  $U_2$  при регулировании, т.е. при поперечной компенсации,

$$\Delta U_{\text{рег}}^* = \frac{U_{2\text{доп}} - U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot$$

Выражение (6.11) легко получить из (6.10), если справа  $U_{2\text{доп}}$  заменить на  $U_{\text{ном}}$ . Следовательно, мощность конденсаторов определяется напряжением сети и её реактивным сопротивлением, при этом с уменьшением сопротивления сети возрастает необходимая мощность конденсаторов.

При продольной компенсации повышение напряжения, создаваемое последовательными конденсаторами, прямо пропорционально току нагрузки линии. В отличие от УПК повышение напряжения в сети, создаваемое поперечной компенсацией, не зависит от тока нагрузки и определяется параметрами сети  $x_c$  и ёмкостным током, т.е. ёмкостью конденсаторов. Это следует из рис. 6.8, б, где снижение потери напряжения в сети пропорционально  $I_к x_{л}$  [8].

## 6.7. СРАВНЕНИЕ СПОСОБОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Основным, наиболее важным и эффективным среди рассмотренных выше способов является регулирование напряжения трансформаторами и автотрансформаторами под нагрузкой. Все остальные способы регулирования напряжения (трансформаторами с ПБВ, генераторами станций, изменением сопротивления сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Трансформаторы с ПБВ применяются в сетях до 35 кВ. С их помощью невозможно осуществить встречное регулирование напряжения, так как коэффициенты трансформации и ответвления в режиме наибольших и наименьших нагрузок в течение суток равны. Поэтому с помощью трансформатора с ПБВ невозможно в течение суток в режиме наибольших нагрузок поднять напряжение на низкой стороне районной подстанции до  $1,0U_{ном}$  и в режиме наименьших нагрузок понизить его до  $1,0U_{ном}$ , т.е. условия (6.1), (6.2) встречного регулирования не выполняются. Регулирование без возбуждения используется только как сезонное. Более частые переключения очень дороги, так как требуют отключения от сети, усложняют эксплуатацию и связаны с резким увеличением количества обслуживающего персонала.

С помощью трансформаторов с РПН на районной подстанции можно осуществить встречное регулирование, так как в трансформаторах с РПН коэффициенты трансформации и ответвления можно изменять под нагрузкой, т.е.

$$n_{нб} \neq n_{нм}, \quad U_{отв, нб} \neq U_{отв, нм}.$$

Трансформаторы с РПН дороже, чем с ПБВ. Это объясняется необходимостью применения специального переключающего устройства. Стоимость переключающего устройства РПН сравнительно мало зависит от мощности трансформатора. Поэтому относительное удорожание для трансформаторов с РПН по сравнению с трансформаторами с ПБВ значительно больше для трансформаторов меньшей мощности. Это удорожание составляет 20...25% стоимости трансформатора [8], а для трансформаторов малой мощности может достигать 70...80% [8]. Трансформаторы с РПН применяют на напряжение 35 кВ и более.

Линейные регуляторы малой мощности применяются в промышленных и сельских сетях. Линейные регуляторы большой мощности устанавливаются на подстанции последовательно с нерегулируемым трансформатором или непосредственно в линию, а также последовательно с обмоткой НН автотрансформаторов.

Характеристика регулирования напряжения с помощью трансформаторов, автотрансформаторов и ЛР приведена в табл. 6.1.



## 6.1. Регулирование напряжения на подстанциях

Средства регулирования	Напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Место включения	Диапазон регулирования
Трансформаторы с ПТВ	6, 10 (20)	0,4...0,63	В нейтрали или в середине обмотки ВН	$\pm 2 \times 2,5\%$
Трансформаторы большой мощности с РПН	35 и более	10...63	В нейтрали обмотки ВН	$\pm 8 \times 1,5\%$
Трансформаторы малой мощности с РПН	6, 10, 20, 35	1...6,3	В нейтрали обмотки ВН	$\pm 8 \times 1,25\%$ $\pm 6 \times 1,5\%$
ЛР большой мощности	6...35	16...100	Последовательно с нерегулируемыми обмотками трансформатора с ПБВ, непосредственно в ВЛ	$\pm 15\%$
	110	63...125	Последовательно с обмоткой НН автотрансформаторов 220...330 кВ	$\pm 15\%$
ЛР малой мощности	6...35	0,4...0,63	Последовательно с нерегулируемыми обмотками трансформатора с ПБВ или непосредственно в линию в сельских сетях	$\pm 10\%$
	6...10	1,6...6,3	То же в промышленных сетях	$\pm 10\%$
Автотрансформаторы, трёхобмоточные трансформаторы	220...330	10...250	РПН в обмотке СН	$\pm 6 \times 2\%$
			ЛР последовательно с обмоткой НН	$\pm 15\%$

В большинстве случаев синхронные компенсаторы применяются на мощных подстанциях, батареи статических конденсаторов – на менее мощных подстанциях в промышленных, сельских и городских сетях. Компенсирующие устройства играют важную роль не только для регулирования напряжения, но в первую очередь для обеспечения баланса реактивной мощности и уменьшения потерь мощности и электроэнергии.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Что такое встречное регулирование напряжения?
2. Каковы возможности регулирования напряжения на ЭС?
3. Как пояснить возможность и невозможность осуществления встречного регулирования трансформаторами с ПБВ и РПН?
4. Как осуществляется продольное, поперечное и продольно-поперечное регулирование напряжения?
5. В чём состоит регулирование напряжения изменением сопротивления сети? Какие при этом применяются устройства?
6. Какие устройства применяют для регулирования напряжения изменением потоков реактивной мощности сети и каковы соответствующие векторные диаграммы напряжений и токов?
7. Каковы методы и средства регулирования и области их применения?

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данное учебное пособие предназначается для студентов электроэнергетических и электротехнических специальностей вузов. В качестве основного оно может быть использовано студентами, которые специализируются по электроэнергетическим системам, электрическим сетям, электрическим станциям, системам электроснабжения, а как вспомогательное – студентам смежных инженерных специальностей. Пособие может быть использовано магистрантами, аспирантами, занимающимися эксплуатацией, проектированием, исследованием систем передачи и распределения электрической энергии.

Материал пособия содержит теорию передачи и распределения электроэнергии, большой список контрольных вопросов для самопроверки. Данные вопросы могут также быть использованы для подготовки тестов, используемых при диагностике компетенций студентов по всему материалу дисциплины. Список литературы содержит основные учебники и учебные пособия, изданные ранее по данному направлению, которые могут быть использованы для углубленного изучения того или иного раздела.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Электрические** системы. Электрические сети : учебник для электроэнерг. спец. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др. ; под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – Москва : Высшая школа, 1998. – 511 с. : ил.
2. **Герасименко, А. А.** Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-на-Дону : Феникс ; Красноярск : Издательские проекты, 2006. – 720 с. : ил.
3. **Нормы** качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения : межгосударственный стандарт ГОСТ 13109–97. – Минск, 1997. – 31 с.
4. **Электрические** системы. Режимы работы электрических систем и сетей : учебное пособие для электроэнергетических вузов / под ред. В. А. Веникова. – Москва : Высшая школа, 1975. – 344 с. : ил.
5. **Электрические** сети и станции / Л. Н. Баптиданов, В. Л. Козис, Б. Н. Неклепапаев и др. ; под ред. Л. Н. Баптиданова. – Москва–Ленинград : Государственное энергетическое издательство, 1963. – 464 с. : ил.
6. **Венников, В. А.** Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В. А. Венников, В. И. Идельчик, М. С. Лисеев. – Москва : Энергоатомиздат, 1985. – 216 с. : ил.
7. **Петренко, Л. И.** Электрические сети и системы / Л. И. Петренко. – Киев : Вища школа, 1981. – 320 с. : ил.
8. **Идельчик, В. И.** Электрические системы и сети : учебник для вузов / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. : ил.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....	3
Глава 1. ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПАРАМЕТРЫ УЗЛОВ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ .....	4
1.1. Понятие узла комплексной нагрузки .....	4
1.2. Параметры и схемы замещения трансформаторного оборудования понижающих подстанций .....	5
1.2.1. Подстанции с двухобмоточными трансформаторами	5
1.2.2. Подстанции с трёхобмоточными трансформаторами	10
1.2.3. Подстанции с автотрансформаторами .....	14
1.3. Характеристики графиков нагрузки .....	17
1.3.1. Основные сведения .....	17
1.3.2. Количественные показатели графиков нагрузки .....	17
1.3.3. Годовые графики нагрузки .....	18
1.3.4. Число часов использования наибольшей нагрузки ....	20
1.3.5. Получение графиков нагрузки .....	22
1.4. Статические характеристики составляющих комплексной нагрузки .....	24
1.4.1. Статические и динамические характеристики нагрузки .....	24
1.4.2. Обобщённые статические характеристики комплексной нагрузки .....	25
1.5. Представление нагрузок в расчётных схемах электрических сетей .....	28
Вопросы для самопроверки .....	31
Глава 2. РАСЧЁТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ОДНИМ ИСТОЧНИКОМ ПИТАНИЯ .....	31
2.1. Методы расчётов установившихся режимов .....	31

2.2. Расчётные схемы электрических сетей .....	33
2.2.1. Расчётные схемы .....	33
2.2.2. Расчётная нагрузка подстанции .....	36
2.3. Расчёт режима разомкнутой сети .....	37
2.3.1. Расчёт сети по заданным параметрам в конце передачи .....	37
2.3.2. Расчёт сети по заданным параметрам на её передающем конце .....	41
2.3.3. Расчёт сетей с номинальным напряжением 110 кВ и ниже .....	44
2.3.4. Расчёт местных сетей .....	45
2.4. Расчёт режима кольцевой сети .....	47
Вопросы для самопроверки .....	52
Глава 3. РАБОЧИЕ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГОСИСТЕМ .....	53
3.1. Задачи регулирования режимов .....	53
3.2. Показатели качества электрической энергии .....	54
3.3. Связь баланса мощности с характеристиками качества электроэнергии .....	59
3.4. Регулирование активной и реактивной нагрузок генераторов .....	65
3.4.1. Регулирование активной нагрузки .....	65
3.4.2. Регулирование реактивной нагрузки .....	67
Вопросы для самопроверки .....	68
Глава 4. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГО- СИСТЕМЕ .....	68
4.1. Характеристика первичных двигателей .....	68
4.2. Сущность первичного и вторичного регулирования частоты	73
4.3. Регулирование частоты в электроэнергетических системах	78
Вопросы для самопроверки .....	87

Глава 5. БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЕГО ОЦЕНКА ПРИ РАСЧЁТАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ	87
5.1. Оценка баланса реактивной мощности .....	87
5.2. Потребители реактивной мощности .....	88
5.3. Компенсация реактивной мощности .....	91
5.4. Компенсирующие устройства .....	93
Вопросы для самопроверки .....	99
Глава 6. СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА НИЖНИХ ИЕРАРХИЧЕСКИХ УРОВНЯХ АСДУ ...	99
6.1. Методы регулирования напряжения .....	99
6.2. Встречное регулирование напряжения .....	102
6.3. Регулирование напряжения на электростанциях .....	104
6.4. Регулирование напряжения на районной подстанции .....	105
6.5. Регулирование напряжения изменением сопротивления сети	112
6.6. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности .....	115
6.7. Сравнение способов регулирования напряжения .....	120
Вопросы для самопроверки .....	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	123
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	124

Учебное издание

АФОНИН Владимир Васильевич  
НАБАТОВ Константин Александрович

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Часть 2

Учебное пособие

Редактор З. Г. Чернова  
Инженер по компьютерному макетированию О. М. Гурьянова

ISBN 978-5-8265-1261-6



Подписано в печать 21.03.2014.  
Формат 60×84 / 16. 7,44 усл. печ. л.  
Тираж 100 экз. Заказ № 132

Издательско-полиграфический центр  
ФГБОУ ВПО «ТГТУ»  
392000, г. Тамбов, ул. Советская, д. 106, к. 14  
Тел. 8(4752) 63-81-08;  
E-mail: izdatelstvo@admin.tstu.ru