

С.С. Ананичева

А.А. Алексеев

А.Л. Мызин

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И ЧАСТОТЫ

В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Министерство образования и науки Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

С. С. Ананичева
А. А. Алексеев
А. Л. Мызин

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И ЧАСТОТЫ
В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ
Учебное пособие

Научный редактор проф., д-р техн. наук А. В. Паздерин

*Печатается по решению редакционно-издательского совета
УГТУ–УПИ от 18.01.2007 г.*

Екатеринбург
УрФУ
2012

УДК 621.311.1 (075.8)

ББК

А64

Рецензенты: кафедра «Автоматизированные системы электроснабжения» РГПГУ (зав. кафедрой, канд. техн. наук С.В. Федорова); канд. техн. наук В.Г. Литвинов (ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания»)

Ананичева С.С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах: учебное пособие / С. С. Ананичева, А. А. Алексеев, А. Л. Мызин.; 3-е изд., испр. Екатеринбург: УрФУ. 2012. 93 с.

А64

ISBN

В учебном пособии изложены требования ГОСТ 13109–97 к качеству электроэнергии, способы и методы регулирования частоты и напряжения в электроэнергетических системах. Приведены числовые примеры, иллюстрирующие методы регулирования параметров качества электроэнергии.

Учебное пособие предназначено для студентов очного и заочного, обучающихся по программе 140400.62 бакалавров по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

Библиогр.: 5 назв. Рис. 65. Табл. 7.

1. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЕ

Обеспечение надежного качества электроэнергии ведет к повышению эффективности работы приемников электроэнергии и электроэнергетических систем.

Решение проблемы качества электроэнергии должно опираться на технико-экономическое сопоставление эффекта от мероприятий по улучшению качества и неизбежных при этом дополнительных затрат.

Качество электроэнергии оценивается по технико-экономическим показателям, учитывающим ущерб от некачественной электроэнергии:

– технологический ущерб, обусловленный недоотпуском продукции, расстройством технологического процесса потребителей электроэнергии — ущерб в системах электроснабжения потребителей;

– электромагнитный ущерб от некачественной электроэнергии, выражающийся в увеличении потерь электроэнергии и нарушении работы электрооборудования — ущерб в электроэнергетике.

Качество электроэнергии связано с надежностью, поскольку нормальным считается режим электроснабжения, при котором потребители обеспечиваются электроэнергией нормированного *качества*, требуемого *количества* и *бесперебойно*.

Различают четыре вида режимов:

1) *нормальные* режимы, при которых отклонения параметров качества электроэнергии от их номинальных значений не выходят за длительно допустимые пределы;

2) *временно допустимые* режимы, характеризующиеся токовыми перегрузками, отклонениями напряжения и т. п., которые либо заложены в проектные расчеты (например, систематические перегрузки во время суточных максимумов), либо допускаются на определенное ограниченное время без существенного ущерба для сети и питаемых от нее приемников;

3) *аварийные* режимы, характеризующиеся опасными для элементов сети сверхтоками или другими недопустимыми явлениями; такие режимы обычно возникают при повреждениях элементов сети (при нарушениях изоляции, при обрыве проводников и т.п.) и имеют переходный (неустановившийся) характер;

4) *послеаварийные* режимы, в которые входят как переходные процессы, возникающие при ручном или автоматическом восстановлении питания (вызванные, например, одновременным самозапуском большого числа электроприемников), так и установившиеся режимы в новых, часто ограниченных по мощности условиях питания.

Для всех перечисленных видов режимов нормируются показатели качества электроэнергии или их допустимые по величине и длительности значения.

Согласно ГОСТ 13109–97 основными показателями качества электроэнергии являются:

- отклонение частоты (Δf);
- установившееся отклонение напряжения (δU_v);

- колебания напряжения, характеризующиеся размахом изменения напряжения (δU_t) и дозой фликера (P_t);
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения ($K_{U(n)}$);
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения (K_U);
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K_{2U});
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (K_{0U});
- длительность провала напряжения ($\Delta t_{\text{п}}$);
- импульсное напряжение ($U_{\text{имп}}$);
- коэффициент временного перенапряжения ($K_{\text{пер } U}$).

При определении показателей качества электроэнергии следует учитывать, что основные показатели качества, во избежание длительного нарушения нормальной работы электроприемников, должны в течение не менее 95 % времени каждых суток не выходить за пределы своих нормальных значений, а в послеаварийных режимах — за пределы максимальных значений.

На выводах приемников электроэнергии, являющихся источниками электромагнитных помех, допускаются изменения показателей качества электроэнергии в более широких пределах, чем указанные в ГОСТ 13109–97, если это не приводит к нарушению нормированного качества электроэнергии у других электроприемников, и устанавливаются договорами между электроснабжающими предприятиями и потребителями электроэнергии.

В аварийных режимах допускаются кратковременные выходы показателей качества электроэнергии за установленные пределы (снижение напряжения вплоть до нулевого уровня, отклонение частоты до 5 Гц и т. д.) с последующим их восстановлением до уровня, требуемого в послеаварийных режимах.

1.1. Отклонение частоты

Отклонение частоты напряжения переменного тока, как установлено в ГОСТ 13109–97, в электрических сетях характеризуется показателем отклонение частоты (Δf). Отклонение частоты от номинальной равно разности фактического и номинального значений частоты.

Усредненное значение частоты f_y вычисляется как результат усреднения N наблюдений f_i (число наблюдений должно быть не менее 15) на интервале времени, равном 20 с, по формуле

$$f_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f_i. \quad (1.1)$$

Отклонение частоты Δf определяется по формуле

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}}, \quad (1.2)$$

где $f_{\text{ном}}$ — номинальное значение частоты, Гц.

В нормальных режимах допустимые значения отклонения частоты равны $\pm 0,2$ Гц и максимально допустимые $\pm 0,4$ Гц. В послеаварийных режимах рабо-

ты электрической сети допускается отклонение частоты от +0,5 до –1 Гц общей продолжительностью по времени не более 90 ч.

Качество электрической энергии по отклонению частоты считают соответствующим требованиям ГОСТ 13109–97, если максимальное из всех измеренных и усредненных за каждые 20 с в течение 24 ч значений отклонения частоты не превышает предельно допустимых значений, а значение усредненного с вероятностью 95 % не превышает нормально допустимых значений.

При отклонениях частоты от номинальной ухудшается работа как источников, так и потребителей электроэнергии.

1.2. Установившееся отклонение напряжения

Установившееся отклонение напряжения — это отклонение напряжения от его номинального значения в установившемся режиме работы электрических сетей, усредненное за расчетный интервал.

Нормально и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электроэнергии составляют, согласно ГОСТ 13109–97, соответственно ± 5 и ± 10 % от номинального напряжения электрической сети.

Отличные от нормируемых нормально и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения в точках присоединения потребителей к сети напряжением 0,38 кВ и выше должны быть установлены в договорах между энергоснабжающими организациями и потребителями электроэнергии.

Отклонение напряжения от номинального δU_y определяется в процентах от номинального $U_{ном}$:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100 \% , \quad (1.3)$$

где U_y — установившееся действительное значение напряжения.

Под установившимся действительным значением напряжения понимается:

– действующее значение основной частоты без учета высших гармоник, $U_{(1)}$ в сетях однофазного тока;

– действующее значение каждого фазного (междуфазного) напряжения основной частоты $U_{(1)}$ или действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты $U_{1(1)}$ в сетях трехфазного тока.

Напряжение прямой последовательности основной частоты в трехфазных сетях допускается определять по приближенному выражению

$$U_{1(1)i} = \frac{1}{3} (U_{AB(1)i} + U_{BC(1)i} + U_{CA(1)i}) , \quad (1.4)$$

где $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$ — действующие значения междуфазных напряжений основной частоты в наблюдении i .

Погрешность расчета по формуле (1.4) не превышает 0,1 % при коэффициенте несимметрии напряжений по обратной последовательности не более 6 %.

Действующие значения фазных и междуфазных напряжений в сетях одно- и трехфазного токов допускается измерять с учетом гармонических составляющих напряжений при коэффициенте искажения синусоидальности не более 5 %.

Значение установившегося напряжения U_y вычисляется как результат усреднения напряжений $U_{1(1)i}$ по N наблюдениям на интервале усреднения в 60 секунд. Число наблюдений N за это время должно быть не менее 18.

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (U_{1(1)i})^2}{N}}. \quad (1.5)$$

При отклонении напряжения от номинального значения потребители электроэнергии и электрические сети работают в худших условиях по сравнению с режимом номинальных напряжений.

При повышении напряжения:

- возникает опасность перегрева статоров асинхронных двигателей;
- уменьшается срок службы ламп накаливания (в 5 раз при увеличении напряжения на 10 %);
- увеличивается ток холостого хода трансформаторов, что приводит к перегреву сердечников трансформаторов;
- увеличивается потребление реактивной мощности вентильными преобразователями (на 1...1,5 % при повышении напряжения на 1 %).

При снижении напряжения:

- уменьшаются вращающие моменты асинхронных двигателей (на 19 % при снижении напряжения на 10 %);
- возможен перегрев роторов асинхронных двигателей, уменьшение их пусковых и опрокидывающих моментов, что может повлечь за собой нарушение технологического процесса электроприемников;
- уменьшается световой поток ламп накаливания (на 30 % при снижении напряжения на 10 %);
- возникает перерасход электроэнергии и ухудшается технологический процесс электропечей (в 1,5 раза при снижении напряжения на 7 %).

Кроме того, следует учитывать, что с повышением стабильности напряжения снижаются как электромагнитный, так и технологический ущерб. В то же время мероприятия по ограничению отклонений напряжения требуют дополнительных капиталовложений, и, следовательно, существуют некоторые оптимальные границы отклонений напряжения, которые в общем случае могут не совпадать с нормируемыми ГОСТами и могут регламентироваться договорами между энергоснабжающими организациями и электропотребителями.

1.3. Колебания напряжения

Колебания напряжения в соответствии с ГОСТ 13109–97 характеризуются двумя показателями качества электроэнергии: размахом изменения напряжения и дозой фликера.

1.3.1. Размах изменения напряжения

Размах изменения напряжения (δU_t) — это величина, равная разности значений U_i и U_{i+1} следующих друг за другом экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей среднеквадратичных значений напряжения основной частоты, определенных на каждом полупериоде в процентах от номинального напряжения:

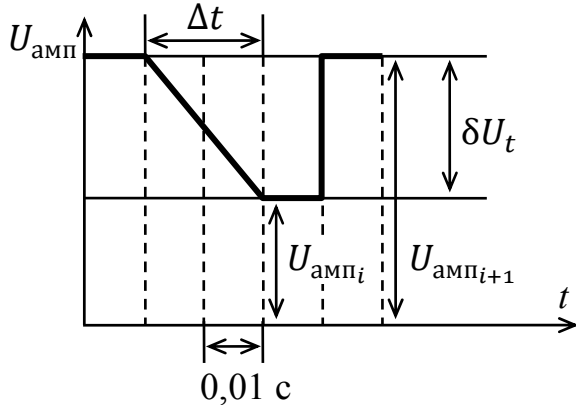


Рис. 1.1. Определение размахов напряжения и интервалов между ними

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% . \quad (1.6)$$

Допускается определять размах изменения напряжения при коэффициенте искажения синусоидальности не более 5 % по формуле:

$$\delta U_t = \frac{|U_{\text{амп}i} - U_{\text{амп}i+1}|}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% , \quad (1.7)$$

где $U_{\text{амп}i}$ и $U_{\text{амп}i+1}$ — значения следующих друг за другом экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающих амплитудных значений напряжений основной частоты (рис. 1.1), Δt — интервал между размахами напряжения.

Суммарное максимально допустимое значение размаха изменения напряжения и установившегося отклонения напряжения в точках присоединения к сети 0,38 кВ ($\delta U_y + \delta U_t$) должно составлять в нормальных режимах не более $\pm 10\%$ от номинального напряжения.

Колебания и другие быстрые изменения напряжения приводят к заметному и неприятному для глаз человека изменению освещенности, создаваемой электрическими лампами. Изменение светового потока ламп $\delta \Phi_t$ пропорционально размаху изменения напряжения и частоте изменения напряжения.

С ростом частоты колебаний напряжения увеличивается раздражающее воздействие мигания света на глаз и соответственно уменьшается допустимый нормативный размах изменения напряжения. Такая закономерность продолжается до некоторой критической частоты ($\sim 17,5$ Гц). При дальнейшем повышении частоты происходит слияние мельканий света, и, начиная с частоты 25...30 Гц, глаз перестает воспринимать колебания света и допустимый размах увеличивается. Кроме того, при большой частоте проявляется тепловая инерция нити накала, что приводит к уменьшению колебаний освещенности.

В случае одинаковых периодических колебаний напряжения с частотой F нормативные требования сводятся к ограничению размаха напряжения:

$$\delta U_t \leq \delta U_{t \text{ доп}} , \quad (1.8)$$

где $\delta U_{t \text{ доп}}$ — нормируемое максимально допустимое значение размаха напряжения при частоте F . Значения $\delta U_{t \text{ доп}}$ приведены на рис. 1.2 (кривые 1, 2, 3).

Нередко размах напряжения и частота не остаются неизменными в течение заданного времени T , причем состав размахов может быть достаточно сложным.

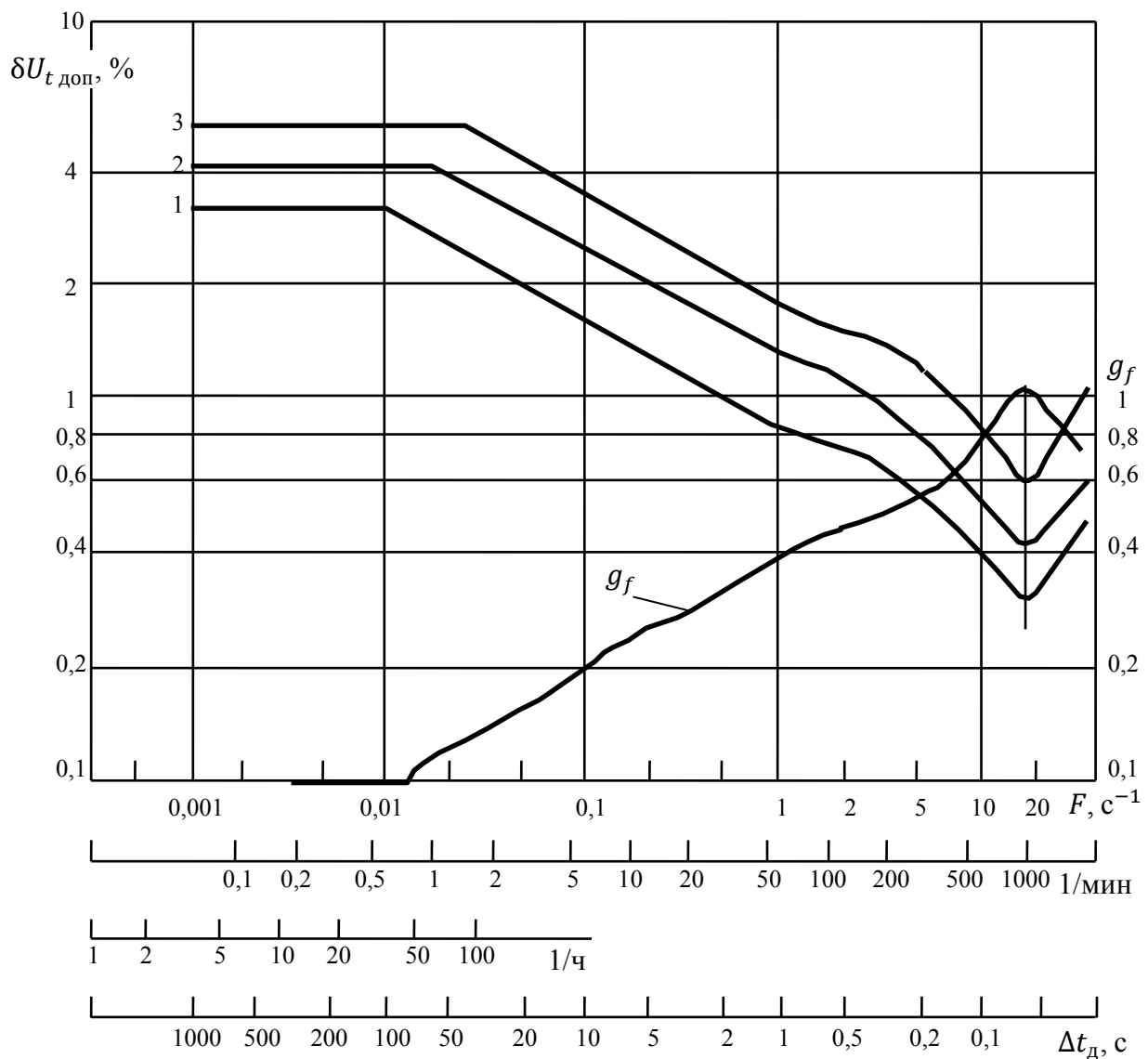


Рис. 1.2. Зависимость допустимого относительного размаха изменения напряжения от частоты изменений напряжения:

1 – на входах осветительных установок с лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, в точках электрических сетей, к которым присоединяются потребители с такими установками; 2 – на входах осветительных установок с лампами накаливания в остальных помещениях, в том числе в жилых зданиях и в точках электрических сетей, к которым присоединяют потребителей с такими установками; 3 – на входах осветительных установок с люминесцентными лампами и других электроприемников и в точках электрических сетей, к которым присоединяют потребителей с такими установками и приемниками; F – частота изменения напряжения; Δt_d – интервал времени между размахами; g_f – коэффициент приведения действительных размахов изменения напряжения к эквивалентным

В таких случаях действительные колебания заменяют эквивалентными периодическими с использованием коэффициента приведения g_f или используют другое условие допустимости колебаний напряжения:

$$\sum_{i=1}^n \Delta t_{di} \leq T, \quad (1.9)$$

где Δt_{di} — минимально допустимый интервал времени между размахами амплитуды δU_{di} , определяемый по нижней шкале рис. 1.2; T — заданное время наблюдения, с; n — число размахов за время T .

Задача. За 15 мин зарегистрировано 20 размахов амплитудой 3 %, 30 размахов амплитудой 2 % и 80 размахов амплитудой 1 %. Определить допустимость таких изменений напряжения:

а) для сети, питающей лампы накаливания в производственной установке, характеризующейся значительным напряжением глаз работающих;

б) для сети, питающей люминесцентные лампы.

Р е ш е н и е . В первом случае по кривой 1 рис. 1.2 определяем

$$\Delta t_{дi} = 20 \cdot 75 + 30 \cdot 22 + 80 \cdot 2 = 2320 \text{ с,}$$

что значительно превышает длительность заданного интервала времени (900 с); следовательно, такие колебания напряжения недопустимы.

Во втором случае по кривой 3 рис. 1.2 получаем

$$\sum \Delta t_{дi} = 20 \cdot 6 + 30 \cdot 1,7 + 80 \cdot 0,12 = 180 \text{ с,}$$

что намного меньше заданного времени наблюдения (900 с); для люминесцентных ламп и различных других неосветительных электроприемников такие колебания напряжения, следовательно, вполне допустимы.

1.3.2. Доза фликера

Доза фликера (P_t) является новым параметром качества электроэнергии, характеризующим колебания напряжения. Фликер — это субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети. Доза фликера определяет меру восприимчивости человека к воздействию фликера за определенный промежуток времени и является интегральной характеристикой колебаний напряжения.

Дозу фликера измеряют специальным прибором — фликерметром, а при его отсутствии дозу колебаний напряжения определяют по кривым, показанным на рис. 1.2, в зависимости от размаха и частоты изменения напряжения.

1.4. Несинусоидальность напряжения

Несинусоидальность напряжения, согласно ГОСТ 13109–97, характеризуется двумя показателями: коэффициентом искажения синусоидальности напряжения и коэффициентом n -й гармонической составляющей напряжения.

1.4.1. Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения

Коэффициент гармонической составляющей n напряжения $K_{U(n)}$ определяется как результат усреднения значений $K_{U(n)i}$ в замеры i на интервале времени в 3 с. Число наблюдений N должно быть не менее 9:

$$K_{U(n)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (K_{U(n)i})^2}{N}}, \quad (1.10)$$

где $K_{U(n)i}$ находится по результатам замера i в процентах по формуле

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{(1)i}} \cdot 100 \% . \quad (1.11)$$

В выражении (1.11) $K_{U(n)i}$ — действующее значение гармонической составляющей n напряжения. Измерение коэффициента гармонической составляющей n производится для фазных или междуфазных напряжений.

Качество электроэнергии по коэффициенту гармонической составляющей n соответствует ГОСТам, если максимальное из всех измеренных усредненных значений $K_{U(n)i}$ не превышает предельно допустимых значений, а усредненное значение $K_{U(n)}$, с вероятностью 95 %, нормально допустимых значений (табл. 1.1).

Т а б л и ц а 1 . 1

Нормально допустимые значение коэффициента n -й гармонической составляющей, %

n	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$			
	0,38	6-20	35	110
<i>Нечетные гармоники, не кратные 3</i>				
5	6,0	4,0	3,0	1,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0
11	3,5	2,0	2,0	1,0
13	3,0	2,0	1,5	0,7
17	2,0	1,5	1,0	0,5
19	1,5	1,0	1,0	0,4
23	1,5	1,0	1,0	0,4
25	1,5	1,0	1,0	0,4
>25	$0,2+0,3 \cdot 25/n$	$0,2+0,3 \cdot 25/n$	$0,2+0,3 \cdot 25/n$	$0,2+0,3 \cdot 25/n$
<i>Нечетные гармоники, кратные 3</i>				
3	5,0	3,0	3,0	1,5
9	1,5	1,0	1,0	0,4
15	0,3	0,3	0,3	0,2
21	0,2	0,2	0,2	0,2
>21	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>Четные гармоники</i>				
2	2,0	1,5	1,0	0,5
4	1,0	0,7	0,5	0,3
6	0,5	0,3	0,3	0,2
8	0,5	0,3	0,3	0,2
10	0,5	0,3	0,3	0,2
12	0,2	0,2	0,2	0,2
>12	0,2	0,2	0,2	0,2

Предельно допустимые значения коэффициента гармонической составляющей n напряжения определяется по соотношению

$$K_{U(n)\text{пред}} = 1,5 K_{U(n)\text{норм}} . \quad (1.12)$$

1.4.2. Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения K_U вычисляется как результат усреднения значений коэффициента K_{U_i} в замере i на интервале времени в 3 с. Число замеров N при этом должно быть не менее 9

$$K_U = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N K_{U_i}. \quad (1.13)$$

Значение коэффициента искажения синусоидальности в каждом замере i вычисляется в процентах по формуле

$$K_{U_i} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \%, \quad (1.14)$$

где n — порядковый номер гармонической составляющей напряжения; $U_{(n)i}$ — действующее значение напряжения гармоники n в замере i .

Если действующее значение гармонической составляющей менее 0,1 % от номинального напряжения $U_{\text{ном}}$, то такая гармоника не учитывается при определении K_{U_i} .

Качество электрической энергии по коэффициенту искажения синусоидальности напряжения считается соответствующим требованиям ГОСТов, если максимальное из всех измеренных в течение 24 ч и усредненных за каждые 3 с значений коэффициента K_{U_i} не превышает предельно допустимого значения, а значение усредненного с вероятностью 95 % не превышает нормально допустимого значения.

Нормально и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения приведены в табл. 1.2.

Т а б л и ц а 1 . 2

Значение коэффициента искажения синусоидальности напряжения, %

Нормально допустимые				Предельно допустимые			
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$				$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

1.5. Несимметрия напряжений

Несимметрия напряжений, согласно ГОСТ 13109–97, характеризуется двумя показателями: коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности (K_{2U}); коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности (K_{0U}).

1.5.1. Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности

Коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности называется величина, равная отношению напряжения обратной последовательности к номинальному напряжению.

Значение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} вычисляется как результат усреднения N наблюдений K_{2U_i} (чис-

ло наблюдений должно быть не менее 9) на интервале времени, равном 3 с, по формуле:

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2U_i}^2}{N}}. \quad (1.15)$$

Значение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U_i} в каждом i -м наблюдении i определяется в процентах:

$$K_{2U_i} = \frac{U_{2(1)_i}}{U_{1(1)_i}} \cdot 100 \%, \quad (1.16)$$

где $U_{2(1)_i}$ — действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в i -м наблюдении; $U_{1(1)_i}$ — действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в i -м наблюдении В, кВ.

При определении K_{2U_i} допускается вычислять $U_{2(1)_i}$ по приближенной формуле:

$$U_{2(1)_i} = 0,62(U_{\text{нб}(1)_i} - U_{\text{нм}(1)_i}), \quad (1.17)$$

где $U_{\text{нб}(1)_i}$, $U_{\text{нм}(1)_i}$ — наибольшее и наименьшее действующие значения из трех междуфазных напряжений основной частоты в наблюдении i , В, кВ.

Если коэффициент несинусоидальности (1.13) не превышает 5 %, то вместо действующих значений напряжений основной частоты допускается использование действующих значений напряжений с учетом всех гармонических составляющих.

Нормально и предельно допускаемые значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в точках присоединения к электрическим сетям равны соответственно 2 и 4 %.

Качество электрической энергии по коэффициенту обратной последовательности считают соответствующим требованиям ГОСТ 13109–97, если максимальное из всех измеренных и усредненных за каждые 3 с в течение 24 ч значений коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности не превышает предельно допустимого значения, а значение усредненного коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности с вероятностью 95 % не превышает нормально допустимого значения.

Обратная составляющая напряжения возникает в сетях с существенно несимметричными нагрузками, например при питании от сети крупных однофазных или двухфазных электроприемников. Составляющая обратной последовательности напряжения наводит в роторах машин переменного тока дополнительные токи двойной частоты. Эти токи приводят к дополнительным потерям в обмотках роторов машин, их перегреву и сокращению срока службы. Кроме того, возникают тормозные вращающие моменты, что сказывается на работе механизмов, приводимых в действие машинами переменного тока.

1.5.2. Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности

Коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности называется величина, равная отношению напряжения нулевой последовательности к номинальному фазному напряжению.

Значение коэффициента несимметрии по нулевой последовательности K_{0U} вычисляется как результат усреднения N наблюдений K_{0U_i} (число наблюдений N должно быть не менее 9) на интервале времени, равном 3 с, по формуле

$$K_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0U_i}^2}{N}}. \quad (1.18)$$

Значение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U_i} в каждом i -м наблюдении определяется в процентах:

$$K_{0U_i} = \frac{U_{0(1)_i}}{U_{\text{ном.ф}}} \cdot 100 \%, \quad (1.19)$$

где $U_{0(1)_i}$ — действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в наблюдении i , $U_{\text{ном.ф}}$ — номинальное значение фазного напряжения, В (кВ).

При симметрии междуфазных напряжений допускается вычислять $U_{0(1)_i}$ по приближенной формуле

$$U_{0(1)_i} = 0,62(U_{\text{нб.ф}(1)_i} - U_{\text{нм.ф}(1)_i}), \quad (1.20)$$

где $U_{\text{нб.ф}(1)_i}$, $U_{\text{нм.ф}(1)_i}$ — наибольшее и наименьшее из трех действующих значений фазных напряжений основной частоты в i -м наблюдении, В (кВ).

Если коэффициент несинусоидальности (1.13) не превышает 5 %, то вместо действующих значений напряжений основной частоты допускается использование действующих значений напряжений с учетом всех гармонических составляющих.

Нормально и предельно допускаемые значения коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точках присоединения к четырехпроводным электрическим сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ равны соответственно 2,0 и 4,0 %.

Качество электрической энергии по коэффициенту нулевой последовательности считают соответствующим требованиям ГОСТ 13109–97, если максимальное из всех измеренных и усредненных за каждые 3 с в течение 24 ч значений коэффициентов несимметрии напряжений по нулевой последовательности не превышает предельно допустимого значения, а значение усредненного коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности с вероятностью 95 % не превышает нормально допустимого значения.

Напряжение нулевой последовательности возникает в сетях низких напряжений с нейтральным проводником при существенно несимметричных нагрузках, а также в сетях напряжением до 35 кВ с незаземленной нейтралью (или заземленной через заземляющий реактор) при замыканиях на землю. Ток в ней-

тральном проводнике, равный трехкратному току нулевой последовательности, существенно увеличивает нагрузку нулевого провода и приводит к повышенным потерям мощности в сети и значительным снижениям напряжений.

1.6. Провал напряжения

Провал напряжения – это внезапное понижение напряжения в точке электрической сети ниже $0,9U_{\text{ном}}$, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня через промежуток времени от десяти миллисекунд до нескольких десятков секунд.

Провал напряжения характеризуется показателем — длительностью провала напряжения ($\Delta t_{\text{п}}$), а также глубиной ($\Delta U_{\text{п}}$) и частотой появления провалов напряжения (рис. 1.3).

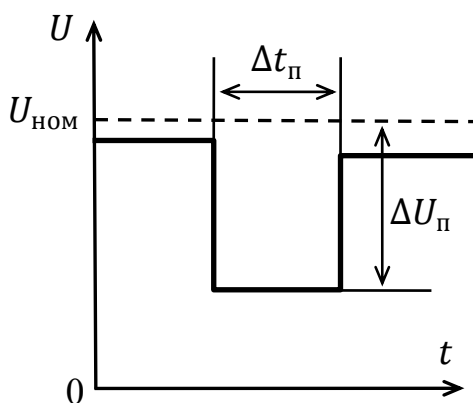


Рис. 1.3. Показатели провала напряжения

Длительность провала напряжения — это интервал времени между начальным моментом провала напряжения и моментом восстановления напряжения до первоначального или близкого к нему уровня.

Глубина провала напряжения равна разности между номинальным значением напряжения и минимальным среднеквадратическим значением напряжения в течение провала напряжения.

Частота появления провалов напряжения это количество провалов напряжения определенной глубины и длительности за определенный промежуток времени.

Длительность автоматически устраняемого провала напряжения в любой точке присоединения к электрическим сетям, согласно ГОСТ 13109–97, напряжением до 110 кВ включительно не должна превышать предельно допустимого значения, равного 30 с.

Состав совокупности провалов может представляться интенсивностью провалов определенного характера M :

$$M = \frac{m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})}{m}, \quad (1,21)$$

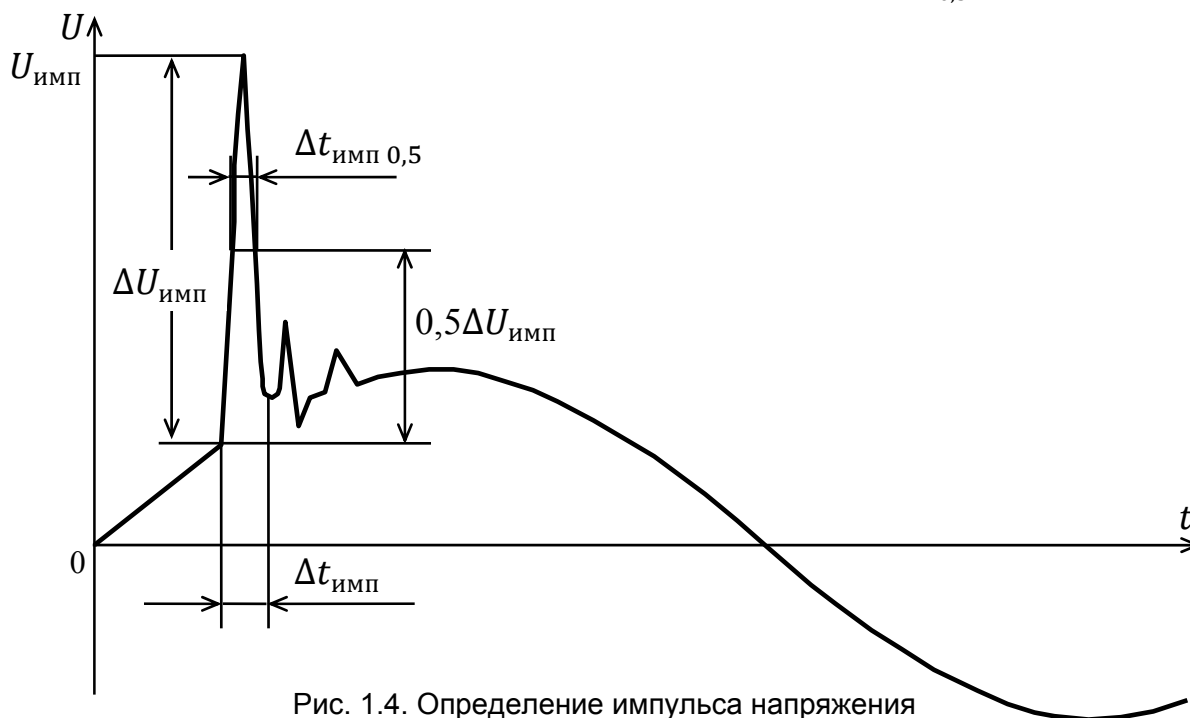
где $m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})$ — число провалов с заданной относительной глубиной $\delta U_{\text{п}}$ и длительностью $\Delta t_{\text{п}}$; m — общее число провалов за заданный интервал времени.

Основными причинами возникновения провалов напряжения являются короткие замыкания в сети, приводящие к отключению элементов сети, которые затем могут снова автоматически включиться. Напряжение восстанавливается либо после отключения к. з., либо после автоматического восстановления питания устройствами АПВ или АВР.

1.7. Импульс напряжения

Импульс напряжения это резкое изменение напряжения в точке электрической сети, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня за промежуток времени до нескольких миллисекунд.

Импульс напряжения характеризуется показателем импульсного напряжения ($U_{\text{имп}}$), а также амплитудой ($\Delta U_{\text{имп}}$), длительностью импульса ($\Delta t_{\text{имп}}$) и длительностью импульса на уровне 0,5 его амплитуды ($\Delta t_{\text{имп}0,5}$, рис. 1.4).



Импульсное напряжение — это максимальное мгновенное значение напряжения, равное сумме мгновенного значения напряжения в сети в момент начала импульса и амплитуды импульса. Амплитуда импульса это максимальное мгновенное значение импульса напряжения.

Длительность импульса равна интервалу времени между начальным моментом импульса и моментом восстановления мгновенного значения напряжения до первоначального или близкого к нему уровня.

Длительность импульса на уровне 0,5 его амплитуды равна интервалу времени между пересечением кривой импульса с горизонтальным уровнем на половине амплитуды.

Импульсы напряжения возникают чаще всего в результате коммутационных переходных процессов в электрической сети, а также вследствие работы цепей импульсного управления полупроводниковых преобразователей.

Импульсы напряжения приводят к нарушению работы радиоэлектронных устройств, в том числе ЭВМ и полупроводниковых устройств с импульсным управлением.

Значения импульсных напряжений для грозовых и коммутационных импульсов, возникающих в электрических сетях энергоснабжающей организации, приведены в справочной литературе.

Нормы ГОСТов на импульсные напряжения пока не установлены.

1.8. Временное перенапряжение

Временное перенапряжение — это повышение напряжения в точке электрической сети продолжительностью более 10 мс, возникающее в системах электроснабжения при коммутациях или коротких замыканиях.

Коэффициент временного перенапряжения ($K_{пер U}$) равен отношению максимального значения огибающей амплитудных значений ($U_{амп max}$) за время существования временного перенапряжения к амплитуде номинального напряжения сети ($U_{амп ном}$). Измерение коэффициента временного перенапряжения производится в относительных единицах по формуле

$$K_{пер U} = U_{амп max} / U_{амп ном} . \quad (1.22)$$

Длительность кратковременного перенапряжения ($\Delta t_{пер}$) определяется интервалом времени между начальным моментом возникновения кратковременного перенапряжения и моментом его исчезновения.

Нормы на коэффициент кратковременного перенапряжения пока не установлены.

2. БАЛАНСЫ МОЩНОСТЕЙ И ИХ СВЯЗЬ С ПАРАМЕТРАМИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Частота переменного тока в электрической сети и напряжения в узлах являются важнейшими показателями качества электроэнергии. Общим для этих показателей является то, что они оба связаны с балансами мощностей в электроэнергетической системе и системах электроснабжения потребителей.

Значение частоты в любой момент нормального режима одинаково во всех узлах электрической сети и является единым показателем качества электроэнергии. В то же время уровни напряжений в различных точках сети могут различаться очень сильно и одновременно в одних узлах сетей соответствовать, а в других не соответствовать требованиям ГОСТов. В этом смысле напряжение, как параметр качества электроэнергии, должно анализироваться в каждом отдельном узле энергосистемы на шинах каждого потребителя.

Основными особенностями электроэнергетических систем и систем электроснабжения являются:

- практическая невозможность накопления электроэнергии, мощности современных аккумуляторных батарей неизмеримо меньше мощностей генерирующих источников;

- практически мгновенная передача электроэнергии потребителям от генерирующих источников в связи с высокой скоростью распространения электромагнитных волн.

Указанные особенности определяют одновременность процессов производства и потребления электроэнергии и равенство величин вырабатываемой и потребляемой электроэнергии в каждый момент времени.

В каждый момент установившегося режима в электроэнергетической системе существуют балансы по активной и реактивной мощности. Уравнения балансов мощностей можно записать в виде

$$\begin{aligned} \sum P_{\Gamma} &= \sum P_{Н} + \sum \Delta P_{с} + \sum \Delta P_{с.н} , \\ \sum Q_{\Gamma} &= \sum Q_{Н} + \sum \Delta Q_{с} + \sum \Delta Q_{с.н} \pm \sum Q_{ку} - \sum Q_{ген} , \end{aligned} \quad (2.1)$$

здесь $\sum P_{\Gamma}$, $\sum Q_{\Gamma}$ — суммарные активные и реактивные мощности генерирующих источников; $\sum P_{\text{H}}$, $\sum Q_{\text{H}}$ — суммарные активные и реактивные мощности нагрузок; $\sum \Delta P_{\text{с}}$, $\sum \Delta Q_{\text{с}}$ — суммарные потери мощности в элементах систем электроснабжения и электроэнергетической системы; $\sum \Delta P_{\text{с.н}}$, $\sum \Delta Q_{\text{с.н}}$ — суммарные расходы мощности на собственные нужды электростанций; $\sum Q_{\text{ку}}$ — суммарные мощности компенсирующих устройств (знак «+» соответствует устройствам, потребляющим реактивную мощность, знак «-» — вырабатывающим); $\sum Q_{\text{ген}}$ — суммарная реактивная (зарядная) мощность, генерируемая воздушными линиями электропередачи.

Балансы мощностей в энергосистеме существуют в установившихся режимах, которые характеризуются определенными значениями частоты переменного тока f и напряжений в узлах сети \vec{U} , в том числе на шинах потребителя. При нарушениях балансов мощностей в энергосистеме происходят нарушения установившихся режимов и начинаются переходные процессы, которые заканчиваются новыми установившимися режимами с новыми значениями f_1 и \vec{U}_1 . При этом параметры f и \vec{U} характеризуют качество электроэнергии в энергосистемах и системах электроснабжения потребителей, требования к параметрам качества изложены в ГОСТ 13109–97.

Мощности, потребляемые из сети электроприемниками, как правило, зависят от частоты в сети и напряжений на шинах электроприемников. Группы электроприемников, получающие питание от энергосистем образуют узлы нагрузок. При различном комплексном составе электроприемников в узлах нагрузок обычно значительную долю составляют асинхронные и синхронные двигатели, которые и определяют виды зависимостей потребляемой из сети активной P_{H} и реактивной Q_{H} нагрузок.

Для комплексного узла нагрузки электроэнергетической системы потребляемые нагрузкой активные и реактивные мощности являются функциями частоты в системе и напряжения на шинах нагрузки. Указанные зависимости служат важной характеристикой потребителей и называются статическими характеристиками нагрузки. Статические характеристики строятся при медленном изменении (по сравнению со скоростью протекания электромагнитных процессов) частоты в энергосистеме (частотная статическая характеристика) и напряжения на шинах комплексного узла нагрузки (статическая характеристика по напряжению).

Разные потребители имеют различные статические характеристики по частоте и напряжению, однако для суммарной нагрузки энергосистемы можно построить обобщенные статические характеристики вида

$$\begin{aligned} \sum P_{\text{H}} &= \psi_1(f, U), \\ \sum Q_{\text{H}} &= \psi_2(f, U). \end{aligned} \quad (2.2)$$

Общий вид таких характеристик для комплексного узла нагрузки показан на рис. 2.1.

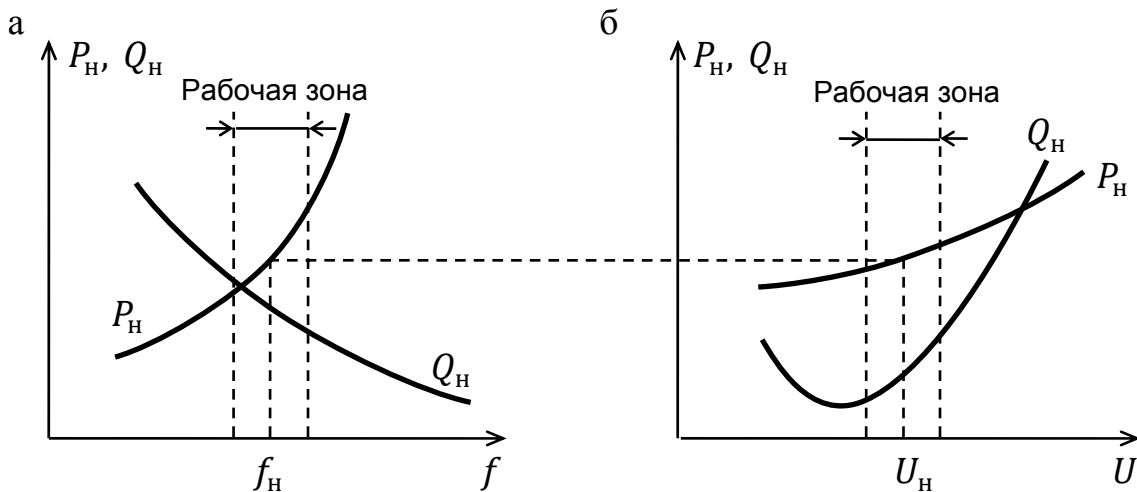


Рис. 2.1. Статические характеристики нагрузки:
а – по частоте; б – по напряжению

Характеристика активной мощности P_H по частоте — крутая с положительным наклоном; при увеличении частоты в энергосистеме соответственно растет потребление активной мощности нагрузкой, при снижении частоты f активная мощность нагрузки P_H снижается, таким образом, частная производная $\partial P / \partial f$ активной мощности по частоте (тангенс угла наклона кривой $P_H(f)$) положительна и имеет довольно большое значение по сравнению с производной активной мощности по напряжению $\partial P / \partial U$, которая тоже положительна, но близка к нулю.

Реактивная мощность нагрузки снижается с ростом частоты ($\partial Q / \partial f < 0$) и растет с ростом напряжения на шинах нагрузки ($\partial Q / \partial U > 0$), обе характеристики достаточно крутые по сравнению с зависимостью P_H от U .

Установление связи параметров качества электроэнергии (частоты и напряжения) и балансов мощности удобно выполнить на примере электроэнергетической системы, эквивалентированной к одному генератору и нагрузке (рис. 2.2).

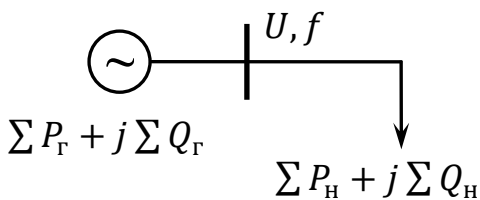


Рис. 2.2. Эквивалентированная электроэнергетическая система

энергетической системы, эквивалентированной к одному генератору и нагрузке (рис. 2.2).

Как уже оговаривалось выше, баланс мощностей в электроэнергетической системе устанавливается при определенных значениях частоты f и напряжения на шинах эквивалентной энергосистемы U . Нарушение баланса в такой системе, а следовательно, и изменение параметров качества электроэнергии происходит как при изменении нагрузки $\Sigma P_H, \Sigma Q_H$, так и изменении генерации $\Sigma P_G, \Sigma Q_G$. Для оценки влияния баланса мощностей на изменение частоты f и напряжения U на шинах потребителя можно воспользоваться разложением в ряд Тейлора функций (2.1) вблизи точки начального состояния энергосистемы, характеризующегося мощностями нагрузок ΣP_{H0} и ΣQ_{H0} и параметрами качества электроэнергии f_0 и U_0 . Тогда

$$\begin{aligned} \Sigma P_H &= \Sigma P_{H0} + \frac{\partial \Sigma P_H}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \Sigma P_H}{\partial U} \Delta U, \\ \Sigma Q_H &= \Sigma Q_{H0} + \frac{\partial \Sigma Q_H}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \Sigma Q_H}{\partial U} \Delta U. \end{aligned} \quad (2.3)$$

Пусть в энергосистеме произошло нарушение баланса мощностей вследствие изменения выдачи генерируемой активной мощности $\sum P_{\Gamma}$ на величину ΔP_{Γ} и реактивной мощности $\sum Q_{\Gamma}$ на величину ΔQ_{Γ} , при этом частота изменится на Δf и напряжение на шинах потребителя на ΔU . Новые уравнения баланса могут быть записаны в виде

$$\begin{aligned}\sum P_{\Gamma 0} + \Delta P_{\Gamma} &= \sum P_{\text{H}0} + \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial U} \Delta U, \\ \sum Q_{\Gamma 0} + \Delta Q_{\Gamma} &= \sum Q_{\text{H}0} + \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial U} \Delta U.\end{aligned}\quad (2.4)$$

Поскольку до изменения мощностей генерации в системе существовал баланс мощностей, то

$$\sum P_{\Gamma 0} = \sum P_{\text{H}0} \quad \text{и} \quad \sum Q_{\Gamma 0} = \sum Q_{\text{H}0},$$

и, следовательно,

$$\begin{aligned}\Delta P_{\Gamma} &= \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial U} \Delta U, \\ \Delta Q_{\Gamma} &= \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial U} \Delta U.\end{aligned}\quad (2.5)$$

Система уравнений (2.5) определяет связь между изменением генерирующих мощностей ΔP_{Γ} и ΔQ_{Γ} и параметрами качества электроэнергии Δf и ΔU при неизменном составе нагрузок и позволяет определить отклонение параметров качества электроэнергии от начальных значений f_0 и U_0 .

Неизвестные отклонения частоты и напряжения Δf и ΔU можно найти по соотношениям

$$\Delta f = \frac{\Delta_{\Delta f}}{\Delta}, \quad \Delta f U = \frac{\Delta_{\Delta U}}{\Delta}, \quad (2.6)$$

где Δ , $\Delta_{\Delta f}$, $\Delta_{\Delta U}$ — соответственно определитель системы и определители неизвестных Δf и ΔU :

$$\Delta = \begin{vmatrix} \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial f} & \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial U} \\ \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial f} & \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial U} \end{vmatrix}; \quad \Delta_{\Delta f} = \begin{vmatrix} \Delta P_{\Gamma} & \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial U} \\ \Delta Q_{\Gamma} & \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial U} \end{vmatrix}; \quad \Delta_{\Delta U} = \begin{vmatrix} \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial f} & \Delta P_{\Gamma} \\ \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial f} & \Delta Q_{\Gamma} \end{vmatrix}.$$

Отсюда

$$\begin{aligned}\Delta &= \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial f} \cdot \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial U} - \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial f} \cdot \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial U}, \\ \Delta f &= \frac{\Delta P_{\Gamma} \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial U} - \Delta Q_{\Gamma} \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial U}}{\Delta}, \\ \Delta U &= \frac{\Delta Q_{\Gamma} \frac{\partial \sum P_{\text{H}}}{\partial f} - \Delta P_{\Gamma} \frac{\partial \sum Q_{\text{H}}}{\partial f}}{\Delta}.\end{aligned}\quad (2.7)$$

Анализ знаков производных статических характеристик нагрузки по частоте и напряжению позволяет определить знак определителя системы Δ : $\partial \sum P_H / \partial f > 0$, $\partial \sum Q_H / \partial U > 0$ при U , близком к номинальному, то есть при $U > 0,8U_{ном}$, $\partial \sum Q_H / \partial f < 0$, $\partial \sum P_H / \partial U < 0$. Следовательно, определитель системы Δ всегда положителен при любых изменениях ΔP_G и ΔQ_G .

Соотношения (2.7) позволяют выполнить анализ качества электроэнергии при известных параметрах начального состояния энергосистемы и изменениях генерирующей мощности.

Выполним анализ работы электроэнергетической системы при сбросе генерирующей активной мощности. Для простоты анализа предположим, что реактивная мощность $\sum Q_G$ не изменилась, то есть $\Delta Q_G = 0$. Указанное условие является допущением, сделанным для упрощения анализа поведения энергосистемы.

Теперь $\Delta f = \Delta P_G \cdot (\partial \sum Q_H / \partial U) / \Delta$, так как производная $\partial \sum Q_H / \partial U$ положительна, а изменение активной мощности $\Delta P_G < 0$, то $\Delta f < 0$, таким образом, при сбросе генерирующей мощности в энергосистеме наблюдается снижение частоты. Можно легко показать, что при $\Delta P_G > 0$ (увеличение генерирующей мощности) частота в системе возрастает.

Изменение напряжения: $\Delta U = -\Delta P_G \cdot (\partial \sum Q_H / \partial f) / \Delta$. Поскольку производная $\partial \sum Q_H / \partial f < 0$ и $\Delta P_G < 0$, $\Delta U < 0$, то есть при снижении генерирующей активной мощности снижается уровень напряжения. Таким образом, нарушение исходного режима энергосистемы по активной мощности приводит к изменению как частоты, так и напряжения.

Рассмотрим теперь изменение реактивной мощности генератора при постоянстве активной, то есть $\Delta P_G = 0$:

$$\Delta f = \frac{-\Delta Q_G \frac{\partial \sum P_H}{\partial U}}{\Delta}; \quad \Delta U = \frac{-\Delta Q_G \frac{\partial \sum P_H}{\partial f}}{\Delta}.$$

Учитывая, что крутизна характеристики $\partial \sum P_H / \partial U$ гораздо меньше крутизны $\partial \sum P_H / \partial f$, изменение режима по реактивной мощности сказывается, главным образом, на изменении уровней напряжений в энергосистеме и слабо влияет на изменение частоты, причем снижение $\sum Q_G$ ведет к понижению напряжения на шинах генератора и в системе в целом, а увеличение ΔQ_G — к увеличению напряжения.

Аналогичные рассуждения можно провести и для случая изменения потребления мощности нагрузкой $\sum P_H$, $\sum Q_H$.

Рост $\sum P_H$ приведет к снижению частоты и рост $\sum Q_H$ в основном к снижению напряжения. По содержанию анализа рост нагрузок в энергосистеме равносителен снижению генерации.

Требования к параметрам качества электроэнергии обуславливают необходимость мероприятий по регулированию баланса мощностей. Частота является общесистемным параметром, то есть в любой точке системы в установившемся режиме частота имеет одно и то же значение. В этом смысле безразлично в какой точке осуществить регулирование частоты, ее уровень зависит от баланса активной мощности по системе в целом.

Баланс реактивной мощности по системе определяет средний уровень напряжений в ЭЭС. Однако уровень напряжений в целом по энергосистеме не гарантирует требуемых уровней напряжений во всех узлах сети. Следовательно, баланс реактивной мощности следует проверять не только по системе в целом, но и по отдельным ее районам и использовать кроме централизованного регулирования напряжения местное.

3. ПОДДЕРЖАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Поддержание частоты на уровне, регламентируемом ГОСТ 13109–97, осуществляется мощными генераторами электроэнергетических систем.

Электроприемники промышленных предприятий в силу их незначительной мощности по сравнению с суммарной генерирующей мощностью энергосистемы не могут оказать существенного влияния на отклонение частоты в питающей сети. Однако следует иметь в виду, что мощные электроприемники с резкопеременной нагрузкой вызывают значительные изменения напряжения в сети, а следовательно, и колебания частоты питающего напряжения. Основное влияние на колебания частоты оказывают быстрые резкопеременные колебания активной нагрузки и резкие сбросы генерации активной мощности, связанные с аварийными ситуациями в энергосистемах.

3.1. Характеристики первичных двигателей

Частоту в электроэнергетической системе регулируют путем изменения выдачи генераторами активной мощности в сеть. Активная мощность генератора зависит от работы первичного двигателя — паровой, газовой или гидравлической турбины, поэтому для анализа процесса регулирования частоты необходимо рассмотреть работу первичных двигателей и их характеристики.

Первичные двигатели, как правило, снабжены регуляторами скорости вращения турбин, позволяющими изменять подачу энергоносителя на лопатки турбины при изменении скорости ее вращения.

При отсутствии регулирования подача энергоносителя в турбину не меняется при изменении частоты. Таким образом, мощность на валу первичного двигателя и соответственно активная мощность генератора не зависят от частоты в сети.

При наличии регулирования снижение частоты в энергосистеме отслеживается регуляторами скорости турбин, изменяющими подачу пара на лопасти турбин. При снижении частоты регулятор действует на задвижку паропровода, увеличивая подачу пара в турбину и тем самым увеличивая мощность первичного двигателя P_T , и механический момент на валу ротора, связанный с ним соотношением $M_T = P_T/\omega$, где $\omega = 2\pi f$ — угловая частота ротора турбины.

В установившемся режиме при работе турбины и генератора на нагрузку механический вращающий момент турбины M_T уравнивается тормозным электрическим моментом генератора M_G , $M_T = M_G$, при определенной скорости вращения турбогенератора и соответствующей частоте f (рис. 3.1, а). При нарушении равенства моментов начинается изменение скорости вращения и частоты в энергосистеме. Рассмотрим нарушение равенства моментов, вызванное

ростом нагрузки в энергосистеме в момент времени t , при этом тормозной электромагнитный момент генератора $M_{Г1}$ становится больше вращающего механического момента турбины, $M_{Г1} > M_{Т1}$, и турбогенератор тормозится.

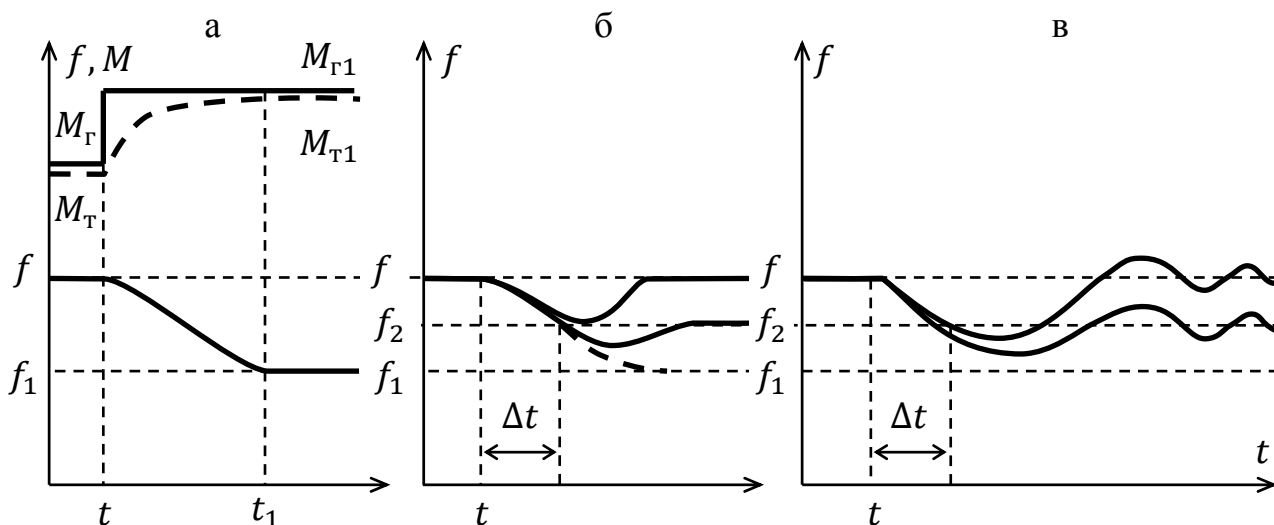


Рис. 3.1. Процесс регулирования частоты:

а – без регулирования; б – аperiodический процесс; в – колебательный процесс

При отсутствии регулятора скорости на турбине снижение частоты продолжается до тех пор, пока механический момент не станет равным тормозному электрическому моменту генератора в момент времени t_1 $M_{Г1} = M_{Т1}$ при новом значении скорости вращения и частоты в энергосистеме f_1 .

Автоматический регулятор скорости, вступающий в действие с временным запаздыванием Δt , меняет характер процесса. Под действием регулятора скорости и, как это будет показано в дальнейшем, регулятора частоты в энергосистеме при росте нагрузки частота может восстановиться до частоты начального режима или установится новая частота f_2 , больше f_1 . При этом характер процесса может быть аperiodическим (рис. 3.1, б) или колебательным (рис. 3.1, в).

Характеристика регулирования, при которой восстанавливается начальное значение частоты, называется астатической. Если при изменении нагрузки по окончании переходного процесса устанавливается новая частота f_2 , отличная от начальной f , то регулирование статическое.

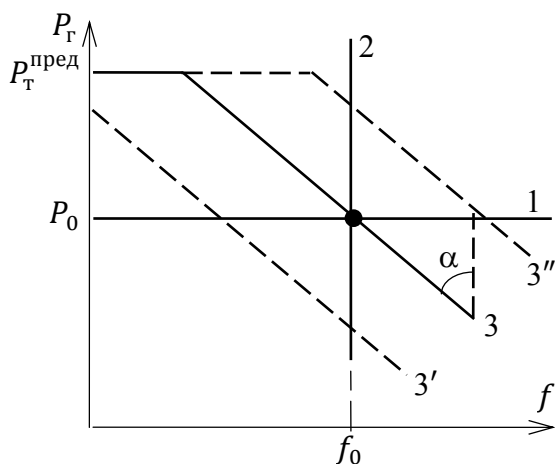


Рис. 3.2. Характеристики генератора: 1 – без регулирования; 2 – астатическая; 3, 3' – статическая

Характеристики регулирования частоты в зависимости от активной мощности генератора показаны на рис. 3.2. Линия 1 соответствует отсутствию регулирования, то есть активная мощность генератора не изменяется при любом отклонении частоты от f_0 . Реально такая характеристика возможна, если на турбине отсутствует регулятор скорости вращения. Характеристика 2 соответствует астатическому регулированию, то есть при любом изменении

активной мощности генератора частота остается неизменной. Характеристика 3 соответствует статическому регулированию, то есть при изменении частоты частота устанавливается на новом уровне. Характеристика 3' соответствует статическому регулированию с запаздыванием. Характеристика 3'' соответствует статическому регулированию с запаздыванием и колебаниями.

мощности регулятор восстанавливает начальную частоту. Характеристика 3 обладает статизмом. Под коэффициентом статизма s_r понимается тангенс угла наклона характеристики к оси мощностей в относительных единицах (на рис. 3.2 – тангенс угла α):

$$s_r = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P_r / P_0} = \frac{\Delta f^*}{\Delta P_r^*}, \quad (3.1)$$

где f_0 и P_0 — базовые (обычно номинальные) значения частоты и мощности.

Иногда статизм заменяют обратной ему величиной — крутизной характеристики генератора K_r :

$$K_r = 1/s_r. \quad (3.2)$$

Статическая характеристика 3 (рис. 3.2) может быть передвинута в положения 3' и 3''; указанные перемещения производятся механизмом изменения скорости вращения турбины (МИСВ). МИСВ может приводиться в действие вручную персоналом станции или автоматическим регулятором частоты. Горизонтальная часть характеристик 3' и 3'' на рис. 3.2 определяет ограничения увеличения мощности турбины.

3.2. Сущность первичного и вторичного регулирования частоты в энергосистеме

В каждый момент времени установившегося режима в электроэнергетической системе существует баланс активных мощностей. Рассмотрим условия поддержания баланса мощностей в энергосистеме, эквивалентированной к одномашинной системе турбина–генератор с эквивалентной нагрузкой на шинах генератора. Схема такой системы показана на рис. 3.3, а.

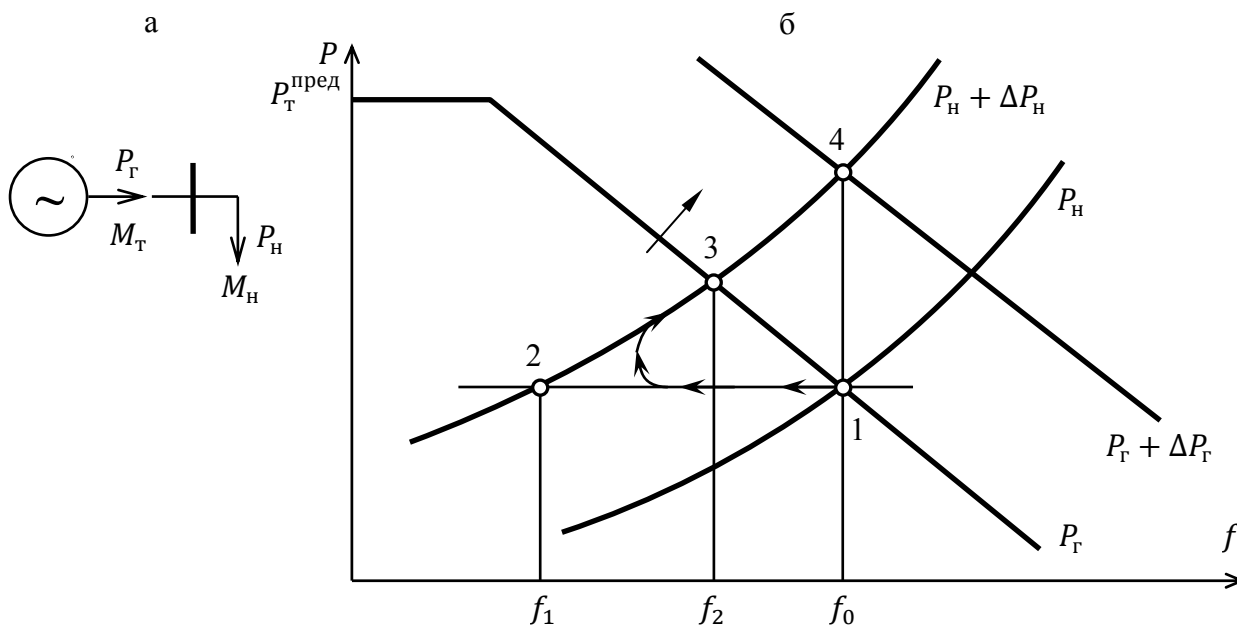


Рис. 3.3. Регулирование частоты:
а – схема сети; б – процесс регулирования частоты

В такой системе характеристика P_r (рис. 3.3, б) соответствует турбине, снабженной регулятором скорости. Снижение частоты в энергосистеме приво-

дит к увеличению подачи энергоносителя на лопатки турбины и увеличению выдачи генератором активной мощности в сеть. Горизонтальная часть характеристики соответствует предельно допустимой, как правило, номинальной, мощности турбины $P_T^{\text{пред}}$, при этом задвижка паропровода полностью открыта и дальнейшее увеличение мощности турбогенератора невозможно. Увеличения генерации можно достигнуть только путем ввода резервных мощностей.

Нагрузка P_H представляется статической характеристикой $P_H(f)$; увеличение нагрузки приводит к смещению статической характеристики нагрузки вверх параллельно себе, снижение нагрузки смещает характеристику вниз.

Пересечение характеристик генератора P_G и нагрузки P_H соответствует балансу активных мощностей ($P_G = P_H$) при некоторой начальной частоте в энергосистеме, равной f_0 (точка 1, рис. 3.3, б). Пусть $f_0 = f_{\text{ном}}$.

Рассмотрим нарушение баланса активных мощностей, вызванное подключением дополнительной нагрузки, то есть ее увеличением на ΔP_H , новая характеристика нагрузки займет положение $P_H + \Delta P_H$. При отсутствии регулирования (мощность генератора не меняется при снижении частоты) новый баланс мощности наступит при выравнивании вращающего и тормозного моментов (рис. 3.1, а) при значении частоты f_1 (точка 2, рис. 3.3, б). При наличии на турбине регулятора скорости новый баланс установится при частоте f_2 большей, чем f_1 (точка 3). Стрелками показан апериодический переходный процесс от начального состояния (точка 1) к новому (точка 3). Таким образом, за счет наклона (статизма) характеристики регулятора скорости выполняется регулирование частоты от f_1 до f_2 , называемое **первичным регулированием частоты**.

Как правило, первичное регулирование частоты не обеспечивает требований ГОСТов на качество электроэнергии и необходимо дальнейшее регулирование. Вторичное регулирование частоты обычно выполняется специально выделенными частотоведущими станциями путем ввода дополнительных резервных мощностей с использованием МИСВ. Ввод дополнительных мощностей ΔP_G соответствует переходу на характеристику генератора $P_G + \Delta P_G$ и установлению нового баланса мощностей ($P_G + \Delta P_G = P_H + \Delta P_H$) при первоначальной частоте f_0 (точка 4, рис. 3.3, б). Регулирование частоты от f_2 до f_0 называется **вторичным регулированием частоты**.

3.3. Влияние отклонений частоты на работу энергосистем и систем электроснабжения

Отклонение частоты от номинальной отрицательно сказывается как на работе электроэнергетических систем, так и на системах электроснабжения.

Лопатки паровых турбин рассчитаны на безударное поступление пара при номинальной частоте вращения турбин. При отклонении частоты пар входит в турбину с ударом, что может привести к биению и даже разрушению лопаток турбины.

Снижение частоты сильно сказывается на работе питательных насосов котлов электростанций, характеризующихся резким падением производительности при снижении частоты. В свою очередь, снижение подачи питательной воды в котлы приводит к снижению выработки пара, а следовательно, активной

мощности генераторов и к дальнейшему снижению частоты. На электрических станциях имеется множество вентиляторов, насосов, обеспечивающих работу собственных нужд. Их производительность пропорциональна третьей степени частоты и резко падает при снижении частоты, что ставит под угрозу работу электростанций.

При снижении частоты в системах электроснабжения потребителей происходит ухудшение работы электроприводов и снижение выработки продукции.

С другой стороны, мощные электроприемники, особенно с резкопеременной нагрузкой, влияют на колебания частоты. Так активная мощность, потребляемая тиристорными преобразователями главных приводов прокатных станов, изменяется от нуля до максимального значения за время менее 0,1 с, вследствие чего колебания частоты могут достигать больших значений.

С учетом сказанного колебания частоты Δf при работе упомянутых электроприводов определяются по следующей упрощенной формуле:

$$\Delta f \approx \frac{\Delta P}{2\pi S_k \Delta t}, \quad (3.3)$$

где S_k — мощность короткого замыкания (к. з.); ΔP — изменение потребляемой мощности за время Δt .

Отношение $\Delta P/S_k$ в системах внутриводского электроснабжения промышленных предприятий обычно не превышает 0,2.

Резкие быстропеременные набросы активной мощности отрицательно сказываются на работе генераторов и турбин электрических станций и параллельно включенных электродвигателей. Они могут вызывать нарушение устойчивости и оказывают механические воздействия на редукторы и механизмы.

В схемах электроснабжения предприятий с резкопеременными нагрузками для снижения колебаний частоты предусматриваются мероприятия по увеличению мощности к. з. в точках присоединения электроприемников с резкопеременной и спокойной нагрузкой. Если этого недостаточно, то питание резкопеременных нагрузок выделяют на отдельные трансформаторы или отдельные ветви расщепленных обмоток трансформаторов.

3.4. Определение частоты в энергосистеме при динамических изменениях нагрузки

Изменения частоты в энергосистеме, сохраняющей устойчивую работу, наблюдаются в сравнительно узком диапазоне, поэтому статические характеристики генераторов и нагрузки по частоте можно считать практически линейными. Как и для генераторов, наклон характеристики нагрузки к оси мощностей можно определить коэффициентом статизма характеристики нагрузки S_H , выражаемым формулой

$$S_H = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P_H / P_0} = \frac{\Delta f^*}{\Delta P_H^*}. \quad (3.4)$$

Как следует из формул (3.1) и (3.4) и рис. 3.3, статизм характеристики генератора отрицателен, а статизм характеристики нагрузки положителен.

Аналогично можно определить крутизну характеристики нагрузки как величину, обратную статизму:

$$K_H = 1/s_H. \quad (3.5)$$

Величина статизма характеристики нагрузки определяется ее свойствами, структурой электроприемников. Обычные вариации структуры электроприемников приводят к тому, что статизм нагрузки варьируется в диапазоне 0,5...1,0. Соответственно крутизна — в диапазоне 1...2. При отсутствии регуляторов скорости турбин статизм частотной характеристики генераторов равен бесконечности, а ее крутизна — нулю. При этом изменение частоты в энергосистеме при изменении подключенной мощности нагрузки целиком определяется свойствами характеристики нагрузки, то есть ее крутизной и статизмом.

В периоды утренних подъемов и ночных сбросов электропотребления динамические изменения нагрузки могут достигать больших значений — до 10...15 % за 30 минут. За это короткое время регулирование частоты, осуществляемое оперативным персоналом энергосистемы без участия автоматических регуляторов, невозможно реализовать. Между тем, как следует из формулы (3.4), изменение частоты за такой период может достигать

$$\Delta f/f_0 = (0,5 \dots 1) \cdot (0,1 \dots 0,15) = (0,05 \dots 0,15),$$

то есть 2,5 ... 7,5 Гц, что совершенно недопустимо.

Для того чтобы частота изменялась меньше, целесообразно иметь возможно меньший статизм регуляторов скорости турбин или характеристики генераторов (или, что то же самое, как можно большую крутизну характеристики генераторов, поскольку она оказывает благотворное действие на поддержание частоты в системе). Однако слишком малые значения статизма характеристики трудно реализовать из-за наличия зоны нечувствительности характеристики (рис. 3.4, а), приводящей к неоднозначности процесса установления определенной мощности генераторов (ΔP_G на рис. 3.4, а).

По этой причине статизм характеристики генераторов ограничивается величиной 0,05 ... 0,1, а ее крутизна соответственно 20...10.

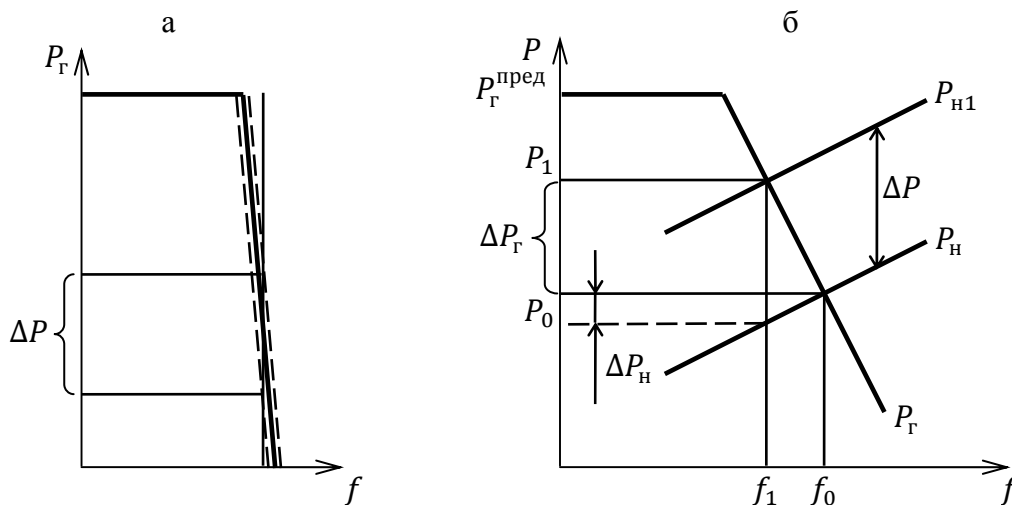


Рис. 3.4. Зона нечувствительности (а) и регулирование при изменении нагрузки (б)

Рассмотрим процесс регулирования частоты при подключении дополнительной нагрузки ΔP для случая, когда процесс регулирования не выходит за пределы рабочей части характеристики генераторов (рис. 3.4, б).

Как следует из рис. 3.4, б, подключение дополнительной нагрузки ΔP будет сопровождаться снижением частоты от первоначального значения f_0 до некоторой величины f_1 . При этом мощность генераторов в соответствии с действием их регуляторов скорости увеличится до значения P_1 , то есть на величину $\Delta P_{\Gamma} = P_1 - P_0$. Поскольку частота в системе при этом снизится, то «старая» нагрузка P_{H} снизит свое потребление на величину ΔP_{H} , соответствующую снижению частоты на $\Delta f_1 = f_0 - f_1$. Таким образом, этому снижению частоты будет соответствовать изменение мощности $\Delta P = \Delta P_{\Gamma} + \Delta P_{\text{H}}$.

В относительных единицах можно записать

$$\Delta P^* = \Delta P_{\Gamma}^* + \Delta P_{\text{H}}^*. \quad (3.6)$$

Выражая каждую из составляющих (3.6) через изменение частоты и крутизну каждой из характеристик, имеем

$$\Delta P^* = \Delta f^* K_{\Gamma} + \Delta f^* K_{\text{H}} = \Delta f^* (K_{\Gamma} + K_{\text{H}}) = \Delta f^* K_{\text{C}}, \quad (3.7)$$

где $K_{\text{C}} = K_{\Gamma} + K_{\text{H}}$ — крутизна результирующей частотной характеристики системы, учитывающей положительный регулирующий эффект нагрузки.

Рассмотрим возможное изменение частоты в системе за время порядка 30 минут с учетом введенных выше диапазонов возможного изменения крутизны характеристик нагрузки и регуляторов скорости турбин и скорости изменения нагрузки в системе.

Из формулы (3.7) изменение частоты определяется выражением

$$\Delta f = \frac{\Delta P^* f_0}{K_{\Gamma} + K_{\text{H}}}. \quad (3.8)$$

Принимая за базу номинальную частоту $f_0 = f_{\text{ном}}$ и учитывая введенные диапазоны параметров, можем записать

$$\Delta f = \frac{(0,1 \dots 0,15) \cdot 50}{(20 \dots 10) + (2 \dots 1)} = (0,227 \dots 0,682) \text{ Гц.}$$

Таким образом, можно видеть, что регулирующего действия одних лишь регуляторов скорости турбин может быть недостаточно для того, чтобы обеспечить качественное поддержание частоты.

Тем более это становится невозможным, если в системе недостаточен резерв генерирующей мощности. В рассмотренном выше примере (рис. 3.4) резерв генерирующей мощности в начальный момент времени равен $P_{\text{рез.0}} = P_{\Gamma}^{\text{пред}} - P_0$, а по окончании процесса подключения новой нагрузки и процесса регулирования, он снижается до величины $P_{\text{рез.1}} = P_{\Gamma}^{\text{пред}} - P_1$, но продолжает оставаться положительным.

Однако этого может не быть, если величина новой подключаемой нагрузки достаточно велика (рис. 3.5).

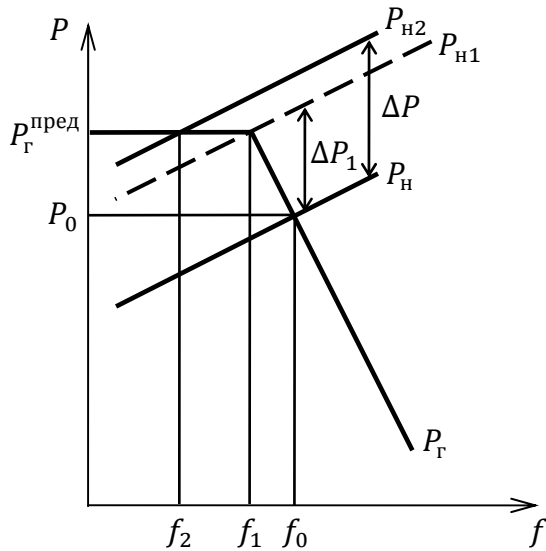


Рис. 3.5. Подключение дополнительной нагрузки в условиях дефицита генерирующей мощности

Процесс изменения частоты в этом случае целесообразно разделить на две стадии. На первой стадии снижения частоты (от f_0 до f_1) действуют регуляторы скорости турбин. При этом полностью «выбирается» резерв мощности генераторов $P_{рез.0} = P_{Г}^{пред} - P_0$. При этом изменение частоты определяется выражением

$$\Delta f_1^* = f_1^* - f_0^* = \frac{P_{рез.0}^*}{K_{Г}}. \quad (3.9)$$

Этому изменению частоты соответствует некоторая часть ΔP_1^* мощности новой подключаемой нагрузки, определяемая соотношением типа (3.7):

$$\Delta P_1^* = \Delta f_1^* (K_{Г} + K_{Н}), \quad (3.10)$$

поскольку регулирование частоты осуществляется как за счет генераторов, так и за счет регулирующего эффекта нагрузки.

Оставшаяся часть новой подключаемой нагрузки $\Delta P_2 = \Delta P - \Delta P_1$ будет обеспечиваться исключительно за счет снижения частоты при действии только регулирующего эффекта нагрузки:

$$\Delta f_2^* = P_2^* / K_{Н}. \quad (3.11)$$

Задача. Генераторы ЭЭС, имеющие предельную допустимую мощность загрузки $P_{Г\text{ пред}} = 2300$ МВт, работают с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт и при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{ном} = 50$ Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P = 400$ МВт. Статизм характеристики генераторов $s_{Г} = 0,067$, нагрузки — $s_{Н} = 1$.

Решение.

1. При снижении частоты до значения f_1 (рис. 3.5) на первой стадии процесса регулирования, определяемой действием регуляторов скорости и полным использованием мощности генераторов, изменение частоты будет определяться формулой (3.9), тогда

$$\Delta f_1^* = \frac{P_{рез.0}^*}{K_{Г}} = \frac{P_{Г\text{ пред}} - P_0}{P_0 K_{Г}} = \frac{(P_{Г\text{ пред}} - P_0) s_{Г}}{P_0} = \frac{(2300 - 2000) \cdot 0,067}{2000} = 0,01.$$

Это изменение соответствует изменению частоты $\Delta f_1 = 0,01 \cdot 50 = 0,5$ Гц. Оно обеспечит покрытие части новой подключаемой нагрузки в размере, определяемом формулой (3.10):

$$\Delta P_1^* = \Delta f_1^* (K_{Г} + K_{Н}) = 0,01 \left(\frac{1}{0,067} + \frac{1}{1} \right) = 0,16.$$

В последней записи K_G и K_H выражены через их заданные статизмы. Соответственно на первой стадии процесса обеспечивается покрытие нагрузки

$$\Delta P_1 = 0,16 \cdot 2000 = 320 \text{ МВт.}$$

Оставшаяся часть подключаемой нагрузки

$$\Delta P_2 = \Delta P - \Delta P_1 = 400 - 320 = 80 \text{ МВт.}$$

обеспечивается исключительно за счет регулирующего эффекта самой нагрузки.

В результате относительное снижение частоты с f_1^* до f_2^*

$$f_2^* = \frac{\Delta P_2}{P_0} s_H = \frac{80}{2000} \cdot 1 = 0,04.$$

Или в абсолютном выражении $\Delta f_2 = 0,04 \cdot 50 = 2 \text{ Гц.}$

Общее снижение частоты составит

$$\Delta f = \Delta f_1 + \Delta f_2 = 0,5 + 2 = 2,5 \text{ Гц.}$$

и в системе установится частота

$$f_2 = f_0 - \Delta f = 50 - 2,5 = 47,5 \text{ Гц.}$$

Таким образом, подключение на первой стадии нагрузки 320 МВт, при наличии резерва генерирующей мощности, вызвало снижение частоты лишь на 0,5 Гц, тогда как в условиях отсутствия резерва на второй стадии процесса подключение нагрузки 80 МВт привело к снижению частоты на 2 Гц. Этот пример показывает важность наличия достаточного резерва генерирующей мощности в энергосистеме.

3.5. Определение частоты в энергосистеме при аварийных отключениях генераторов

При аварийном отключении одного или нескольких генераторов энергосистемы изменение частоты не произойдет, если имеется достаточный резерв генерирующей мощности. Это хорошо видно из рис. 3.6, а.

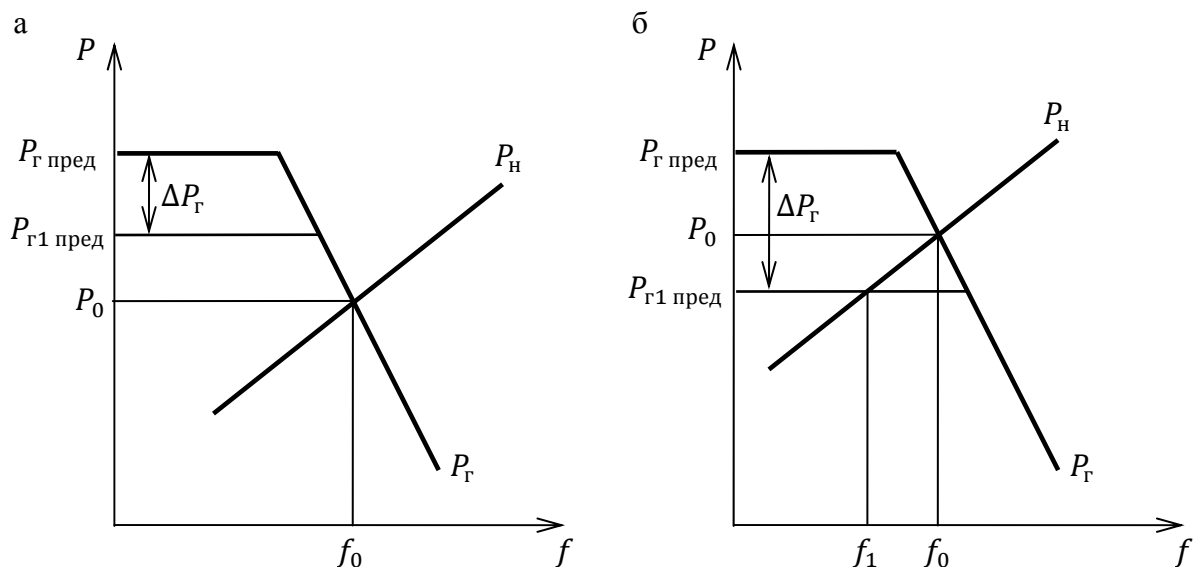


Рис. 3.6. Аварийное отключение части генераторов при достаточности резерва генерирующей мощности (а) и при его недостаточности (б)

Иное дело — отсутствие достаточного резерва мощности (см. рис. 3.6, б). Если потеря генерирующей мощности будет равна имеющемуся резерву генерирующей мощности $P_{Г\text{рез}} = P_{Г\text{пред}} - P_0$, частота в системе будет поддерживаться на прежнем уровне. Однако затем снижение частоты будет определяться возникающим дефицитом генерирующей мощности $\Delta P_{\text{деф}} = P_0 - P_{Г1\text{пред}}$ и характеристикой нагрузки. Отсюда нетрудно записать следующее выражение для снижения частоты $\Delta f = f_0 - f_1$:

$$\Delta^* = \Delta P_{\text{деф}}^* S_{\text{Н}}. \quad (3.12)$$

Задача. В энергосистеме с генераторами $8 \times 200 + 4 \times 100 + 2 \times 50$ МВт генераторы выдавали мощность $P_0 = 2000$ МВт при номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}}$. Определить частоту в системе после аварийного отключения блока $\Delta P_{Г} = 200$ МВт, если статизм характеристики нагрузки равен единице.

Решение. Начальная предельная мощность генераторов системы равна $P_{Г\text{пред}} = 8 \cdot 200 + 4 \cdot 100 + 2 \cdot 50 = 2100$ МВт. При снижении мощности в пределах начального резерва

$$P_{Г\text{рез}} = P_{Г\text{пред}} - P_0 = 2100 - 2000 = 100 \text{ МВт.}$$

никакого изменения частоты не произойдет. Дальнейшее снижение генерирующей мощности приведет к появлению дефицита мощности

$$P_{Г\text{деф}} = P_0 - P_{Г1\text{пред}} = 2000 - 1900 = 100 \text{ МВт,}$$

где $P_{Г1\text{пред}} = P_{Г\text{пред}} - P_{Г} = 2100 - 200 = 1900$ МВт.

Относительное изменение частоты определяется следующим образом:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{Г\text{деф}}}{P_0} S_{\text{Н}} = \frac{100}{2000} \cdot 1 = 0,05,$$

что соответствует изменению частоты $\Delta f = 0,05 \cdot 50 = 2,5$ Гц.

Новое значение частоты в системе равно

$$f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 2,5 = 47,5 \text{ Гц.}$$

Следует заметить, что изложенный в начале параграфа процесс изменения частоты в системе при аварийных отключениях генераторов и при наличии достаточного резерва генерирующей мощности не приведет к изменению частоты в системе в случае, когда в действие вводится не только первичное, но также вторичное регулирование частоты. Однако эти два этапа регулирования включают различные действия. Поэтому на первом этапе процесса регулирования, когда в регулировании частоты участвуют только регуляторы скорости турбин, снижение частоты при потере части генераторов все же произойдет (рис. 3.7).

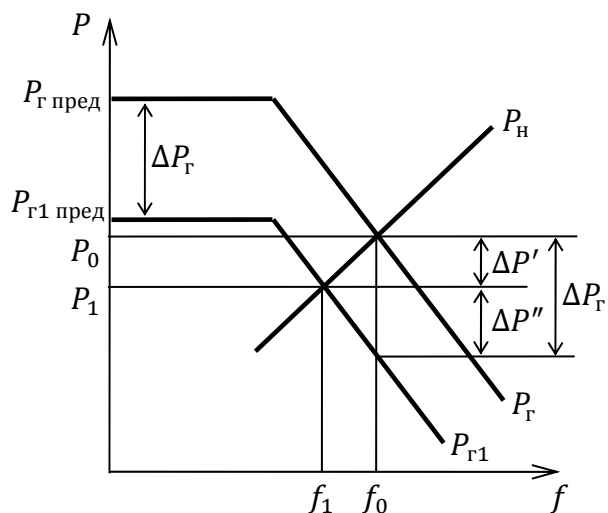


Рис. 3.7. Снижение частоты при аварийном отключении генераторов на стадии первичного регулирования частоты

При отключении части генераторов суммарной мощностью ΔP_{Γ} соответственно опустится частотная характеристика генерирующей мощности оставшихся в работе генераторов. Новые значения мощности системы и частоты будут определяться точкой пересечения характеристики нагрузки и нового положения характеристики генерирующей мощности.

Если обозначить изменение мощности нагрузки через $\Delta P'$, а изменение мощности оставшихся в работе генераторов при изменении частоты от первоначального значения f_0 до результирующего f_1 через $\Delta P''$, то можно записать, что

$$\Delta P_{\Gamma} = \Delta P' + \Delta P''.$$

При этом изменение $\Delta P'$ определяется статизмом характеристики нагрузки, а изменение $\Delta P''$ — статизмом характеристики генераторов.

Отсюда имеем следующее соотношение:

$$\Delta f^*(K_{\Gamma} + K_{\text{H}}) = (\Delta P')^* + (\Delta P'')^* = \Delta P_{\Gamma}^*,$$

что дает возможность определить изменение частоты.

Задача. Рассмотреть предыдущую задачу при условии отключения блока 50 МВт и при статизме генераторов $s_{\Gamma} = 0,067$.

Решение. Отключение блока 50 МВт сохранит наличие резерва генерирующей мощности. При действии только регуляторов скорости турбин и при учете регулирующего эффекта нагрузки изменение частоты определится так:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{\Gamma}}{P_0(K_{\Gamma} + K_{\text{H}})} = \frac{50}{2000 \cdot \left(1 + \frac{1}{0,067}\right)} = 1,56 \cdot 10^{-3}.$$

Отсюда изменение частоты

$$f_0 - f_1 = \Delta f = 1,56 \cdot 10^{-3} \cdot 50 = 0,08 \text{ Гц.}$$

Соответственно новое значение мощности системы равно

$$P_1 = P_0(1 - \Delta f^* K_{\text{H}}) = 2000(1 - 1,56 \cdot 10^{-3} \cdot 1) = 1997 \text{ МВт.}$$

3.6. Выбор мощности частотоведуших станций

Как следует из предыдущего параграфа, наличие резерва мощности, превышающего возможные набросы нагрузки и потери генерирующей мощности из-за аварийных отключений генераторов, является необходимым условием поддержания приемлемого качества частоты в энергосистеме.

Кроме того, мы установили, что одни лишь регуляторы скорости турбин неспособны поддерживать частоту в допустимых пределах при отмеченных возмущениях.

Наличие механизма изменения скорости вращения турбины (МИСВ) само по себе не решает проблему вторичного регулирования частоты, если поручить такое регулирование только оперативному персоналу электростанций, из-за недостаточного быстрогодействия процесса регулирования и возможной несогласованности действий персонала разных электростанций.

Эффективным способом регулирования частоты является применение системных регуляторов частоты. Однако устанавливать такие регуляторы на каждой станции нецелесообразно, по крайней мере, по двум причинам. Первая — дороговизна внедрения такого регулирования, поскольку для согласованности систем регулирования необходимо централизовать процесс, а значит, иметь каналы передачи информации от электростанций к диспетчерскому пункту энергосистемы. Вторая — нецелесообразность привлечения к процессу вторичного регулирования всех электростанций, так как вторичное регулирование частоты, по сути, реализует регулирование работы в пиковой зоне графика нагрузки энергосистемы. Работу электростанций по покрытию графика нагрузки системы целесообразно разделить по их типам — базисным, маневренным и пиковым — в соответствии с характеристиками мобильности, экономичности и особенностями технологического процесса на разных типах генерирующих установок.

Перечисленные причины являются обоснованием требования выделять специальные электростанции в энергосистеме, призванные осуществлять вторичное регулирование частоты. Такие электростанции должны удовлетворять следующим условиям:

- 1) относиться к наименее экономичным электростанциям энергосистемы;
- 2) быть мобильными в отношении скорости изменения электрической нагрузки генераторов;
- 3) иметь значительную располагаемую мощность и большой диапазон ее регулирования.

Кроме того, как уже говорилось, желательно выделять в качестве частотоведущих небольшое число электростанций (одну–три).

Первое из названных требований определяется тем, что, поскольку частотоведущие электростанции участвуют в покрытии пиковой зоны графика нагрузки энергосистемы, они имеют низкое число часов использования установленной мощности. Между тем для повышения экономичности работы энергосистемы высокоэкономичные электростанции необходимо загружать в первую очередь, то есть помещать их в зону базисной части графика электрической нагрузки.

Требование мобильности генерирующих агрегатов частотоведущих электростанций определяется необходимостью сокращать время значительных отклонений частоты от номинальной, то есть частотоведущие электростанции должны быть способными при необходимости быстро менять свою мощность.

В связи с этим в качестве частотоведущих электростанций желательно использовать гидроэлектростанции. Турбины ГЭС способны запускаться и набирать номинальную мощность из остановленного состояния всего за одну-две минуты. В то же время ГЭС относится к самым экономичным станциям. Таким образом, мы имеем противоречивые условия. Поэтому ГЭС целесообразно представлять в виде двух частей. Одна часть генераторов выделяется на базисную часть графика нагрузки системы, а другая — на пиковую. В связи с этим суммарная установленная мощность ГЭС обычно имеет сравнительно невысокое число часов использования установленной мощности, объясняемое значи-

тельным резервом мощности, закладываемым с учетом большой неравномерности ее годового графика работы.

Третье условие требует пояснения. Представим процесс регулирования частоты в осях f , $P_{ч.в.}$, $P_{ост.}$, где $P_{ч.в.}$ — мощность частотоведущих станций, а $P_{ост.}$ — мощность остальных электростанций энергосистемы. Их характеристики изображены на рис. 3.8.

Начальные параметры работы системы обозначены как f_0 , $P_{ч.в.0}$, $P_{ост.0}$. На рисунке изображены также характеристики нагрузки энергосистемы. Условно вся нагрузка P_H распределяется между частотоведущими и остальными электростанциями энергосистемы в соответствии с их характеристиками и единой частотой в системе, так что $P_{ч.в.0} + P_{ост.0} = P_{сист.0} = P_H$.

Предположим, что произошел наброс нагрузки величиной ΔP_H , в результате чего частота в системе понизилась до значения f_1 , определяемого тем, что на первом этапе изменения частоты в действие вступают все регуляторы скорости турбин — как частотоведущих, так и остальных электростанций. Возникший наброс нагрузки перераспределится между частотоведущими (ΔP_1) и остальными электростанциями (ΔP_2) энергосистемы, так что $\Delta P_H = \Delta P_1 + \Delta P_2$. Таким образом, на первой стадии в первичном регулировании частоты участвуют все электростанции.

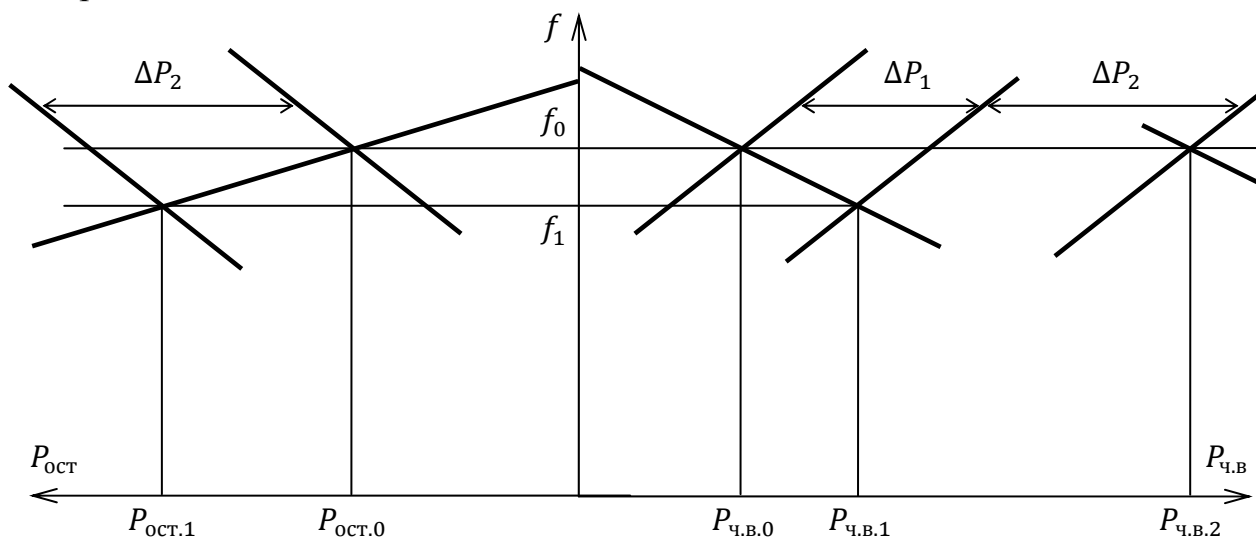


Рис. 3.8. К выбору диапазона регулирования частотоведущих станций

Однако затем вступают в действие системные регуляторы частоты (вторичное регулирование частоты). Их действие заключается в том, что частотоведущие электростанции начинают набирать мощность, разгружая тем самым остальные электростанции. На рис. 3.8 это изображается тем, что изменение нагрузки ΔP_2 , которое на первом этапе взяли на себя остальные электростанции, теперь воспринимают на себя частотоведущие электростанции. В этом процессе характеристика частотоведущих станций под действием их МИСВ перемещается вправо, частота в системе возвращается к начальному уровню f_0 , мощность частотоведущих станций возрастает до значений $P_{ч.в.2}$, а мощность остальных электростанций в соответствии с их характеристикой регуляторов скорости возвращается к прежнему значению $P_{ост.0}$.

Как следует из рис. 3.8, частотоведущие электростанции должны иметь очень большой диапазон регулирования мощности. Для рассмотренного примера он выражается величиной $P_{ч.в.2} - P_{ч.в.0} = \Delta P_H = \Delta P_1 + \Delta P_2$.

В заключение отметим, что в качестве частотоведущих электростанций, кроме уже упомянутых ГЭС, рекомендуется выбирать крупные КЭС, работающие на низкокачественном топливе и имеющие низкие показатели экономичности, сопряженные с достаточно высокой маневренностью.

4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

4.1. Способы и средства регулирования напряжения

Под регулированием напряжения понимается комплекс технических мероприятий по ограничению отклонений напряжений от их номинальных значений на шинах потребителей электроэнергии в допустимых ГОСТ 13109–97 пределах. Кроме того, регулирование напряжений выполняется в системообразующей и распределительных сетях электроэнергетических систем с целью обеспечения экономичной и надежной работы энергетического оборудования и поддержания напряжений в узлах сети в технически допустимых границах. Таким образом, регулирование напряжений производится как в системах электроснабжения потребителей, так и в сетях электроэнергетических систем.

Регулирование напряжения связано с балансом реактивной мощности в сети и на шинах потребителей электроэнергии. Пониженные уровни напряжений наблюдаются, как правило, в районах с дефицитом реактивной мощности.

Различают централизованное и местное регулирование напряжения. При централизованном регулировании в питающем узле одновременно поддерживаются допустимые уровни напряжения в целом для группы потребителей близлежащего района. Местное регулирование предполагает поддержание требуемых уровней напряжения непосредственно на шинах потребителя.

Следует заметить, что разграничение между местным и централизованным регулированием напряжений дать сложно, т. к. местное регулирование напряжения в узлах электроэнергетических систем является одновременно централизованным для потребителей электроэнергии, получающих питание из этого узла.

Местное регулирование напряжения можно подразделить на групповое и индивидуальное. **Групповое регулирование** выполняется одновременно для группы потребителей, **индивидуальное регулирование** — для одного конкретного, как правило, особого потребителя.

Централизованное регулирование напряжения в зависимости от характера графиков нагрузок можно условно разбить на три типа: стабилизация напряжения; двухступенчатое регулирование; встречное регулирование напряжения.

Стабилизация напряжения применяется для потребителей с практически неизменной нагрузкой, где требуемый уровень напряжения необходимо поддерживать неизменным в течение суток. График нагрузки таких предприятий показан на рис. 4.1, а.

Двухступенчатое регулирование применяют для нагрузок, график которых имеет два явно выраженных уровня (рис. 4.1, б). При этом поддерживаются два

требуемых уровня напряжения в соответствии с графиком нагрузок. Обычно требуемый уровень напряжения в режиме максимальных нагрузок выше, чем в режиме минимальных нагрузок.

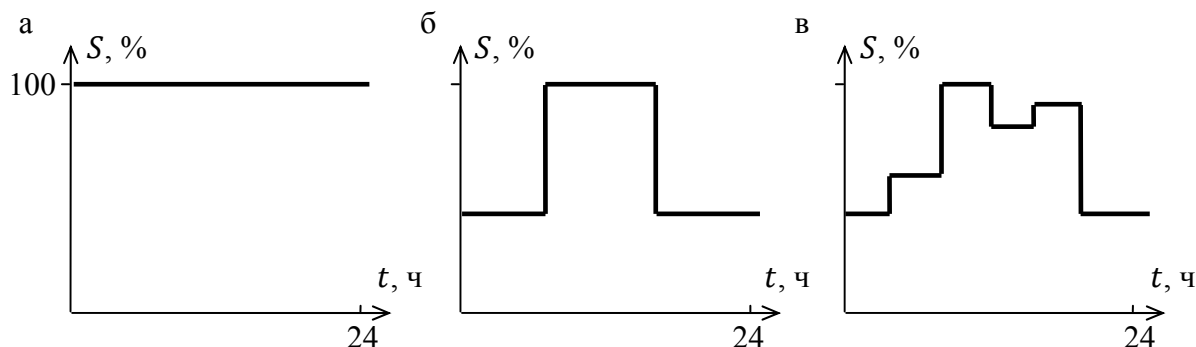


Рис. 4.1. График нагрузок потребителей:
а – неизменный; б – двухступенчатый; в – многоступенчатый

Встречное регулирование напряжения применяется для потребителей с переменным, многоступенчатым графиком нагрузок (рис. 4.1, в) и является развитием двухступенчатого. Для каждого значения нагрузки в системе электропитания потребителя будут иметь место свои значения потерь напряжения. Для поддержания требуемых уровней напряжений на шинах потребителя напряжение следует регулировать в соответствии с графиком нагрузок.

Встречное регулирование заключается в поддержании повышенного напряжения на шинах электрических станций или понижающих подстанций в период наибольших нагрузок и в снижении его до номинального в период наименьших нагрузок.

Таким образом, напряжение на зажимах потребителей как удаленных от питающей подстанции, так и близлежащих вводится в допустимые пределы. При таком регулировании в режимах максимальных и минимальных нагрузок соответственно повышается и понижается и поэтому называется **встречным**.

Практически, без специальных регулирующих устройств, допустимый режим напряжений может быть обеспечен только в условиях, когда суммарные потери напряжения в электрической сети относительно невелики. Такие условия имеют место в электрических сетях небольшой протяженности с малым числом промежуточных трансформаций.

Современные отечественные электрические системы характеризуются многоступенчатой трансформацией и все увеличивающейся длиной линий различных напряжений. Суммарная величина потерь напряжения на пути передачи электроэнергии от ее источников до приемников получается весьма большой. При изменении значений нагрузок от наименьших до наибольших суммарные потери напряжения также изменяются. В результате на зажимах электроприемников имеет место изменение напряжения в весьма значительных пределах, существенно превышающих допустимые. В этих условиях нельзя обеспечить требуемое качество напряжения без применения специальных регулирующих устройств.

Задачей регулирования напряжения является намеренное изменение режима напряжений в отдельных пунктах сети по заранее заданным законам. Более

надежным и экономичным является автоматическое регулирование напряжения. Законы регулирования напряжения должны устанавливаться из условий обеспечения наиболее экономичной совместной работы источников реактивной мощности, электрических сетей и присоединенных к ним электроприемников. Выбор исходных положений для регулирования напряжения во многом зависит от местных условий, типа сети, состава электроприемников и т. п.

Средствами регулирования напряжения могут служить: генераторы на электростанциях, трансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и без нагрузки (ПБВ); вольтодобавочные трансформаторы и линейные регуляторы; компенсирующие устройства, вырабатывающие (батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы в перевозбужденном режиме) и потребляющие (реакторы, синхронные компенсаторы в недовозбужденном режиме) реактивную мощность. Кроме того, регулирование напряжения может осуществляться изменением конфигурации сети. Некоторое участие в регулировании напряжения принимают и нагрузки, снижающие потребление активной и особенно реактивной мощности при снижении напряжения на их шинах (регулирующий эффект нагрузки).

Средства регулирования напряжения можно рассмотреть на примере распределительной сети, присоединенной к шинам центра питания (ЦП). Величины отклонений напряжений у электроприемников (ЭП) зависят от многих факторов: режима напряжений в ЦП, потерь напряжения в элементах сети, по которым осуществляется электроснабжение данных электроприемников от ЦП, наличия в этой сети дополнительных регулирующих устройств.

Для схемы, показанной на рис. 4.2, могут быть использованы следующие способы регулирования напряжения:

- а) изменение режима напряжений или регулирование напряжения на шинах ЦП;
- б) изменение значений потерь напряжения в отдельных элементах сети (линиях, трансформаторах) или на нескольких участках сети одновременно;
- в) изменение коэффициентов трансформации нерегулируемых и регулируемых под нагрузкой трансформаторов и автотрансформаторов, линейных регуляторов (ЛР), включенных на участке сети ЦП–ЭП. При этом изменяются величины соответствующих добавок напряжения.

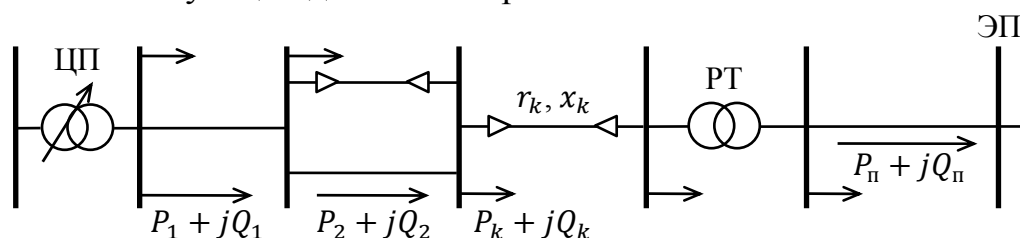


Рис. 4.2. Схема электрической сети

Регулирование напряжения на ЦП обычно приводит к изменению режима напряжений во всей присоединенной к ЦП сети. Поэтому данный способ регулирования является централизованным. Все остальные способы относятся к местному регулированию напряжения, приводящему к изменению режима напряжений в ограниченной части распределительной сети.

В дальнейшем под изменением напряжения понимается его корректировка с помощью единовременного мероприятия, проводимого на длительный период времени. К числу таких мероприятий относятся: изменение рабочего положения регулировочного ответвления нерегулируемого трансформатора; включение установки продольно-емкостной компенсации; включение дополнительной линии; замена сечения проводов и т.п. При этом режим напряжений может быть существенно улучшен. Однако закон изменения напряжений остается вынужденным, обусловленным изменением нагрузок.

Под регулированием понимается текущее изменение параметров системы (напряжения, коэффициента трансформации, потерь напряжения), применяемое в целях обеспечения желательного режима напряжений. Регулирование может проводиться автоматически. Закон регулирования должен специально подбираться.

Среди способов регулирования напряжения следует особо выделить применение автоматизированных источников реактивной мощности (компенсирующих устройств). Использование компенсирующих устройств очень важно в связи с тем, что регулирование напряжения в электрической сети практически возможно только в том случае, когда имеется достаточный резерв реактивной мощности. Это объясняется тем, что понижение уровня напряжения в сети обычно связано с заметным ростом потребляемой реактивной мощности. Дополнительно требуемая реактивная мощность при этом должна быть покрыта за счет имеющегося резерва.

Центрами питания распределительных электрических сетей могут быть шины генераторного напряжения электростанций или шины НН понизительных подстанций.

Напряжение на шинах генераторного напряжения станций регулируется путем изменения тока возбуждения генераторов автоматически с помощью специальных автоматических регуляторов возбуждения (АРВ). Регулирование на шинах низшего напряжения понизительных подстанций может производиться с помощью:

- а) трансформаторов с РПН;
- б) синхронных компенсаторов;
- в) линейных регуляторов ЛР.

Напряжение при этом должно регулироваться автоматически с помощью регуляторов напряжения по желаемому закону в пределах располагаемого диапазона одновременно для всех линий распределительной сети, присоединенных к шинам данного ЦП. Поэтому эти схемы централизованного регулирования могут обеспечить требуемое качество напряжения у электроприемников только в тех случаях, когда к шинам ЦП присоединяются линии распределительной сети, питающие однородных потребителей. Под однородными потребителями понимаются группы электроприемников, для которых графики изменения нагрузок во времени являются практически однотипными.

В случае присоединения к ЦП линий распределительной сети, питающих разнородных потребителей, следует применять схемы группового централизованного регулирования.

Анализ возможных способов регулирования напряжения можно выполнить, рассматривая потери напряжения. Значение потерь напряжения (%) в некотором n -м элементе распределительной сети (рис. 4.3) с достаточной степенью точности выражается следующим образом:

$$\Delta U_k = \frac{100}{U_{\text{НОМ}}} (P_k r_k + Q_k x_k) = \Delta U_{ak} + \Delta U_{rk}, \quad (4.1)$$

где $\Delta U_{ak} = 100 \cdot P_k r_k / U_{\text{НОМ}}$ и $\Delta U_{rk} = 100 \cdot Q_k x_k / U_{\text{НОМ}}$ — слагаемые потерь напряжения, обусловленные соответственно передачей активной и реактивной мощности.

Обычно для элемента сети заданными являются номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ и активная мощность P_k в рассматриваемом режиме нагрузки. Отсюда следует, что величину потерь напряжения в данном элементе сети можно изменить либо путем изменения его активного или индуктивного сопротивления, либо путем изменения передаваемой по нему реактивной мощности.

Изменение величины передаваемой реактивной мощности влияет на уровни напряжений. Реактивная мощность может вырабатываться не только генераторами станций, но и другими источниками реактивной мощности — компенсирующими устройствами (КУ). При наличии КУ необходимая потребителям реактивная мощность может вырабатываться разными источниками. Регулируя долю выработки реактивной мощности разными источниками, можно изменять нагрузку сети на участке между ними, а следовательно, и величину потерь напряжения на этом участке сети (рис. 4.3).

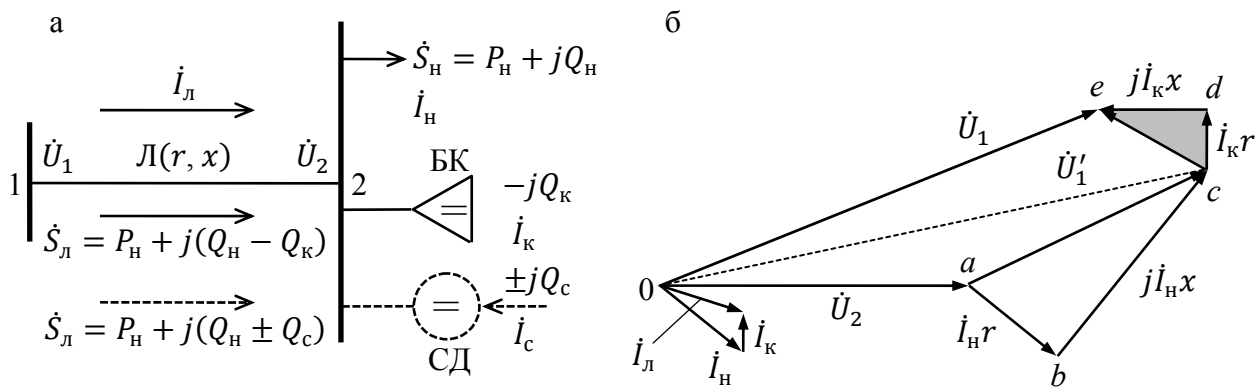


Рис. 4.3. Схема распределительной сети (а) и векторная диаграмма напряжений (б)

4.2. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов

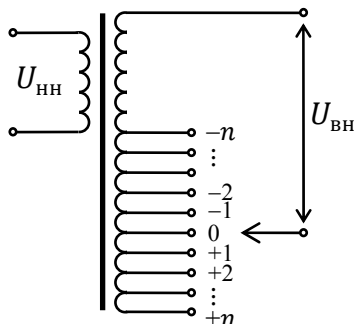
Двухобмоточные и трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы могут устанавливаться в различных пунктах электрических сетей и выполнять функции повышения или понижения класса напряжения сети. Режим напряжений в пунктах установки трансформаторов обычно заранее не известен, кроме того, он может меняться вследствие изменения режимов потребления электроэнергии или изменения параметров электрической сети. Для успешного регулирования напряжения с целью поддержания требуемых ГОСТ 13109–97 уровней напряжений на шинах потребителей и обеспечения экономичных ре-

жимов работы электрической сети необходимо изменять коэффициенты трансформации трансформаторов. Поэтому понижающие трансформаторы и автотрансформаторы изготавливаются с возможностью изменения коэффициента трансформации в пределах 10...20 %. Регулировочные ответвления (анцапфы) выполняются обычно с питающей стороны, то есть на стороне высшего напряжения $U_{\text{в}}$ понижающих трансформаторов (ВН), если класс высшего номинального напряжения не превышает 220 кВ. При более высоких классах номинального напряжения в сетях устанавливаются автотрансформаторы, регулировочные ответвления которых выполняются на средней стороне или в нейтрали общей обмотки.

Изменение коэффициента трансформации достигается изменением числа витков одной из обмоток трансформатора, снабженной, помимо основных, дополнительными регулировочными ответвлениями. При этом ответвления (отпайки) со знаком «+» позволяют увеличить число витков соответствующей обмотки, а со знаком «-» — уменьшить. На рис. 4.4 основное регулировочное ответвление двухобмоточного трансформатора, соответствующее номинальному коэффициенту трансформации $k_{\text{ТН}}$, обозначено как «0»,

$$k_{\text{ТН}} = U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}}. \quad (4.2)$$

При изменении числа витков обмотки трансформатора переключением регулировочных ответвлений коэффициент трансформации меняется и может быть записан как



$$k_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{ВН}} \pm n \cdot k\%}{U_{\text{НН}}}. \quad (4.3)$$

Здесь n — общее число регулировочных ответвлений в сторону увеличения или уменьшения числа витков обмотки трансформатора, $k\%$ — цена одного ответвления в процентах от высшего номинального напряжения $U_{\text{ВН}}$.

Рис. 4.4. Расположение регулировочных ответвлений

Расположение регулировочных устройств со стороны высшего напряжения понижающего трансформатора облегчает переключающее устройство по сравнению с устройством переключения ответвлений, устанавливаемом на стороне низшего напряжения. Это связано с тем, что токи в обмотках высшего напряжения трансформаторов меньше токов в обмотках низшего напряжения и соотносятся обратно пропорционально напряжениям на обмотках. При высшем номинальном напряжении, превышающем 220 кВ, возникают сложности с изоляцией переключающего устройства, что предопределяет его перенос на сторону среднего напряжения.

По конструктивному выполнению переключающих устройств различают трансформаторы с ПБВ и РПН.

Трансформаторы с ПБВ (переключением без возбуждения) необходимо отключать от сети для переключения регулировочных ответвлений.

Трансформаторы с РПН (переключение под нагрузкой) не требуют отключения от сети для переключения регулировочных ответвлений.

Трансформаторы с ПБВ в настоящее время выполняются с основным (0) и четырьмя дополнительными ответвлениями (-5 %; -2,5 %; +2,5 %; +5 %). На действующих понижающих подстанциях встречаются изготовлявшиеся ранее

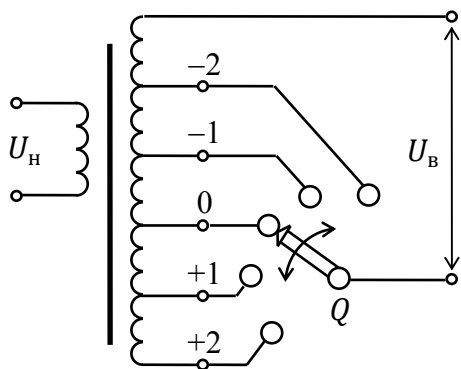


Рис. 4.5. Трансформатор с ПБВ

трансформаторы с ПБВ с двумя дополнительными регулировочными ответвлениями +5 и -5 %. Переключающее устройство ПБВ выполняется обычно в виде кругового переключателя, принципиальная схема обмоток и переключателя трансформатора с ПБВ в однофазном исполнении приведена на рис. 4.5. Для переключения регулировочных ответвлений трансформатор отключается от сети, круговой переключатель Q переводится в нужное положение и трансформатор включается в сеть.

В связи с необходимостью отключения трансформатора, а значит и нагрузки, от сети, переключения анцапф производятся редко, только при сезонных изменениях нагрузки. Поэтому при изменениях нагрузки в течение суток приходится работать с неизменным коэффициентом трансформации, что может привести к снижению напряжений на шинах потребителей в режимах максимальных нагрузок и к их повышению в минимальных режимах и соответственно к нарушению требований ГОСТа на качество электроэнергии.

Указанное обстоятельство ограничивает использование трансформаторов с ПБВ. Понижающие трансформаторы с ПБВ могут быть установлены только на тех подстанциях, нагрузки которых в максимальных и минимальных режимах таковы, что удастся поддерживать допустимые ГОСТом уровни напряжений с помощью централизованного регулирования напряжения в электрической сети. Кроме того, трансформаторы с ПБВ используются в качестве повышающих трансформаторов на электростанциях в блоке с синхронными генераторами, где регулирование напряжения выполняется на шинах генераторов с помощью систем автоматического регулирования напряжения.

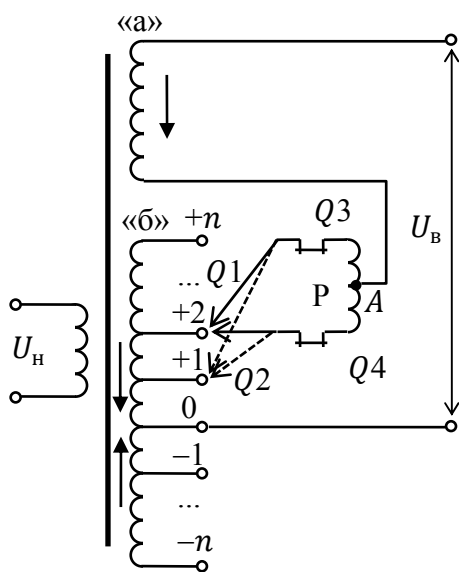


Рис. 4.6. Трансформатор с РПН

Трансформаторы со встроенным устройством РПН отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального устройства переключения анцапф под нагрузкой без отключения трансформатора от сети. Принцип конструкции устройства РПН приведен на рис. 4.6.

Обмотка, на которой расположено РПН, выполняется из двух частей: нерегулируемой «а» и регулируемой «б». На регулируемой обмотке часть витков включена согласно с витками основной нерегулируемой обмотки (регулируемые ответвления +1, +2, ..., +n) и часть встречно (ответвления -1, -2, ..., -n). При использовании регулировочных ответвлений, включенных согласно с основной обмоткой, коэффициент

трансформации увеличивается по сравнению с номинальным, что приводит к понижению напряжения на низшей стороне трансформатора. При использовании ответвлений, включенных встречно, коэффициент трансформации уменьшается, и напряжение на низшей стороне трансформатора повышается.

Устройство РПН состоит из двух подвижных контактов $Q1$ и $Q2$, двух неподвижных $Q3$ и $Q4$ и реактора P . При работе трансформатора под нагрузкой оба подвижных контакта $Q1$ и $Q2$ установлены на одном регулировочном ответвлении обмотки высшего напряжения понижающего трансформатора (показано на рис. 4.6 сплошной линией). Мощные неподвижные контакты $Q3$ и $Q4$ замкнуты, и ток нагрузки протекает по двум ветвям $Q1, Q3$ и $Q2, Q4$ регулирующего устройства. Вывод A нерегулируемой обмотки «а» располагается в центре реактора P . Обе части реактора обтекаются встречными токами и индуктивное сопротивление реактора близко к нулю.

При переходе с одной ответвления на другую (на рис. 4.6 — с ответвления «+2» на ответвление «+1») половинный ток нагрузки трансформатора разрывается неподвижным контактом $Q4$. При этом не происходит перерыва питания потребителей, так как ток нагрузки протекает по одной цепи регулировочного устройства $Q1, Q3$. Затем подвижный контакт $Q2$ переводится на соседнее с исходным регулировочное ответвление (ответвление «+1») и вновь замыкается неподвижный контакт $Q4$.

Возникает уравнивающий ток в замкнутом контуре ($Q1-Q3$ (сплошные линии), реактор, $Q4-Q2$ (пунктирные линии), витки обмотки «б») под действием ЭДС, обусловленной разницей потенциалов между выводами двух соседних ответвлений («+2» и «+1»). При этом ток в обоих плечах реактора имеет одно направление, сопротивление реактора существенно увеличивается, ограничивая уравнивающий ток (ток виткового замыкания через реактор P).

Далее разрывается неподвижный контакт $Q3$, подвижный $Q1$ переводится на новое ответвление («+2») и восстанавливается нормальный режим работы трансформатора (на рис. 4.6 показан пунктиром).

При регулировании напряжения для ограничения величины уравнивающего тока переключение выполняется только на соседнее с исходным регулировочное ответвление. При необходимости переключения на несколько ответвлений процесс переключения выполняется по шагам.

Трансформаторы с РПН имеют большее число ступеней регулировочных ответвлений, чем трансформаторы с ПБВ. Обычно пределы регулирования коэффициента трансформации трансформаторов с РПН составляют от ± 16 до ± 20 % от номинального. Например, трансформаторы с высшим номинальным напряжением 115 кВ имеют 18 дополнительных (± 9) регулировочных ответвлений по 1,78 %, что соответствует диапазону регулирования ± 16 % от номинального коэффициента трансформации. Коэффициент трансформации двухобмоточного понижающего трансформатора с РПН определяется по соотношению (4.3).

На **трехобмоточных понижающих трансформаторах** устройство РПН устанавливается на стороне высшего напряжения, если класс высшего номи-

нального напряжения $U_{\text{ВН}} \leq 220$ кВ, или на стороне среднего напряжения, если $U_{\text{ВН}} > 220$ кВ.

При наличии устройства РПН на стороне высшего напряжения регулирование напряжения на сторонах среднего и низшего напряжения не может быть выполнено независимо, так как изменение числа витков обмотки высшего напряжения приводит к одновременному изменению напряжений на сторонах среднего и низшего напряжений. При этом коэффициенты трансформации $K_{\text{ВС}}$ и $K_{\text{ВН}}$ соответственно вычисляются как

$$K_{\text{ВС}} = \frac{U_{\text{ВН}} \pm n \cdot k\%}{U_{\text{СН}}}, \quad (4.4)$$

$$K_{\text{ВН}} = \frac{U_{\text{ВН}} \pm n \cdot k\%}{U_{\text{НН}}}, \quad (4.5)$$

Зависимое регулирование напряжений на средней и низшей сторонах трехобмоточного трансформатора приводит к возможности обеспечения требуемого напряжения на одной из сторон (средней или низшей) и к вынужденному уровню напряжения на другой. Указанное обстоятельство может привести к необходимости установки дополнительных устройств регулирования напряжения на одной из сторон трехобмоточного трансформатора (обычно стороне низшего напряжения).

При установке устройства РПН трехобмоточных понижающих трансформаторов на стороне среднего напряжения регулирование напряжения на стороне среднего напряжения выполняется независимо от напряжения на низшей стороне. При этом коэффициент трансформации $K_{\text{ВС}}$ вычисляется как

$$K_{\text{ВС}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}} \pm n \cdot k\%}. \quad (4.6)$$

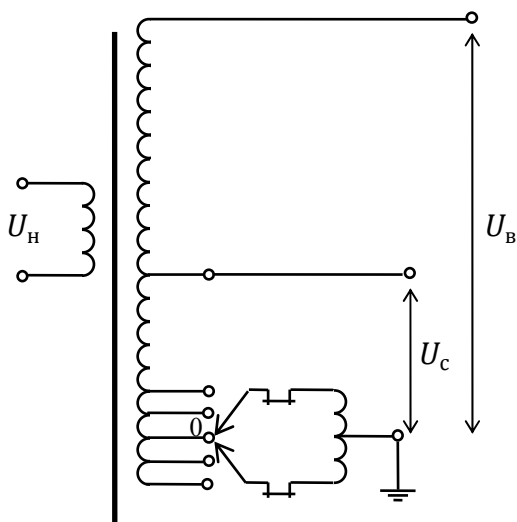


Рис. 4.7. Размещение устройства РПН автотрансформатора в нейтрали

Коэффициент трансформации $K_{\text{ВН}}$ не регулируется и всегда равен номинальному:

$$K_{\text{ВН}} = U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}}. \quad (4.7)$$

На автотрансформаторах устройство РПН в настоящее время встраивается на линейном конце общей обмотки со стороны среднего напряжения. Ранее выпускались автотрансформаторы с устройством РПН, встроенным в общую обмотку со стороны нейтрали (рис. 4.7).

При размещении РПН автотрансформатора в нейтрали изменение коэффициента трансформации между ступенями высшего и среднего напряжений и между ступенями высшего и низшего напряжений является зависимым. При этом коэффициенты трансформации $K_{\text{ВС}}$ и $K_{\text{ВН}}$ соответственно определяются как

$$K_{\text{вс}} = \frac{U_{\text{вн}} \pm n \cdot k\%}{U_{\text{сн}} \pm n \cdot k\%}, \quad (4.8)$$

$$K_{\text{вн}} = \frac{U_{\text{вн}} \pm n \cdot k\%}{U_{\text{нн}}}. \quad (4.9)$$

В выражениях (4.8) и (4.9) цена одного регулировочного ответвления ($k\%$) указывается в процентах от высшего номинального напряжения автотрансформатора. При сравнении выражений (4.8) и (4.9) видно, что изменение одного из коэффициентов трансформации $K_{\text{вс}}$ или $K_{\text{вн}}$ неизбежно приводит к изменению второго, а следовательно, к зависимому регулированию напряжений на сторонах среднего и низшего напряжений.

При размещении РПН в нейтрали автотрансформаторы изготавливались обычно с восемью дополнительными регулировочными ответвлениями в стороны увеличения и снижения числа витков общей обмотки с ценой каждого регулировочного ответвления $1,5\%$ от высшего номинального напряжения автотрансформатора, $\pm 8 \cdot 1,5\%$.

При размещении РПН на линейном выводе общей обмотки со стороны среднего напряжения автотрансформатора возможно изменение только коэффициента трансформации $K_{\text{вс}}$ между ступенями высшего и среднего напряжений. Коэффициент трансформации $K_{\text{вн}}$ между ступенями высшего и среднего напряжений не регулируется. Определяются коэффициенты трансформации $K_{\text{вс}}$ и $K_{\text{вн}}$ по следующим соотношениям:

$$K_{\text{вс}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{сн}} \pm n \cdot k\%}, \quad (4.10)$$

$$K_{\text{вн}} = U_{\text{вн}} / U_{\text{нн}}. \quad (4.11)$$

В выражении (4.10) цена регулировочного ответвления ($k\%$) определяется в процентах от среднего номинального напряжения.

Установка РПН на линейном выводе общей обмотки автотрансформатора со стороны среднего напряжения показана на рис. 4.8. Пределы регулирования коэффициента трансформации таких автотрансформаторов обычно составляют $\pm 6 \cdot 2\%$.

Обозначение трансформаторов и автотрансформаторов с РПН на электрических схемах выполняется перечеркиванием стрелкой слева направо под углом 45° обмотки, на которой установлено РПН. В маркировке трансформаторов с РПН присутствует буква «Н». Например, ТРДН–40000/110, АДЦТН–125000/220/110.

Выбор рациональных регулировочных ответвлений на трансформаторах выполняется с целью обеспечения требуемого ГОСТ 13109–97 качества электроэнергии на шинах потребителей

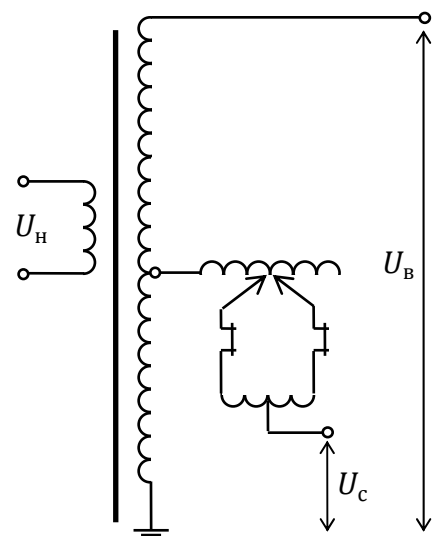


Рис. 4.8. Размещение РПН автотрансформатора на линейном выводе СН

электроэнергии. При этом на трансформаторах с ПБВ выбираются рациональные ответвления на длительный период, а на трансформаторах с РПН выполняется выбор закона суточного регулирования с учетом суточных графиков нагрузок потребителей.

Выбор рациональных ответвлений (анцапф) на трансформаторах с РПН предполагает определение требуемого напряжения $U_{тр}$ на шинах низшего напряжения понижающего трансформатора (рис. 4.9). Потребители электроэнергии могут быть удалены от шин низшего напряжения подстанции (потребитель 1) или находиться непосредственно на шинах (потребитель 2).

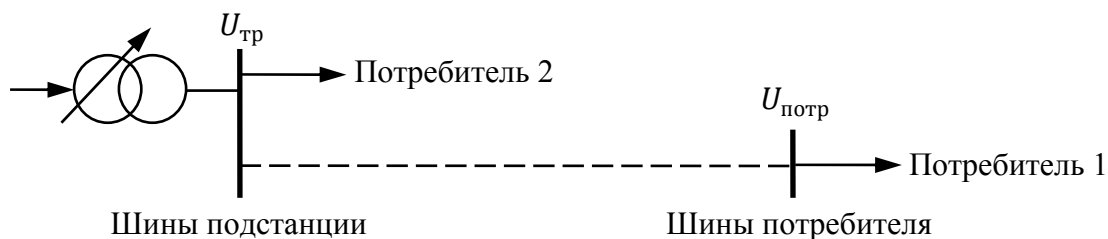


Рис. 4.9. Расположение подстанции и потребителей

При расположении потребителей непосредственно на шинах подстанции желательно поддерживать требуемое напряжение $U_{тр}$ равным номинальному напряжению потребителя: $U_{тр} = U_{н.потр}$. В случае расположения потребителя на некотором расстоянии от шин подстанции напряжение на его шинах $U_{потр}$ отличается от напряжения на шинах подстанции на величину потери напряжения на линии ΔU . Следовательно, требуемое напряжение $U_{тр}$ должно превышать номинальное напряжение потребителя $U_{н.потр}$ на величину ΔU :

$$U_{тр} = U_{н.потр} + \Delta U. \quad (4.12)$$

Обычно на подстанциях в составе потребителей встречаются как удаленные, так и близлежащие потребители. В таких случаях зачастую применяется принцип встречного регулирования напряжения, заключающийся в повышении напряжения на шинах подстанции до $1,05 U_{н.потр}$ в режимах максимальных нагрузок и понижении напряжения до $U_{н.потр}$ в минимальных режимах. В результате встречного регулирования часто удается обеспечить качество электроэнергии одновременно для всех или большинства потребителей.

Для выбора рационального регулировочного ответвления необходимо знать параметры трансформатора ($U_{вн}$, $U_{нн}$, R_T , X_T), пределы регулирования трансформатора ($\pm n \cdot k\%$), напряжение на высшей стороне трансформатора U_B , требуемое напряжение на стороне низшего напряжения U_H , значение мощности

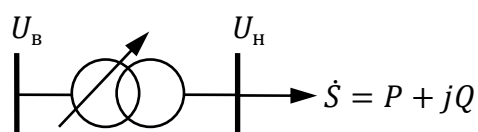


Рис. 4.10. Выбор анцапф РПН

нагрузки $\dot{S} = P + jQ$.

Ресурс устройства РПН ограничен, и поэтому при выборе рациональных регулировочных ответвлений следует стремиться уменьшить число переключений устройства РПН и увеличить длительность периода работы на выбранном регулировочном ответвлении.

Выбор рациональных ответвлений (анцапф) на трансформаторах с РПН предполагает определение требуемого напряжения $U_{тр}$ на шинах низшего напряжения понижающего трансформатора (рис. 4.9). Потребители электроэнергии могут быть удалены от шин низшего напряжения подстанции (потребитель 1) или находиться непосредственно на шинах (потребитель 2).

Рассмотрим выбор рационального регулировочного ответвления — анцапф двухобмоточного трансформатора с РПН (рис. 4.10), расположенного на стороне высшего напряжения.

Возможный коэффициент трансформации с пределами регулирования РПН $\pm n \cdot k\%$ можно записать в виде

$$K_{\text{возм}} = \frac{U_{\text{ВН}} \pm x \cdot k\% \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{100}}{U_{\text{НН}}} = \frac{U_{\text{ВН}} \pm x \cdot k(\text{кВ})}{U_{\text{НН}}}. \quad (4.13)$$

Упрощенная схема замещения двухобмоточного трансформатора без учета зависимости потерь мощности в стали от напряжения на высшей стороне трансформатора показана на рис. 4.11.

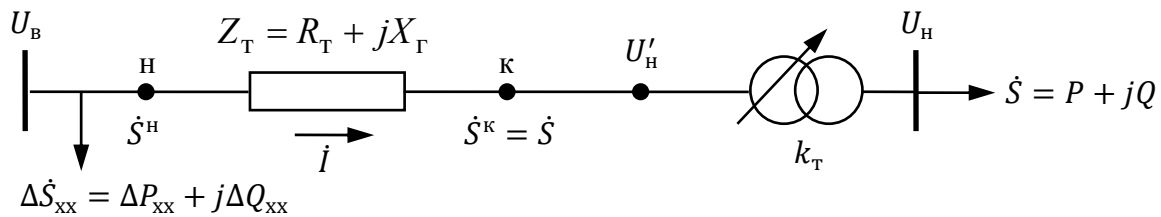


Рис. 4.11. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Для выбора рациональной отпайки необходимо учесть потери мощности в сопротивлении трансформатора $\Delta \dot{S}$ и определить поток мощности в начале участка \dot{S}^H (в точке «H»):

$$\dot{S}^H = \dot{S} + \Delta \dot{S} = P^H + jQ^H. \quad (4.14)$$

При этом для определения потерь мощности можно использовать некоторое начальное приближение значения напряжения U'_H , тогда

$$\Delta \dot{S} = \frac{P^2 + Q^2}{(U'_H)^2} (R_T + jX_T). \quad (4.15)$$

По найденному потоку мощности \dot{S}^H можно определить неизвестное напряжение U'_H перед идеальным трансформатором:

$$U'_H = \dot{U}_B - \Delta \dot{U} = U_B - \Delta U - j\delta U, \quad (4.16)$$

$$U'_H = \sqrt{(U_B - \Delta U)^2 + \delta U^2}, \quad (4.17)$$

$$\Delta U = \frac{P^H R_T + Q^H X_T}{U_B}, \quad (4.18)$$

$$\delta U = \frac{P^H X_T - Q^H R_T}{U_B}. \quad (4.19)$$

Из условия необходимости обеспечения на шинах низшего напряжения трансформатора требуемого напряжения ($U_H = U_{\text{треб}}$) находится требуемый коэффициент трансформации

$$k_{\text{треб}} = U'_H / U_{\text{треб}}. \quad (4.20)$$

Теперь если приравнять требуемый (4.20) и возможный (4.13) коэффициенты трансформации, можно определить номер рациональной анцапфы x и ее знак:

$$k_{\text{треб}} = k_{\text{возм}},$$

$$\frac{U'_H}{U_{\text{треб}}} = \frac{U_{\text{ВН}} \pm x \cdot k(\text{кВ})}{U_{\text{НН}}}.$$

Отсюда

$$\pm x = \frac{U'_H U_{\text{НН}} - U_{\text{ВН}} U_{\text{треб}}}{U_{\text{треб}} \cdot k(\text{кВ})}. \quad (4.21)$$

Номер регулировочного ответвления — это целое действительное число, однако в результате вычисления значения x по соотношению (4.21) целое число обычно не получается. Таким образом, возникает два значения рациональной анцапфы x (ближайшее большее $x_б$ и ближайшее меньшее $x_м$). Выбор одного из двух значений зависит от вида нагрузочного режима трансформатора и технических условий работы переключающего устройства РПН, обуславливающих возможное ограничение числа переключений в течение суток.

Ранее в нормах технической эксплуатации допускалось не более четырех переключений в течение суток в связи с ограниченностью ресурса переключающего устройства РПН. В настоящее время такое ограничение снято, однако при выборе отпаек следует по возможности увеличивать длительность работы трансформатора на одном регулировочном ответвлении без нарушения требований ГОСТа на допустимые отклонения напряжения.

При выборе рационального регулировочного ответвления в режиме максимальных нагрузок следует отдавать предпочтение той анцапфе, которая обеспечивает на стороне низшего напряжения слегка заниженное по сравнению с требуемым $U_{\text{треб}}$ напряжение. Это обусловлено тем, что поскольку при снижении нагрузки напряжение на низшей стороне трансформатора повышается, то время работы без переключения отпаек увеличивается. Таким образом, в режиме максимальных нагрузок следует выбирать ту анцапфу из двух возможных, при которой коэффициент трансформации выше.

В режиме минимальных нагрузок следует выбирать ту анцапфу (из двух возможных), при которой коэффициент трансформации ниже и, следовательно, напряжение на вторичной стороне трансформатора слегка выше требуемого.

Во всех других режимах при выборе регулировочных ответвлений следует анализировать график нагрузки и его тенденции на ближайшее время от момента определения рациональных анцапф РПН трансформатора.

Для обеспечения качества электроэнергии в суточном диапазоне необходимо рассчитывать параметры установившегося режима для всех интервалов неизменности нагрузок и определять суточный закон регулирования устройства РПН, то есть уставки автоматического устройства, переключающего регулировочные ответвления трансформатора.

Задача. Определить закон регулирования коэффициентов трансформации двух параллельно работающих трансформаторов ТРДН–40000/110 с пределом регулирования анцапф $\pm 9 \cdot 1,78 \%$, установленных на подстанции глубокого ввода предприятия. Исходная схема, схема замещения и параметры сети показаны на рис. 4.12. Максимальная мощность нагрузки составляет 60 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. График нагрузки, требуемые напряжения на шинах подстанции и значения напряжений на высшей стороне трансформатора приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Заданные параметры установившихся режимов

Интервал времени, ч	U_B , кВ	S , отн. ед.	$U_{\text{треб}}$, кВ
0–6	116	0,4	10,0
6–8	115	0,6	10,3
8–12	106	1	10,5
12–14	112	0,7	10,3
14–18	108	0,9	10,4
18–22	110	0,8	10,4
22–24	116	0,4	10,0

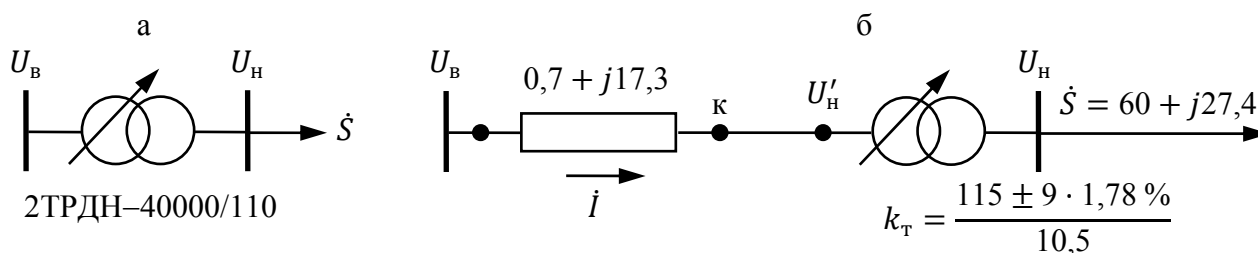


Рис. 4.12. Схемы сети: а – исходная; б – замещения

Переключающее устройство регулировочных ответвлений двухобмоточного понижающего трансформатора с РПН установлено с питающей стороны на обмотке высшего напряжения.

Для определения напряжения перед идеальным трансформатором U'_H (рис. 4.12, б) необходимо найти потери мощности в трансформаторе и поток мощности в точке «н». Для определения потерь мощности необходимо знать напряжение и поток мощности в одной и той же точке \dot{S}^K , в качестве начального приближения напряжения U'_H можно использовать значение напряжения на высшей стороне трансформатора $U_H^{(0)} = U_B$.

Выполним определение потока \dot{S}^H для интервала времени от 0 до 6 часов (режим минимальных нагрузок):

$$\Delta \dot{S} = \frac{(\dot{S}^K)^2}{(U'_H)^2} Z_T = \frac{24^2 + 11^2}{117^2} (0,7 + j17,3) = 0,04 + j0,87, \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}^H = \dot{S}^K + \Delta \dot{S} = 24 + j11 + 0,04 + j0,87 = 24,04 + j11,87, \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Значения мощностей нагрузок, потерь мощности и потоков в точке «н» для всех временных интервалов постоянства мощности приведено в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Расчетные параметры установившегося режима

Интервал времени, ч	S , МВ·А	$\Delta \dot{S}$, МВ·А	\dot{S}^H , МВ·А	U'_H , кВ	$k_{\text{треб}}$
0–6	$24 + j 11$	$0,04 + j 0,9$	$24,04 + j 11,87$	114,13	114,13/10
6–8	$36 + j 16,4$	$0,08 + j 2,05$	$36,08 + j 18,45$	112,14	112,14/10,3
8–12	$60 + j 27,4$	$0,27 + j 6,7$	$60,27 + j 34,1$	100,54	100,54/10,5
12–14	$42 + j 19,2$	$0,12 + j 2,94$	$42,12 + j 22,14$	108,51	108,51/10,3
14–18	$54 + j 24,7$	$0,21 + j 5,19$	$54,21 + j 29,89$	103,21	103,21/10,4
18–22	$48 + j 21,9$	$0,16 + j 3,98$	$48,16 + j 25,88$	105,89	105,89/10,4
22–24	$24 + j 11$	$0,04 + j 0,9$	$24,04 + j 11,9$	114,13	114,13/10

Модуль напряжения перед идеальным трансформатором U'_H определяется по соотношению (4.17), а продольная и поперечная проекции вектора падения напряжения — по (4.18) и (4.19) соответственно.

Для временного интервала от 0 до 6 часов:

$$\Delta U = \frac{24,04 \cdot 0,7 + 11,9 \cdot 17,3}{116} = 1,92 \text{ кВ},$$

$$\delta U = \frac{24,04 \cdot 17,3 - 11,9 \cdot 0,7}{116} = 3,51 \text{ кВ},$$

$$U'_H = \sqrt{(116 - 1,92)^2 + 3,51^2} = 114,13 \text{ кВ}.$$

Требуемый коэффициент трансформации на временном интервале от 0 до 6 часов:

$$k_{\text{треб}} = U'_H / U_{\text{треб}} = 114,13 / 10.$$

Рациональная отпайка трансформатора ТРДН–40000 находится путем приравнивания требуемого и возможного коэффициентов трансформации ($k_{\text{треб}} = k_{\text{возм}}$) по выражению (4.21), при этом

$$k(\text{кВ}) = \frac{k\%}{100} U_{\text{вн}} = \frac{1,78}{100} 115 = 2,04 \text{ кВ},$$

$$\pm x = \frac{U'_H U_{\text{нн}} - U_{\text{вн}} U_{\text{треб}}}{U_{\text{треб}} \cdot k(\text{кВ})} = \frac{114,13 \cdot 10,5 - 115 \cdot 10}{10 \cdot 2,04} = +2,37.$$

Ближайшими к расчетному значению $x = +2,37$ являются регулировочные ответвления: меньшее — $x_M = +2$ и большее — $x_6 = +3$.

При выборе регулировочного ответвления $x_M = +2$ коэффициент трансформации и напряжения на шинах низшего напряжения понижающего трансформатора соответственно составляют:

$$k_T = \frac{U_{ВН} + 2 \cdot 2,04}{U_{НН}} = \frac{115 + 2 \cdot 2,04}{10,5} = 11,34.$$

$$U_H = U'_H / k_T = 114,13 / 11,34 = 10,06 \text{ кВ.}$$

При выборе регулировочного ответвления $x_6 = +3$ рассчитаем коэффициент трансформации и напряжение на низшей стороне:

$$k_T = \frac{U_{ВН} + 3 \cdot 2,04}{U_{НН}} = \frac{115 + 3 \cdot 2,04}{10,5} = 11,53.$$

$$U_H = U'_H / k_T = 114,13 / 11,53 = 9,9 \text{ кВ.}$$

Окончательное решение о выборе рациональной отпайки на временном интервале от 0 до 6 часов принимается с учетом графика нагрузки и технических условий работы устройства РПН при выборе суточного закона регулирования. В табл. 4.3 приведены результаты расчета рациональных регулировочных ответвлений на суточном интервале времени.

Если не учитывать ограничение на число переключений РПН в течение суток, то для заданного графика желательно выполнить закон регулирования, приведенный в табл. 4.3 (5-й столбец) и показанный на рис. 4.13 сплошной линией.

Таблица 4.3

Определение рациональных отпаек

Интервал времени, ч	Расчетное значение x	Ближайшие отпайки	U_H , кВ	Номер отпайки			
				без ограничения		с ограничением	
				Номер отпайки	U_H , кВ	Номер отпайки	U_H , кВ
0–6	+2,37	+2 +3	10,06 9,9	+2	10,06	0	10,42
6–8	-0,33	-1 0	10,42 10,24	-1	10,42	0	10,24
8–12	-7,09	-8 -7	10,7 10,48	-7	10,48	-7	10,48
12–14	-2,15	-3 -2	10,46 10,28	-2	10,28	-3	10,46
14–18	-5,24	-6 -5	10,54 10,34	-5	10,34	-3	9,96
18–22	-3,97	-4 -3	10,41 10,21	-4	10,41	-3	10,21
22–24	+2,37	+2 +3	10,06 9,9	+2	10,06	0	10,42

Если накладывается ограничение по числу переключений, то следует подобрать такой суточный закон регулирования, чтобы по возможности уменьшить отклонения напряжений на шинах низшего напряжения трансформатора

от требуемых при допустимом количестве переключений РПН. При этом обязательно следует соблюдать требования ГОСТа на качество электроэнергии (допустимые отклонения напряжения электроприемников от номинального не должны превышать $\pm 5\%$, то есть $9,5 \text{ кВ} \leq U_{\text{н}} \leq 10,5 \text{ кВ}$).

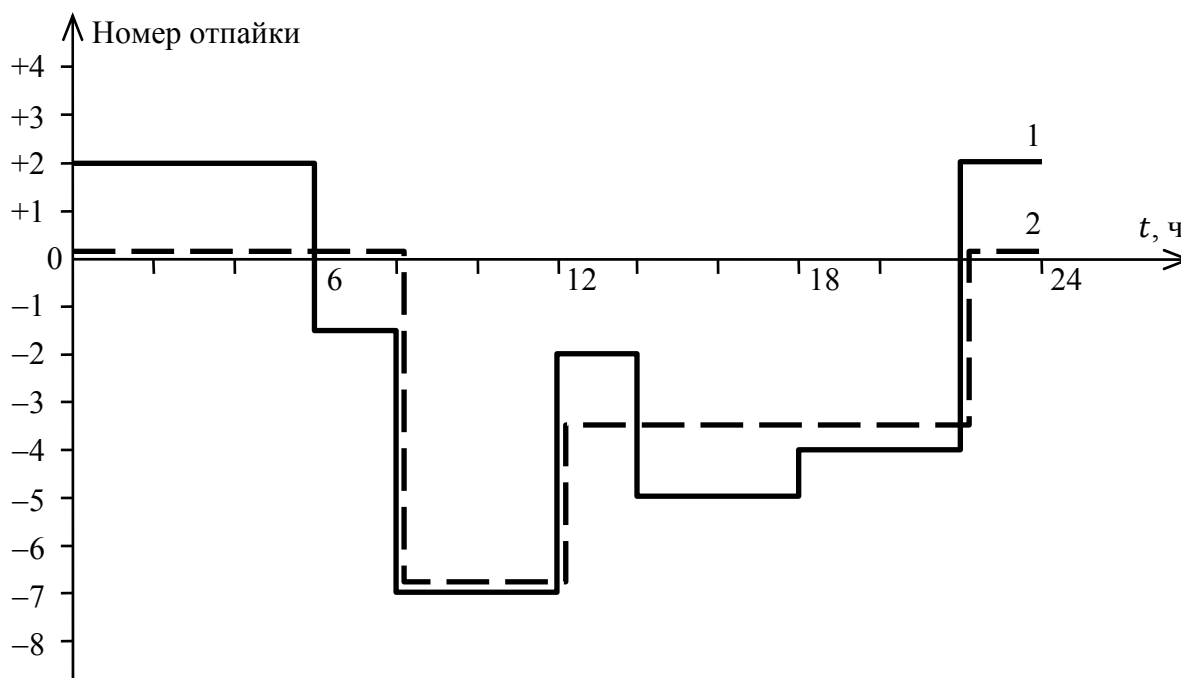


Рис. 4.13. Законы регулирования РПН:

1 – без учета ограничений на число переключений; 2 – с учетом ограничения

Пусть допустимое число переключений РПН равно трем. Тогда, анализируя график 1 на рис. 4.13, можно предположить, что на интервале от 22 до 8 ч можно поставить одну отпайку, например «0». В этом случае напряжения не выйдут за допустимый ГОСТом диапазон и будут приемлемыми для потребителя. Закон регулирования РПН с учетом ограничений на число переключений приведен в табл. 4.3 (столбец 7) и показан на рис. 4.13 пунктирной линией.

4.3. Продольное и поперечное регулирование напряжения

Продольное и поперечное регулирование напряжения выполняется с помощью **линейных и последовательных регулировочных трансформаторов**. Линейные регулировочные трансформаторы и последовательные регулировочные (вольтодобавочные) трансформаторы используются для регулирования напряжения на шинах подстанций, где установлены трансформаторы без регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой. Кроме того, они могут устанавливаться для регулирования напряжения на отдельных линиях и группах линий.

Для регулирования напряжения на шинах подстанций регулировочные трансформаторы (РТ) включаются последовательно с силовым трансформатором (Т) без РПН (рис. 4.14, а). Линейные регуляторы (ЛР), используемые для регулирования напряжения на отдельных линиях или группах линий, устанавливаются на шинах низшего напряжения подстанций непосредственно в линии (рис. 4.14, б). Линейные регулировочные трансформаторы устанавливаются также на подстанциях с автотрансформаторами (АТ), если необходимо изме-

нять напряжение на шинах низшего напряжения под нагрузкой. В этом случае линейный регулятор устанавливается последовательно с обмоткой низшего напряжения автотрансформатора (рис. 4.14, в).

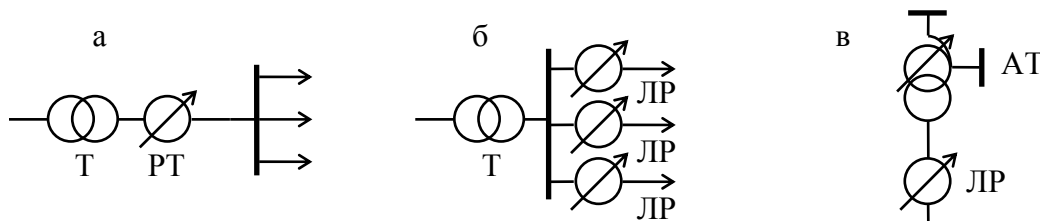


Рис. 4.14. Схемы включения регулировочных трансформаторов:
 а – групповое регулирование; б – индивидуальное регулирование;
 в – регулирование напряжения на шинах низшего напряжения АТ

Линейный и последовательный регулировочные трансформаторы состоят из двух трансформаторов: последовательного (ПТ) и питающего регулировочного (ПРТ, см. рис. 4.15). На первичную обмотку 1 питающего регулировочного трансформатора может быть подано фазное напряжение одноименной или разноименных фаз или любое междуфазное напряжение. Вторичная обмотка ПРТ 2 содержит устройство переключения числа витков 3, подобное РПН. Первичная обмотка последовательного трансформатора 4 включена между средней точкой вторичной обмотки питающего трансформатора и переключающим устройством. Вторичная обмотка ПТ 5 включается последовательно с обмоткой высшего напряжения силового нерегулируемого трансформатора ВН.

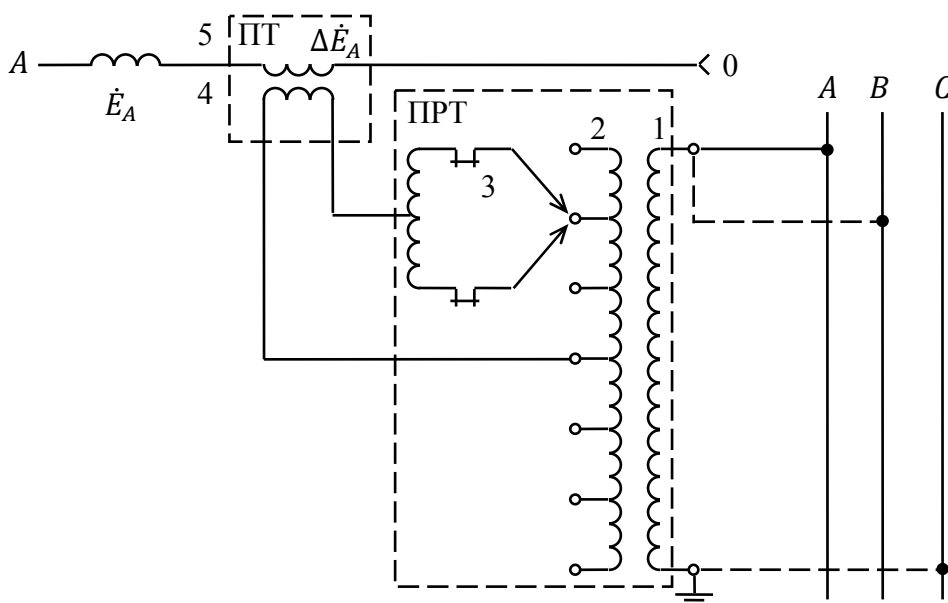


Рис. 4.15. Схема регулировочного трансформатора (фаза А)

Векторные диаграммы фазных ЭДС ($\dot{E}_A, \dot{E}_B, \dot{E}_C$) обмоток высшего напряжения силового трансформатора, соединенных в звезду, и дополнительных ЭДС ($\Delta\dot{E}$) приведены на рис. 4.16. Если на первичную обмотку 1 фазы А регулировочного трансформатора ПРТ подается напряжение фазы А (сплошные линии на рис. 4.15), то дополнительная ЭДС $\pm\Delta\dot{E}_A$ совпадает по направлению с ЭДС \dot{E}_A обмотки силового трансформатора и результирующая ЭДС $\dot{E}_{A\Sigma}$ совпадает по фазе с ЭДС \dot{E}_A (рис. 4.16, а),

$$\dot{E}_{A\Sigma} = \dot{E}_A \pm \Delta\dot{E}_A. \quad (4.22)$$

При этом регулирование с помощью РПН трансформатора ПРТ выполняется по модулю и называется **продольным регулированием**. Коэффициент трансформации при таком регулировании является действительной величиной.

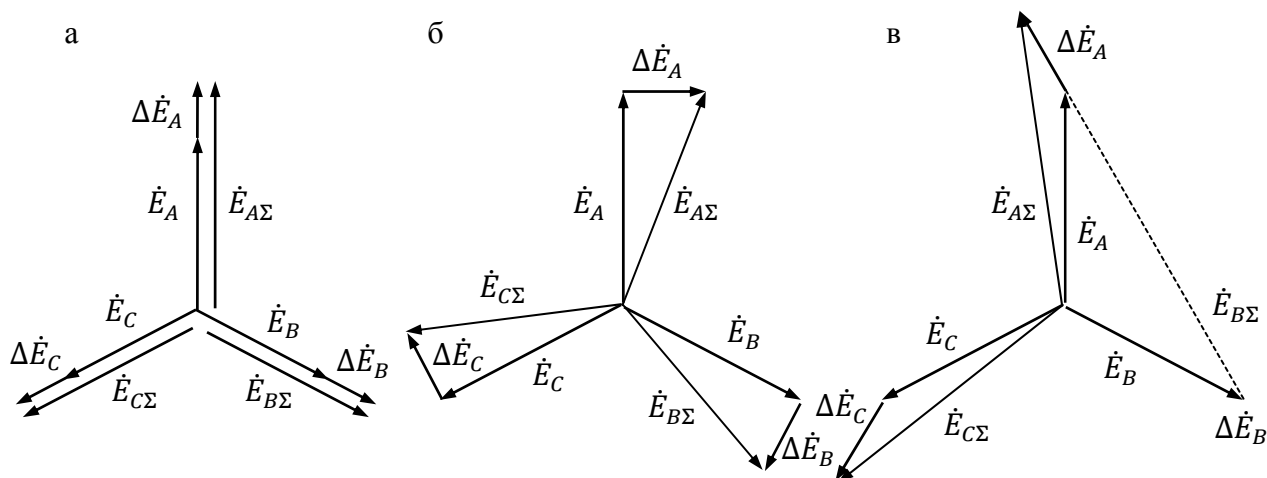


Рис. 4.16. Регулирование напряжения:
а – продольное; б – поперечное; в – продольно-поперечное

Если первичная обмотка 1 фазы А ПРТ включена на соседние фазы В и С (пунктирные линии на рис. 4.15), то дополнительная ЭДС $\pm\Delta\dot{E}_A$ сдвинута на 90° по отношению к ЭДС фазы А \dot{E}_A обмотки ВН силового трансформатора (рис. 4.16, б) и такое регулирование называется **поперечным**.

При подключении обмотки 1 фазы А ПРТ к фазе А и одной из фаз В или С одновременно регулируются модуль и фаза напряжения и такое регулирование называется продольно-поперечным. На рис. 4.16, в показана векторная диаграмма при подключении обмотки 1 фазы А ПРТ к фазе В.

При поперечном и продольно-поперечном регулировании коэффициент трансформации является комплексной величиной.

Линейные регулировочные трансформаторы обычно изготавливаются в трехфазном исполнении на напряжение 6...35 кВ с пределом регулирования $\pm 15\%$.

Последовательные регулировочные трансформаторы (вольтодобавочные) изготавливаются в виде трехфазных автотрансформаторов с высшим напряжением 220, 330 кВ и в виде однофазных автотрансформаторов с высшим напряжением 500, 750 кВ с широкими пределами регулирования.

4.4. Регулирование напряжения изменением перетоков реактивной мощности

Одним из способов регулирования напряжений в электрической сети является изменение величины падения или потери напряжения на элементах электрической сети при помощи изменения перетоков реактивной мощности.

Принципы такого регулирования показаны для участка сети, приведенного на рис. 4.17. Здесь узел 1 является питающим узлом, в котором задан вектор напряжения \dot{U}_1 .

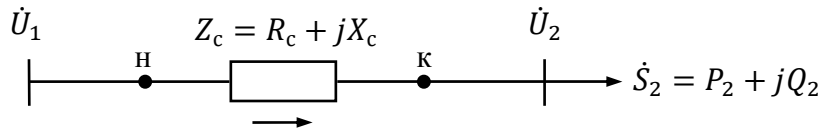


Рис. 4.17. Схема сети

Напряжение на шинах потребителя \dot{U}_2 зависит от уровня напряжения в питающем узле \dot{U}_1 и вектора падения напряжения в сети $\Delta\dot{U}_{12}$ (см. рис. 4.17).

Модуль напряжения в узле 2 определяется по соотношению

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12})^2 + \delta U_{12}^2}$$

и в основном зависит от продольной составляющей падения напряжения ΔU_{12} ,

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H R + Q_{12}^H X}{U_1},$$

где P_{12}^H , Q_{12}^H — потоки мощности в начале передачи (точка «н»); R , X — активное и реактивное сопротивления сети.

При неизменных параметрах сети R_c и X_c величина продольной составляющей падения напряжения зависит от перетоков активной и реактивной мощности. Перетоки активной мощности определяются требованиями нагрузок и не могут быть изменены для регулирования напряжения. Изменение перетоков реактивной мощности может быть достигнуто использованием компенсирующих устройств. Кроме того, в питающих сетях активные сопротивления меньше реактивных, следовательно, для изменения ΔU более эффективно изменение реактивной мощности.

Изменение перетоков реактивной мощности в сетях может быть достигнуто изменением выдачи реактивной мощности синхронных генераторов на электростанциях. Однако такой принцип изменения реактивных перетоков часто не эффективен, так как приводит к загрузке сети реактивной мощностью и, как следствие, к увеличению потерь в сети. Поэтому для изменения перетоков реактивной мощности с целью регулирования напряжения в электрических сетях используются компенсирующие устройства.

Компенсирующие устройства предназначены для выработки или потребления реактивной мощности.

Для выработки реактивной мощности используются: батареи статических конденсаторов; статические тиристорные компенсаторы; синхронные компенсаторы в перевозбужденном режиме.

Для потребления реактивной мощности служат шунтирующие реакторы (ШР) и синхронные компенсаторы в недовозбужденном режиме.

Синхронный компенсатор (СК) — синхронная явнополюсная машина, работающая в режиме холостого хода и предназначенная для генерации или потребления реактивной мощности. СК потребляет из сети небольшую активную мощность, обусловленную собственными потерями.

Положительными свойствами СК как источников реактивной мощности являются: а) возможность увеличения генерируемой мощности при понижении

напряжения в сети вследствие регулирования тока возбуждения; б) возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности.

Использование в качестве компенсирующего устройства синхронных компенсаторов иллюстрируется на рис. 4.18, а. Напряжение в конце линии до установки компенсатора определяется выражением

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H R_c + Q_H X_c}{U_2}. \quad (4.23)$$

Здесь P_H и Q_H — мощности нагрузки.

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

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H R_c + (Q_H - Q_{с.к.})X_c}{U_2}. \quad (4.24)$$

Определим мощность СК, необходимую для того, чтобы напряжение стало допустимым. Для этого положим в (4.24) $U_2 = U_{2 \text{ доп}}$ и вычтем из (4.24) выражение (4.23):

$$U_{2 \text{ доп}} - U_2 = -\frac{P_H R_c + Q_H X_c}{U_{2 \text{ доп}}} + \frac{P_H R_c + Q_H X_c}{U_2} + \frac{Q_{с.к.} X_c}{U_{2 \text{ доп}}}. \quad (4.25)$$

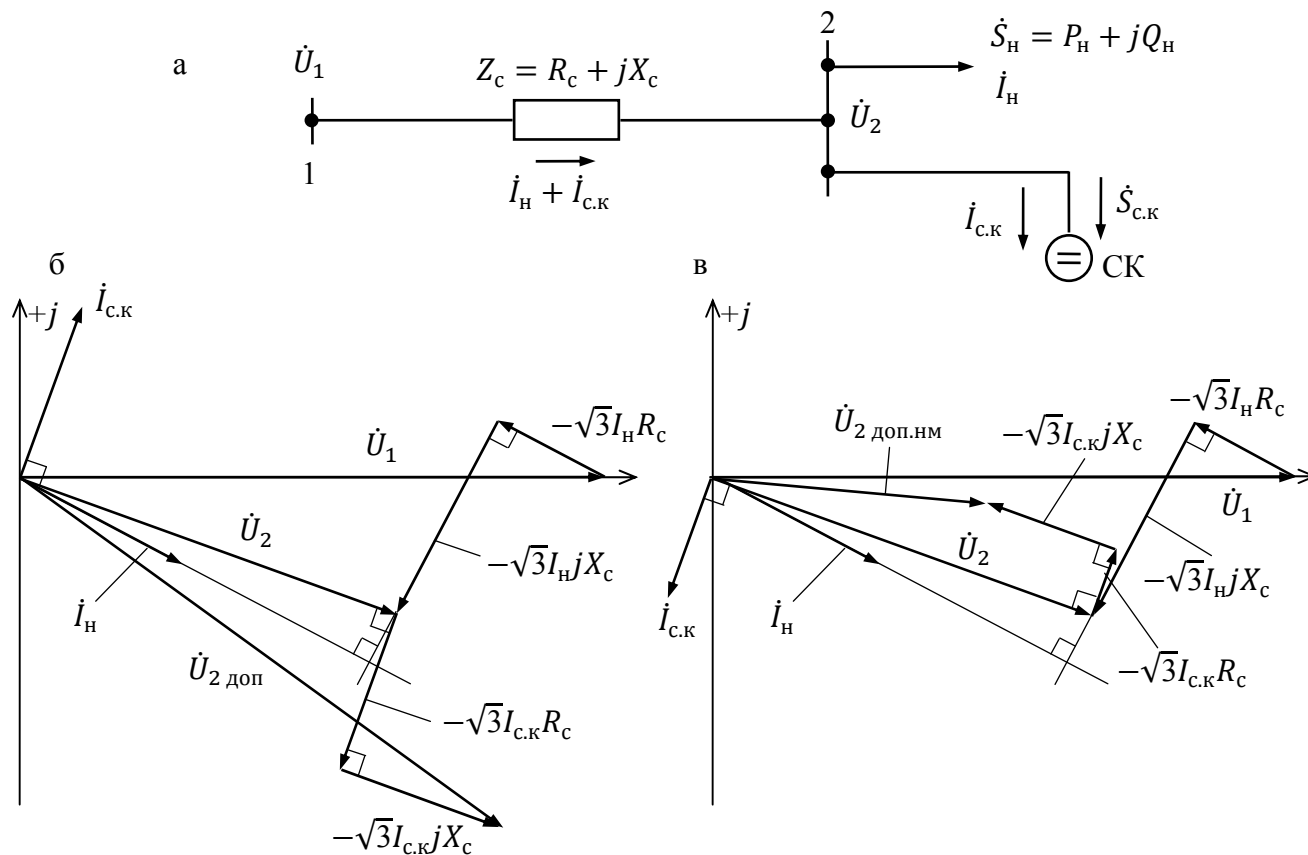


Рис. 4.18. Режимы работы компенсирующих устройств:
а – включение синхронного компенсатора; б, в – векторные диаграммы синхронного компенсатора при перевозбуждении и недовозбуждении соответственно

Мощность СК определяется выражением

$$Q_{с.к} = \frac{(U_{2 \text{ доп}} - U_2)[U_{2 \text{ доп}} U_2 - (P_H R_c + Q_H X_c)]}{U_2 X_c}$$

При допущении $1/U_{2 \text{ доп}} \approx 1/U_2$ будем считать, что два первых слагаемых в правой части (4.25) равны. При этом допущении мощность СК определяется простым выражением

$$Q_{с.к} = \frac{U_{2 \text{ доп}} - U_2}{X_c} U_{2 \text{ доп}}. \quad (4.26)$$

Синхронные компенсаторы могут работать в режимах перевозбуждения и недовозбуждения. При перевозбуждении они генерируют реактивную мощность $Q_{с.к}^{\text{перев}} = Q_{с.к.ном}$. При недовозбуждении они потребляют реактивную мощность $Q_{с.к}^{\text{недов}} \cong 0,5Q_{с.к.ном}$, что приводит к увеличению потерь напряжения в сети и соответственно к уменьшению напряжения у потребителей. Недовозбуждение синхронных компенсаторов можно использовать в тех случаях, когда надо снизить напряжение, например в режиме наименьших нагрузок.

На рис. 4.18, б и в представлены векторные диаграммы напряжений и токов сети в режимах перевозбуждения и недовозбуждения СК.

До включения синхронного компенсатора напряжение на шинах нагрузки

$$\begin{aligned} \dot{U}_2 &= \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_H Z_c; \\ \dot{U}_2 &= \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_H R_c - \sqrt{3} \dot{I}_H j X_c. \end{aligned}$$

После включения синхронного компенсатора ток на участке

$$\dot{I}_{12} = \dot{I}_H + \dot{I}_{с.к},$$

теперь минимально допустимое напряжение $\dot{U}_{2 \text{ доп}}$ в узле 2 можно записать как

$$\begin{aligned} \dot{U}_{2 \text{ доп}} &= \dot{U}_1 - \sqrt{3}(\dot{I}_H + \dot{I}_{с.к})Z_c; \\ \dot{U}_{2 \text{ доп}} &= \dot{U}_1 - \sqrt{3}\dot{I}_H R_c - \sqrt{3}\dot{I}_H j X_c - \sqrt{3}\dot{I}_{с.к} R_c - \sqrt{3}\dot{I}_{с.к} j X_c, \end{aligned}$$

или

$$\dot{U}_{2 \text{ доп}} = \dot{U}_2 - \sqrt{3}\dot{I}_{с.к} R_c - \sqrt{3}\dot{I}_{с.к} j X_c$$

Здесь \dot{U}_1, \dot{U}_2 — напряжение в начале и в конце сети; \dot{I}_H — ток в сети; Z_c — сопротивление сети; $\dot{I}_{с.к}$ — ток синхронного компенсатора.

В режиме перевозбуждения СК ток $\dot{I}_{с.к}$, текущий из сети и носящий емкостной характер, опережает на 90° напряжение \dot{U}_2 . Из векторной диаграммы (рис. 4.18, б) видно, что в этом режиме модуль напряжения в узле 2 повышается с \dot{U}_2 до $\dot{U}_{2 \text{ доп}}$.

В режиме недовозбуждения ток и реактивная мощность СК изменяют свои знаки на противоположные. Ток $\dot{I}_{с.к}$, текущий из сети, носит индуктивный характер. Он отстает на 90° от напряжения \dot{U}_2 . Из векторной диаграммы

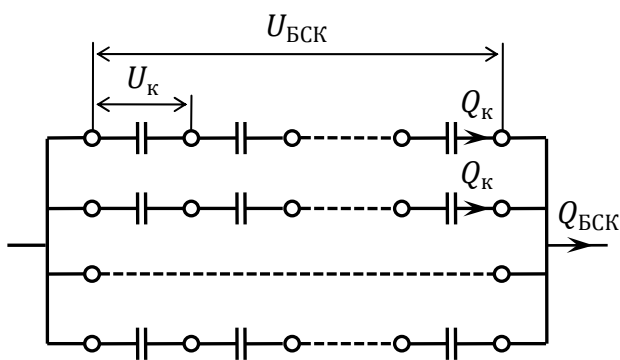


Рис. 4.19. Соединение конденсаторов в БСК

(рис. 4.18, в) видно, что в этом режиме модуль напряжения понижается с \dot{U}_2 до $\dot{U}_{2 \text{ доп.нм}}$.

Выбор стандартной мощности синхронного компенсатора $Q_{с.к}^{\text{СТ}}$ выполняется при условии

$$Q_{с.к}^{\text{СТ}} \geq Q_{с.к}, \quad (4.27)$$

где $Q_{с.к}$ находится по выражению (4.26).

При расчетах установившихся режимов синхронный компенсатор представляется его реактивной мощностью.

Батареи статических конденсаторов (БСК) применяются для генерации реактивной мощности в узлах сети и включаются на шинах понижающих подстанций (шунтовые батареи). БСК собираются из отдельных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно. Последовательное соединение конденсаторов позволяет увеличить рабочее напряжение БСК, а параллельное — мощность БСК (рис. 4.19).

Конденсаторы выпускаются в однофазном и трехфазном исполнении на номинальные напряжения от 0,22 до 10,5 кВ. Единичная мощность конденсаторов составляет от 10 до 125 квар.

Шунтовые конденсаторные батареи применяются на напряжениях до 110 кВ включительно.

В сетях трехфазного тока конденсаторы включаются по схеме звезды (рис. 4.20, а) и треугольника (рис. 4.20, б).

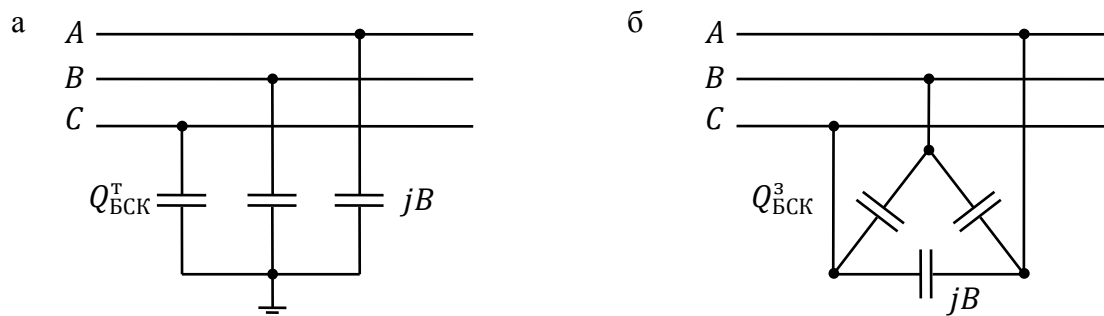


Рис. 4.20. Схемы включения БСК: а – звезда; б – треугольник

При соединении конденсаторов треугольником реактивная мощность БСК $Q_{\text{БСК}}^{\text{T}}$ в три раза больше мощности БСК, включенной по схеме звезды $Q_{\text{БСК}}^{\text{З}}$:

$$Q_{\text{БСК}}^{\text{З}} = 3U_{\phi}^2 B = U^2 B, \quad (4.28)$$

$$Q_{\text{БСК}}^{\text{T}} = 3U^2 B. \quad (4.29)$$

При напряжениях до 1 кВ конденсаторы обычно включаются по схеме треугольника, при напряжении 6 кВ и выше — по схеме звезды с изолированной или глухозаземленной нейтралью (рис. 4.20, а) в зависимости от режима нейтрали сети.

Батареи конденсаторов бывают регулируемые (управляемые) и нерегулируемые. В нерегулируемых число конденсаторов неизменно, а величина реактивной мощности 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 включенных конденсаторов. Выпускаются регулируемые комплектные батареи конденсаторов на напряжения 0,38; 6; 10 кВ, снабженные пускорегулирующим устройством, необходимым для автоматического изменения мощности батареи (контакторами или выключателями).

На практике изменение мощности, вырабатываемой батареей в нормальных эксплуатационных условиях, достигается включением или отключением части конденсаторов, составляющих батарею, то есть путем ступенчатого регулирования. Одноступенчатое регулирование заключается в отключении или включении всех конденсаторов батареи, многоступенчатое — в отключении или включении отдельных секций батареи, снабженных контакторами или выключателями.

При отключении конденсаторов необходима их автоматическая (без участия дежурного персонала) разрядка на активное сопротивление, присоединенное к батарее. Величина его должна быть такой, чтобы при отключении не возникало перенапряжений на зажимах конденсаторов. В качестве разрядного сопротивления для конденсаторных установок напряжений 6–10 кВ используется активное сопротивление трансформаторов напряжения (TV) (рис. 4.21, б). Для БК до 1 кВ применяют специальные разрядные сопротивления $R_{p.c}$ (рис. 4.21, а). Защита конденсаторов осуществляется плавкими предохранителями, включаемыми по одному в цепь каждого конденсатора. Кроме того, батарея в целом защищается с помощью предохранителей (рис. 4.22, б) или выключателей (рис. 4.22, а) в цепи батареи.

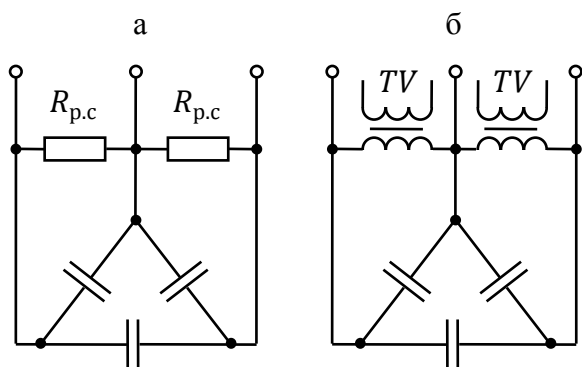


Рис. 4.21. Схемы разрядки батарей конденсаторов:
а – через разрядное сопротивление;
б – через трансформатор напряжения

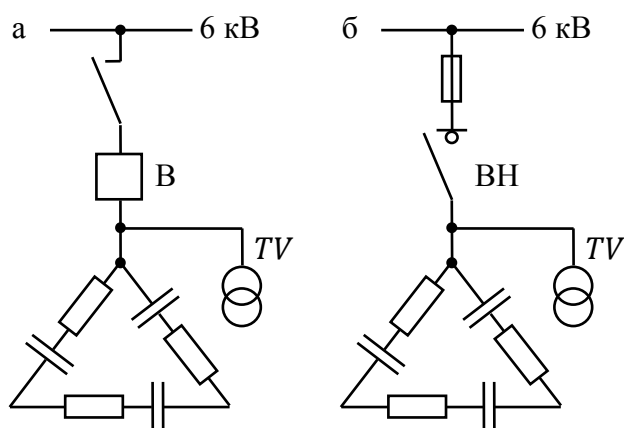


Рис. 4.22. Включение батарей конденсаторов:
а – под отдельный выключатель;
б – под выключатель нагрузки потребителя (ВН)

Включение в качестве компенсирующего устройства батарей конденсаторов позволяет, в отличие от рассмотренных выше синхронных компенсаторов, лишь

повышать напряжение, так как батареи конденсаторов только вырабатывают реактивную мощность. Схема включения БСК в сеть приведена на рис. 4.23.

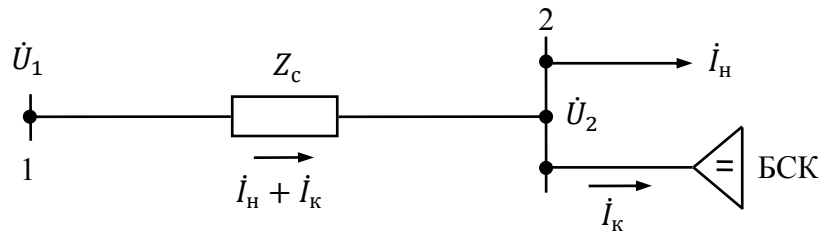


Рис. 4.23. Схема включения БСК в сеть

Векторная диаграмма при поперечной компенсации с помощью БСК та же, что и для СК в режиме перевозбуждения (рис. 4.18, б), где вместо тока $\dot{I}_{c.к}$ следует говорить о токе \dot{I}_k . В этом случае, как и при использовании СК, уменьшается потеря напряжения в сети и увеличивается напряжение \dot{U}_2 , а также угол сдвига между напряжениями в конце и начале линии.

Минимальная мощность БСК $Q_{\text{БСК}}^{\min}$, обеспечивающая минимально допустимое напряжение в узле 2 (рис. 4.23), определяется по выражению (4.26). При выборе стандартной мощности следует учитывать, что стандартные мощности БСК $Q_{\text{ст}}$ указываются при их номинальных напряжениях, а не при минимально допустимых по ГОСТ 13109–97. В то же время минимальная мощность БСК $Q_{\text{БСК}}^{\min}$, определенная по (4.26), соответствует минимально допустимому $\dot{U}_{2 \text{ доп}}$ и нуждается в приведении к номинальному напряжению. Если

$$Q_{\text{БСК}}^{\min} = \dot{U}_{2 \text{ доп}}^2 B_{\text{БСК}},$$

тогда

$$Q_{\text{БСК}(U=U_{\text{ном}})}^{\min} = B_{\text{БСК}} U_{\text{ном}}^2$$

или

$$Q_{\text{БСК}(U=U_{\text{ном}})}^{\min} = Q_{\text{БСК}}^{\min} \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_{2 \text{ доп}}} \right)^2. \quad (4.30)$$

При расчетах установившихся режимов БСК представляется неизменной емкостной проводимостью $B_{\text{БСК}}$,

$$B_{\text{БСК}} = Q_{\text{БСК}}^{\text{ст}} / U_{\text{ном}}^2. \quad (4.31)$$

Здесь $Q_{\text{БСК}}^{\text{ст}}$ — ближайшая большая стандартная мощность БСК, $Q_{\text{БСК}}^{\text{ст}} \geq Q_{\text{БСК}(U=U_{\text{ном}})}^{\min}$.

При использовании БСК необходимо проверять уровни напряжений в режимах минимальных нагрузок. Это связано с увеличением выдачи реактивной мощности БСК при росте напряжений в сети в минимальных режимах. Указанное обстоятельство может привести к превышению предельно допустимых значений напряжений в сети в минимальных режимах. Для того чтобы не допустить большого увеличения напряжения при снижении нагрузок следует предусматривать отключение БСК или ее части.

Шунтирующие реакторы можно применять для регулирования реактивной мощности и напряжения. Реактор — это статическое электромагнитное устройство, предназначенное для использования его индуктивности в электрической цепи. Активное сопротивление реактора очень мало. Шунтирующие реакторы рассчитаны на напряжения 35...750 кВ и могут как присоединяться к линии, так и включаться на шины подстанции. На рис. 4.24 показаны обозначение реактора и включение его в сеть.

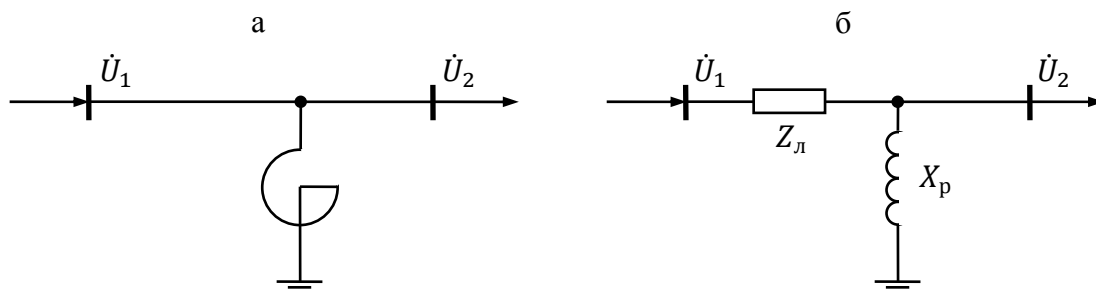


Рис. 4.24. Включение реактора в сеть (а) и схема замещения сети (б)

Реактор потребляет реактивную мощность из сети, реактивная мощность в зоне линейности его электромагнитной характеристики зависит от квадрата напряжения U :

$$Q_p = B_p U^2, \quad (4.32)$$

где B_p — индуктивная проводимость реактора ($B_p = 1/X_p$).

Используются нерегулируемые и регулируемые шунтирующие реакторы. При допустимых отклонениях напряжений на шинах высшего напряжения подстанций, к которым подключаются шунтирующие реакторы, потребляемая реактивная мощность Q_p изменяется в пределах $(0,8 \dots 1,1)Q_{p,ном}$.

Управление реактором осуществляется в результате целенаправленного изменения его параметров с помощью подмагничивания. Такое подмагничивание

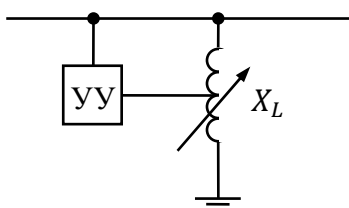


Рис. 4.25. Принципиальная схема управляемого реактора

возможно только для управления реактором, имеющим магнитопровод из ферромагнитного материала. Регулируемые или управляемые реакторы (рис. 4.25) изменяют потребляемую реактивную мощность по сигналам управления, что более эффективно для регулирования напряжения и реактивной мощности.

Реакторы устанавливаются обычно на линиях высоких и сверхвысоких классов напряжения для компенсации реактивной мощности, генерируемой воздушными линиями электропередачи. Генерация реактивной мощности линиями электропередачи может привести к значительному повышению напряжения в конце линий в режимах холостого хода или в режимах малых перетоков. В режимах максимальных нагрузок следует выполнять проверку уровней напряжений и при необходимости либо предусматривать отключение нерегулируемых реакторов, либо использовать управляемые.

Мощность нерегулируемых реакторов выбирается по выражениям (4.26), (4.31), так же как мощность БСК. При расчетах установившихся режимов не-

регулируемый реактор представляется неизменной индуктивной проводимостью B_p :

$$B_p = Q_p^{ст} / U_{ном}^2. \quad (4.33)$$

Мощность управляемого реактора выбирается по выражению (4.26) и не нуждается в приведении. При расчетах установившихся режимов управляемый реактор представляется неизменной мощностью Q_p .

Статические тиристорные компенсаторы (СТК) предназначены для плавной (регулируемой) генерации или потребления реактивной мощности, что достигается использованием в СТК нерегулируемой батареи конденсаторов и включенного последовательно или параллельно с ней регулируемого реактора (рис. 4.26). Плавность регулирования реактивной мощности СТК достигается с помощью тиристорного блока, входящего в устройство управления. Схемы СТК весьма разнообразны и позволяют вырабатывать или потреблять реактивную мощность в зависимости от режима и вида схемы.

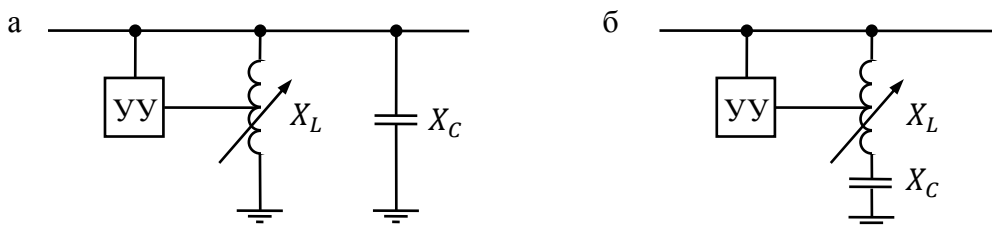


Рис. 4.26. Принципиальная схема СТК с параллельным (а) и последовательным (б) включением управляемого реактора

Стоимость СТК имеет тенденцию к снижению с увеличением мощности устройства. Есть основания считать, что совершенствование тиристорных, составляющих значительную часть их стоимости, в ближайшее время приведет к улучшению их технико-экономических показателей. При этом применение статических тиристорных компенсаторов может оказаться более целесообразным, чем установка синхронных компенсаторов и тем более БСК.

Мощность статических тиристорных компенсаторов выбирается по выражению (4.26). При расчетах установившихся режимов СТК представляются их реактивной мощностью.

Задача. Определить необходимость установки, тип и мощность компенсирующего устройства для обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителя. Схема замещения сети и ее параметры приведены на рис. 4.27, мощность нагрузки задана в максимальном режиме. Нагрузка в минимальном режиме составляет 0,6 от нагрузки в максимальном, напряжение в узле 1 $U_1 = 6,1$ кВ.

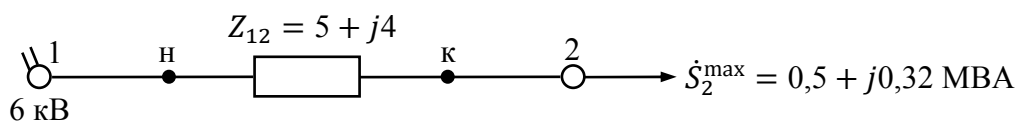


Рис. 4.27. Схема замещения сети (максимальный режим)

Решение. Для выбора мощности компенсирующего устройства следует убедиться в его необходимости, для этого нужно определить напряжение на шинах потребителя и сопоставить его с допустимыми ГОСТ 13109–97 уровнями

ми напряжения, которые в сети 6 кВ в нормальных режимах соответствуют диапазону от 6,3 до 5,7 кВ ($U_{\text{ном}} \pm 5\%$).

Выполним расчет напряжения в узле 2 с учетом потерь мощности в сети.

Зададим начальное приближение напряжения в узле 2, $U_2^0 = 5,7$ кВ. Поток мощности в конце участка 1–2, $\dot{S}_{12}^k = \dot{S}_2^{\text{max}} = 0,5 + j0,32$ МВ·А, потери мощности на участке 1–2:

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{(P_{12}^k)^2 + (Q_{12}^k)^2}{(U_2^0)^2} Z_{12} = \frac{0,5^2 + 0,32^2}{5,7^2} (5 + j4) = 0,054 + j0,043 \text{ МВ·А,}$$

тогда $\dot{S}_{12}^h = \dot{S}_{12}^k + \Delta \dot{S}_{12} = 0,5 + j0,32 + 0,054 + j0,043 = 0,554 + j0,363$ МВ·А.

Теперь можно определить напряжение в узле 2. Потеря напряжения в сети 6 кВ обусловлена в основном продольной составляющей падения напряжения (ввиду малости поперечной составляющей), тогда

$$\begin{aligned} U_2 &= U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^h R_{12} + Q_{12}^h X_{12}}{U_1} = \\ &= 6 - \frac{0,554 \cdot 5 + 0,363 \cdot 4}{6} = 5,296 < 5,7 = U_{2 \text{ доп}}^{\text{min}}. \end{aligned}$$

Таким образом, напряжение в узле 2 не соответствует требованиям по качеству электроэнергии на шинах потребителя, следовательно, необходима установка компенсирующего устройства, генерирующего реактивную мощность.

Определим минимальную мощность компенсирующего устройства $Q_{\text{ку}}^{\text{min}}$, обеспечивающую рост напряжения у потребителя на $\Delta U = U_{2 \text{ доп}}^{\text{min}} - U_2 = 5,7 - 5,296 = 0,404$ кВ,

$$Q_{\text{ку}}^{\text{min}} = \frac{\Delta U U_{\text{ном}}}{X} = \frac{0,404 \cdot 6}{4} = 0,606 \text{ Мвар.}$$

Экономически наиболее целесообразным компенсирующим устройством, обеспечивающим требования качества электроэнергии в узле 2, является батарея статических конденсаторов. Для выбора стандартной мощности БСК необходимо найденную минимальную мощность компенсирующего устройства $Q_{\text{ку}}^{\text{min}}$ привести к номинальному напряжению батарей на классе напряжения 6 кВ,

$$Q_{\text{ку}(U=U_{\text{ном}})}^{\text{min}} = Q_{\text{ку}}^{\text{min}} \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_{2 \text{ доп}}^{\text{min}}} \right)^2 = 0,606 \left(\frac{6,3}{5,7} \right)^2 = 0,747 \text{ Мвар.}$$

Предварительно выбираются 6 батарей типа КС2–6,3–150 общей мощностью $Q_{\text{ку}} = 6 \cdot 150 = 900$ квар при $U = 6,3$ кВ. Проверка результатов изменения параметров режима после установки БСК производится при представлении её емкостным шунтом, включенным по схеме «звезда». Величина емкостной проводимости $B_{\text{БСК}}$ определяется следующим образом:

$$B_{\text{БСК}} = Q_{\text{ку}} / U_{\text{н}}^2 = 0,9 / 6,3^2 = 0,02267 \text{ См.}$$

Схема замещения сети с БСК приведена на рис. 4.28.

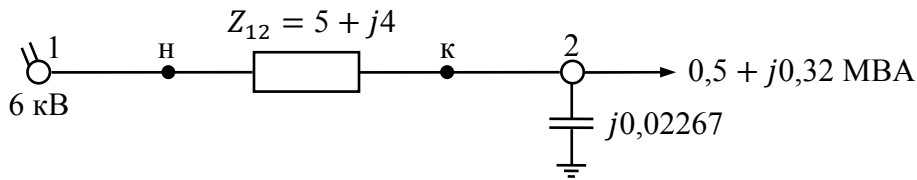


Рис. 4.28. Схема включения БСК

Проведем пересчет напряжения в точке 2 в максимальном режиме после установки БСК.

$$\text{Пусть } U_2^0 = 5,7 \text{ кВ, } \dot{S}_{12}^k = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S}_{ш2},$$

$$\Delta \dot{S}_{ш2} = (U_2^0)^2 \hat{Y}_2 = 5,7^2 \cdot (-j0,02267) = -j0,737 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{12}^k = 0,5 + j0,32 - j0,737 = 0,5 - j0,417 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{0,5^2 + 0,417^2}{5,7^2} (5 + j4) = 0,065 + j0,052 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{12}^н = \dot{S}_{12}^k + \Delta \dot{S}_{12} = 0,5 - j0,417 + 0,065 + j0,052 = 0,565 - j0,365 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^н R_{12} + Q_{12}^н X_{12}}{U_1} =$$

$$= 6 - \frac{0,565 \cdot 5 + 0,365 \cdot 4}{6} = 6 - 0,227 = 5,773 \text{ кВ} > 5,7 \text{ кВ}.$$

Следовательно, установка 6×КС2–6,3–150 приводит к повышению напряжения в максимальном режиме и вводу его в допустимую ГОСТ 13109–97 зону.

Далее необходимо проверить, не приведет ли установка БСК к превышению максимально допустимого напряжения в узле 2 в минимальном режиме.

Мощность нагрузки в минимальном режиме

$$\dot{S}_2^{\min} = 0,6 \dot{S}_2^{\max} = 0,3 + j0,192 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Начальное приближение напряжения в узле 2 в минимальном режиме $U_2^0 = 6,3 \text{ кВ}$, тогда $\Delta \dot{S}_{ш2} = -jQ_{ку} = -j0,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

$$\dot{S}_{12}^k = 0,3 + j0,192 - j0,9 = 0,3 - j0,708 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{0,3^2 + 0,708^2}{6,3^2} (5 + j4) = 0,074 + j0,059 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{12}^н = 0,3 - j0,708 + 0,074 + j0,059 = 0,374 - j0,649 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Напряжение в узле 1 в минимальном режиме составляет 6,1 кВ, тогда

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^н R_{12} + Q_{12}^н X_{12}}{U_1} =$$

$$= 6,1 - \frac{0,374 \cdot 5 - 0,649 \cdot 4}{6,1} = 6,1 + 0,12 = 6,22 \text{ кВ}.$$

Таким образом, напряжение в узле 2 в минимальном режиме при установке батареи статических конденсаторов повышается, но не превышает предельно

допустимого значения 6,3 кВ, следовательно, БСК в минимальном режиме не требуется отключать.

4.5. Регулирование напряжения изменением параметров сети

Регулирование напряжения в сети путем изменения ее параметров связано с изменением величины падения напряжения при изменении продольных параметров сети. На рис. 4.29 показан участок сети, узел 1 является питающим и в нем задано напряжение \dot{U}_1 .

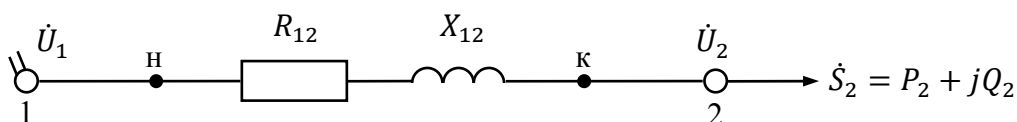


Рис. 4.29. Схема замещения сети

Напряжение у потребителя \dot{U}_2 зависит от величины падения напряжения, которое в свою очередь зависит от параметров сети — активных и индуктивных сопротивлений R_{12} , X_{12} .

Модуль напряжения у потребителя U_2 зависит в основном от продольной составляющей падения напряжения ΔU_{12} ,

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1}, \quad (4.34)$$

где P_{12}^H , Q_{12}^H — потоки мощности в начале передачи; U_1 — модуль напряжения питающего узла; R_{12} , X_{12} — активное и реактивное сопротивления электропередачи.

Сопротивления линий зависят от материала и сечения проводов или жил кабелей, конструктивного выполнения сети (воздушная или кабельная) и числа параллельно работающих цепей. Материал и конструктивное выполнение линий обычно выбирают независимо от условий режима напряжений. Число параллельно работающих линий или трансформаторов так же, как правило, определяется по другим условиям (надежность электроснабжения, пропускная способность и т.д.).

Практически изменение сопротивлений сети связывают с изменением режима напряжений в ней только в двух случаях:

а) при выборе сечений проводов и жил кабелей с учетом отклонений напряжения у электроприемников — так называемой допустимой потере напряжения;

б) при применении последовательного включения конденсаторов в воздушных линиях. Уменьшение индуктивного сопротивления воздушных линий достигается путем последовательного включения конденсаторов (продольная емкостная компенсация).

Соотношение активного и реактивного сопротивлений электропередачи зависит от класса номинального напряжения. При напряжениях сети ниже 35 кВ активное сопротивление выше реактивного. Эта закономерность характерна для распределительных сетей и сетей электроснабжения предприятий и городов. В питающих сетях напряжением 110 кВ и выше реактивные сопротив-

ления превышают активные. Таким образом, в распределительных сетях и сетях электроснабжения регулирование напряжения может выполняться с помощью активного сопротивления сети. Это возможно на этапе проектирования сети при выборе сечения линий электропередачи по допустимому падению напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$:

$$\Delta U_{\text{доп}} = U_1 - U_{2 \text{ доп}}, \quad (4.35)$$

где $U_{2 \text{ доп}}$ — минимально допустимое значение напряжения у потребителя.

Теперь $\Delta U_{\text{доп}}$ можно выразить через параметры сети и передаваемую мощность согласно (4.34):

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1}.$$

Отсюда максимальное активное сопротивление R_{12} , обеспечивающее допустимое напряжение в узле 2 U_2 , можно записать в виде

$$R_{12} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} U_1 - Q_{12}^H X_{12}}{P_{12}^H}, \quad (4.36)$$

здесь $X_{12} = X_0 \ell_{12} / n_{12}$, в качестве X_0 обычно выбирается среднее значение X_0 для сечений данного класса номинального напряжения.

Теперь, если выразить активное сопротивление через сечение F_{12} ,

$$R_{12} = \varrho \frac{\ell_{12}}{F_{12}}, \quad (4.37)$$

и подставить выражение (4.37) в (4.36), можно найти минимальное сечение, обеспечивающее допустимое падение напряжения,

$$F_{12}^{\min} = \frac{\varrho \ell_{12} P_{12}^H}{\Delta U_{\text{доп}} U_1 - Q_{12}^H X_{12}}, \quad (4.38)$$

здесь ϱ — удельное сопротивление материала проводника.

В питающих сетях индуктивное сопротивление превышает активное, поэтому ΔU_{12} в значительной степени определяется реактивным сопротивлением 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 (4.34). Предположим, что напряжение в конце линии ниже допустимого:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} \leq U_{2 \text{ доп}}.$$

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

Предыдущее выражение запишем в следующем виде

$$\Delta U_{2 \text{ доп}} = U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H (X_{12} - X_K)}{U_1}, \quad (4.39)$$

где X_K — сопротивление конденсатора.

Таким образом, включение конденсаторов позволило изменить напряжение в узле 2 до допустимого значения $U_{2 \text{ доп}}$:

$$U_{2 \text{ доп}} = U_1 - \Delta U_{2 \text{ доп}}.$$

Последовательное включение конденсаторов в линии называют продольной компенсацией. Установка продольной компенсации (УПК) позволяет уменьшить индуктивное сопротивление электропередачи за счет включения в рассечку линии емкости.

На рис. 4.30 приведена схема включения УПК.

Векторная диаграмма регулирования напряжения с помощью УПК приведена на рис. 4.31.

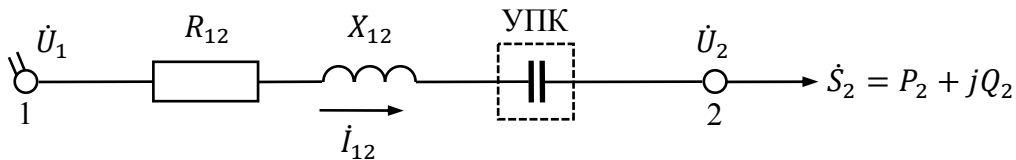


Рис. 4.30. Схема включения УПК в сеть

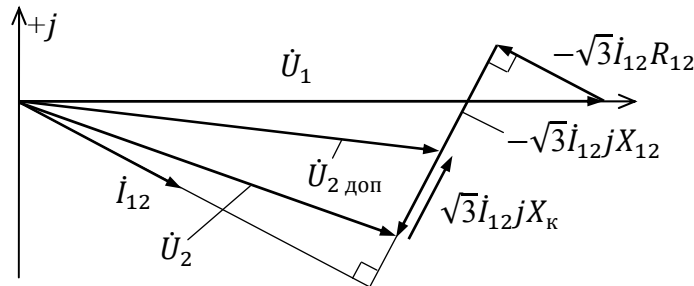


Рис. 4.31. Векторная диаграмма продольной компенсации

На рис. 4.30 вектор \dot{U}_2 — напряжение до включения УПК,

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3}\dot{I}_{12}(R_{12} + jX_{12}) = \dot{U}_1 - \sqrt{3}\dot{I}_{12}R_{12} - j\sqrt{3}\dot{I}_{12}X_{12}.$$

Напряжение $\dot{U}_{2 \text{ доп}}$ — результирующее напряжение после включения УПК,

$$\dot{U}_{2 \text{ доп}} = \dot{U}_1 - \sqrt{3}\dot{I}_{12}R_{12} - j\sqrt{3}\dot{I}_{12}X_{12} - j\sqrt{3}\dot{I}_{12}(-X_K),$$

здесь величина $\sqrt{3}\dot{I}_{12}X_K$ — снижение падения напряжения на участке 1–2 за счет включения УПК.

Для УПК отношение емкостного сопротивления конденсаторов к индуктивному сопротивлению линии, выраженное в процентах, называется процентом компенсации:

$$c = \frac{X_K}{X_{12}} \cdot 100.$$

На практике применяют лишь частичную компенсацию ($c < 100\%$) реактивного сопротивления линии. Полная ($c \geq 100\%$) или избыточная компенса-

ция в распределительных сетях, непосредственно питающих нагрузку, обычно не применяется, так как это связано с возможностью появления в сети перенапряжений.

Применение УПК позволяет улучшить 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.

4.6. Проверка возможности централизованного регулирования напряжения

Проверка возможности централизованного регулирования напряжения включает решение двух задач.

Первая задача заключается в проверке принципиальной возможности централизованного регулирования напряжения, т.е. обеспечения качества электроэнергии одновременно на шинах двух или более потребителей с помощью централизованного регулирования напряжения в питающем узле.

Вторая задача решается только при положительном ответе на вопрос о принципиальной возможности централизованного регулирования напряжения. Содержанием второй задачи является вопрос о технической возможности обеспечения требуемого закона централизованного регулирования напряжения.

Принципы проверки возможности централизованного регулирования можно рассмотреть на примере сети, приведенной на рис. 4.32, а.

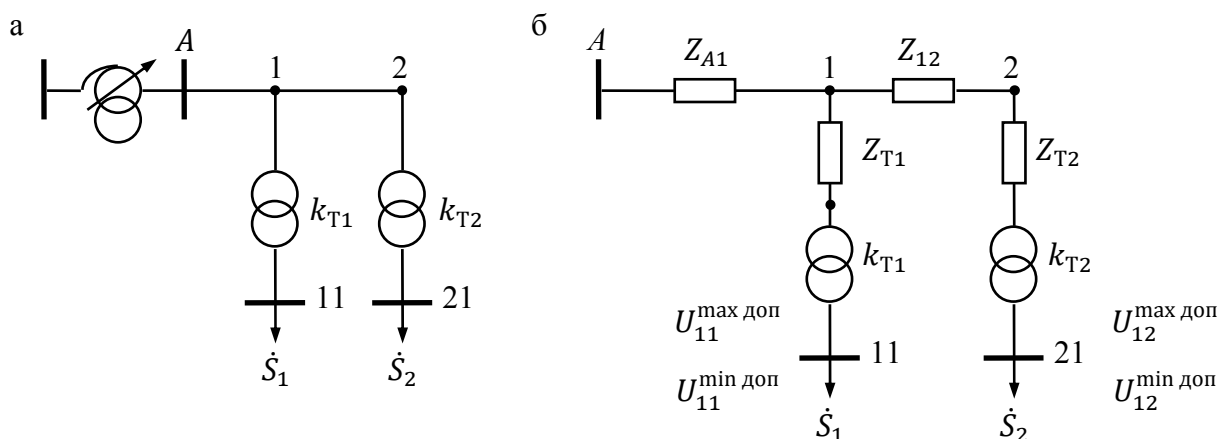


Рис. 4.32. Исходная схема сети (а) и схема замещения (б)

Схема замещения сети приведена на рис. 4.32, б. На трансформаторах, установленных на подстанциях 1 и 2 отсутствуют устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и имеется возможность изменения коэффициентов трансформации только при отключении нагрузки (ПБВ). Таким образом, регулирование напряжения на шинах потребителей (узлы 11 и 21) в суточном

диапазоне возможно только с помощью централизованного регулирования напряжения в узле А (РПН питающего автотрансформатора).

Допустимые уровни напряжений на шинах потребителей определены в виде диапазонов: от $U_{11}^{\max \text{ доп}}$ до $U_{11}^{\min \text{ доп}}$ для узла 11; от $U_{12}^{\max \text{ доп}}$ до $U_{12}^{\min \text{ доп}}$ для узла 12. Номинальные напряжения потребителей узлов 11 и 12 могут быть как одного, так и различных классов напряжений.

При известных диапазонах напряжений на шинах потребителей можно найти напряжение в питающем узле А, соответствующее границам диапазонов допустимых напряжений на шинах потребителей. Падение напряжений на сопротивлениях сети меняется при изменении перетоков мощностей, следовательно, и уровни напряжения в узле А, соответствующие границам диапазонов допустимых напряжений на шинах потребителей, будут меняться при изменении любой нагрузки. Следовательно, определение диапазонов напряжений, требуемых для успешного централизованного регулирования напряжений в узле А, необходимо выполнять для всех диапазонов одновременных нагрузок всех

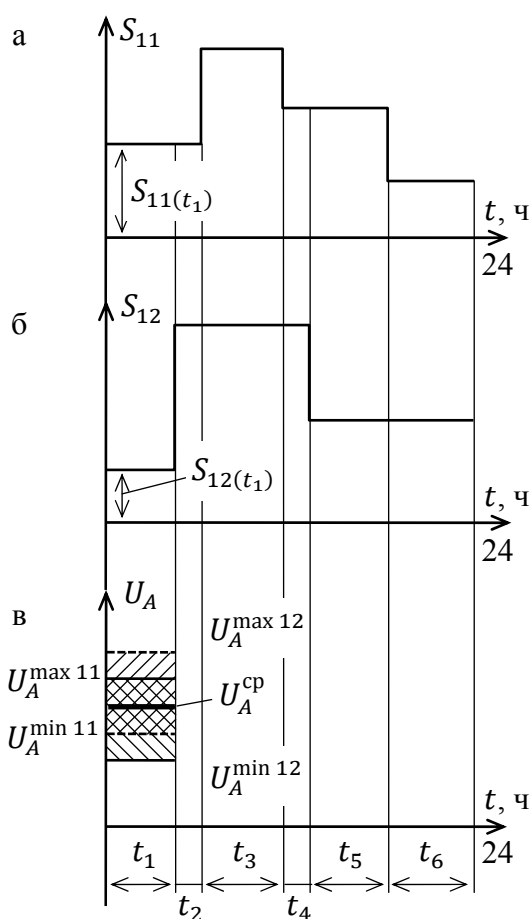


Рис. 4.33. Графики нагрузок (а, б) потребителей и диаграмма напряжений узла А (в)

рассматриваемых потребителей.

Графики нагрузок потребителей узлов 11 и 12 приведены соответственно на рис. 4.33, а и б. На рис. 4.33, в показана диаграмма допустимых напряжений в узле А.

Как видно из рис. 4.33, для приведенных графиков нагрузок в течение суток существуют 6 временных интервалов постоянства перетоков мощностей в сети.

Выполним расчет напряжений в узле А, обеспечивающих на временном интервале t_1 требования по качеству электроэнергии для узлов 11 и 12 поочередно.

Первоначально определим, при каком напряжении в узле А обеспечивается максимально допустимое напряжение в узле 11 ($U_A^{\max 11}$). При $U_1 = U_{11}^{\max \text{ доп}}$ напряжение в узле 11' определяется как

$$U_{11'}^{\max \text{ доп}} = U_{11}^{\max \text{ доп}} k_{T1}.$$

Падение напряжения в сопротивлении трансформатора на временном интервале t_1 определяется как

$$\Delta U_{T1(t_1)}^{\max 11} = \frac{P_{11(t_1)} R_{T1} + Q_{11(t_1)} X_{T1}}{U_{11'}^{\max \text{ доп}}} = \frac{P_{11(t_1)} R_{T1} + Q_{11(t_1)} X_{T1}}{U_{11}^{\max \text{ доп}} k_{T1}}.$$

Теперь напряжение в узле 1 (на временном интервале t_1), при котором в узле 11 напряжение $U_{11}^{\max \text{ доп}}$, можно найти как

$$U_{1(t_1)}^{\max 11} = U_{11}^{\max \text{ доп}} k_{T1} + \Delta U_{T1(t_1)}^{\max 11}.$$

Падение напряжения на участке $A-1$ на временном интервале t_1 зависит от мощностей нагрузок узлов 11 и 12 одновременно:

$$U_{A1(t_1)}^{\max 11} = \frac{[P_1(t_1) + P_2(t_1)]R_{A1} + [Q_1(t_1) + Q_2(t_1)]X_{A1}}{U_{1(t_1)}^{\max 11}}.$$

Теперь можно найти напряжение в узле A на интервале t_1 , при котором в узле 11 напряжение соответствует максимально допустимому:

$$U_A^{\max 11} = U_{1(t_1)}^{\max 11} + \Delta U_{A1(t_1)}^{\max 11}.$$

Найденное напряжение показано на диаграмме (рис. 4.33, *в*).

Далее необходимо найти напряжение в узле A , при котором на шинах потребителя в узле 11 напряжение равно минимально допустимому $U_{11}^{\min \text{ доп}}$ ($U_A^{\min 11}$):

$$U_{11'}^{\min \text{ доп}} = U_{11}^{\min \text{ доп}} k_{T1};$$

$$\Delta U_{T1(t_1)}^{\min 11} = \frac{P_{11(t_1)}R_{T1} + Q_{11(t_1)}X_{T1}}{U_{11}^{\min \text{ доп}} k_{T1}};$$

$$U_{1(t_1)}^{\min 11} = U_{11}^{\min \text{ доп}} k_{T1} + \Delta U_{T1(t_1)}^{\min 11};$$

$$U_{A1(t_1)}^{\min 11} = \frac{[P_1(t_1) + P_2(t_1)]R_{A1} + [Q_1(t_1) + Q_2(t_1)]X_{A1}}{U_{1(t_1)}^{\min 11}};$$

$$U_A^{\min 11} = U_{1(t_1)}^{\min 11} + \Delta U_{A1(t_1)}^{\min 11}.$$

Напряжение $U_A^{\min 11}$ показано на диаграмме напряжений узла A (рис. 4.33, *в*). Заштрихованная зона напряжений на временном интервале t_1 от $U_A^{\min 11}$ до $U_A^{\max 11}$ соответствует допустимому диапазону напряжений в узле 11. Таким образом, в указанном диапазоне любое напряжение в узле A , если оно будет поддерживаться на временном интервале t_1 , обеспечит качество электроэнергии на шинах потребителя в узле 11.

Аналогично можно найти для этого же временного интервала t_1 границы диапазона напряжений в узле A ($U_A^{\max 12}$, $U_A^{\min 12}$), соответствующие границам допустимых значений напряжений в узле 12 ($U_{12}^{\max \text{ доп}}$, $U_{12}^{\min \text{ доп}}$).

Диапазон напряжений узла A , обеспечивающий качество электроэнергии на шинах потребителя в узле 12, показан на диаграмме (рис. 4.33, *в*) пунктиром и заштрихован слева направо.

Пересечение заштрихованных областей показывает диапазон напряжений в узле A , при котором одновременно обеспечивается качество электроэнергии на шинах потребителей в узлах 11 и 12 на временном интервале t_1 .

Если на всех временных интервалах постоянства мощностей (на рис. 4.33 – 6 интервалов) существуют зоны пересечения допустимых уровней напряжений в узле A для узлов 11 и 12, то *принципиально* централизованное регулирование возможно. Если хотя бы на одном из временных интервалов постоянства мощ-

ностей пересечение зон допустимых уровней напряжений в узле A для узлов 11 и 12 отсутствует, то централизованное регулирование без дополнительных мероприятий принципиально невозможно.

В качестве дополнительных могут рассматриваться мероприятия, сближающие зоны допустимых напряжений в узле A для узлов 11 и 12: изменение коэффициентов трансформации k_{T1} или k_{T2} с помощью ПБВ на длительный период (сезонное регулирование); изменение параметров сети (подглава 4.5 настоящего пособия).

Следует отметить, что использование перечисленных дополнительных мероприятий далеко не всегда позволяет сблизить зоны допустимых напряжений в узле A , обеспечивающие качество электроэнергии в узлах 11 и 12. В таких случаях следует устанавливать средства местного регулирования напряжения в узле 11 или 12.

Если доказана принципиальная возможность централизованного регулирования напряжения в суточном диапазоне, то можно приступить к решению задачи об обеспечении требуемого закона регулирования. При этом наиболее рационально ориентироваться на среднее значение напряжения U_A^{cp} в допустимом диапазоне (рис. 4.33, в) на каждом временном интервале. Как правило, задача сводится к выбору рациональных анцапф РПН питающих трансформаторов или автотрансформаторов, методика изложена в подглавах 4.2 и 4.3 настоящего пособия.

Числовой пример проверки возможности централизованного регулирования напряжения приведен в [10].

4.7. Влияние отклонений напряжения на работу электроприемников и энергосистем

Каждый приемник электроэнергии имеет наилучшие технико-экономические показатели при определенном оптимальном напряжении на его зажимах. Отклонение напряжения от оптимального приводит к изменению технико-экономических показателей приемников электрической энергии. При изменении напряжения меняются также показатели самой сети — в основном за счет изменения потерь мощности и энергии. Таким образом, отклонения напряжения в отдельных точках сети оказывают влияние на всю систему электроснабжения промышленного предприятия.

Рассмотрим примеры влияния отклонений напряжения в системе электроснабжения на работу отдельных приемников электрической энергии и на протекание технологических процессов.

В настоящее время наиболее распространенными приемниками электрической энергии в промышленности являются асинхронные двигатели, которые используются для привода самых разнообразных механизмов. При отклонении напряжения сети от номинального активная мощность на валу асинхронного двигателя остается практически постоянной, однако изменяются потери активной мощности в нем, что может вызвать перерасход электрической энергии. Реактивная мощность двигателя при этом существенно меняется, в среднем повышение напряжения на 1 % приводит к росту потребления реактивной мощно-

сти на 5 %. При снижении напряжения на шинах загруженных асинхронных двигателей снижается их срок службы.

Частота вращения асинхронных двигателей меняется в зависимости от подведенного напряжения. В ряде случаев при использовании асинхронных двигателей в установках поточных линий, автоматизированных станках и так далее изменения напряжения даже в допустимых пределах ($-5...+10$) % могут существенно повлиять на производительность технологического оборудования.

Значительное влияние оказывает отклонение напряжения на протекание электротермических процессов. Отрицательное отклонение напряжения на зажимах неавтоматизированных электрических печей приводит к снижению их мощности и изменению продолжительности технологического процесса.

Влияние отклонения напряжения на работу дуговых печей зависит от выбора параметра регулирования. При поддержании постоянными сопротивления дуги и ее длины мощность печи снижается пропорционально квадрату напряжения; при поддержании постоянным тока дуги – пропорционально первой степени напряжения; при поддержании постоянной мощности печи происходит увеличение потерь мощности в квадратичной зависимости по отношению к снижению напряжения.

Отклонения напряжения могут ухудшать технологический и энергетический режим печей сопротивления и индукционных печей, при снижении напряжения на 8—10 % возникает опасность полного нарушения технологического процесса.

Отклонение напряжения оказывает влияние и на электрическую сварку. Снижение напряжения ухудшает качество сварных швов. Повышение напряжения приводит к увеличению реактивной мощности сварочного агрегата.

Отклонение напряжения существенно влияет на работу осветительных установок. От подведенного напряжения зависят световой поток, освещенность, срок службы, потребляемая мощность и КПД осветительных приемников электрической энергии. Так, например, для ламп накаливания повышение напряжения только на 1 % сверх номинального вызывает увеличение потребляемой мощности приблизительно на 1,5 %, светового потока — на 3,7 %, сокращение срока службы ламп накаливания — на 14 %. Увеличение напряжения на 3 % сокращает срок службы ламп накаливания на 30 %, а повышение напряжения на 5 % приводит к сокращению срока службы ламп в 2 раза. Срок службы люминесцентных ламп при повышении напряжения на 10 % сокращается на 20—30 %. Понижение напряжения ниже номинального увеличивает срок службы ламп накаливания, уменьшает мощность, потребляемую лампой. Однако в лампе уменьшаются ток и световой поток, что отрицательно отражается на освещенности. При снижении напряжения на 20 % и более у газоразрядных ламп, в том числе и люминесцентных, зажигание становится невозможным.

Отклонение напряжения оказывает влияние и на приемники электрической энергии других видов. Например, вычислительные цифровые машины, автоматические устройства с программным управлением, вычислительные машины непрерывного действия и т. д.

Весьма чувствителен к отклонениям и колебаниям напряжения питающей сети вентильный электропривод. Изменение напряжения переменного тока вызывает изменение выпрямленного напряжения, что приводит к изменению частоты вращения двигателей. Для стабилизации напряжения предусматривается установка дополнительных регулирующих устройств.

При отклонении напряжений от номинальных значений ухудшается работа энергетического оборудования электроэнергетических систем.

При снижении напряжения в сети увеличиваются потери мощности и, как следствие, увеличивается пережог топлива для компенсации этих потерь. Кроме того, падает производительность двигателей собственных нужд, что может привести к снижению выработки электроэнергии.

При повышении напряжения растет скорость старения изоляции электрооборудования, что может быть причиной аварийных ситуаций. При росте напряжения увеличиваются потери в стали силовых трансформаторов, что ведет к повышению температуры стали. При повышении напряжения увеличивается генерация реактивной мощности воздушными линиями электропередачи и батареями статических конденсаторов, что может привести к большим подъемам напряжений в сети и опасности пробоя изоляции электрооборудования.

Перечисленные вредные влияния отклонений напряжений в сети от номинальных значений требует проведения мероприятий по регулированию напряжений в сети.

5. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ РЕЖИМЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Общая характеристика несимметричных режимов электрических систем

Несимметричным режимом работы трехфазной системы называется режим, при котором условия работы фаз неодинаковы. Несимметричные режимы могут быть длительными и кратковременными. Кратковременные несимметричные режимы связаны с аварийными процессами, длительные обусловлены наличием несимметрии в элементах электрической сети.

Причинами несимметрии могут быть:

- несимметрия источников тока;
- неполнофазные режимы элементов электрических сетей;
- электроприемники с различными нагрузками по фазам.

Следует заметить, что развитие промышленной и коммунальной энергетики характеризуется ростом числа и мощности электроустановок с несимметричной нагрузкой, что ухудшает работу других электроприемников.

Несимметрия может быть продольной, связанной с пофазным отключением линий и трансформаторов, и поперечной, обусловленной несимметрией нагрузок по фазам.

Несимметрия бывает однофазная и многофазная. Многофазную несимметрию можно рассматривать как совокупность однофазных.

Для анализа и расчета несимметричных режимов в трехфазных сетях в основном применяется метод симметричных составляющих. Метод основан на

представлении трехфазной несимметричной системы величин в виде суммы трех симметричных составляющих, отличающихся порядком следования фаз (прямой, обратной и нулевой последовательностей).

Несимметрия междуфазных напряжений вызывается наличием составляющих обратной последовательности, а несимметрия фазных обусловлена наличием составляющих обратной и нулевой последовательности.

Наиболее часто в системах электроснабжения встречается несимметрия, обусловленная нагрузкой, различной по фазам. Обычно это электроприемники, изготовление которых в трехфазном исполнении нерационально по технико-экономическим показателям. К ним относятся индукционные электропечи, электрифицированный транспорт на переменном токе, коммунальные нагрузки, однофазные двигатели в сельском хозяйстве.

Электрические сети систем электроснабжения в зависимости от класса номинального напряжения имеют различное исполнение и соответственно различно реагируют на несимметрию нагрузок.

Электрические сети систем электроснабжения промышленных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей на напряжение до 1000 В выполняются трех- и четырехпроводными. Режимы работы таких сетей при симметричной нагрузке одинаковы, а при несимметричной — различны.

При неравномерной нагрузке электрической сети по фазам симметрия напряжений и токов в отдельных точках нарушается. Предположим, что к трансформатору с симметричными напряжениями фаз $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$, сопротивления фаз которого малы, подключена несимметричная нагрузка с сопротивлениями $|Z_1| \neq |Z_2| \neq |Z_3|$ в фазах и сопротивлением Z_0 нулевого провода (рис. 5.1). Напряжение между точками 0 и 0' определяется как падение напряжения на сопротивлении Z_0 с помощью формулы $\dot{U}_0 = \dot{I}_0 Z_0$, откуда $\dot{I}_0 = \dot{U}_0 / Z_0 = \dot{U}_0 Y_0$.

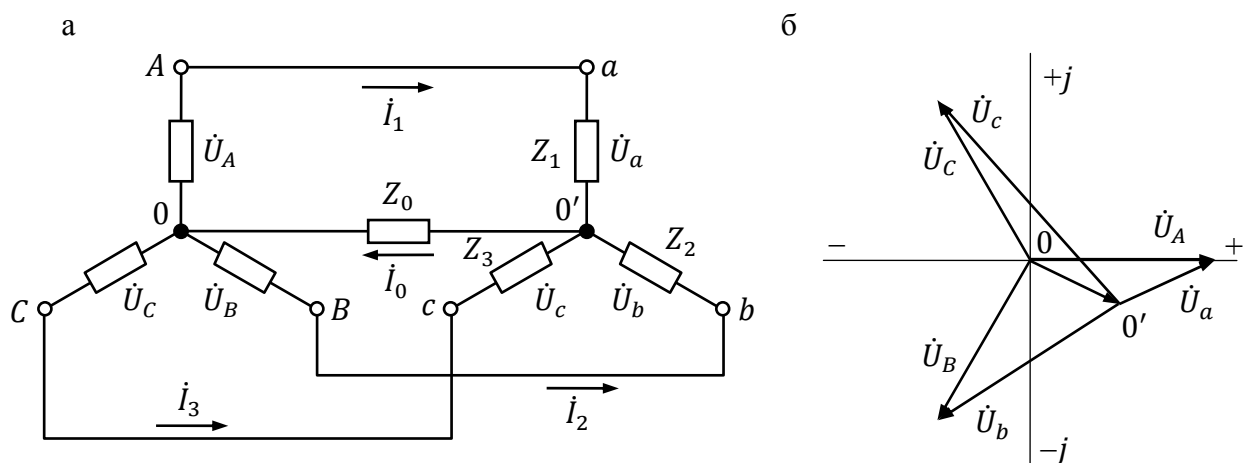


Рис. 5.1. Симметрирование нагрузок:
а – схема замещения; б – векторная диаграмма

Выразив сопротивление через проводимости фаз нагрузки $Y = 1/Z$, получим уравнение

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 - \dot{I}_0 = (\dot{U}_A - \dot{U}_0)Y_1 + (\dot{U}_B - \dot{U}_0)Y_2 + (\dot{U}_C - \dot{U}_0)Y_3 - \dot{U}_0 Y_0 = 0,$$

из которого можно найти напряжение между нейтральными точками трансформатора и нагрузки

$$\dot{U}_0 = \frac{\dot{U}_1 Y_1 + \dot{U}_2 Y_2 + \dot{U}_3 Y_3}{Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_0} = \frac{\sum_{i=1}^3 \dot{U}_i Y_i}{\sum_{i=1}^3 Y_i + Y_0}. \quad (5.1)$$

Если нулевой провод отсутствует, то есть $Y_0 = 1/Z_0 = 1/\infty = 0$, напряжение между нейтральными точками можно найти по формуле

$$\dot{U}_0 = \frac{\sum_{i=1}^3 \dot{U}_i Y_i}{\sum_{i=1}^3 Y_i}. \quad (5.2)$$

Как видно из векторной диаграммы (рис. 5.1, б), включение несимметричной нагрузки приводит к несимметрии фазных напряжений на нагрузке.

В распределительных сетях 6—10 кВ вторичные обмотки трансформаторов питающих подстанций и первичные обмотки понижающих трансформаторов 6–10/0,4 кВ включаются по схеме треугольника. Схема трехфазной сети показана на рис. 5.2.

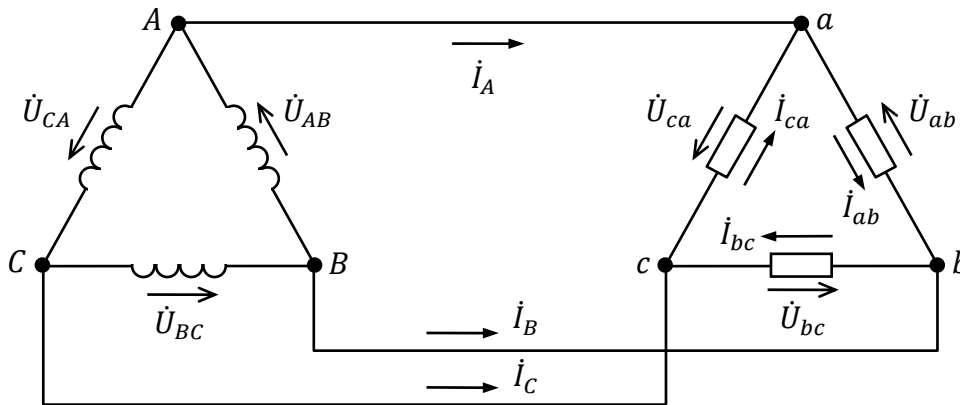


Рис. 5.2. Схема трехпроводной трехфазной системы при соединении источника и нагрузки в треугольник

При несимметрии нагрузок и симметрии напряжения питающего трансформатора в линейных проводах возникают различные токи.

Если значение коэффициентов обратной или нулевой последовательности напряжений превышает 2...4 %, их ограничение производится с помощью симметрирующих устройств или схемных решений.

Включение несимметричных нагрузок, особенно крупных — таких, как дуговые сталеплавильные печи, электрифицированные железные дороги на переменном токе, — вызывает несимметрию токов и напряжений.

Энергосистемы должны обеспечивать симметрию напряжений в рамках ГОСТа.

При несимметричном режиме напряжений в трехфазных сетях появляются токи обратной и нулевой последовательности. Токи обратной последовательности создают в электрических машинах обратное синхронное поле частотой 100 Гц, наводящее ЭДС, токи тройной частоты и спектр всех нечетных гармоник в статоре, а в обмотках ротора — спектр четных гармоник, вызывающих дополнительные потери и нагрев машин. Поэтому работа синхронных генераторов и компенсаторов допускается только при различии токов фаз не более чем на 10 %. Кроме того, токи и напряжения обратной последовательности в

синхронных и асинхронных машинах вызывают вибрацию, обратное поле создает противодействующий момент, снижающий полезный.

При несимметрии напряжений в 4 % срок службы асинхронных двигателей снижается вдвое, сильно падает КПД.

Ухудшается работа трехфазных вентильных мостов (выпрямителей). Ввиду различия величины фазных напряжений значительно растет пульсация выпрямленного напряжения. Кроме того, несимметрия оказывает отрицательное влияние на систему импульсно-фазового управления тиристорными преобразователями.

При несимметрии напряжений неравномерно загружаются по фазам конденсаторные батареи, вследствие чего невозможно их полноценное использование. При этом батареи увеличивают несимметрию нагрузки, выдавая большую реактивную мощность в тех фазах, где выше напряжение, то есть меньше нагрузка. Освещение работает в ненормальных условиях, так как часть ламп функционирует с пониженным световым потоком, а другая часть — быстро перегорает, потому что первые включены на фазы с пониженным, а вторые — с повышенным напряжением.

Упрощенно степень несимметрии можно определить как отношение мощности эквивалентной однофазной нагрузки $S_{0ф}$ к мощности короткого замыкания в данной точке питающей сети $S_{к.з}$:

$$K_U = \frac{S_{0ф}}{S_{к.з}} \cdot 100 \%. \quad (5.3)$$

Приблизительно допустимость включения однофазной нагрузки без нарушения показателей качества электроэнергии (K_{2U} и K_{0U}) проверяется по соотношению

$$S_{0ф} \leq S_{к.з}/50. \quad (5.4)$$

5.2. Симметрирование напряжений в системах электроснабжения

Для уменьшения влияния несимметрии напряжения производится симметрирование напряжения, при этом специальные дополнительные симметрирующие устройства используются лишь в тех случаях, когда оказываются недостаточными следующие меры:

- подключение несимметричных нагрузок на участках сети с возможно большей мощностью к.з. (5.4);
- выделение несимметричных нагрузок значительной мощности на отдельные трансформаторы;
- равномерное распределение однофазных нагрузок по всем фазам.

Пофазное перераспределение нагрузок не всегда позволяет обеспечить несимметрию напряжений в допустимых пределах. Это объясняется тем, что ряд электротермических установок по условиям технологии и эксплуатации находится в работе непостоянно.

При наличии несимметрии (K_{2U} более 2 %) и при исчерпывании прочих мер принимается решение о симметрировании нагрузки дополнительными устройствами. Симметрирующее устройство решает сразу две задачи:

- симметрирования нагрузок;

– компенсации реактивной мощности.

Мощность емкостного элемента симметрирующего устройства $Q_{с.у}$ выбирают из условий полной компенсации реактивной мощности нагрузки Q_H :

$$Q_{с.у} = Q_H, \quad (5.5)$$

положительное значение $Q_{с.у}$ соответствует индуктивности L , а отрицательное – емкости C_6 (рис. 5.3).

Симметрирование системы линейных напряжений трехфазной сети сводится к компенсации тока обратной последовательности, потребляемого однофазными нагрузками и обусловленного им напряжения обратной последовательности.

Симметрирующие устройства изготавливаются управляемыми и неуправляемыми, в зависимости от характера графика нагрузки. В настоящее время разработано большое число схем симметрирующих устройств с электрическими и электромагнитными связями между элементами.

Для симметрирования однофазных приемников электрической энергии практически с постоянным графиком нагрузки и коэффициентом мощности, близким к 1 (дуговые печи косвенного действия, печи сопротивления), применяется схема Штейнметца (рис. 5.3). Требуемая мощность конденсаторной батареи C_6 и дросселя L определяется из условия

$$Q_C = Q_L = P_0/\sqrt{3}, \quad (5.6)$$

где P_0 — активная мощность однофазной нагрузки.

Векторная диаграмма токов и напряжений для схемы Штейнметца приведена на рис. 5.4.

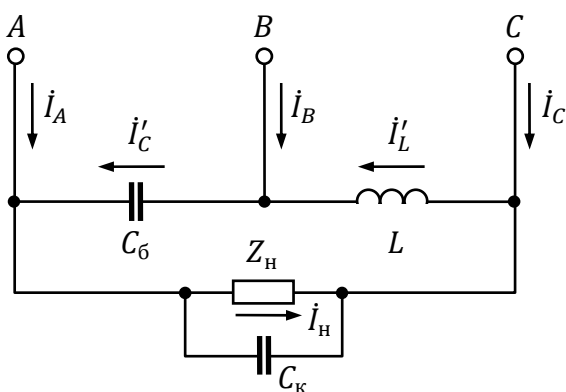


Рис. 5.3. Схема симметрирования однофазной нагрузки Штейнметца

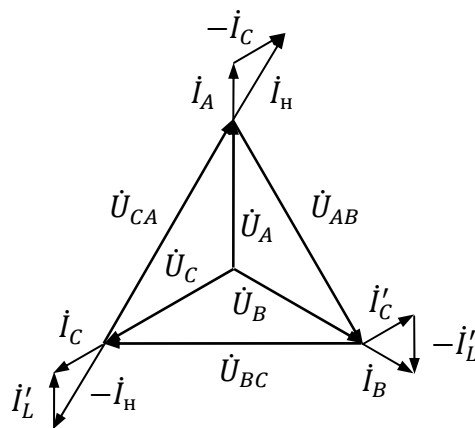


Рис. 5.4. Векторная диаграмма токов и напряжений для схемы Штейнметца

Компенсация тока обратной последовательности осуществляется с помощью конденсаторной батареи C_6 и дросселя L .

Следует иметь в виду, что эта схема наиболее эффективна при симметрировании чисто активной нагрузки.

Управляемые симметрирующие устройства, так же как и неуправляемые, в большинстве случаев выполняются по схеме Штейнметца. Они отличаются от

неуправляемых тем, что мощности конденсаторной батареи и дросселя регулируются отключением части секций параллельно включенных конденсаторов и переключением отпаек дросселя или отключением отдельных дросселей.

Для симметрирования однофазной индуктивной нагрузки применяется схема с дросселем-делителем (рис. 5.5). Симметрирующее устройство, выполненное по схеме с дросселем-делителем, может быть изготовлено управляемым и неуправляемым, в зависимости от конкретных условий.

Симметрирование двух- и трехфазных несимметричных нагрузок с низким коэффициентом мощности можно осуществить с помощью трехфазной несимметричной батареи конденсаторов (рис. 5.6). В общем случае мощности конденсаторов в каждой фазе могут быть неравными:

$$Q_{CA} \neq Q_{BC} \neq Q_{AB}.$$

Трехфазные симметричные конденсаторные батареи компенсируют только реактивную составляющую тока и не влияют на активную составляющую.

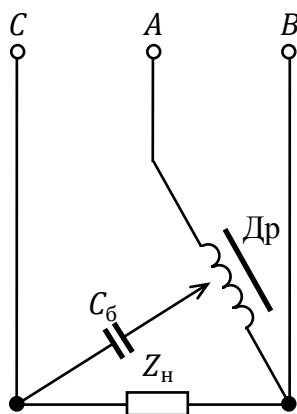


Рис. 5.5. Схема симметрирования с дросселем-делителем

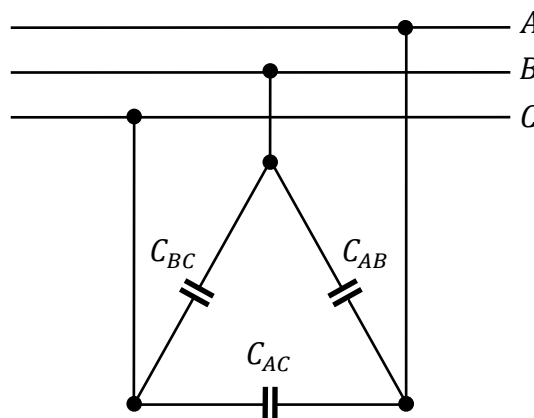


Рис. 5.6. Схема симметрирования несимметричной трехфазной нагрузки при помощи несимметричной конденсаторной батареи

При использовании симметрирующих устройств следует иметь в виду, что его установка влечет за собой дополнительные капиталовложения и эксплуатационные затраты. Поэтому иногда может быть экономически оправдано использовать трансформатор со схемой соединения обмоток звезда–зигзаг с нулем вместо симметрирующего устройства вместо трансформатора со схемой соединения обмоток звезда–звезда с нулем и дополнительного симметрирующего устройства. Кроме того, можно вместо симметрирующих устройств с магнитными связями между элементами применять специальный трансформатор с пофазным регулированием. Соотношения витков трансформаторов выбираются таким образом, чтобы несимметрия напряжений в питающей сети (\dot{U}_{AB} , \dot{U}_{CA} , \dot{U}_{BC}) не превышала допустимых значений. Симметрирующие устройства трансформаторного типа, как правило, являются индивидуальными и нерегулируемыми.

Электроустановки напряжением до 1 кВ переменного тока выполняются, как правило, четырехпроводными за исключением электроустановок, требую-

щих повышенных мер безопасности (передвижные, торфяных разработок, шахт). Определяющее влияние на сопротивление нулевой последовательности Z_0 оказывают сопротивления нулевой последовательности трансформаторов, зависящие от группы соединения их обмоток. Однофазный ток короткого замыкания на выводах вторичной обмотки питающего трансформатора при неучете активной составляющей полного сопротивления можно определить в соответствии с правилом прямой последовательности:

$$I_K^{(1)} = \frac{3U_{\text{ном}}}{X_1 + X_2 + X_0}, \quad (5.7)$$

где X_1, X_2, X_0 — сопротивления прямой, обратной, нулевой последовательности соответственно; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора.

Схемы соединений первичных и вторичных обмоток двухобмоточных трансформаторов, принципиальные схемы замещения, пути замыкания токов нулевой последовательности приведены в табл. 5.1. Как видно, для четырехпроводных сетей могут использоваться трансформаторы с соединением обмоток $\lambda/\lambda_0, \lambda/Z_0, \Delta/\lambda_0$. Трансформаторы с соединением λ/λ_0 , наиболее простые по конструкции и экономичные по расходу материалов, не находят широкого применения из-за большого сопротивления нулевой последовательности и повышенного значения K_{0U} , токи однофазных коротких замыканий в сети до 1 кВ составляют $(3,6 \dots 5,3)I_{\text{ном}}$ и недостаточны для срабатывания защит и выключателей или перегорания предохранителей. Для снижения K_{0U} и увеличения однофазного тока короткого замыкания (до $17 I_{\text{ном}}$) более предпочтительна схема соединения трансформатора Δ/λ_0 .

Наименьшее сопротивление (вплоть до нулевого значения нулевой последовательности) можно получить при соединении обмоток трансформаторов λ/Z_0 путем разделения вторичных обмоток на две полуобмотки, располагаемые на соседних стрелках, за счет использования взаимной индукции при схеме встречного зигзага. Ток однофазного к.з. за трансформатором при схеме соединения λ/Z_0 увеличивается до $27 I_{\text{ном}}$.

Включение обмоток трансформаторов мощностью 400 кВ·А и выше следует предусматривать по схемам Δ/λ_0 , а трансформаторов 250 кВ·А и ниже — по схемам λ/Z_0 .

При резкопеременной нагрузке с меняющейся несимметрией по фазам и, кроме того, генерирующей высшие гармоники, выполнять симметрирование описанными выше методами не удается.

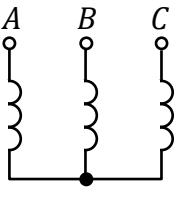
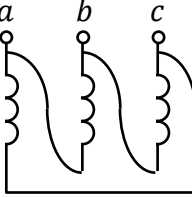
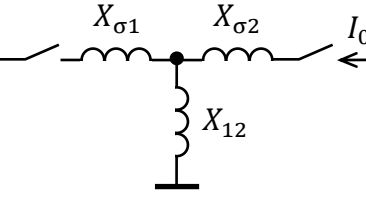
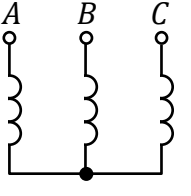
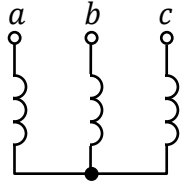
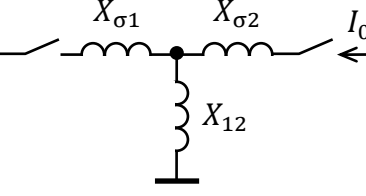
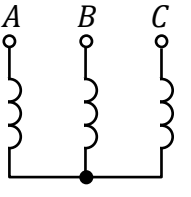
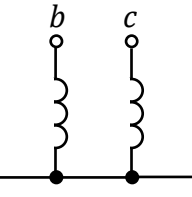
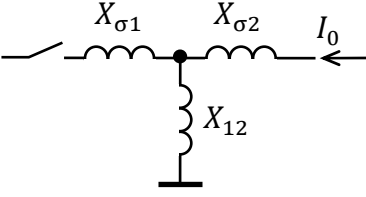
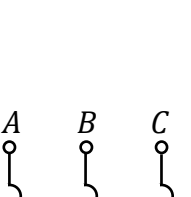
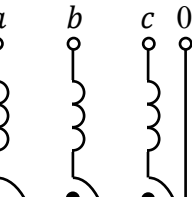
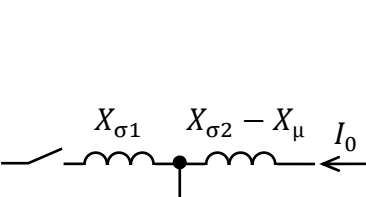
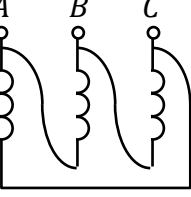
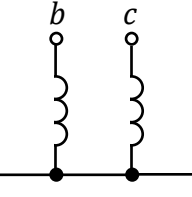
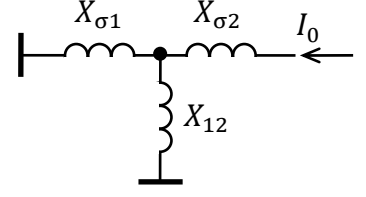
Примерами таких нагрузок могут служить дуговые и рудотермические печи, сварка, железнодорожный транспорт на переменном токе. Это обычно мощные потребители и проблема нормализации качества электроэнергии в питающих сетях таких потребителей важна и актуальна.

Для повышения качества электроэнергии и одновременно компенсации реактивной мощности можно использовать многофункциональные фильтросимметрирующие устройства (ФСУ). Фильтросимметрирующее устройство построено на основе статических тиристорных компенсаторов, тиристорных клю-

чей, линейных реакторов и регулируемых батарей конденсаторов. ФСУ обладают достаточным быстродействием, защищены от высших гармоник и не содержат вращающихся частей. Указанные обстоятельства делают ФСУ более предпочтительными, чем быстродействующие синхронные компенсаторы и нерегулируемые батареи конденсаторов.

Т а б л и ц а 5 . 1

Пути замыкания токов нулевой последовательности
в двухобмоточных трансформаторах с различными схемами соединения

Соединение обмоток		Обозначение	Схема замещения	Путь замыкания магнитного потока нулевой последовательности
первичной	вторичной			
		λ / Δ		Отсутствует
		λ / λ		Отсутствует
		λ / λ_0		Через бак трансформатора
		λ / Z_0		Через вторую полуобмотку, расположенную на соседнем стержне, и бак трансформатора
		Δ / λ_0		Через обмотку, соединенную в треугольник, и бак трансформатора

Принцип действия многофункционального фильтросимметрирующего устройства можно пояснить на схеме, приведенной на рис. 5.7.

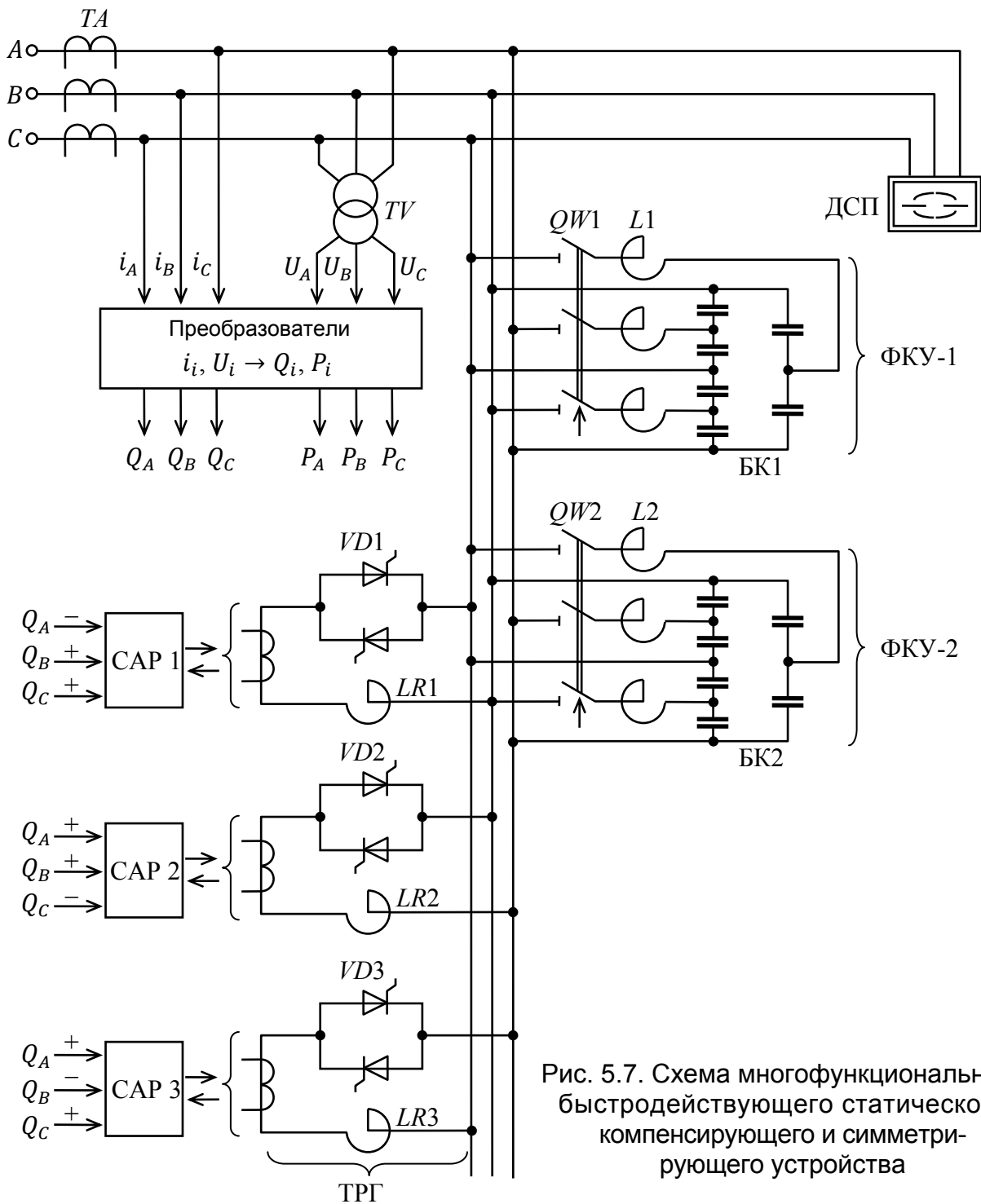


Рис. 5.7. Схема многофункционального быстродействующего статического компенсирующего и симметрирующего устройства

Измерительные трансформаторы тока и напряжения (TA , TV) позволяют передать мгновенные значения токов i_A , i_B , i_C и напряжений U_A , U_B , U_C , а также после преобразователей активной P_A , P_B , P_C и реактивной Q_A , Q_B , Q_C мощностей в систему регулирования ФСУ.

Тиристорно-реакторная группа, содержащая тиристорные ключи $VD1$, $VD2$, $VD3$ и реакторы $LR1$, $LR2$, $LR3$, управляется системами автоматического регулирования CAP-1, CAP-2, CAP-3.

Фильтрокомпенсирующие устройства ФКУ-1 и ФКУ-2 представляют собой комбинированные многополюсные трехфазные фильтры 3, 5, 7-й гармоник, включающие реакторы $L1$, $L2$ и батареи конденсаторов БК1, БК2 с вакуумными выключателями $QW1$, $QW2$.

Система управления регулирует реактивную мощность в каждой фазе компенсатора, изменяя углы открытия вентилей $VD1$, $VD2$, $VD3$, причем регулируется не емкость, а индуктивность. Фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ) настроены на определенную постоянную мощность емкостей, а регулируемые реакторы снижают эту мощность до того уровня, который необходим для поддержания заданного напряжения в каждой фазе.

5.3. Пример выбора симметрирующего устройства

Определить коэффициенты несимметрии напряжения и выбрать мощность симметрирующего устройства, если в распределительную сеть 6 кВ завода включается однофазная электропечь мощностью 5000 кВ·А, $\cos \varphi = 0,866$. Мощность к.з. в сети составляет $S_{к.з} = 136$ МВ·А. Мощность компенсирующего устройства по условиям оптимальной компенсации (5.5) составляет $Q_{к.у} = Q_k = 3000$ квар.

Решение. Определение коэффициента несимметрии можно выполнить по упрощенному соотношению (5.3):

$$K_U = \frac{S_{оф}}{S_{к.з}} \cdot 100 \% = \frac{5000}{136 \cdot 10^3} \cdot 100 \% = 3,68 \%$$

Полученное значение K_U превышает допустимое значение (2 %) $U_{ном}$, поэтому требуется установка симметрирующего устройства. Из условия (5.5) определяется мощность $Q_{с.у}$:

$$Q_{с.у} = Q_{к.у} = 3000 \text{ квар.}$$

Включается $Q_{с.у}$ в качестве конденсаторной батареи (С) симметрирующего устройства (рис. 5.3).

При наличии в данном нагрузочном узле источников высших гармоник следует проверять, не возникают ли в симметрирующем устройстве резонансы токов на частотах генерируемых гармоник. Если по этой причине появляется перегрузка батареи токами высших гармоник, то предусматривается включение последовательно с батареей реакторов.

Проверка наличия резонанса выполнена в разделе 6 настоящего пособия при определении параметров ФКУ.

6. НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТЬ НАПРЯЖЕНИЯ

6.1. Источники несинусоидальности в электрических сетях

Проблема обеспечения синусоидальности тока и напряжения в питающих сетях энергосистем и сетях электроснабжения возникла в связи с применением мощных электроприемников с нелинейной вольтамперной характеристикой, таких как электросварка, сталеплавильные печи, неуправляемые и особенно управляемые вентильные преобразователи. В настоящее время проблема воз-

никновения высших гармоник является одной из важных частей общей проблемы электромагнитной совместимости приемников электроэнергии с питающей электрической сетью.

Искажения кривой напряжения в электрических сетях приводят к следующим отрицательным последствиям:

- появляются добавочные потери мощности в питающих линиях, трансформаторах, батареях конденсаторов и т.д.;
- происходит ускорение старения изоляции электрических машин, аппаратов и кабелей, что приводит к уменьшению надежности и срока службы электрооборудования;
- ухудшается точность электрических измерений;
- появляются нарушения в работе автоматики, телемеханики и релейной защиты;
- затрудняется, а в ряде случаев становится невозможным использование силовых цепей в качестве каналов для передачи информации;
- ухудшается, а иногда и нарушается работа приемников электроэнергии, в том числе и тех, которые создают несинусоидальность в электрических сетях;
- ограничивается, а в ряде случаев становится невозможным применение батарей конденсаторов из-за перегрузки их токами высших гармоник и возникновения резонансных явлений.

Вентильные (в основном тиристорные) преобразователи являются одним из главных источников несинусоидальности.

Характерная особенность этих устройств — потребление ими из сети несинусоидальных токов при подведении к их зажимам синусоидального напряжения.

Рассмотрим принцип работы тиристорного преобразователя с выделенным анализируемым блоком (рис. 6.1). Для простоты анализ проводится для случая работы двух фаз — A и B . Диаграмма напряжений U_a и U_b фаз A и B , а также междуфазного напряжения U_{ab} сети показаны на рис. 6.2.

Тиристор $T1$ в фазе A открыт до момента времени t при прохождении через него положительной полуволны напряжения U_a , при этом тиристор пропускает рабочий ток и потенциал точки U равен потенциалу U_1 . Тиристор $T2$ в фазе B в это время заперт, хотя в точке 1 (рис. 6.2) напряжение U_b меняет свой знак и становится положительным. Это объясняется тем, что до момента времени t запирающее тиристор $T2$ напряжение U_a больше открывающего его напряжения U_b . При отсутствии в схеме индуктивных элементов в момент времени t произошло бы мгновенное переключение — открытие тиристора $T2$ и закрытие тиристора $T1$. В связи с наличием индуктивностей процесс переключения затягивается на время Δt .

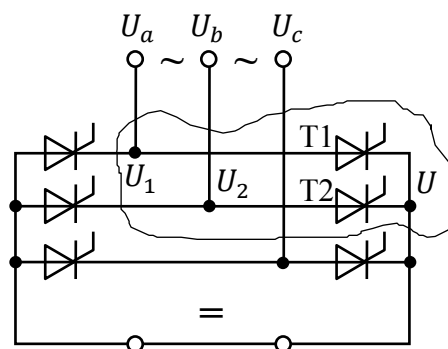


Рис. 6.1. Схема преобразователя

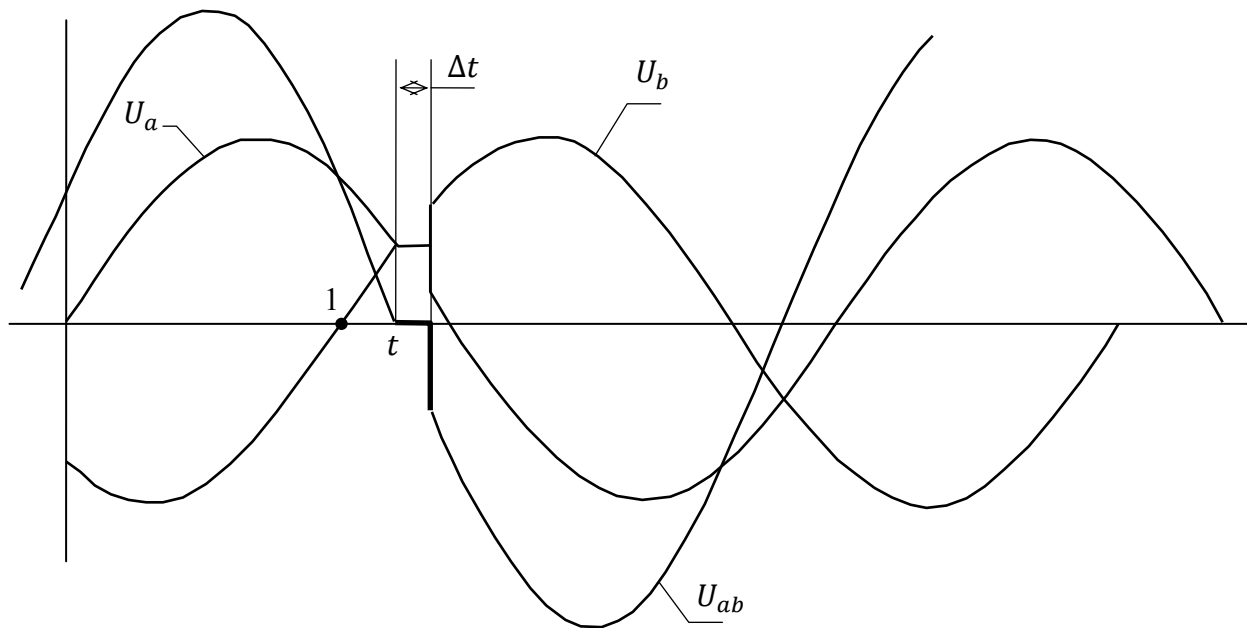


Рис. 6.2. Диаграммы напряжений сети

В период времени Δt одновременно открыты тиристоры T1 и T2, поэтому потенциалы точек U_1 , U_2 и U одинаковы. Это соответствует междуфазному короткому напряжению фаз A и B, $U_{ab} = 0$, что приводит к искажению синусоиды междуфазного напряжения U_{ab} (выделенный жирной линией участок на рис. 6.2). При этом в цепи U_1 –T1– U –T2– U_2 вследствие малости сопротивлений тиристоров протекают значительные токи.

Описанное явление носит название коммутации преобразователя. Таких коммутаций за каждый период (0,02 с) наблюдается 6 (три — между фазами A, B и C на их положительных полуволнах (правая часть схемы рис. 6.1) и три — на их отрицательных полуволнах (левая часть схемы)).

Наличие процессов коммутации приводит к возникновению токов высших гармоник I_v , где v — номер гармоники. Величины токов высших гармоник обратнопропорциональны их номеру:

$$I_v = I_{(1)}/v, \quad (6.1)$$

где $I_{(1)}$ — ток основной частоты.

Порядок возникающих высших гармоник определяется формулой

$$v = mk - 1, \quad (6.2)$$

где m — число фаз выпрямления; $k = 0, 1, 2, 3 \dots$ — последовательный ряд натуральных чисел.

Для шестифазной системы напряжения в кривой питающего напряжения имеются высшие гармоники следующего порядка, называемые каноническими: $v = 5, 7, 13, 17, 19, 23 \dots$; для 12-фазной схемы $v = 11, 13, 23, 25, 35, 37 \dots$; для 24-фазной схемы $v = 23, 25, 47, 49, 71, 73 \dots$ и т. д.

Отсутствие гармоник, кратных трем, объясняется тем, что эти гармоники, образуя токи нулевой последовательности, замыкаются в обмотке низшего напряжения понижающих трансформаторов $T_{пр}$ (рис. 6.3), соединенных в треугольник.

Обычно токи гармоник с номерами 17 и выше не учитываются вследствие их малости и соответственно малого влияния на других потребителей M и энергосистему C (рис. 6.3).

В современных условиях существенное влияние на синусоидальность напряжения сети оказывают получившие широкое распространение компьютеризированные устройства (факсы, принтеры, ксероксы, компьютеры и т.п.).

Как видно из рис. 6.4, импульсный блок питания представляет собой устройство, состоящее из первичного источника питания, основанного на принципе накопления энергии на емкостях 1, инвертора 2, преобразующего постоянный сигнал в высокочастотный, трансформатора 3 и вторичного блока питания 4.

Достоинством подобных схем является наличие нескольких емкостей в первичном источнике питания, которые при правильном выборе и их настройке практически полностью обеспечивают защиту сетевой платы и остальных узлов от импульсных помех из сети питания. Кроме того, общий вес и объем блока питания из-за использования трансформаторной связи на высокой частоте существенно ниже, нежели у обычного типа блоков питания с выпрямителями.

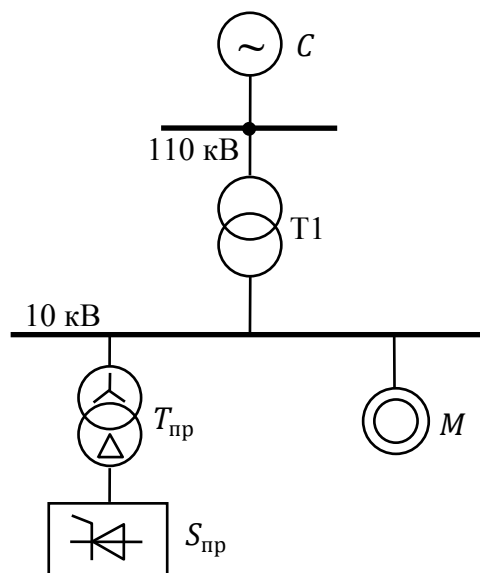


Рис. 6.3. Однолинейная схема питания мощного вентильного преобразователя

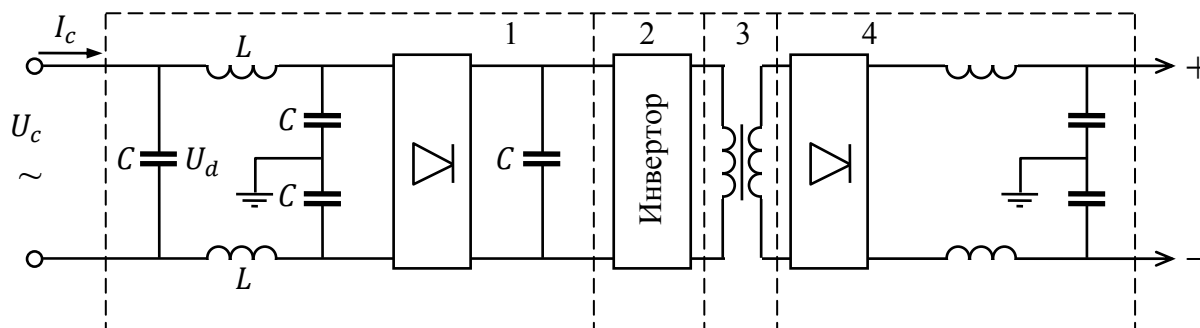


Рис. 6.4. Функциональная схема блока питания компьютера

Принципы искажения токов I_c в сети показаны на рис. 6.5. Когда напряжение сети U_c становится больше остаточного напряжения на обкладках конденсатора U_d , последний начинает заряжаться, то есть в схеме появляется ток I_c , причем этот ток не может мгновенно возрасти из-за наличия индуктивных элементов. Затем, когда напряжение сетевого питания становится меньше напряжения на обкладках конденсатора, ток спадает до нуля (если бы не было индуктивностей, ток спал бы мгновенно). Второй полупериод сетевого питания показан зеркально отраженным.

В качестве примера на рис. 6.6 приведена осциллограмма тока фазы A в трехфазной сети, основную долю нагрузки которой составляют компьютеры. Обработка сигнала по току показала, что коэффициент несинусоидальности кривой тока составил 52 %, коэффициент несинусоидальности кривой напряжения этой же фазы составил 9,2 %. Отличие реальной кривой тока от теорети-

ческой объясняется тем, что в сети протекают волновые процессы, существенно искажающие кривую тока.

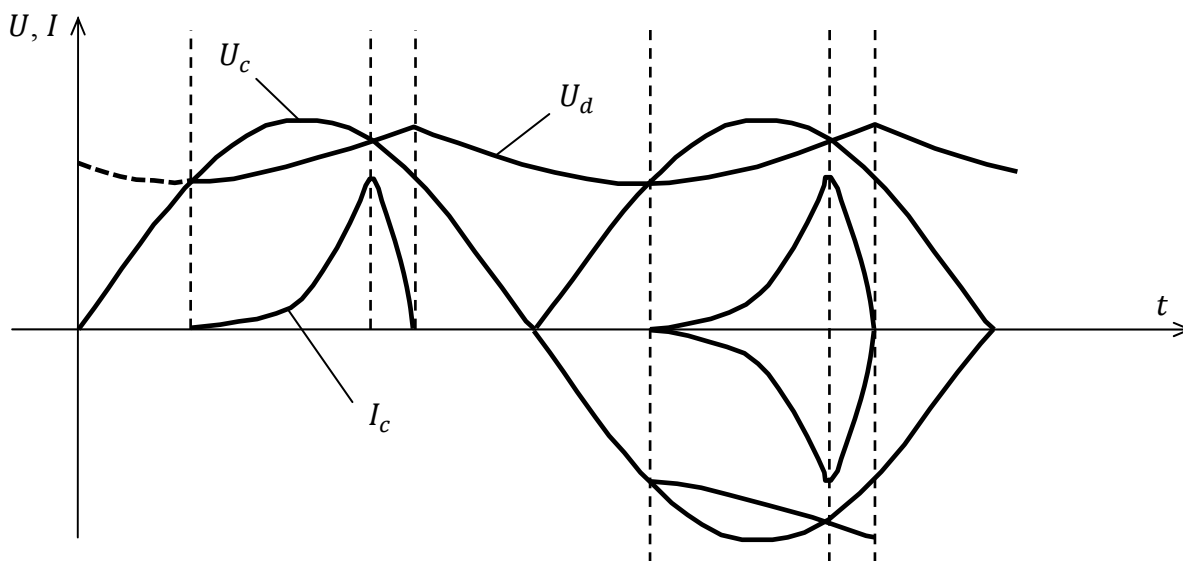


Рис. 6.5. Диаграмма напряжений и токов

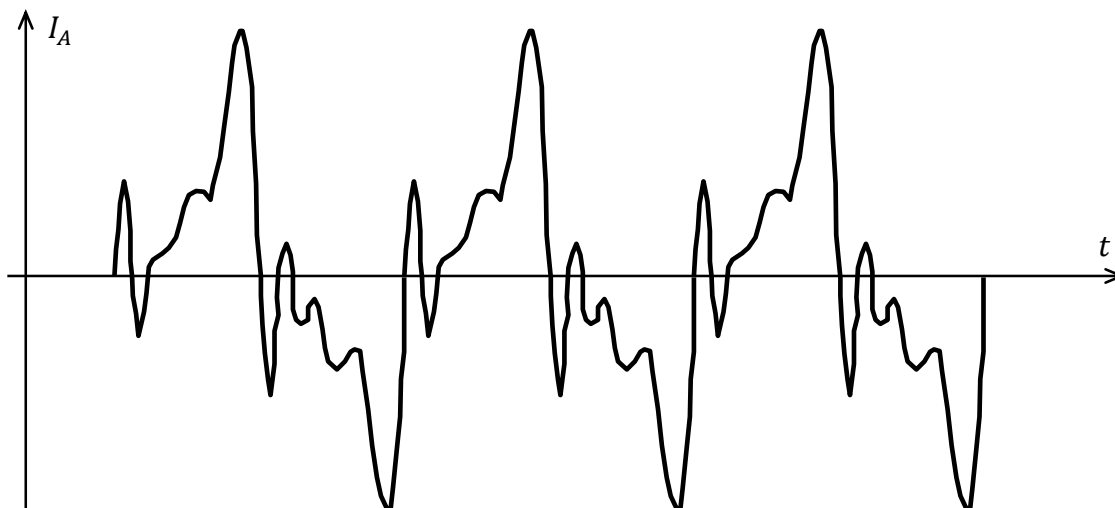


Рис. 6.6. Осциллограмма тока фазы А

Для ограничения несинусоидальности токов и напряжений в сети используются различные способы. Наиболее эффективным из них является установка ФКУ.

6.2. Выбор параметров ФКУ

Выбор параметров ФКУ рассмотрим на примере.

На производственном участке установлен комплекс электроприемников, часть их относится к «пассивной» нагрузке (асинхронные двигатели, освещение), и группа тиристорных преобразователей. Все электроприемники получают питание с шин 0,4 кВ ЦТП. На ЦТП установлен трансформатор номинальной мощностью 1000 кВ·А. Обобщенная схема сети электроснабжения участка приведена на рис. 6.7. Мощность трех-

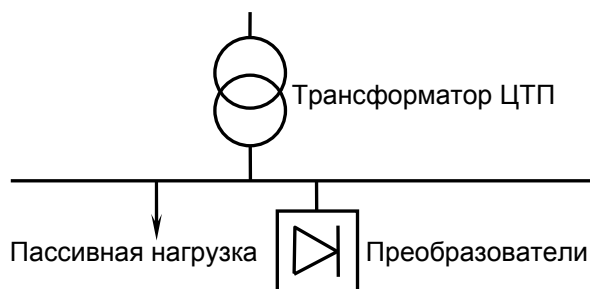


Рис. 6.7. Принципиальная схема электроснабжения производственного участка

фазного короткого замыкания на выводах ВН трансформатора ЦТП ($S_{\text{кз.ВН}}$) составляет 173 МВ·А.

Исходные данные:

Трансформатор: ТМ–1000/10/0,4; $\Delta P_{\text{к}} = 12,2$ кВт; $\Delta P_{\text{х}} = 2,45$ кВт;
 $I_{\text{хх}} = 1,4$ %; $u_{\text{к}} = 5,5$ %.

Пассивная нагрузка: $S_{\text{н}} = 550$ кВ·А; $\cos \varphi = 0,75$.

Преобразователи: $S_{\text{пр}} = 360$ кВ·А; $\cos \varphi_{\text{пр}} = 0,6$.

Для упрощения расчетов принято считать преобразовательную нагрузку источником токов только 5-й и 7-й гармоник ($I_{(5)} = 10$ % $I_{(1)}$; $I_{(7)} = 5$ % $I_{(1)}$). Данное допущение не совсем верно, так как амплитуды токов высших гармоник зависят от номера гармоники: $I_{(v)} = I_{(1)}/v$. Отсюда следует, в частности, что для 5-й гармоники амплитуда тока составляет примерно 20 % от амплитуды первой (основной) гармоники.

По условиям работы питающей сети 10 кВ предприятия задано, что на стороне высокого напряжения ЦТП должен поддерживаться $\text{tg } \varphi = 0,55$. По условиям нормальной работы потребителей коэффициент несинусоидальности напряжения на шинах 0,4 кВ не должен превышать 5 %.

Задание. Выбрать мощность и рассчитать параметры ФКУ для установки на шинах 0,4 кВ ЦТП.

Алгоритм решения задачи.

1. Составление баланса мощностей:

$$P_{\text{н}} = S_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{н}} = 550 \cdot 0,75 = 413 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{н}} = 364 \text{ квар};$$

$$P_{\text{пр}} = S_{\text{пр}} \cos \varphi_{\text{пр}} = 360 \cdot 0,6 = 216 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{пр}} = 288 \text{ квар}.$$

Суммарная активная и реактивная мощность электроприемников участка:

$$P_{\Sigma} = 629 \text{ кВт}; \quad Q_{\Sigma} = 652 \text{ квар}.$$

2. Расчет параметров схемы замещения.

Сопротивления трансформатора, приведенные к номинальному напряжению 0,4 кВ:

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.тр}}^2} = 0,00195 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.тр}}} = 0,0088 \text{ Ом}.$$

Сопротивление внешней сети на выводах ВН трансформатора:

$X_{\text{с}} = U_{\text{НОМ.ВН}}^2 / S_{\text{кз.ВН}} = 0,578$ Ом; это же сопротивление, приведенное к низкому напряжению, составляет 0,00092 Ом.

Сопротивления ветви схемы замещения, соответствующей цепи «пассивной» нагрузки:

$$R_H = \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cos \varphi_H}{S_H} = 0,291 \text{ Ом};$$

$$X_H = \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \sin \varphi_H}{S_H} = 0,1925 \text{ Ом}.$$

3. Расчет потерь активной мощности в трансформаторе.

Коэффициент загрузки β принят равным номинальному для случая двухтрансформаторной подстанции с преобладанием потребителей 2-й категории, т. е. $\beta_{\text{НОМ}} = 0,7$:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_x + \Delta P_k \beta^2 \approx 8,4 \text{ кВт}.$$

4. Определение мощности компенсирующего устройства.

Активная мощность, поступающая из внешней сети на вводы ВН трансформатора ЦТП равна ($P_3 + \Delta P_{\text{тр}} \approx 637 \text{ кВт}$). По условию работы питающей сети требуется выдерживать соотношение реактивной и активной мощностей, определяемое величиной $\text{tg } \varphi = 0,55$. Тогда значение реактивной мощности на стороне ВН трансформатора должно быть не более $637 \cdot 0,55 = 350 \text{ квар}$. При этом величина потерь реактивной мощности в трансформаторе составит:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = I_{\text{ХХ}} S_{\text{НОМ.тр}} + u_k S_{\text{НОМ.тр}} \beta^2 = 41 \text{ квар}.$$

Следовательно, на шины 0,4 кВ из внешней сети может поступить не более $(350 - 41) = 309 \text{ квар}$. Отсюда очевиден вывод о необходимости установки компенсирующих устройств с суммарной мощностью не менее $(652 - 309) = 343 \text{ квар}$. Предварительно принято к установке компенсирующее устройство в виде батареи статических конденсаторов мощностью $Q_{\text{СК}} = 350 \text{ квар}$ (отечественная промышленность выпускает конденсаторы группами по 50 квар в трехфазном исполнении). Сопротивление одной фазы КУ составит

$$X_{\text{БК}} = U_{\text{НОМ}}^2 / Q_{\text{БК}} = 0,457 \text{ Ом}.$$

Теперь схема замещения будет иметь вид, представленный на рис. 6.8.

5. Проверка условия несинусоидальности на шинах 0,4 кВ ЦТП.

Точный расчет

Рассчитывается эквивалентное сопротивление ветвей Z_1 и Z_2 схемы замещения (считается, что из внешней сети несинусоидальные токи не поступают).

Эквивалентное сопротивление Z_3 :

$$Z_3 = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2} = 0,002 + j0,00942 \text{ Ом}.$$

Активные сопротивления элементов схем (двигателей, трансформаторов и т. д.) практически не зависят от частоты (номера гармоники). Исключением являются низковольтные проводки, выполняемые проводниками малых сечений, в которых заметен эффект вытеснения. Чтобы расчеты были достаточно точными необходимо учесть зависимость активного сопротивления от частоты (номера гармоники):

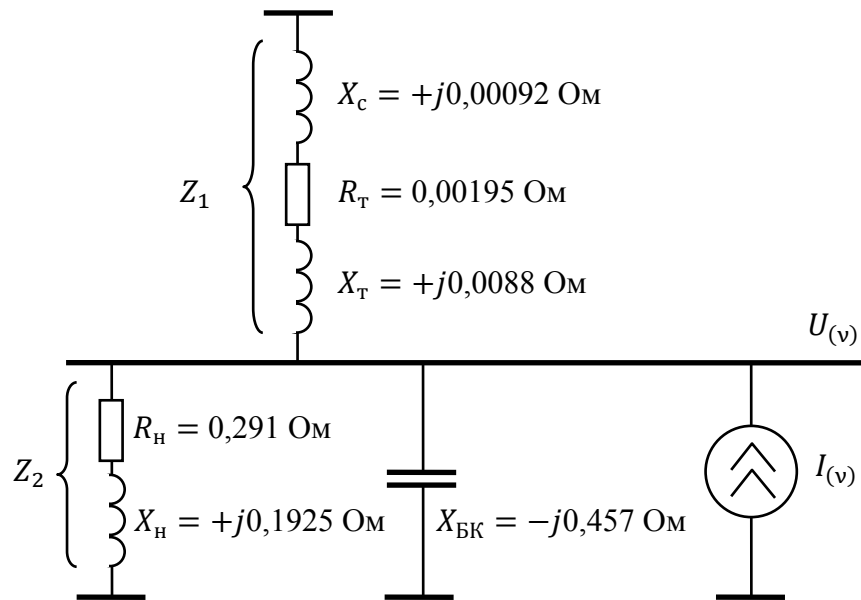


Рис. 6.8. Схема замещения сети:
 Z_1 — сопротивление трансформатора и внешней сети;
 Z_2 — сопротивление пассивной нагрузки

$$R_{(v)} = R_{(1)}\sqrt{v},$$

где $R_{(1)}$ — активное сопротивление элемента схемы на частоте 50 Гц ($v = 1$);
 v — номер гармоники (например, для токов частотой 150 Гц $v = 3$). В дальнейшем будет показано, что учет этой зависимости практически незначим и в данном расчете не применяется. Для индуктивных сопротивлений учет их изменения от частоты важен, так как эта зависимость прямо пропорциональная:

$$X_L(v) = \omega L = v\omega_0 L;$$

где ω — угловая частота ($2\pi f$); L — индуктивность элемента сети; ω_0 — угловая частота для основной гармоники напряжений и токов (314 с^{-1}). Для конденсаторов зависимость сопротивления от частоты следующая:

$$X_C(v) = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{v\omega_0 C},$$

где C — емкость элемента схемы. Очевидно, что емкостные сопротивления при увеличении частоты уменьшаются, а индуктивные — увеличиваются. Исходя из этого рассчитаны величины эквивалентных сопротивлений для гармоник 5 и 7:

$$Z_3(v = 5) = 0,002 + j5 \cdot 0,00942 = 0,002 + j0,0471 \text{ Ом};$$

$$Z_3(v = 7) = 0,002 + j7 \cdot 0,00955 = 0,002 + j0,0659 \text{ Ом}.$$

Сопротивления батареи конденсаторов:

$$Z_{БК}(v = 5) = -j0,457/5 = -j0,0914 \text{ Ом};$$

$$Z_{БК}(v = 7) = -j0,457/7 = -j0,06529 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление ($Z_3(v)$ и $Z_{БК}(v)$) является сопротивлением нагрузки для токов гармоники v , источником которых является преобразователь. Падение напряжения на этом суммарном сопротивлении от токов преобразова-

теля, будучи наложенным на кривую напряжения основной частоты, является причиной несинусоидальности. Это суммарное сопротивление $Z_{вн}(v)$, где индекс «вн» означает, что сопротивление внешнее по отношению к преобразователю:

$$Z_{вн}(v = 5) = 0,01 - j0,0937 \text{ Ом};$$

$$Z_{вн}(v = 7) = 1,68 - j0,219 \text{ Ом}.$$

Модули этих сопротивлений: $Z_{вн}(v = 5) \approx 0,095 \text{ Ом}$; $Z_{вн}(v = 7) \approx 1,7 \text{ Ом}$.

Расчет величины токов 5 и 7 гармоник, источником которых является преобразователь: $I(v = 5) = 0,1 \cdot 520 = 52 \text{ А}$; $I(v = 7) = 0,05 \cdot 520 = 26 \text{ А}$, где 520 А — величина тока основной гармоники преобразователя.

Соответственно, падения напряжения на этих сопротивлениях (фазные значения):

$$U_{вн}(v = 5) = 4,9 \text{ В};$$

$$U_{вн}(v = 7) = 44,2 \text{ В}.$$

Следует отметить, что значительная зависимость сопротивления сети от частоты (номера гармоники) изучена достаточно хорошо. В табл. 6.1 приведен пример расчетных значений активных, реактивных и полных сопротивлений внешней сети при различных частотах.

Таблица 6.1

Расчет значения параметров внешней сети

Номер гармоники, v	Активное сопротивление внешней сети, Ом	Реактивное сопротивление внешней сети, Ом	Полное сопротивление внешней сети, Ом
1	0,002	-0,0097	0,0099
2	0,0027	-0,0204	0,0206
3	0,0036	-0,0342	0,0344
4	0,0053	-0,0549	0,0552
5	0,0101	-0,0937	0,0942
6	0,0333	-0,2020	0,2050
7	1,681	-0,2190	1,6960
8	0,0273	+0,2450	0,2470
9	0,006	+0,1296	0,1296
10	0,0023	+0,0900	0,0901
11	0,0012	+0,0700	0,0701
12	0,0007	+0,0580	0,0579
13	0,0004	+0,0500	0,0497

На рис. 6.9 показан график изменения внешнего индуктивного сопротивления $X_{вн}(v)$ в зависимости от номера гармоники. Как видно из рис. 6.9 внешнее (по отношению к преобразователям) реактивное сопротивление при частотах примерно до 350 Гц ($v = 7$) имеет емкостный характер, а при частотах выше 350 Гц меняет свой характер и становится индуктивным. На рис. 6.10 приведена зависимость величины полного внешнего сопротивления $Z_{вн}(v)$ от номера гармоники (частоты).

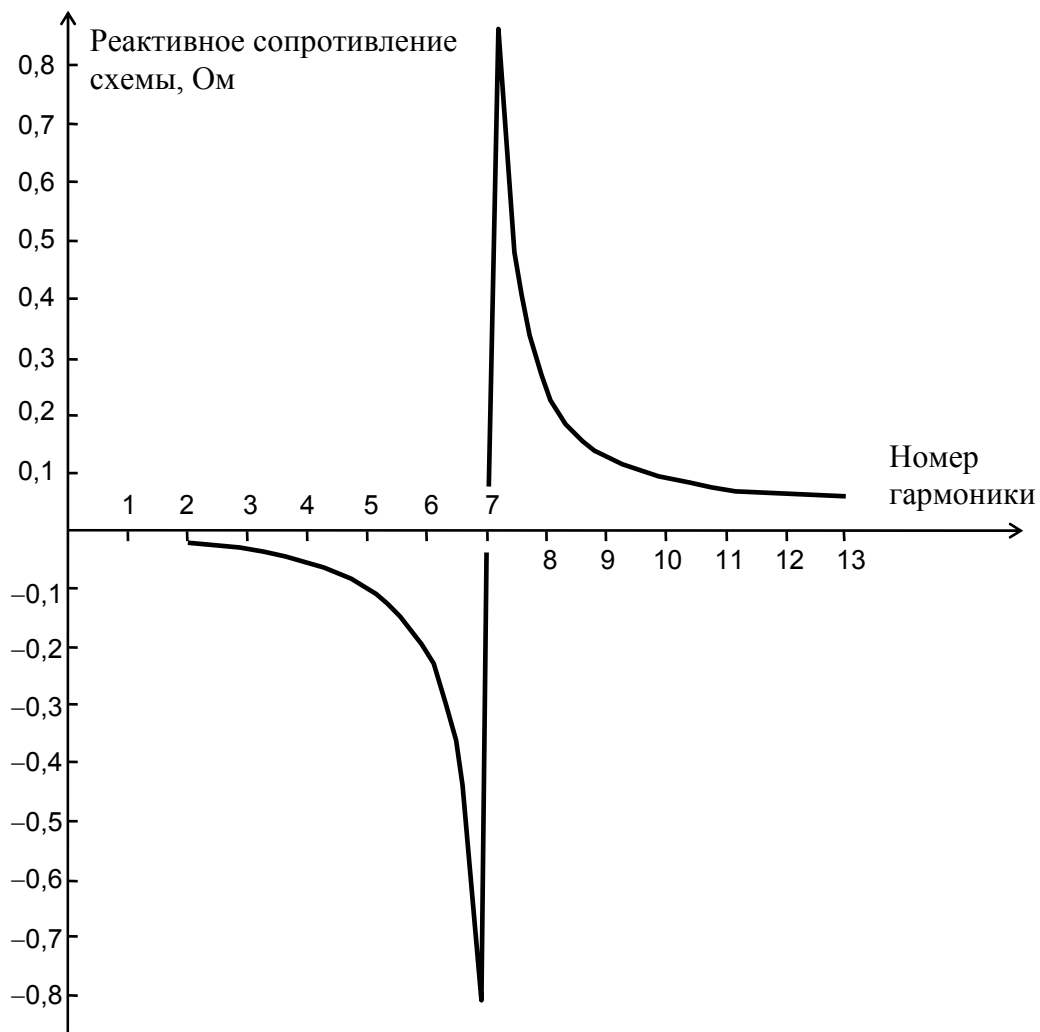


Рис. 6.9. Зависимость $X_{вн} = f(v)$

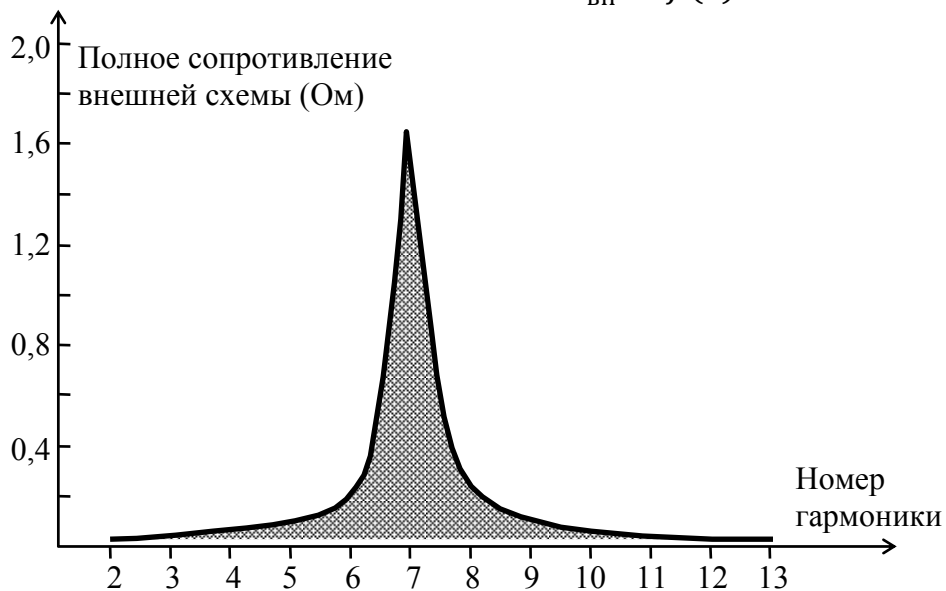


Рис. 6.10. Зависимость $Z_{вн} = f(v)$

Как видно из графика, примерно на 7-й гармонике в схеме наблюдается резонанс сопротивлений, т.е. внешнее сопротивление возрастает для токов соответствующей гармоники и увеличивается падение напряжения на шинах РУ. Величина коэффициента несинусоидальности рассчитывается по формуле

$$K_{\text{НС}} = \sqrt{\frac{U_{\text{ВН}}^2(\nu = 5) + U_{\text{ВН}}^2(\nu = 7)}{U_{\text{НОМ.Ф}}}},$$

где $U_{\text{НОМ.Ф}}$ — фазное значение номинального напряжения. Для решаемой задачи $K_{\text{НС}} = 20\%$, что значительно больше минимально допустимого ГОСТом на шинах ЦТП.

Такие значения коэффициентов несинусоидальности встречаются в практике достаточно часто при установке в качестве компенсирующих устройств батарей конденсаторов в сетях с нелинейными нагрузками (тиристорные преобразователи, дуговые печи, сварочные устройства и т. д.).

Упрощенный расчет

В практических расчетах обычно пренебрегают активными сопротивлениями, это связано как с упрощением собственно расчетов, так и с неопределенностью параметров сети. Без учета активных сопротивлений эквивалентное сопротивление:

$$X_3 = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,00972 \cdot 0,1925}{0,00972 + 0,1925} = 0,00925 \text{ Ом.}$$

Определим частоту (номер гармоники), при которой внешнее по отношению к преобразователю сопротивление неограниченно возрастает. Тогда эквивалентное индуктивное сопротивление:

$$X_3 = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} = 0,00925 \text{ Ом.}$$

Тогда

$$\nu_{\text{рез}}^2 = X_{\text{БК}}/X_3 = 0,457/0,00925 = 49,41; \quad \nu_{\text{рез}} = 7,03 \approx 7.$$

Как видно, данный результат практически совпал с результатом точного расчета, резонансная частота в расчетной схеме равна 350 Гц (номер резонансной гармоники 7).

6. Выбор фильтрокомпенсирующего устройства.

Из приведенных выше расчетов следует вывод о том, что установка БК невозможна вследствие возникновения резонанса в сети на частоте 7-й гармоники. В таких случаях рекомендуется установка фильтрокомпенсирующего устройства (ФКУ), которое выполняет две функции: 1) на частоте основной гармоники — функции БК; 2) на резонансной частоте имеет нулевое сопротивление для токов этой частоты, препятствуя их протеканию во внешнюю сеть.

Схема ФКУ представляет собой последовательное соединение индуктивности (реактора) и емкости (БК). Параметры ФКУ определяются по результатам решения системы двух уравнений, описывающих его поведение.

Сопротивления ФКУ: с индексом «L» — реактивное сопротивление реактора; с индексом «C» — реактивное сопротивление конденсаторов. Тогда получим систему уравнений

$$jX_{L(1)} - jX_{C(1)} = -j \frac{U_H^2}{Q_{\text{треб.компл}}}; \quad jv_{\text{рез}}X_{L(1)} - \frac{jX_{C(1)}}{v_{\text{рез}}} = 0.$$

Решая эту систему при заданной $v_{\text{рез}}$ (по результатам предварительного анализа), можно определить все необходимые данные. Для рассматриваемого случая $v_{\text{рез}} = 7$, тогда: $X_{L(1)} = 0,00952 \text{ Ом}$; $X_{C(1)} = 0,4665 \text{ Ом}$. Зависимость внешнего полного сопротивления от частоты при выбранных параметрах ФКУ представлена на рис. 6.11.

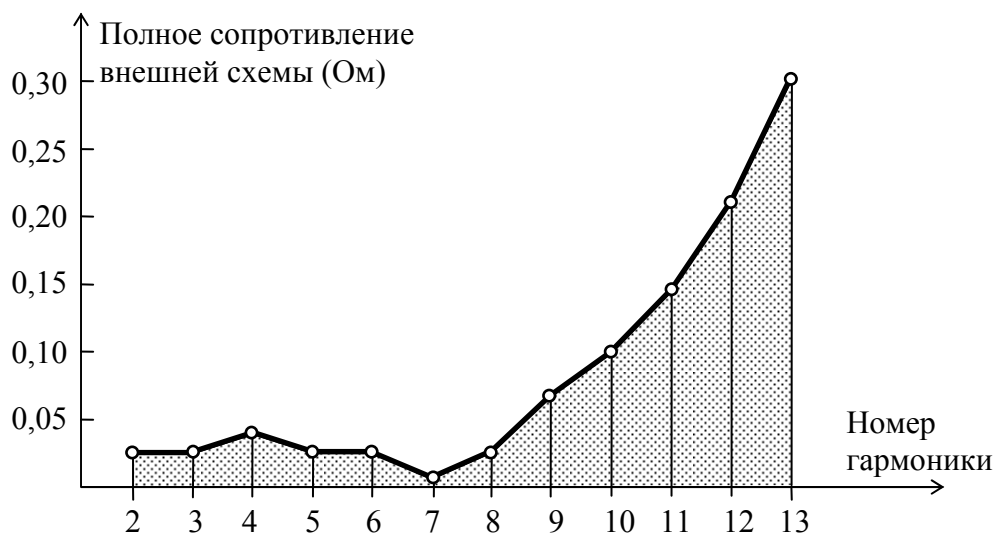


Рис. 6.11. Зависимость $Z_{\text{вн}}(v)$ для расчетной схемы после установки ФКУ

Библиографический список

1. ГОСТ 13109-97. Качество электроэнергии. М.: Изд-во стандартов, 1997.
2. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. 6-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 648 с.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. М.: Энергоатомиздат, 1995. 416 с.
4. Ристхейн Э.М. Электроснабжение промышленных установок: учебник для вузов / Э.М. Ристхейн. М.: Энергоатомиздат, 1991. 424 с.
5. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина [и др.]. М.: Энергоатомиздат. 1990 (сер. Электроустановки промышленных предприятий).

Содержание

1. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЕ	3
1.1. Отклонение частоты.....	4
1.2. Установившееся отклонение напряжения	5
1.3. Колебания напряжения	6
1.3.1. Размах изменения напряжения	7
1.3.2. Доза фликера	9
1.4. Несинусоидальность напряжения.....	9
1.4.1. Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения	9
1.4.2. Коэффициент искажения синусоидальности напряжения	10
1.5. Несимметрия напряжений	11
1.5.1. Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности	11
1.5.2. Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности	13
1.6. Провал напряжения.....	14
1.7. Импульс напряжения	14
1.8. Временное перенапряжение	15
2. БАЛАНСЫ МОЩНОСТЕЙ И ИХ СВЯЗЬ С ПАРАМЕТРАМИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	16
3. ПОДДЕРЖАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ	21
3.1. Характеристики первичных двигателей.....	21
3.2. Сущность первичного и вторичного регулирования частоты в энергосистеме	23
3.3. Влияние отклонений частоты на работу энергосистем и систем электроснабжения	24
3.4. Определение частоты в энергосистеме при динамических изменениях нагрузки.....	25
3.5. Определение частоты в энергосистеме при аварийных отключениях генераторов.....	29
3.6. Выбор мощности частотоведущих станций.....	31
4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ	34
4.1. Способы и средства регулирования напряжения	34
4.2. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов	38
4.3. Продольное и поперечное регулирование напряжения	50
4.4. Регулирование напряжения изменением перетоков реактивной мощности.....	52
4.5. Регулирование напряжения изменением параметров сети.....	63
4.6. Проверка возможности централизованного регулирования напряжения	66
4.7. Влияние отклонений напряжения на работу электроприемников и энергосистем	69
5. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ РЕЖИМЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	71
5.1. Общая характеристика несимметричных режимов электрических систем	71
5.2. Симметрирование напряжений в системах электроснабжения	74
5.3. Пример выбора симметрирующего устройства	80
6. НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТЬ НАПРЯЖЕНИЯ.....	80
6.1. Источники несинусоидальности в электрических сетях	80
6.2. Выбор параметров ФКУ	84
Библиографический список	91

Учебное издание

Ананичева Светлана Семеновна
Алексеев Александр Анатольевич
Мызин Анатолий Леонидович

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
Регулирование напряжения и частоты
в энергосистемах

Редактор *И.В. Коршунова*

Компьютерный набор *Е.В. Осиповой*

ИД № 06263 от 12.11.2001 г.

Подписано в печать	Печать плоская	Формат 60×84 1/16
Бумага писчая	Тираж 500 экз.	Усл. п. л. 5,81
Уч.-изд. л.		Заказ

Редакционно-издательский отдел УрФУ
620002 г. Екатеринбург, ул. Мира, 19
Ризография НИЧ УрФУ
620002 г. Екатеринбург, ул. Мира, 19