

**РАО “ЕЭС России”
Центр подготовки кадров
СЗФ АО «ГВЦ Энергетики»**

**Кафедра “Оперативно-диспетчерское
управление энергосистемами”**

С.Е.Герасимов, А.Г.Меркурьев

**Регулирование напряжения
в распределительных сетях**

Учебное пособие

**Санкт-Петербург
1998**

УДК 621.311.11

Герасимов С.Е., А.Г.Меркурьев Регулирование напряжения в распределительных сетях.—С-Пб., Центр подготовки кадров СЗФ АО «ГВЦ Энергетики» 1998 г.

В учебном пособии рассмотрены вопросы регулирования напряжений в распределительных сетях энергосистем. Описаны методы оптимизации режимов работы сетей, рассмотрены балансы реактивной мощности и использование компенсирующих устройств. Приведены показатели качества электроэнергии, кратко изложены методы их повышения.

Пособие предназначено для специалистов по оперативному управлению энергосистемами, может быть полезно студентам старших курсов и инженерам, занимающимся расчетами и оптимизацией режимов энергосистем.

Рецензент:

Д.т.н., профессор С.В.Смоловик заведующий кафедрой "Электрические системы и сети" Санкт-Петербургского государственного технического университета.

Содержание

Введение	5
Глава 1. Параметры линий электропередач	
1.1. Параметры схемы замещения электропередачи	7
1.2. Влияние конструкции ЛЭП на ее параметры	10
Глава 2. Режим напряжений длинных линий	
2.1. Уравнения дальних линий	12
2.2. Режим холостого хода электропередачи	17
2.3. Режим передачи натуральной мощности	19
2.4. Баланс реактивной мощности электропередачи	21
2.5. Оптимальный перепад напряжений на линии	23
Глава 3. Регулирование напряжений в радиальных сетях	
3.1. Способы регулирования напряжения в распределительных сетях	25
3.2. Централизованное и местное регулирование напряжений	26
3.3. Методы регулирования напряжений на шинах нагрузки	28
3.4. Электрический режим участка сети	30
3.5. Использование трансформаторов для компенсации реактивной мощности	32
3.6. Регулирование напряжения в условиях дефицита реактивной мощности	35
Глава 4. Регулирование напряжений в замкнутых сетях	
4.1. Расчеты нормальных режимов замкнутых сетей	37
4.2. Экономичное распределение потоков мощности в замкнутых сетях	39
4.3. Особенности режимов неоднородных замкнутых сетей	40
4.4. Регулирование коэффициентов трансформации в сложно-замкнутых сетях	41
4.5. Распределение реактивных мощностей в радиальных сетях	43
4.6. Оптимальное распределение потоков реактивной мощности сложно-замкнутых сетях	46
Глава 5. Регулирование напряжения и баланс реактивных мощностей в электрических системах	
5.1. Связь напряжений в узлах и потоков реактивной мощности в сети	52
5.2. Источники реактивной мощности в электрических системах	58
5.2.1. Синхронный генератор	58
5.2.2. Синхронный компенсатор	63
5.2.3. Асинхронизированные турбогенераторы	66
5.2.4. Асинхронные генераторы	66

5.3. Статические компенсирующие устройства	67
5.3.1. Батареи конденсаторов	67
5.3.2. Шунтирующие реакторы	70
5.3.3. Статические компенсаторы	71
5.4. Линии электропередач как источники реактивной мощности	74
Глава 6. Показатели качества электроэнергии и методы его повышения	
6.1. Показатели качества электроэнергии	76
6.2. Допустимые значения показателей качества электроэнергии	79
6.3. Влияние качества энергии на работу систем электроснабжения	80
6.4. Компенсация высших гармоник в электрических сетях	81
Литература	83

ВВЕДЕНИЕ

Регулирование напряжения - одна из важнейших задач управления режимами работы электроэнергетических систем. Вопросы регулирования напряжений возникают как в нормальных, так и аварийных и режимах работы энергосистем. Задача регулирования напряжения многоплановая и не может быть полностью решена только оперативным персоналом, условия решения поставленной задачи определяются на стадии проектирования линий электропередач и сетей, прогнозирования графиков нагрузки и производства электроэнергии. Оптимизация напряжений обеспечивает требуемые показатели качества электрической энергии и улучшает экономические и технические показатели работы энергосистемы в целом.

Оптимизация режимов работы энергетической системы по существу является поиском установившегося режима с минимальными затратами на производство, передачу и распределение электроэнергии. Экономичная работа энергосистем обеспечивается экономичным распределением активной и реактивной мощностей между генерирующими источниками, оптимальным регулированием уровней напряжения в системе, минимизацией потерь мощности в сетях, выбором оптимальной схемы энергосистемы. Некоторые из вопросов управления и оптимизации режимов напряжения в распределительных сетях рассмотрены в настоящем пособии.

Свойства самой энергетической системы, состоящей из совокупности взаимодействующих активных и пассивных элементов, описываются физическими величинами, называемыми параметрами элементов системы. К параметрам системы относятся значения полных, активных, реактивных сопротивлений и проводимостей элементов, собственных и взаимных сопротивлений, коэффициентов трансформации и др. Управление режимами работы энергосистемы и заключается в изменении параметров системы. Для оптимального регулирования напряжений в системах необходимо знать методы управления напряжением и используемые при этом законы управления. Пособие призвано систематизировать и дополнить знания инженерно-технического персонала в части проблем, связанных с регулированием напряжения в электрических системах.

Задача расчета и анализа режимов энергосистемы сводится к определению параметров режима и показателей, характеризующих его качество (надежность, экономичность). Ряд параметров режима в процессе ведения режимов можно изменять. К их числу относятся активные и реактивные мощности станций, нагрузки и токи линий электро-

передач и других элементов. Часть параметров режима является заданной, например, для каждого отрезка времени заданными являются электрические нагрузки потребителей в узлах электрической сети. При ведении режимов изменяют также параметры системы и ее конфигурацию, включая и отключая элементы системы. В двух последних главах учебного пособия рассмотрены свойства различных элементов системы, используемых для регулирования уровней напряжения и качества электрической энергии.

Глава 1. Параметры линий электропередач

Проблема регулирования напряжения в энергосистеме связана с параметрами сетей и прежде всего линий электропередач. Напряжения в узловых точках электрической системы в сильной степени зависят от величины падения напряжения на линиях, связывающих эти точки. Падение напряжения в сетях определяется прежде всего сопротивлением линий, поэтому в первой главе пособия рассмотрены параметры линий электропередач и влияние конструкции линии на ее параметры.

1.1. Параметры схемы замещения электропередачи.

Линии в схему замещения энергосистемы входят своей П-образной схемой замещения, рис.1.1.

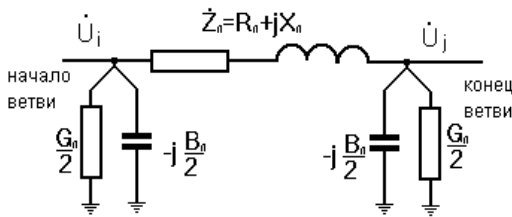


Рис.1.1. Схема замещения линии электропередач

Параметры П-схемы замещения линии электропередачи определяются по формуле:

$$\dot{Z}_l = R_l + jX_l = \frac{r_0 l}{n_{ц}} + j \frac{x_0 l}{n_{ц}} \quad , \quad (1.1)$$

где: r_0, x_0 — активное и индуктивное сопротивление линии на единицу длины,

$l, n_{ц}$ - длина и число цепей ЛЭП,

$$\dot{Y}_l = G_l + jB_l = g_0 l \cdot n_{ц} + jb_0 l \cdot n_{ц} \quad , \quad (1.2)$$

где: g_0, b_0 — активная и емкостная проводимости линии на единицу длины.

Активной проводимостью линий, учитывающей потери на корону, обычно пренебрегают. Погонные параметры линий электропередачи приводятся в справочниках либо вычисляются по формулам.

Получим аналитические выражения для определения параметров схемы замещения участка линии электропередачи (рис. 1) при симметричном режиме (без учета земли, т. е. обратного провода). Для фазных проводов падение напряжения можно записать в виде:

$$\Delta \dot{U}_i = \left[r_{\Phi} + j\omega \left(L_i + a^2 M_{ij} + a M_{ji} \right) \right] I_i,$$

где I_i - ток в фазном проводе ($i=a,b,c$)

M_{ij} - коэффициент взаимной индукции между фазными проводами

$$a = \frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad \text{-оператор поворота.}$$

Разделив вещественные и мнимые слагаемые, выполнив приведенные подобных членов и учитывая равенство $a^2 + a = -1$ получим:

$$\Delta \dot{U}_i = \left[r_{\Phi} + \omega \frac{\sqrt{3}}{2} (M_{ij} - M_{ji}) + j\omega \left(L_i - \frac{1}{2} (M_{ij} + M_{ji}) \right) \right] I_i \quad (1.3)$$

Из приведенного выражения следует, что при несимметричной подвеске проводов и, как следствие, неравенстве коэффициентов взаимной индукции в фазный провод вносится дополнительно активное сопротивление:

$$\omega \frac{\sqrt{3}}{2} (M_{ij} - M_{ji}).$$

Если записать выражение (1.3) для трех фаз, то дополнительные активные сопротивления в одной из фаз будут положительны, а в двух других отрицательны или наоборот, но сумма дополнительных сопротивлений для всех трех фаз равна нулю. Это означает, что энергия посредством электромагнитной индукции переносится из одной фазы в другую. Важным следствием этого обстоятельства будет несимметрия электрического режима линии электропередач.

Полагая, что для симметричного расположения проводов коэффициенты взаимной индукции равны $M_{ij}=M_{ji}=M$, получим:

$$\Delta \dot{U}_i = \left[r_{\Phi} + j\omega (L_i - M) \right] I_i \quad (1.4)$$

Разность L-M называется рабочей погонной индуктивностью фазного провода с учетом взаимной индукции с двумя другими фазами.

Воспользовавшись выражениями для коэффициентов самоиндукции и взаимной индукции, известными из теоретических основ электротехники, запишем выражение для рабочей индуктивности в виде:

$$L_p = L - M = \frac{l}{2\pi} \left(\mu_0 \ln \frac{D}{R} + \frac{\mu}{4} \right), \quad (1.5)$$

где l - длина линии;

R - радиус провода;

D - среднегеометрическое расстояние между фазными проводами;

μ, μ_0 - относительная и абсолютная магнитная проницаемость.

При некоторых типах расположения проводов электропередачи расстояния между ними не равны ($D_{12} \neq D_{13} \neq D_{23}$), это приводит к несимметрии параметров схемы замещения и как следствие к несимметрии режима. Для симметрирования линий электропередач используют транспозицию проводов, при которой через равные расстояния фазные провода меняются местами. С учетом транспозиции среднегеометрическое расстояние между фазными проводами вычисляется по формуле:

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

где D_{ij} - расстояние между фазными проводами.

Поскольку фаза в линиях сверхвысоких напряжений может состоять из нескольких проводов, то вместо радиуса одного провода используется эквивалентный радиус:

$$R_{эkv} = \sqrt[n]{R_{np} a^{n-1}},$$

где R_{np} - радиус одного провода;

a - среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы;

n - число проводов в одной фазе.

На практике значения рабочего индуктивного сопротивления берут из каталогов или вычисляют по формуле, которая получена из (3):

$$x_0 = j0.145 \lg \frac{D_{cp}}{R_{экв}} \text{ Ом/км.} \quad (1.6)$$

Все приведенные выше рассуждения и математические выкладки нужны для того, чтобы показать каким образом можно изменять величину индуктивного сопротивления линии. Эффективность влияния изменения геометрических размеров линии на погонные сопротивления не велика, поскольку кривая логарифмической функции при десятичном основании и для значений больших единицы возрастает очень медленно.

Для комплексной оценки влияния конструктивных особенностей исполнения линий электропередач на параметры схемы замещения приведем выражение для вычисления емкостной проводимости:

$$b_0 = j \frac{7.56 * 10^{-6}}{\lg \frac{D_{cp}}{R_{экв}}} \quad (1.7).$$

1. 2. Влияние конструкции ЛЭП на ее параметры

Рассмотрим влияние изменения конструкции фазы: количества составляющих в фазном проводе, и междуфазного расстояния, на величины индуктивного сопротивления и емкостной проводимости. Следует отметить, что в линиях традиционного исполнения диаметр провода и междуфазные расстояния определяются в основном требуемыми изоляционными промежутками и величиной потерь на корону. Изменение активного сопротивления здесь не рассматривается поскольку оно не оказывает существенного влияния на потери напряжения в линиях, для классов напряжений 110-220 кВ отношение r/x находится в пределах 0, 5 ... 0, 25. Зависимость параметров схемы замещения от количества составляющих в фазном проводе подробно

рассмотрена в [2] , а в таблице 1.1 приведены данные по линиям 110-500 кВ.

Анализируя данные таблицы, можно отметить существенное снижение значений индуктивного погонного сопротивления при увеличении числа составляющих в фазе. С практической точки зрения этот эффект не очень интересен, поскольку из соображений снижения потерь напряжения, никто заменять провода на линии на расщепленные не будет. Однако при использовании многоцепных линий можно получить существенный выигрыш, поскольку стоимость линии с расщепленными проводами только на 10-20 % выше, чем многоцепной линии традиционного исполнения. Если линия с расщепленными проводами заменяет многоцепную ВЛ, то при той же пропускной способности конструкции, стоимость сооружения снижается на 35-50 % (подробнее см. [2]).

Таблица 1.1.

Зависимость погонных параметров ВЛ от числа проводов в фазе

n(проводов в фазе)	1	2	3	4
ВЛ 110 кВ				
x_0 Ом/км	0.41	0.25	0.19	0.16
b_0 Сим/км	2.7	4.4	5.8	7.1
ВЛ 220 кВ				
x_0 Ом/км	0.40	0.25	0.19	0.16
b_0 Сим/км	2.7	4.4	5.5	6.7
ВЛ 330 кВ				
x_0 Ом/км	0.32	0.228	0.164	0.143
b_0 Сим/км	3.5	4.8	6.7	7.7
ВЛ 500 кВ				
x_0 Ом/км	0.30	0.218	0.175	0.15
b_0 Сим/км	3.76	5.0	6.3	7.3

Из формулы (1.6) следует, что изменение среднегеометрического расстояния между фазами D_{cp} , также приводит к изменению погонных параметров линии. В [2] показано, что снижение напряженности электрического поля на поверхности фазных проводов при $n>1$, позволяет сократить междуфазные расстояния. Не останавливаясь более на данном обстоятельстве рассмотрим, как влияет изменение D_{cp} на параметры схемы замещения линии. В табл.1.2 для линии 220 кВ приведены значения погонных параметров для разных D_{cp} .

Таблица 1.2.

Зависимость параметров ВЛ от среднегеометрического расстояния между фазными проводами.

D_{cp} (м)	8	5	2.5
ВЛ 220 кВ			
x_0 Ом/км	0.31	0.25	0.21
b_0 Сим/км	3.64	4.4	5.3

По данным из таблицы 2 видно, что индуктивное сопротивление линии снижается, но поскольку это связано с изменением конструкции линии то практически невозможно для снижения потерь этот метод не представляется целесообразным. Рассмотренные конструктивные особенности электропередач определяют новый класс ВЛ - линии повышенной пропускной способности. Для анализа режимов работы и оптимизации уровней напряжения в системах рассмотрим передачу мощности по ВЛ.

Глава 2. Режим напряжений длинных линий

2. 1. Уравнения дальних линий

В расчетах режимов электропередач наиболее важными с практической точки зрения характеристиками являются активные и реактивные мощности, потери, напряжения и токи по концам линии, а также угол сдвига между векторами напряжений по концам электропередачи. В этом разделе рассматриваются проблемы общей теории линий электропередач, необходимые для анализа режимов работы длинных линий.

Симметричная трехфазная система при наличии идеального нулевого провода может быть представлена в виде трех однофазных систем. Для анализа режимов такой системы достаточно рассмотреть процессы в одной фазе. Передача электрической энергии по линии осуществляется электромагнитными волнами, распространяющимися вдоль проводов линии с равномерно распределенными параметрами. При этом произвольно выбранный элемент линии длиной dx характеризуется активным сопротивлением $r_0 dx$ и индуктивностью $L_0 dx$, а также активной $g_0 dx$ и емкостной $b_0 dx$ проводимостями. Запишем вы-

ражения для тока и напряжения на выделенном элементе dx , расположенном на расстоянии x от конца линии:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial u}{\partial x} &= ri + L \frac{\partial i}{\partial t}, \\ -\frac{\partial i}{\partial x} &= gu + C \frac{\partial u}{\partial t}. \end{aligned}$$

Используя, вместо мгновенных значений тока и напряжения комплексные амплитуды получим систему обыкновенных дифференциальных уравнений:

$$\begin{aligned} -\frac{d\dot{U}}{dx} &= R\dot{I} + j\omega L\dot{I} = \dot{Z}\dot{I} \\ -\frac{d\dot{I}}{dx} &= g\dot{U} + j\omega C\dot{U} = \dot{Y}\dot{U} \end{aligned} \quad (2.1)$$

где $\dot{U} = Ue^{j\omega x}$ и $\dot{I} = Ie^{j\omega x}$ - комплексные амплитуды напряжения и тока;

R и g - погонные активные сопротивление и проводимость линии;

L и C - погонные индуктивность и емкость линии;

$Z=R+j\omega L$; $Y=g+j\omega C$.

Дифференцируя первое уравнение по x и подставляя во второе, получаем уравнение:

$$\frac{d^2\dot{U}}{dx^2} = \gamma^2\dot{U} \quad (2.2)$$

где $\gamma = \sqrt{\dot{Z}\dot{Y}} = \beta + j\alpha$ - постоянная распространения линии.

Постоянная распространения характеризует изменение волн тока и напряжения вдоль по линии, причем β - коэффициент затухания определяет изменение амплитуды, а α - коэффициент фазы - по фазе.

Решение уравнения (2.2), связывающее напряжения и токи в начале (U_1, I_1) и конце линии (U_2, I_2), известно в виде:

$$\begin{aligned} U_1 &= U_2 ch\dot{\gamma}l + I_2 \dot{Z}_B sh\dot{\gamma}l \\ I_1 &= I_2 ch\dot{\gamma}l + U_2 \frac{1}{\dot{Z}_B} sh\dot{\gamma}l, \end{aligned} \quad (2.3)$$

где $\dot{Z}_B = \frac{\dot{Z}}{\dot{\gamma}} = \sqrt{\frac{\dot{Z}}{\dot{Y}}}$ - волновое сопротивление.

Используя обозначения

$$A=D=ch\dot{\gamma}l; \quad B=Z_Bsh\dot{\gamma}l; \quad C=\frac{1}{Z_B}sh\dot{\gamma}l$$

уравнения длинной линии (2.3) можно записать:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= A\dot{U}_2 + B\dot{I}_2 \\ \dot{I}_1 &= C\dot{U}_2 + D\dot{I}_2 \end{aligned} \quad (2.4)$$

Уравнения (2.4) представляют собой уравнения четырехполюсника для комплексных амплитуд напряжения и тока. Поэтому длинная линия может быть представлена в виде эквивалентных П- и Т-схем замещения. Для П-схем замещения:

$$Z_n = Z_B sh \dot{\gamma} l, \quad Y_n = \frac{1}{Z_B} th \frac{\dot{\gamma} l}{2} \quad (2.5)$$

Для Т-схем замещения:

$$Z_m = Z_B sh \dot{\gamma} l, \quad Y_m = \frac{1}{Z_B} sh \dot{\gamma} l. \quad (2.6)$$

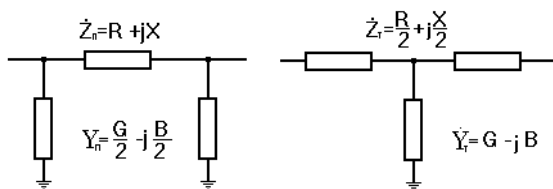


Рис. 2.1. П и Т схемы замещения линии.

Для относительно коротких линий, когда можно приближенно считать $sh \dot{\gamma} l = \dot{\gamma} l$, формулы для определения параметров П- и Т-схем замещения существенно упрощаются:

$$Z_n = \sqrt{\frac{\dot{Z}}{\dot{Y}}} * \sqrt{\dot{Z}\dot{Y}} * l = \dot{Z}l, \quad Z_m = \sqrt{\frac{\dot{Z}}{\dot{Y}}} * \sqrt{\dot{Z}\dot{Y}} * \frac{l}{2} = \frac{\dot{Z}l}{2}$$

$$Y_n = \sqrt{\frac{\dot{Y}}{Z}} * \sqrt{Z \dot{Y}} * \frac{\ell}{2} = \frac{\dot{Y} \ell}{2}, \quad Y_n = \sqrt{\frac{\dot{Y}}{Z}} * \sqrt{Z \dot{Y}} * l = \dot{Y} \ell \quad (2.7)$$

т.е. определяются произведением погонных параметров на длину линии. Для транспонированных линий $l < 300$ км погрешность в определении параметров схемы замещения по (2.7) не превышает 15 %, поскольку в этом случае выполняется соотношение:

$$0.984 \leq \frac{sh \gamma \ell}{\gamma \ell} \leq 1.$$

При анализе общих характеристик электропередач высокого напряжения активные сопротивления и активные проводимости длинных линий не учитываются, т. е. рассматриваются линии без потерь ($R = g = 0$). В таких линиях:

$$\dot{\gamma} \ell = j \omega l \sqrt{LC} = j \frac{2\pi f \ell}{v_c} \cong j 1.047 \cdot 10^{-3} \cdot \ell = j \lambda,$$

где l - волновая длина линии равная $1,047 \cdot 10^{-3} L$ 1/км или $0,06$ °/км L , град,
 v_c - скорость света.

Для линии без потерь в уравнениях (2.3) гиперболические функции от чисто мнимого аргумента можно заменить на тригонометрические в соответствии с выражениями: $sh(j\alpha) = j \sin \alpha$, $ch(j\alpha) = \cos \alpha$. После замены получим уравнения, связывающие напряжения и токи в произвольной точке линии x с напряжением и током в конце линии:

$$U_x = U_2 \cos \lambda_x + j I_2 Z_B \sin \lambda_x;$$

$$I_x = I_2 \cos \lambda_x + j U_2 \frac{1}{Z_B} \sin \lambda_x; \quad (2.8)$$

где $\lambda_x = \omega l \sqrt{LC}$ - волновая длина участка линии от конца до точки x ;

L и C - погонные индуктивность и емкость линии.

В уравнениях (2.8) первые слагаемые правых частей представляют бегущие волны напряжения и тока, движущиеся от начала линия (прямые волны); вторые слагаемые - волны напряжения и тока, движущиеся от конца линии (обратные волны). Сумма этих волн и определяет распределение напряжения и тока вдоль линии.

Эти уравнения могут быть использованы для расчета режима линий при решении различных задач. Первая - расчет режима: при задании активной, реактивной мощности и напряжения в начале (или конце) линии последовательно находятся напряжения и мощность на промежуточных подстанциях. Выход напряжения на одной из расчетных точек за допустимые пределы указывает на необходимость изменения потока реактивной мощности данного участка, что осуществляется установкой компенсирующих устройств на предыдущей по ходу расчета подстанции. Вторая - выбор мощности и места установки компенсирующих устройств. При этом должны быть заданы активная мощность в начале (или конце) линии, напряжения по концам линии и на шинах промежуточных подстанций. Использование баланса реактивной мощности на шинах подстанций позволяет решить эту задачу.

Уравнения, связывающие напряжения, токи в произвольной точке линии и мощности в конце имеют вид:

$$U_x = U_2(\cos \lambda_x + Q_2 \sin \lambda_x + jP_2 \sin \lambda_x);$$

$$I_x = \frac{U_2}{Z_B}(P_2 \cos \lambda_x - j(\sin \lambda_x - Q_2 \sin \lambda_x)). \quad (2.9)$$

В уравнениях (2.9) Q_2, P_2 - соответственно относительные значения активной и реактивной мощности в конце линии, отнесенные к натуральной мощности и $P_{ном} = U_n^2 / Z_B$, где U_n - номинальное напряжение.

Перепад напряжения вдоль линии определяется отношением U_x / U_2 . Аргумент этого перепада напряжения, т. е. фазовый сдвиг между U_x и U_2 определяется из (2.9):

$$\delta_x = \arctg\left(\frac{P_2 \sin \lambda_x}{\cos \lambda_x + Q_2 \sin \lambda_x}\right) = \arctg\left(\frac{P_2 \operatorname{tg} \lambda_x}{1 + Q_2 \operatorname{tg} \lambda_x}\right).$$

Передаваемая по линии мощность определяется модулями напряжений в ее начале U_1 и конце U_2 , а также углом d между этими векторами:

$$P_1 = P_2 = \frac{U_1 U_2}{Z_B \sin \lambda} \sin \delta_{12}$$

$$Q_1 = U_1^2 \frac{\cos \lambda}{Z_B \sin \lambda} - \frac{U_1 U_2}{Z_B \sin \lambda} \cos \delta_{12} \quad (2.10)$$

Из выражений (2.10) видно, что передача активной мощности от начала к концу линии возможна только при опережающем сдвиге вектора U_1 , по отношению к U_2 , следовательно знак угла d определяет направление потока активной мощности. Величина передаваемой активной мощности зависит от модуля напряжений U_1 , U_2 , и величины угла d .

Передача реактивной мощности при $Q_1 > 0$ и $Q_2 < 0$ соответствует принятому положительному направлению мощности $S_2 = P_2 + jQ_2$, от конца линии во внешнюю сеть. Изменение знака реактивной мощности можно трактовать как изменение направления ее перетока и считать, что реактивная мощность ($Q_2 < 0$) поступает из внешней сети к концу линии (рис. 2.2).

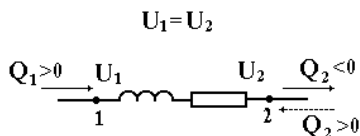


Рис. 2.2 Определение знака реактивной мощности в конце линии.

2.2.Режим холостого хода электропередачи

Рассмотрим установившийся режим холостого хода электропередачи, включенной со стороны электростанции. При этом на стороне приемной системы следует ожидать повышения напряжения на линии. Поскольку в этом случае линия является источником реактивной мощности, то возможна перегрузка генераторов станции реактивным током либо самовозбуждение генераторов. Если включить холостую линию со стороны приемной системы, то зарядная мощность линии стекает в систему, что приведет к увеличению напряжения и потере мощности в линиях и трансформаторах, усложнит условия регулирования напряжения. Таким образом, при холостом ходе протяженных линий возникает ряд трудностей, связанных с избыточной зарядной мощностью. Реактивную мощность, генерируемую электропередачей, при условии, что напряжение на линии равно номинальному, можно определить как:

$$Q_3 = U_{НОМ}^2 b_0 l .$$

Напряжение на разомкнутом конце холостой линии определим из уравнений (2.8), положив $I_2=0$:

$$U_1 = AU_2 = U_2 \cos \lambda, \quad (2.11)$$

отсюда можно найти соотношение напряжений по концам линии:

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{1}{\cos \lambda} = \frac{1}{\cos(0.06 \cdot \ell)} \quad (2.12)$$

Из уравнения (2.12) видно, что напряжение на разомкнутом конце линии больше, чем напряжение U_1 , причем эта разница зависит от длины линии, см. рис. 2.3, где показано значение напряжения в конце ненагруженной линии в функции ее длины.

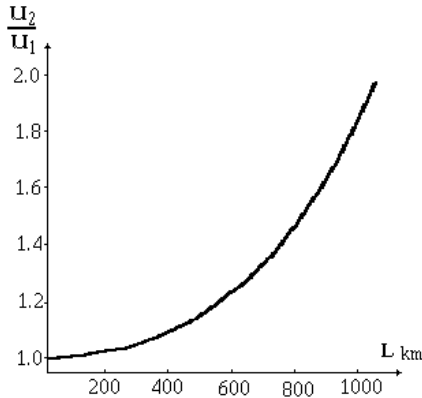


Рис. 2. 2 Напряжение на разомкнутом конце линии.

Включение на ЛЭП реакторов или других компенсирующих устройств изменяет параметры режима установившегося холостого хода и, естественно, распределение напряжения вдоль по линии. При включении реактора на разомкнутом конце холостой линии постоянная четырехполюсника будет равна:

$$A = \cos \lambda + \frac{I}{X_p} B.$$

Подставив это значение в (2.11) получим выражение для определения напряжения на разомкнутом конце линии, при включении реактора:

$$U_2 = \frac{U_1}{\cos \lambda + \frac{Z_B}{X_p} \sin \lambda}, \quad (2.13)$$

где X_p - индуктивное сопротивление реактора.

Полученное выражение справедливо при подключении линии к шинам системы бесконечной мощности. В случае конечной мощности системы ($X > 0$) используют выражение [1]:

$$U_2 = \frac{U_1 \sin \alpha_p \cos \alpha}{\sin(\lambda + \alpha + \alpha_p)}, \quad (2.14)$$

где $a = \arctg(X/Z_0)$; $a_p = \arctg(X_p/Z_0)$;
 X - эквивалентная реактивность системы.

2.3. Режим передачи натуральной мощности

Рассмотрим как изменятся уравнения (2.10) если предположить, что $d_{12}=1$ и $U_1=U_2$,

$$P_1 = P_H = \frac{U^2}{Z_B}$$

$$Q_1 = \frac{U^2}{Z_B \sin \lambda} (\cos \lambda - \cos \delta_{12}) = Q_2 = 0 \quad (2.15)$$

Такой режим, когда линия без потерь включена на согласованную ($Z_n=Z_0$), чисто активную нагрузку ($P_{нагр}=U^2/Z_n$), называется режимом передачи натуральной мощности. В этом случае в линии нет отраженных волн и уравнения длинной линии принимают вид:

$$U_x = U_2 \cos \lambda_x + jU_2 \sin \lambda_x = U_2 e^{j\lambda_x}$$

$$I_x = I_2 \cos \lambda_x + jI_2 \sin \lambda_x = I_2 e^{j\lambda_x} \quad (2.16)$$

Как следует из уравнений, при нагрузке линии, равной натуральной мощности, ток и напряжение вдоль линии имеют неизменные по

модулю значения; фаза векторов тока и напряжения одинакова и меняется пропорционально длине линии, на 6 электрических градусов на каждые 100 км ($l_x=0,06 \cdot l_x$). Это означает, что на любом участке линии генерируемая емкостью реактивная мощность полностью потребляется в индуктивном сопротивлении и в любом месте линии передается только активная мощность, равная P_n .

Анализируя приведенные выражения для реактивной мощности отметим, что:

1. При $P < P_n$ ($d_{12} < 1$) линия является источником реактивной мощности, т.е. во внешнюю сеть выдается реактивная мощность.

2. При $P > P_n$ ($d_{12} > 1$) происходит потребление реактивной мощности из внешней сети.

3. При $P = P_n$ ($d_{12} = 1$) генерация реактивной мощности в линии уравнивается потерями в ней.

Распределение напряжения вдоль по линии для трех рассмотренных случаев передачи мощности приведено на рис.2.3.

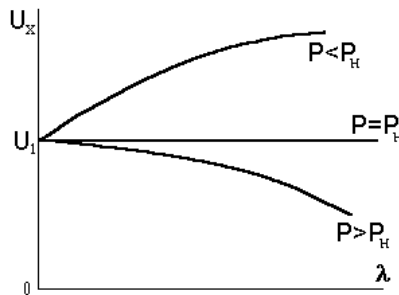


Рис. 2.3. Распределение напряжений вдоль по линии при передаче активной мощности P .

Величина натуральной мощности для линий каждого класса напряжений есть величина постоянная, зависящая только от конструктивных особенностей линии. Если обратиться к выражениям (1.6,1.7), то можно увидеть, что для линий с расщепленной фазой величина

$Z_0 = \sqrt{\frac{x}{b}}$ уменьшается и, как следствие, увеличивается натуральная

мощность. Такой же эффект можно получить при уменьшении расстояния между фазами. На совместном использовании этих эффектов строится теория линий повышенной пропускной способности у которых наряду с расщепленной фазой уменьшается расстояние между

фазами. Для линий повышенной пропускной способности напряжением 110 кВ натуральная мощность с 30 МВт может быть увеличена до 120 МВт, для линий 220кВ с 120МВт до 340 МВт, для линий 330 кВ с 350 МВт до 800 МВт. Приведенные значения мощности являются ориентировочными, поскольку точное значение определяется конструктивными особенностями выполнения электропередачи. Линии повышенной пропускной способности требуют конструктивных решений, исключающих сближение проводов, уменьшающих потери на корону и радиопомехи. Такие линии называют компактными и, как правило, относят к новым типам линий электропередач. Отметим, что повысить передаваемую мощность можно, уменьшая индуктивность за счет отрицательного коэффициента взаимной индукции (1.5). Для этого предлагается на одной опоре разместить провода линий разных классов напряжений. Тогда кроме увеличения передаваемой мощности возникает экранирующий эффект, т. е. снижается напряженность электрического поля у поверхности земли.

2.4. Баланс реактивной мощности электропередачи

С точки зрения практики наибольший интерес представляет нагрузочный режим линии и ее баланс реактивной мощности. Потребление реактивной мощности в линии определяется ее продольным сопротивлением X_l , а выработка поперечной емкостью линии b . Запишем выражения для определения относительной величины потерь ΔQ и зарядной мощности линии:

$$\frac{\Delta Q_l}{S_l} = \frac{I_2 X}{S_l} = \frac{S_l}{U_H^2} X = \frac{S_l}{P_H} \sin \lambda; \quad \frac{Q_3}{S_l} = \frac{U_H^2 b}{S_l} = \frac{P_H}{S_l} \sin \lambda .$$

В зависимости от режима работы, линия может потреблять или вырабатывать реактивную мощность. Определим относительную (в долях натуральной) величину реактивной мощности линии как разность:

$$\frac{Q_l}{S_l} = \frac{Q_3}{S_l} - \frac{\Delta Q_l}{S_l} = \left(\frac{P_H}{S_l} - \frac{S_l}{P_H} \right) \sin \lambda = \left(1 - \frac{S_l^2}{P_H^2} \right) \frac{P_H}{S_l} \sin \lambda = (1 - S^2) Q_l . \quad (2.16)$$

Из полученного выражения видно, что величина реактивной мощности линии зависит от величины зарядной Q_3 и передаваемой мощности S .

Рассмотрим, как это сделано в [2], баланс реактивных мощностей для простейшей электропередачи, включающей в себя кроме линии трансформатор, генератор и нагрузку. Относительная величина потерь реактивной мощности в трансформаторе:

$$\frac{\Delta Q}{S_H} = \frac{3I_T^2 X_T}{S_H} \cong 0.1; \quad (2.17)$$

Относительная величина реактивной мощности для генератора и нагрузки определяется выражением:

$$\frac{Q}{S} = \frac{S \sin \varphi}{S} = \sin \varphi. \quad (2.18)$$

Уравнения баланса реактивной мощности простейшей электропередачи имеет вид:

$$\sin \varphi_H - \sin \varphi_T + \left(1 - \frac{S^2}{P_H^2}\right) \frac{Q_3}{S} + 0.1 = 0. \quad (2.19)$$

Результаты расчетов реактивной мощности электропередачи для $\cos \varphi_H = 0.85$ и $\cos \varphi_T = 0.85$ приведены в таблице 2.1

Данные таблицы подтверждают известный факт, что при прохождении минимума нагрузок (ночной провал) в системе вырабатывается большое количество реактивной мощности и напряжение поднимается. В сетях низших классов напряжения при средней длине 50-100 км, несмотря на слабую загрузку линий ($Q_n - -0.2, \dots -0.4$), реактивная мощность в системе все же потребляется ($Q_n - 0.4, \dots 0.2$). В сетях 220-330 кВ при средней длине линий 150-200 км зарядная мощность ненагруженных линий настолько велика, что система в целом становится источником реактивной мощности. Приведенные рассуждения и данные таблицы свидетельствуют о необходимости использования компенсирующих устройств. В российских сетях компенсирующих устройств хронически не хватает, в среднем по энергообъединениям

имеется КУ мощностью 15-20 % от $P_{уст}$, а по зарубежным источникам [2] необходимо 60-70 %.

Таблица 2.1.

$S/P_{н}$	Относительная реактивная мощность, потребляемая линией и электропередачей в целом, при длине линии l , км				
	50	100	150	200	300
0.25	-0.2/0.4	-0.4/0.2	-0.59/0	-0.78/-0.18	-1.16/-0.56
0.5	-0.08/0.55	-0.15/0.47	-0.22/0.40	-0.30/0.32	-0.45/0.17
1.0	-0/0.62	0/0.62	0/0.62	0/0.62	0/0.62
1.5	0.04/0.66	0.08/0.7	0.12/0.74	0.17/0.79	0.25/0.87
2.0	0.08/0.74	0.15/0.77	0.22/0.84	0.30/0.92	0.45/1.07

2.5. Оптимальный перепад напряжений на линии

В понятие оптимизации режимов электропередач включают технико-экономическое обоснование соотношений параметров режима и выявление их оптимальных значений при учете требований и необходимых ограничений технического характера. В реальной электропередаче оказывается чрезвычайно сложно обеспечить технически приемлемое сочетание параметров режима без специальных мероприятий по повышению пропускной способности. Соотношения между режимными параметрами, удовлетворяющими условиям экономического режима работы системы, не всегда соответствуют наиболее рациональному сочетанию параметров режима отдельной электропередачи. Для целей управления режимом напряжений важно знать все возможности электропередачи, но при этом нет надобности исследовать все возможные режимы работы линии. Важно проанализировать те режимы, которые могут вызвать наибольшие ограничения по тем или иным параметрам. Такими режимами и являются режим холостого хода и нагрузочный режим. По режиму ненагруженной линии определяется необходимость применения средств компенсации избытка реактивной мощности, генерируемой линией, и средств ограничения повышения напря-

жения на ней. По нагрузочному режиму определяется требуемая пропускная способность электропередачи, ее основные параметры и необходимость использования дополнительных источников реактивной мощности. При передаче больших мощностей целесообразно поддерживать наибольшее рабочее напряжение в начале линии, допустимое для данного номинального напряжения. При увеличении перепада напряжения вдоль линии увеличивается стекающая с линии реактивная мощность, которую "сбрасывают" потребителю. Однако увеличение перетока реактивной мощности приводит к увеличению потерь мощности в линии. Экономически целесообразным будет перепад напряжения, при котором достигается минимум расчетных затрат Z , определяемых выражением:

$$Z = Q_{\text{КУ}} K_{\text{КУ}} (1/T_n + a) + (D_{\text{Л-т}} + D_{\text{КУ}}) C,$$

где $Q_{\text{КУ}}$ - мощность компенсирующих устройств, квар;

$K_{\text{КУ}}$ - стоимость 1 квар установленной мощности компенсирующих устройств;

T_n - нормативный срок окупаемости;

a - отчисления на амортизацию и обслуживание КУ;

$D_{\text{Л-т}}$ - потери энергии в линиях и трансформаторах кВт·ч/год;

$D_{\text{КУ}}$ - потери энергии в КУ кВт·ч/год;

C - стоимость потерь электроэнергии руб./кВт·ч.

Составление баланса реактивной мощности с целью определения располагаемой реактивной мощности в нормальном режиме работы и оценки необходимых ее резервов в аварийных ситуациях, следует производить для отдельных сетей или районов, содержащих линии сравнительно небольшой длины. Определение достаточности располагаемой реактивной мощности производят в режиме максимума реактивной нагрузки. Таким образом, оптимизация режимов электропередачи включает в себя нахождение оптимально допустимого перепада напряжения вдоль линии, определение пропускной способности и величины стока реактивной мощности в примыкающие системы. Критерием оптимальности является минимизация расчетных затрат на применение компенсирующих устройств, снижающих до допустимого уровня потери электроэнергии.

Глава 3. Регулирование напряжений в радиальных сетях

3.1. Способы регулирования напряжения в распределительных сетях

Регулирование напряжения в электрических системах необходимо для обеспечения требуемого качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, повышения экономичности эксплуатации систем и управления энергосистемами в нормальных и аварийных режимах. Под регулированием понимается текущее изменение параметров системы (напряжения, коэффициентов трансформации и потерь напряжения), применяемое в целях обеспечения желательного режима напряжений. Принципиально способы регулирования напряжения можно разделить на две основные группы:

- 1) регулирование изменением потерь напряжения в элементах сети;
- 2) регулирование напряжения на питающем или приемном конце сети (регулирование возбуждения генераторов или коэффициента трансформации трансформаторов с РПН).

Регулирование возбуждения генераторов электростанций позволяет изменять напряжение сети в относительно небольших пределах. Генератор выдает номинальную мощность при отклонении напряжения на его выводах не больше чем на 5% от номинального. При больших отклонениях мощность генератора должна быть снижена (глава 4). Практически применение этого способа регулирования может обеспечить необходимый режим напряжений для близлежащих потребителей, питающихся с шин генераторного напряжения электростанции.

Регулирование коэффициента трансформации трансформаторов, автотрансформаторов и линейных регуляторов - наиболее распространенный метод регулирования напряжения на шинах потребителей. Изменение коэффициента трансформации трансформаторов и автотрансформаторов под нагрузкой производят при наличии встроенного устройства для регулирования напряжения (РПН). При отсутствии устройств регулирования на трансформаторах последовательно с ними включают линейные регуляторы (со стороны низшего напряжения), при этом обеспечивается большой диапазон изменения напряжения. Коэффициент трансформации для трансформаторов с ПБВ изменяется в пределах $\pm 2 \cdot 2.5\%$, для РПН регулировочный диапазон может достигать $\pm 16\%$, а для регулировочных трансформаторов $\pm 25\%$.

Выбор исходных положений для регулирования напряжения во многом зависит от местных условий, типа сети, состава электроприемников и т. п. На практике широкое распространение получили два метода регулирования напряжения - централизованное, когда регулирование осуществляется в центре питания и местное, когда регулирование осуществляется в непосредственной близости от электроприемников. Центрами питания (ЦП) распределительных электрических сетей могут быть шины генераторного напряжения электростанций или шины низшего напряжения понижающих подстанций. Напряжение на шинах генераторов регулируется путем изменения тока возбуждения с помощью автоматических регуляторов возбуждения (АРВ). Регулирование на шинах низкого напряжения понижающих подстанций может производиться с помощью:

- а) трансформаторов ;
- б) компенсирующих устройств;
- в) линейных регуляторов (ЛР).

Напряжение при этом может регулироваться с помощью регуляторов по желаемому закону в пределах располагаемого диапазона.

Если потребители с неоднородной нагрузкой распределены вдоль линий распределительной сети, и на ЦП нельзя или затруднительно разделить эти линии на отдельные группы. В этих случаях на шинах ЦП следует применять централизованное регулирование напряжения в соответствии с графиком, требуемым для той группы однородных потребителей, которые имеют наибольшую долю в общей нагрузке линий, присоединенных к данному ЦП. Для обеспечения должного качества напряжения у остальных потребителей, получающих питание от этого ЦП, должны использоваться средства местного регулирования напряжения.

3.2. Централизованное и местное регулирование напряжений

Централизованное регулирование - наиболее эффективный и дешевый метод регулирования напряжения при питании потребителей, имеющих однородные графики нагрузки. Под однородными графиками понимают графики, имеющие одинаковый характер изменения во времени. Однородность графиков нагрузки может быть определена как степень их взаимозависимости с помощью коэффициента корреляции. Для повышения качества регулирования напряжения следует по возможности формировать из потребителей группы, в пределах которых коэффициенты корреляции $r \geq 0,6$, и подключать их к отдель-

ным шинам или отходящим линиям. Для соблюдения этих условий рекомендуется подбирать нагрузки примерно в такие группы :

Группа 1. Легкая промышленность, механизированное строительство.

Группа 2. Коммунальная нагрузка, освещение учреждений.

Группа 3. Городской транспорт, мелкомоторная нагрузка.

Группа 4. Водопровод и канализация.

Неоднородность графиков нагрузок в пределах отходящей линии приводит, естественно, к снижению степени однородности графиков напряжений в различных точках сети. Однако если степень неоднородности графиков нагрузки невелика, для однотипных потребителей, то в пределах одной линии однородность графиков напряжения может быть сравнительно высокая. Это значит, что при группировке типов нагрузок для питания от общей линии распределительной сети нет необходимости стремиться к высокой однородности графиков нагрузок (коэффициенты корреляции нагрузок 0,6 и более можно в этом случае считать достаточными).

Значительно хуже обстоит дело в случае, когда линии распределительной сети питают различные типы нагрузок. При этом отсутствует эффект взаимного выравнивания падений напряжений, и неоднородность графиков напряжений близка к неоднородности графиков нагрузки. В этом случае целесообразна группировка графиков нагрузок с большей однородностью, коэффициент корреляции $r > 0,8$ и регулировать напряжение в центре питания раздельно для групп линий с близкими по однородности графиками нагрузок.

При централизованном регулировании напряжения в сети в центрах питания (ЦП) изменяют $k_{тр}$ трансформаторов. При этом напряжение на отправном конце может достигнуть наибольшего рабочего значения, а на зажимах потребителя оставаться недопустимо низким. В этом случае помимо централизованного необходимо также местное регулирование $k_{тр}$. В ряде случаев, когда диапазона изменения $k_{тр}$ недостаточно для обеспечения требуемого уровня напряжения, используют вольтодобавочные трансформаторы и компенсирующие устройства (КУ).

В качестве средств местного регулирования напряжения в городских и сельских сетях используются компенсирующие устройства и вольтодобавочные трансформаторы. Трансформаторы с РПН могут использоваться в качестве устройств местного регулирования только в исключительных случаях. Регулирование напряжения в схемах электроснабжения промышленных предприятий осуществляется по отраслевым нормам с использованием всех известных средств.

Наиболее 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. При автоматическом регулировании РПН рекомендуется выбирать чувствительность в пределах $D_n < e < 2 * D_n$, где D_n - ступень регулирования. Количество срабатываний РПН, обеспечивающее, с одной стороны, требуемый уровень напряжения и, с другой, ресурс надежной работы устройства, не должно превышать 20 раз в сутки. Количество срабатываний РПН определяется чувствительностью и временной задержкой, которая защищает РПН от срабатываний при кратковременных колебаниях напряжения.

3.3. Методы регулирования напряжений на шинах нагрузки

На практике широко используют два закона регулирования напряжения: режим стабилизации и режим встречного регулирования напряжений. Первый режим используется при плотном графике нагрузки потребителей, когда напряжение в течение суток меняется незначительно. Если график нагрузки имеет явно выраженный пик, как показано на рисунке, то напряжение на шинах потребителя в момент достижения максимальной нагрузки будет снижаться до минимальной величины. Чтобы обеспечить требуемый уровень напряжения на нагрузке, необходимо регулированием РПН в центре питания увеличить напряжение, рис. 2.2. Такой процесс и называют встречным регулированием напряжения.

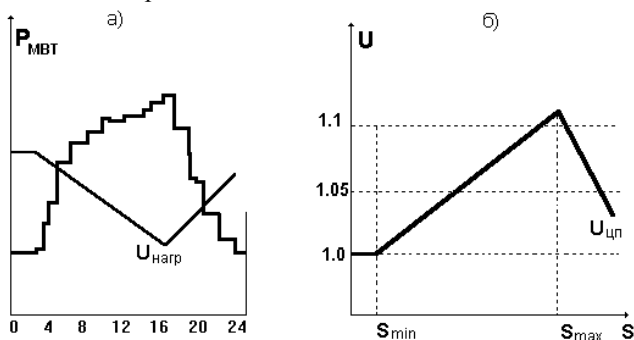


Рис. 3.1. Встречное регулирование напряжения

На рис.3.1.а показан суточный график нагрузки и кривая напряжения на шинах потребителя, а на рис.3.1.б—график изменения напряжения в центре питания при встречном регулировании

В режиме встречного регулирования возникают проблемы при различных графиках нагрузки потребителей, подключенных к ЦП, поскольку каждый из потребителей требует своей стратегии регулирования напряжения. В этом случае рекомендуется делить потребителей на группы по методике описанной ранее или осуществлять регулирование по результирующему графику. Качество регулирования напряжения зависит от имеющегося регулировочного диапазона и электрической удаленности потребителя от центра питания.

Оптимизацию уровней напряжения в распределительных сетях проводят в два этапа. На первом (сезонное регулирование) определяют оптимальное положение анцапф ПБВ в центрах питания и мощность КУ, не регулируемых автоматически. На втором этапе (текущее регулирование) оптимизируются РПН потребительских подстанций и регулируемые КУ.

При регулировании потоков реактивной мощности изменяются токи в элементах схемы и, следовательно, изменяются потери активной мощности в элементах и потери электроэнергии в сети. Таким образом задача регулирования напряжения оказывается связанной с задачей снижения потерь электроэнергии, поэтому необходим поиск оптимального по напряжениям, реактивным мощностям и коэффициентам трансформации режима. Критерием оптимальности режима электрической сети может служить минимум потерь активной мощности в сети при соблюдении заданных ограничений по напряжениям или реактивным мощностям источников и коэффициентам трансформации трансформаторов.

Установка в сети дополнительных КУ сверх необходимых по балансу реактивной мощности обосновывается экономическими соображениями, когда дополнительные затраты на установку и эксплуатацию КУ перекрываются экономией достигаемой снижением потерь электроэнергии.

Замыкание низковольтных сетей улучшает качество напряжения за счет снижения несимметрии напряжения и взаимного выравнивания падений напряжения благодаря объединению в общей сети разнородных нагрузок. Однако во избежание чрезмерных уравнивательных токов необходимы некоторые ограничения. Замыкать можно низковольтные сети, питаемые от общего регулирующего устройства в центре питания. Кроме того, трансформаторы в объединяемой распределительной сети должны иметь одинаковый коэффициент трансформа-

ции . Объединение общей сетью трансформаторов, работающих на различных ответвлениях, приводит к загрузке низковольтной сети уравнительными токами. Для сложно-замкнутых сетей $K_{тр}$ трансформаторов должны выбираться из условий обеспечения минимума потерь и требуемых уровней напряжения.

3.4. Электрический режим участка сети

Для успешного решения эксплуатационных задач по оптимизации режимов электрических систем необходимо владеть теорией и практическими методами расчета режимов электрических сетей. Расчеты режимов электрической сети выполняются с целью определения ее технико-экономических показателей: загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности потокам мощности, напряжений в узлах сети, потерь мощности и энергии и эффективности мероприятий по их снижению, мощностей трансформаторов, автотрансформаторов и компенсирующих устройств.

Электрический режим участка сети характеризуется совокупностью параметров, исходными данными для расчета которых служат: схема электрических соединений, отражающая взаимную связь элементов; сопротивления и проводимости элементов сети; потоки мощности (токи) в них; значения напряжений в узлах.

Полная мощность, протекающая по участку трехфазной сети определяется как: $S=3U\Phi I\Phi=\Sigma 3U_i I_i\Phi$, активная - $P=\Sigma 3U_i I_i\Phi \cos \varphi_j$ и реактивная $Q=\Sigma 3U_i I_i\Phi \sin \varphi_j$. Где $U\Phi I\Phi$ - действующие значения фазных тока и напряжения; U -действующее значение линейного напряжения, $\cos \varphi_j$ -коэффициент мощности.

Расчеты режимов в трехфазных сетях обычно выполняются применительно к однофазным схемам замещения с использованием линейных напряжений и токов, а также трехфазными потоками мощности и нагрузками. В этом случае потери в элементах сети:

$$\Delta P = 3I_{\Phi}^2 r = \frac{3I_{\Phi}^2 U^2}{3U^2} r = \frac{S^2}{U^2} r, \text{ аналогично для } \Delta Q = \frac{S^2}{U^2} x.$$

Падением напряжения на элементе сети называют геометрическую разность векторов напряжений U_1-U_2 в узлах, соединяемых этим элементом. Поскольку $\dot{S} = \dot{U}\hat{I}$, то

$$\Delta \dot{U}_{12} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2 = \dot{I}\hat{Z} = \frac{\hat{S}}{\hat{U}}\hat{Z} = \frac{P-jQ}{U}\hat{Z}, \text{ где } \hat{I}, \hat{S} - \text{сопряженные ком-}$$

плексы тока и полной мощности. Вектор падения напряжения в элементе сети, имеющем сопротивление $Z=R+jX$, при передаче полной мощности $S=P+jQ$ от узла с напряжением U_1 к узлу с напряжением U_2 определяется по формуле:

$$\Delta \dot{U}_{12} = \Delta U'_{12} + j \Delta U''_{12} = \frac{P - jQ}{U} (R + jX) = \frac{PR + QX}{U_1} + j \frac{PX - QR}{U_1}, \quad (3.1)$$

где $\Delta U'$, $\Delta U''$ - продольная и поперечная составляющие падения напряжения, рис.3.2.

Потерей напряжения в элементе сети называют алгебраическую разность модулей напряжений в узлах U_1-U_2 . На рис. 3.2. потеря напряжения равна отрезку ab , точка b получена пересечением оси действительных значений дугой, проведенной радиусом od , равным модулю напряжения в начальном узле.

Для распределительных сетей напряжением 110 кВ и ниже характерно либо примерное равенство активного и индуктивного сопротивлений, либо превышение активного сопротивления над индуктивным. В этих случаях поперечная составляющая падения напряжения $\Delta U''$ мала, поэтому принимают допущение, что потеря напряжения δU_{12} равна продольной составляющей падения напряжения:

$$dU_{12} \approx \Delta U''_{12} = \frac{PR + QX}{U_1}. \quad (3.2)$$

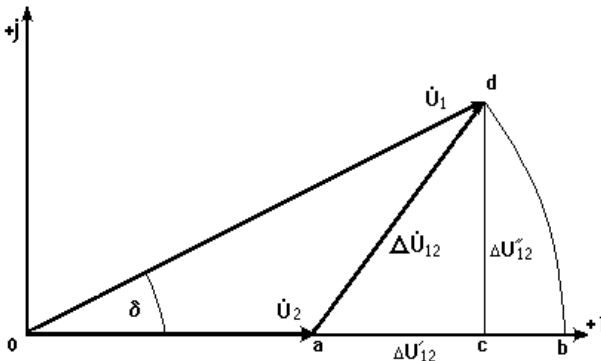


Рис.3.2. Векторная диаграмма напряжений на продольном элементе сети

Таким образом, передача по сети реактивной мощности Q влияет на потери напряжения и, следовательно, может использоваться для целей регулирования напряжения. Хотя ΔU зависит от значения потока активной мощности P , при регулировании напряжения можно воздействовать только на потоки реактивной мощности, поскольку P определяется режимом работы потребителей. Изменением потока реактивной мощности в сети можно получить напряжение в приемном узле даже выше, чем в отправном. Изменение потоков реактивной мощности осуществляют регулированием возбуждения генераторов или при помощи компенсирующих устройств.

Суммарная мощность компенсирующих устройств в сети определяется из условия баланса по реактивной мощности при некотором среднем уровне напряжения в сети, а размещение КУ в сети выбирают из условий регулирования напряжения и снижения потерь активной мощности.

3. 5. Использование трансформаторов для компенсации реактивной мощности

Рассмотрим режимы работы простейшей электропередачи Рис. 3.3. нагрузка мощностью $S_n=600+j250$ МВА питается по линии 500 кВ от шин системы. Распределение потоков мощности и значение напряжений в узлах нанесены прямо на схему.

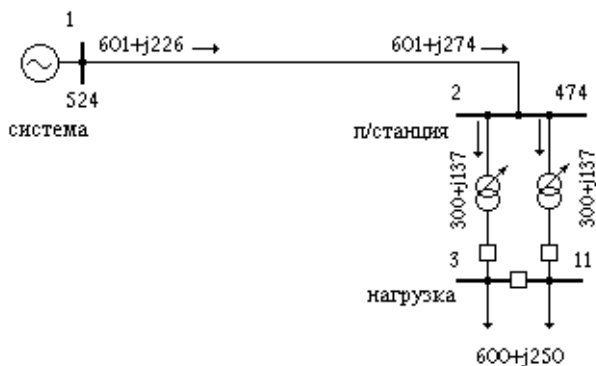


Рис 3.3. Нагрузочный режим электропередачи.

Предположим, что суточный график нагрузки крайне неравномерен и во время ночного провала мощность нагрузки равна нулю. При

этом напряжение на шинах подстанции превышает все мыслимые пределы и достигает 568 кВ (см.рис.3.4).

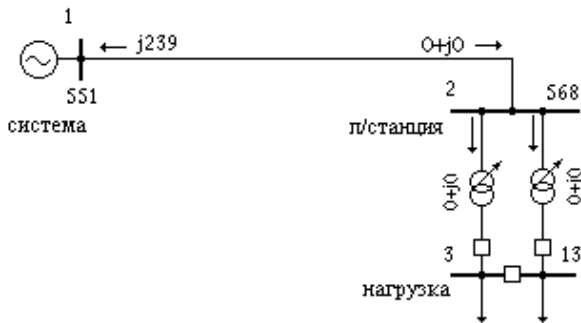


Рис. 3.4. Режим холостого хода электропередачи.

Поскольку в приведенной схеме электропередачи нет компенсирующих устройств, а энергосистема не может потреблять реактивную мощность, то остается возможность использовать трансформаторы. Если в параллельно работающих трансформаторах установить разные $K_{тр}$, то появившаяся в замкнутом контуре ЭДС ДЭ вызовет появление уравнивающего тока и дополнительные потери реактивной мощности. Исследования, проведенные в С-ПБГТУ, показывают, что такой режим вполне допустим по условиям нагрева трансформаторов. Результаты расчета для этого режима показаны на рис.3.5.

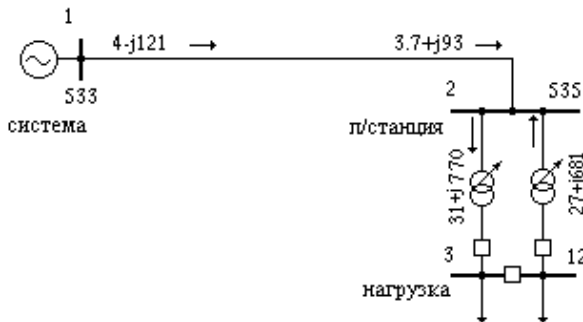


Рис.3.5. Компенсация зарядной мощности ВЛ с помощью трансформаторов.

Из рис.3.5. видно, что уравнительный ток в трансформаторах имеет индуктивный характер, это объясняется относительно малым значением активного сопротивления трансформатора, которым обычно пренебрегают. Вследствии этого и уравнительная мощность, протекающая в замкнутом контуре, является реактивной:

$$S_{TP} = \frac{\Delta E}{r_{TP} + jX_{TP}} U = \frac{\Delta E(r_{TP} - jX_{TP})}{Z^2} U = P_{TP} - jQ_{TP} \quad (3.3)$$

Величина реактивной мощности, потребляемой трансформаторами, определяется выражением :

$$\Delta Q_{TP} = I_{TP}^2 X_{TP}$$

Из рассмотрения приведенных выше режимов работы электропередачи видно, что потери реактивной мощности в трансформаторах, от протекания уравнительной мощности, эквивалентны включению реактора мощностью 93 МВАр. При этом напряжение снижается до допустимой величины 535 кВ, но появляются дополнительные потери активной мощности. Все сказанное подтверждает вывод о необходимости применения компенсирующих устройств для регулирования потоков реактивной мощности и уровней напряжения в сетях.

Изменять уровни напряжения в узлах сети можно также за счет изменения параметров элементов сети, например, включением или отключением параллельных линий электропередач и трансформаторов. Для уменьшения потерь напряжения в распределительной сети и повышения пропускной способности линий высших классов напряжения предназначены установки продольной компенсации (УПК). УПК уменьшает индуктивное сопротивление линии, однако требует специальной защиты конденсаторов от перенапряжений при коротких замыканиях. Эффективность УПК с точки зрения уменьшения падения напряжения тем выше, чем больше величина передаваемой по линии реактивной мощности.

3. 6. Регулирование напряжения в условиях дефицита реактивной мощности

Избыток и дефицит реактивной мощности могут появляться как в нормальных, так и послеаварийных режимах энергосистем. Показате-

лем избытка реактивной мощности являются повышенные напряжения, дефицита реактивной мощности - пониженные величины напряжений в сети. В нормальных режимах избыток реактивной мощности обычно возникает при малых нагрузках энергосистемы, например, в ночной и дневной минимум. В этих условия линии работают с нагрузкой значительно ниже натуральной и поэтому зарядные мощности значительно превосходят потери. В результате создается избыток реактивной мощности и повышаются уровни напряжения. Для снижения напряжения синхронные компенсаторы и частично генераторы переводят в режим недовозбуждения, создавая таким образом дополнительное потребление реактивной мощности. В некоторых случаях может потребоваться отключение в замкнутых сетях малозагруженных линий. Наибольшую опасность представляют избытки реактивной мощности в послеаварийных режимах при отключении линий напряжением 220-750 кВ с одного конца.

Недостаток реактивной мощности в системе приводит к снижению общего уровня напряжений. Следует помнить, что дефицит реактивной мощности может быть общесистемным и местным. При общесистемном дефиците снижаются напряжения в большинстве узлов системообразующей сети. Повышение уровня напряжений в условиях дефицита может быть достигнуто двумя путями:

- 1) максимальным использованием реактивной мощности источников питания и КУ;
- 2) снижением реактивной мощности потребляемой нагрузками за счет соответствующего регулирования напряжения на вторичных шинах подстанций.

Рассмотрим особенности регулирования напряжения в удаленном от шин энергосистемы узле, имеющем дефицит реактивной мощности, если он снабжается по сильно нагруженной линии (рис.3.6.).

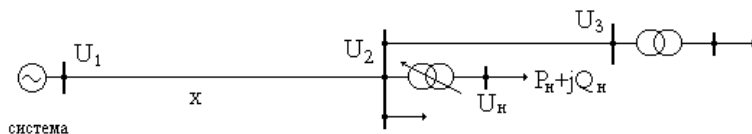


Рис. 3. 6. Схема сети с удаленным узлом нагрузки.

Если напряжение U_n на вторичных шинах подстанции не удовлетворяет потребителя, попробуем повысить его, изменяя коэффициент трансформации трансформатора. Тогда в соответствии со статической характеристикой нагрузки увеличится ее мощность, что в свою оче-

редь приведет к увеличению потерь напряжения во всей сети от шин энергосистемы до узла нагрузки:

$$\Delta U_{12} = \frac{Q_n}{U_n} x$$

так как увеличение мощности Q_n в процентном отношении больше, чем увеличение напряжения U_n . Тогда даже при $U_1 = \text{const}$ напряжение на высокой стороне трансформатора нагрузки U_2 , уменьшится. В результате такого регулирования произойдет незначительное увеличение напряжения U_n (или оно останется постоянным), но зато снизится напряжение U_2 на шинах, от которых питаются все остальные потребители. Следовательно, в условиях дефицита реактивной мощности регулирование трансформаторов становится мало эффективным. В таких режимах напряжение на вторичных шинах рекомендуется поддерживать вблизи минимально допустимого предела.

Особенно опасно повышение напряжения на одних подстанциях за счет других в том случае, когда в одном и том же узле нагрузки включены трансформаторы с РПН и без РПН. Поскольку в случае дефицита реактивной мощности при повышении напряжения за счет регулирования под нагрузкой на трансформаторе с РПН, будет происходить общее снижение напряжений, то на шинах подстанций, подключенных через ПБВ может возникнуть лавина напряжений.

Дефицит реактивной мощности может возникнуть в послеаварийных режимах если происходит отключение части системы или размыкание кольцевых сетей. В случае местного дефицита реактивной мощности, иногда нельзя использовать свободную реактивную мощность соседних районов. Попытки передать дополнительную реактивную мощность по загруженной линии приводят к еще большему снижению напряжения. Имеющиеся запасы по реактивной мощности, которые нельзя использовать, называются “запертой реактивной мощностью”. Местный дефицит реактивной мощности, в наиболее тяжелых случаях, может приводить к локальной лавине напряжения. Такое возможно для узлов, с мощными асинхронными двигателями. Для предотвращения локальной лавины напряжения используют аварийную разгрузку по напряжению.

Глава 4. Регулирование напряжений в замкнутых сетях

4.1. Расчеты нормальных режимов замкнутых сетей

Принципиальное отличие расчета установившегося режима замкнутой сети от расчета режима в радиальной сети состоит в необходимости определения потоков мощности по элементам сети. Рассмотрим режим простейшей замкнутой сети с комплексными нагрузками S_1, S_2 и полными сопротивлениями ветвей Z_1, Z_2, Z_3 (см. рис.4.1). Пренебрегая потерями мощности и полагая падение напряжения $\Delta U=0$, на основании 2-го закона Кирхгофа можно записать:

$$\Delta U = \sum_{i=1}^3 I_i * Z_i = Z_1 \frac{S_1}{U_1} + Z_2 \frac{S_1 - S_1}{U_2} + Z_3 \frac{S_1 - S_1 - S_2}{U_3} = 0 \quad (4.1)$$

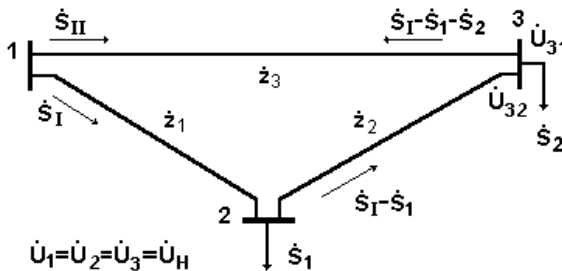


Рис.4.1. Схема замкнутой сети.

после преобразований получим:

$$S_1(Z_1 + Z_2 + Z_3) = S_1(Z_1 + Z_2) + S_2 Z_3,$$

откуда следует выражение для определения потока мощности на головном участке сети:

$$S_1 = \frac{S_1(Z_2 + Z_3) + S_2 Z_3}{\sum_{i=1}^3 Z_i}, \quad (4.2)$$

Аналогично можно получить формулу для вычисления мощности S_{II} . Зная мощности головных участков, несложно по формулам для радиальной сети рассчитать напряжения в узлах и потери мощности.

Если считать напряжение в узле 1 известным и от него рассчитывать значения напряжений в остальных узлах, то напряжение в узле 3 может быть получено двумя путями. Первый путь $U_{31}=U_1-\Delta U_{13}$, а второй $U_{32}=U_1-\Delta U_{12}-\Delta U_{23}$. Поскольку параметры участков различны, то U_{31} не равно U_{32} , хотя на схеме это одна электрическая точка. Напряжение в точке 3 может иметь только одно определенное значение, что обеспечивается потоком уравнивающей мощности, выравнивающим падения напряжения по обоим направлениям.

$$S_{ур} = \frac{U_{31}-U_{32}}{\sum_{i=1}^n Z_i} * U_{ном} = \frac{\Delta U_{31-32} * U_{ном}}{\sum_{i=1}^n Z_i}, \quad (4.3)$$

Потоки уравнивающих мощностей, почти всегда присутствующие в замкнутых сетях, вызывают дополнительные потери мощности. Соответствующим подбором $K_{тр}$ трансформаторов, входящих в замкнутую сеть, можно скомпенсировать уравнивающую мощность, что эквивалентно включению в сеть некоторой дополнительной уравнивающей ЭДС $\Delta E_{ур}$.

4.2. Экономичное распределение потоков мощности в замкнутых сетях

Рассмотрим однородную сеть с постоянным отношением X/R для всех элементов, что встречается на практике довольно редко. Замкнутые сети, содержащие трансформаторы и ЛЭП разных классов напряжений, являются неоднородными схемами, поскольку отношение X/R для линий высших классов напряжений может быть в 5-8 раз больше, чем у ЛЭП низших классов, а у трансформаторов это соотношение еще больше. Экономичное распределение потоков мощности в замкнутой однородной сети соответствует минимуму потерь, поэтому для схемы рис. 4.1 можно записать:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^3 I_i^{2*} r_i = r_1 \frac{S_1^2}{U^2} + r_2 \frac{(S_1 - S_1)^2}{U^2} + r_3 \frac{(S_1 - S_1 - S_2)^2}{U^2} \quad , \quad (4.4)$$

и, взяв частные производные, приравняем их нулю:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P} = r_1 \frac{2P_1}{U^2} + r_2 \frac{2(P_1 - P_1)}{U^2} + r_3 \frac{2(P_1 - P_1 - P_2)}{U^2} = 0 \quad ,$$

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q} = r_1 \frac{2Q_1}{U^2} + r_2 \frac{2(Q_1 - Q_1)}{U^2} + r_3 \frac{2(Q_1 - Q_1 - Q_2)}{U^2} = 0$$

Полагая, что напряжение в узловых точках схемы равно номинальному, полученные выражения можно записать в виде:

$$P_1(r_1 + r_2 + r_3) - P_1(r_2 + r_3) - P_2 r_3 = 0 \quad ,$$

$$Q_1(r_1 + r_2 + r_3) - Q_1(r_2 + r_3) - Q_2 r_3 = 0 \quad .$$

Откуда получим выражения для определения составляющих полной мощности на головном участке:

$$P_1 = \frac{P_1(r_2 + r_3) - P_2 r_3}{\sum_{i=1}^3 r_i} \quad (4.5)$$

$$Q_1 = \frac{Q_1(r_2 + r_3) - Q_2 r_3}{\sum_{i=1}^3 r_i} \quad . \quad (4.6)$$

Из полученного выражения следует, что активная и реактивная мощности в однородной сети распределяются пропорционально активным сопротивлениям. Следовательно в однородных сетях потоки мощности по линиям и потери DP определяются только активными сопротивлениями и поскольку потери в этом случае минимальны, то такое распределение мощностей называют экономическим.

4.3. Особенности режимов неоднородных замкнутых сетей

В неоднородных замкнутых сетях естественное (без искусственных мер регулирования) распределение мощностей и потерь не является экономическим. Запишем формулу определения потоков мощности на головном участке (4.2), подставив в нее выражения для полных сопротивлений:

$$S_I = \frac{\sum_{i=1}^n S_i (R_{i-II} + j X_{i-II})}{R_{I-n} + j X_{I-n}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \left(I - \frac{X_{i-II}}{R_{i-II}} \right) * R_{i-II}}{\left(I - \frac{X_{I-n}}{R_{I-n}} \right) * R_{I-n}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i * R_{i-II}}{R_{I-n}} \quad (4.7)$$

Из приведенных соотношений видно, что распределение мощностей будет экономическим только в случае равенства отношений X/R для всех участков сети.

Поскольку в неоднородной сети потоки мощности распределяются пропорционально полным сопротивлениям, а потери зависят только от R , то появляются дополнительные потери мощности. Для уменьшения дополнительных потерь в сеть должны быть введены соответствующие уравнивающие мощности. Это достигается подбором сочетаний $K_{тр}$ трансформаторов, включенных в замкнутые неоднородные контура, которые соответствовали бы наименьшим потерям мощности в сети.

Рассматривая приведенное выше выражение (4.3) для уравнивающей мощности, представим уравнивающую ЭДС $\Delta E_{ур}$ в виде суммы продольной $\Delta E'$ и поперечной $j \Delta E''$ составляющих и, пренебрегая R , получим:

$$S_{ур} = \frac{\Delta E_{ур} * U_{НОМ}}{\sum_{i=1}^n j X_i} = \frac{\Delta (E' + jE'') U_{НОМ}}{j * \sum_{i=1}^n X_i} = P_{ур} + j Q_{ур} \quad (4.8)$$

Поскольку $j Q_{ур} = \frac{\Delta E'_{ур} * U_{НОМ}}{j * \sum_{i=1}^n X_i}$, то изменение продольной составляющей

$K_{тр}$ оказывает влияние только на реактивную составляющую уравнивающей мощности. Для перераспределения активной мощности

в неоднородных замкнутых сетях необходимо изменять поперечный $K_{тр}$, влияющий на фазовые углы напряжений.

Включением регулируемых КУ тоже можно снизить дополнительные потери, поскольку КУ регулируют уровни напряжений и изменяют потоки мощности.

Теоретически существует еще один метод снижения дополнительных потерь - можно скомпенсировать величину индуктивного сопротивления на отдельных участках и сделать сеть однородной, однако на практике он не применяется.

4. 4. Регулирование коэффициентов трансформации в сложно-замкнутых сетях

Рассмотрим регулирование напряжений в замкнутых сетях, считая что активные и реактивные нагрузки распределены между станциями, а потоки мощностей по линиям оптимизированы. Поскольку в сложных сетях может быть несколько уровней напряжений и количество трансформаторов может достигать 20 - 30 штук, то выбор оптимальных значений $K_{тр}$ становится сложной задачей.

В неоднородных замкнутых сетях естественное распределение мощностей не является экономичным из-за уравнивающих мощностей. Поэтому задача формулируется следующим образом из множества сочетаний коэффициентов трансформации трансформаторов, включенных в замкнутые контуры, найти такое, которое соответствовало бы наименьшим потерям мощности и обеспечивало хорошее качество напряжения. Поэтому при оптимизации $K_{тр}$ для заданного режима энергосистемы в качестве целевой функции примем суммарные потери активной мощности в системе:

$$DP(k_{mp})=f(k_1, k_2, \dots, k_n) \quad (4.9)$$

где k_i - $K_{тр}$ на i -м трансформаторе;

n - число трансформаторов, включенных в замкнутые контуры.

Минимум этой функции отыскивается при учете следующих ограничений:

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max} ; I_{ij} \leq I_{\text{дон}} .$$

При нахождении оптимального решения простой перебор всех сочетаний ответвлений практически неприемлем из-за большого объема задачи. Поэтому применяются специальные методы поиска опти-

мального решения. Наиболее простым подходом решению этой задачи является метод поочередного изменения коэффициентов. Сначала произвольно выбирают одну из подстанций и на ней производят изменение $K_{тр}$ в случайном направлении. При этом определяют значение целевой функции (4.9) и сравнивают его с предыдущим значением. Если шаг оказался успешным, то производят дальнейшее изменение этого же $K_{тр}$ в том же направлении. В случае увеличения значения целевой функции изменяют направление шага.

Рассмотренная методика не всегда позволяет найти глобальный минимум. Если исходное сочетание ответвлений находилось в области притяжения глобального минимума (рис.4.2. , линии А-В-С) , то таким покоординатным спуском будет достигнут глобальный минимум потерь мощности (точка М). В других случаях, например при исходной точке 1, спуск произойдет по линии 1-2-3-4-5-6 и будет достигнут только локальный минимум потерь (точка б), так как не удастся выбраться из “ямы” и перейти линию О-О, соответствующую большим потерям. Однако практические расчеты показывают, что величина потерь мощности в локальных минимумах близка к глобальному минимуму. В этих условиях, очевидно, более правильно называть выбранные значения коэффициентов $K_{тр}$ не оптимальными, а рациональными. Рассмотренный метод выбора $K_{тр}$ трансформаторов является эффективным мероприятием по повышению качества напряжения и снижению потерь энергии в сети, особенно если трансформаторы имеют РПН.

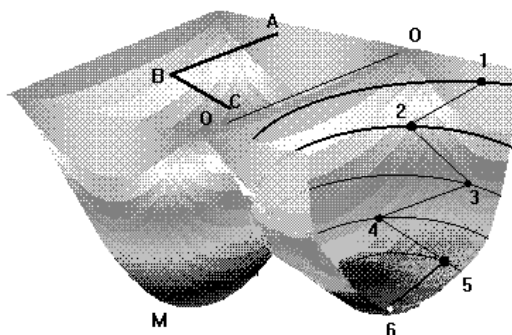


Рис.4.2. Нахождение глобального и локального минимума потерь.

Ввиду большого объема вычислений поиск рационального сочетания ответвлений трансформаторов производят с помощью вычислительной техники.

4. 5. Распределение реактивных мощностей в радиальных сетях

Рассмотрим пример оптимального распределения реактивных мощностей между параллельно работающими станциями. В случае двух параллельно работающих станций в соответствии с ранее полученным выражением (4.6) значения реактивных мощностей могут быть вычислены как:

$$Q_1 = K_1 Q_n \quad \text{и} \quad Q_2 = K_2 Q_n ,$$

где $K_1 = r_2 / (r_1 + r_2)$ и $K_2 = r_1 / (r_1 + r_2)$.

Преобразуем выражение для коэффициентов K_1, K_2 к виду:

$$K_1 = \frac{r_2}{r_1 + r_2} \cdot \frac{r_1}{r_1} = \frac{r_2}{r_1} , \quad K_2 = \frac{r_1}{r_1 + r_2} \cdot \frac{r_2}{r_2} = \frac{r_1}{r_2} \text{ и т.д. } K_n = \frac{r_2}{r_n} .$$

Используя (4.4) получим суммарные потери в рассматриваемой системе:

$$\Delta P = \frac{1}{U_H^2} \left\{ (P_1^2 + Q_1^2) r_1 + \left[P_2^2 + K_2^2 (Q_H - Q_1)^2 \right] r_2 + \dots \right. \\ \left. \dots + \left[P_n^2 + K_n^2 (Q_H - Q_1)^2 \right] r_n \right\} , \quad (5.3)$$

Учитывая только продольную составляющую падения напряжения, выразим U_n через напряжение на шинах 1-й станции:

$$U_1 = U_n + (P_1 r_1 + Q_1 x_1) / U_n \quad (5.4)$$

возведем обе части уравнения в квадрат :

$$U_I^2 = U_H^2 + 2(P_I r_I + Q_I x_I) + \left(\frac{P_I r_I + Q_I x_I}{U_H} \right)^2$$

и пренебрегая последним членом суммы получим:

$$U_H^2 = U_I^2 - 2(P_I r_I + Q_I x_I)$$

подставив в (5.3) полученное выражение U_H будем иметь:

$$\Delta P = \frac{I}{U_I^2 - 2(P_I r_I + Q_I x_I)} \left\{ (P_I^2 + Q_I^2) r_I + \dots + [P_n^2 + K_n^2 (Q_H - Q_I)^2] r_n \right\} \quad (5.5)$$

Полученное выражение (5.5) дает связь между потерями мощности в системе и реактивной мощностью станции 1 при условии, что распределение мощностей между другими станциями удовлетворяет принципам наивыгоднейшего распределения. Величину Q_1 , отвечающую минимуму потерь, определяем из условия $\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_1} = 0$:

$$Q_1 = \frac{U_I^2 - 2P_I r_I}{2x_I} - \sqrt{\left[\frac{U_I^2 - 2P_I^2 r_I}{2x_I} - \frac{r_2}{\kappa_I} Q_H \right]^2 + \frac{Q_H^2 r_2 + \sum_1^n P_i^2 r_i}{r_1 + r_2'}} \quad , \quad (5.6)$$

Если бы второе слагаемое подкоренного выражения равнялось нулю, то тогда величина реактивной мощности первой станции отвечала бы правилу обратной пропорциональности, т. е. $Q_1 = Q_H r_2 / r_1$.

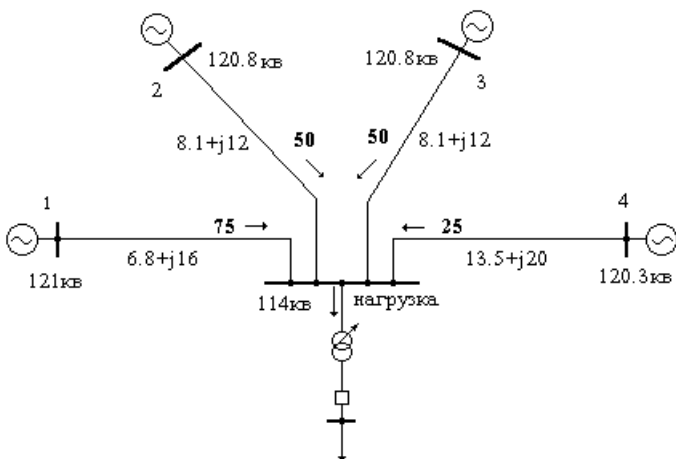


Рис. 4. 3. Расчетная схема системы

Рассчитаем распределение реактивных мощностей в приведенной на рис 5.1 схеме по формуле (5.5):

$$r'_3 = \frac{4.05 \cdot 13.5}{17.55} = 3.15$$

$$r_3 = \frac{3.15 \cdot 6.8}{9.95} = 2.15$$

$$Q_l = \frac{121^2 - 2 \cdot 75 \cdot 6.8}{2 \cdot 16} - \sqrt{\left[\frac{121^2 - 2 \cdot 75 \cdot 6.8}{2 \cdot 16} - \frac{2.15}{6.8} \cdot 100 \right]^2 + \frac{100^2 \cdot 2.15 + 2 \cdot 50^2 \cdot 8.1 + 25^2 \cdot 13.5 + 75^2 \cdot 6.8}{6.8 + 3.15}} = 18$$

Определим реактивные мощности остальных станций:

$$Q_2 = Q_3 = (Q_n - Q_l) r_3 / r_2 = 31.4 \text{ МВАр}$$

$$Q_4 = (Q_n - Q_l) r_3 / r_4 = 19.2 \text{ МВАр}$$

Напряжение в точке подключения нагрузки вычислим по (5.4) $U_n = 114$ кВ. Вычислим значение потерь активной мощности в целом по сети: $D P_1 = 1$, $D P_2 = D P_3 = 2.16$, $D P_4 = 1.06$ МВт, итого $D P = 8.48$ МВт.

Для сравнения рассчитаем распределение реактивных нагрузок , электрических станций в рассматриваемой схеме , обратно пропорционально активным сопротивлениям:

$$r_3=2.15 \quad Q_1=100 \cdot 2.15/6.8=31.4 \text{ МВАр};$$

$$Q_2=Q_3=100 \cdot 2.15/8.1=26.4 \text{ МВАр};$$

$$Q_4=100 \cdot 2.15/13.5=15.8 \text{ МВАр}.$$

Напряжение в точке подключения нагрузки в этом случае: $U_H=114$ кВ, а потери активной мощности в сети составляют: $DP_1=3.65$, $DP_2=DP_3=2.1$, $DP_4=0.96$ МВт, итого $DP = 8.81$ МВт. Потери во втором варианте распределения реактивных мощностей на 3.7% больше, чем в первом.

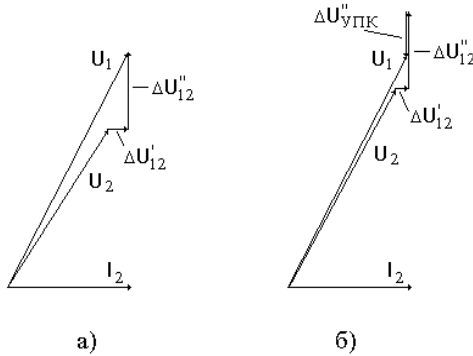
4.6. Оптимальное распределение потоков реактивной мощности в сложно-замкнутых сетях

В сетях высших классов потери напряжения обусловлены главным образом индуктивным сопротивлением линии электропередачи. Это особенно сказывается при относительно низком коэффициенте мощности и больших сечениях проводов. Последовательное включение емкости в линию позволяет уменьшить или полностью компенсировать индуктивное сопротивление линии и трансформаторов. Последовательное включение конденсаторов в каждую фазу линии приводит к изменению сопротивления элементов сети:

$$\dot{Z} = r + j(x - x_c)$$

Падение напряжения на конденсаторе может рассматриваться как отрицательное падение напряжения или как дополнительная э.д.с., введенная в цепь, для компенсации падения напряжения на индуктивном сопротивлении. Величина этой э.д.с. прямо пропорциональна току в линии. В связи с уменьшением потерь напряжения в линии улучшается режим напряжения на шинах узловых подстанций. Конденсаторы УПК осуществляют мгновенное регулирование колебания напряжения в сети.

Как видно из приведенной на рис.4.4 векторной диаграммы, в зависимости от X_c последовательно включенных конденсаторов можно изменять величину напряжения U_2 , на конце линии.



а - без УПК; б - при последовательном включении конденсаторов.
 Рис.4.4. Векторная диаграмма напряжений линии электропередачи.

Компенсация может быть частичной ($X_C < X_L$), полной ($X_C = X_L$) и избыточной ($X_C > X_L$).

Потери активной мощности в конденсаторах УПК относительно малы, поскольку напряжение на последовательно включенных конденсаторах не превышает 15% от фазного напряжения.

Конденсаторные батареи, последовательно включенные в длинные линии электропередачи повышают устойчивость параллельной работы генераторов в электрической системе. Если пренебречь активным сопротивлением, то передаваемая по линии мощность определяется как:

$$P = \frac{U_1 U_2}{X} \sin \delta,$$

где U_1 - напряжение в начале линии;

U_2 - напряжение в конце линии;

δ - угол между векторами напряжения в начале и конце линии;

x - полное индуктивное сопротивление линии.

Применение продольной компенсации позволяет при тех же допустимых потерях напряжения увеличить передаваемую мощность, поскольку:

$$P_{НАТ} = \frac{U^2}{X_L - X_c}.$$

При параллельной работе двух линий электропередачи разных классов напряжения, имеющих неодинаковые величины отношения x/r , нагрузка по линиям распределяется не наивыгоднейшим образом, т. е. не обратно пропорционально активным сопротивлениям.

Для улучшения потокораспределения рекомендуется включить в линию последовательные конденсаторы, что обеспечит более выгодное распределение нагрузки и, следовательно, снизит потери в электрической сети. Так, например, на Рис. 4.5а приведено распределение потоков мощности для двух параллельных линий электропередачи напряжением 150 и 330 кВ. Результаты расчета режима при 80% продольной компенсации в ВЛ-330 показаны на рис.4.5 в.

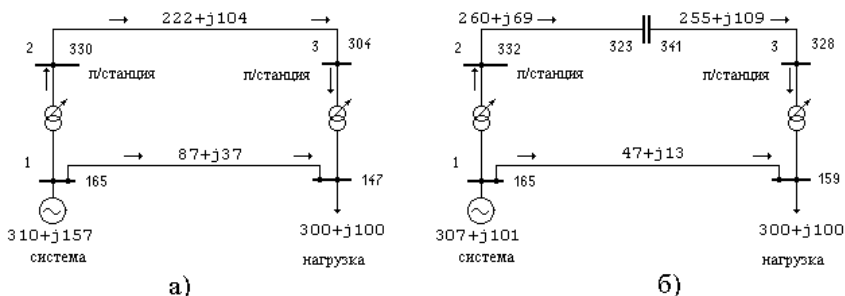


Рис. 4.5 Распределение потоков мощности по параллельным линиям разных классов напряжений.

Включение УПК привело к повышению напряжения на шинах потребителя (147 и 159 кВ) и снижению потерь мощности в сети активной с 9.74 МВт до 6.81 МВт (на 30%), а реактивной с 57.12 МВАр до 1.02 МВАр. Для схемы без УПК оптимизацию режима можно осуществить выбором продольного K_v и поперечного K_m коэффициентов трансформации, результаты оптимизации приведены на рис.4.6.

Из анализа приведенных кривых следует, что экономического распределения мощностей можно добиться как использованием УПК, так и соответствующим выбором поперечного коэффициента трансформации.

Применение продольной компенсации в линиях высших классов напряжений позволяет решить сразу несколько проблем:

- 1) повышение пропускной способности;
- 2) снижение потерь;

- 3) повышение и стабилизация уровня напряжений;
- 4) повышение уровня статической и динамической устойчивости.

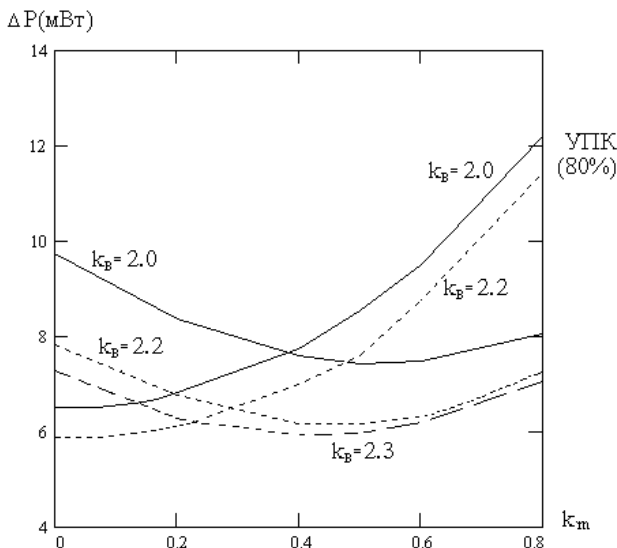


Рис. 4.6 Зависимость потерь мощности от величины мнимой составляющей коэффициента трансформации.

УПК довольно широко используются за рубежом на линиях электропередачи напряжением 110-765 кВ, степень компенсации изменяется от 15% до 80%. В нашей стране УПК практически не используются.

Снижение реактивности электрической сети при последовательном включении конденсаторов приводит к повышению величины установившегося и ударного значений тока короткого замыкания. При протекании тока короткого замыкания через УПК, на конденсаторах резко повышается напряжение, достигающее 4-5-кратного номинального значения.

Такие перенапряжения могут привести конденсаторы к быстрому износу и выходу из строя.

Защита от перенапряжений выполняется при помощи разрядника, включаемого параллельно батарее конденсаторов. На линиях высших классов напряжений для защиты УПК используют разрядники,

шунтирующие выключатели и нелинейные ограничители перенапряжений.

Задача экономичного распределения реактивных нагрузок заключается в том, чтобы при заданных нагрузках потребителей и диапазонах изменения реактивной мощности источников питания, получить в сети наименьшие потери активной мощности. Оптимизация распределения реактивных нагрузок приводит к снижению потерь активной мощности за счет изменения потоков реактивной мощности по элементам сети и улучшения режимов напряжения. Распределение активных и реактивных нагрузок между источниками питания должно рассматриваться совместно, так как перераспределение активных мощностей приводит к изменению потерь реактивной мощности и напряжения узлах, что в свою очередь влечет изменение потребляемой реактивной мощности по их статическим характеристикам. Однако, как показывают исследования, с достаточной для практики точностью оптимизацию распределения активных и реактивных нагрузок в энергосистеме можно производить независимо. В этом случае решение задачи существенно упрощается. Критерий оптимального распределения реактивных нагрузок:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} = \beta_Q = 0 \quad , \quad (4.11)$$

где β_Q - относительный прирост потерь активной мощности в сети энергосистемы при изменении реактивной нагрузки в данном узле;

ΔP - суммарные потери активной мощности в сети;

Q_i - генерируемая реактивная мощность в i -том узле энергосистемы.

Поскольку изменение реактивных нагрузок источников приводит к изменению потоков реактивной мощности в замкнутых сетях, то оптимизация должна производиться совместно с оптимизацией коэффициентов трансформации трансформаторов. Практически оптимизацию распределения реактивных нагрузок проводят с применением метода поочередного изменения параметров. В качестве целевой функции принимают суммарные потери мощности в сети:

$$\Delta P(Q) = f(Q_1, Q_2, \dots, Q_i), \quad (4.12)$$

где Q - реактивная мощность источников с 1-го по i .

Минимум этой функции ищется при выполнении следующих ограничений:

- располагаемая реактивная мощность не выходит за допустимые пределы;
- напряжения в узлах изменяются в заданном диапазоне;
- токи по линиям не превышают допустимых пределов.

Вначале производят расчет исходного режима с произвольным распределением реактивных мощностей источников и определяют величину суммарных потерь мощности в сети. Затем последовательно в каждом узле изменяют нагрузку на величину заданного шага и наблюдают за изменением потерь активной мощности. Изменение величины реактивной мощности считается успешным, если оно приводит к уменьшению величины суммарных потерь. Если потери начинают расти или достигнуто одно из ограничений, то значение реактивной мощности фиксируют и переходят к следующему узлу.

После очередного обхода всех узлов с источниками реактивной мощности те, что изменялись в начале расчета, могут оказаться уже не оптимальными. Поэтому необходимо выполнить несколько обходов. Оптимизацию заканчивают в том случае, если значения суммарных потерь двух последовательных расчетов отличаются не более чем на заданную величину ϵ , характеризующую точность расчетов. При сложных схемах энергосистем оптимизацию распределения реактивных мощностей выполняют с применением ЭВМ. Отметим, что описанный метод оптимизации не всегда позволяет находить глобальный минимум потерь мощности от распределения реактивных нагрузок (см. рис. 4. 2.) , поскольку распределение зависит и от установленных коэффициентов трансформации. Совместная оптимизация распределения реактивных нагрузок и коэффициентов трансформации может выполняться только с помощью ЭВМ. Некоторая погрешность вносится также за счет того, что при расчете установившегося режима один из узлов принимается за балансирующий, который воспринимает все изменения реактивных мощностей источников. При строгом решении задачи эти изменения следовало бы перераспределять между всеми источниками реактивной мощности.

Глава 5. Регулирование напряжения и баланс реактивных мощностей в электрических системах

5. 1. Связь напряжений в узлах и потока реактивной мощности в сети

Уровни напряжений в электрической сети определяются падением напряжения между источниками и узлами нагрузки, которое может быть записано в виде:

$$\Delta U = \frac{P_n * r + Q_n * x}{U} + j \frac{P_n * x - Q_n * r}{U}, \quad (5.1)$$

отсюда видно, что передача реактивной мощности сопряжена со значительными потерями напряжения и реактивной мощности из-за больших индуктивных сопротивлений линий и трансформаторов. Поэтому наличие больших генерируемых реактивных мощностей в одном из узлов энергосистемы еще не означает, что их можно использовать для целей регулирования напряжения в других узлах. В связи с этим баланс реактивной мощности должен рассматриваться не только в целом для системы, но и для каждого узла в отдельности.

Рассмотрим баланс реактивных мощностей в выделенном участке энергосистемы:

$$Q_G + Q_L + Q_K - \Delta Q = Q_H,$$

где Q_G - реактивная мощность генераторов станции;

Q_L - зарядная мощность линий электропередач;

Q_K - мощность компенсирующих устройств;

Q_H - реактивная мощность потребителей;

ΔQ - потери реактивной мощности в электрических сетях.

Этот баланс постоянно сохраняется за счет изменения генерируемой реактивной мощности ($Q_G = Q_G + Q_L + Q_K$) и изменения потребляемой мощности в соответствии со статическими характеристиками нагрузки по напряжению (рис.5.2.).

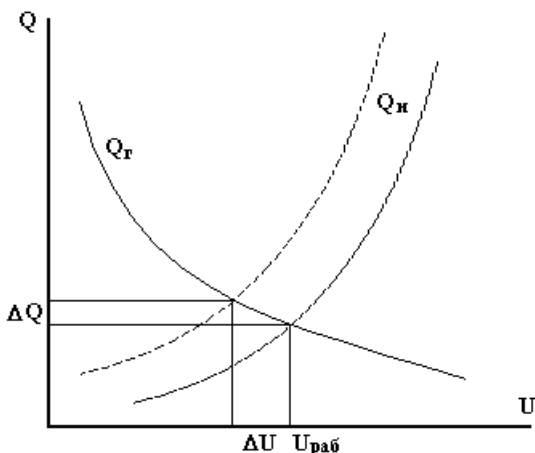


Рис. 5. 1. Определение напряжения в узле нагрузки

Величина напряжения в узле, определяемая как точка пересечения характеристик, зависит от изменения любой из них. Так при увеличении реактивной мощности нагрузки на ΔQ_n напряжение в узле уменьшится на ΔU . Таким образом, за счет изменения нагрузки потребителей в соответствии с ее статическими характеристиками происходит некоторое регулирование напряжения в узле нагрузки. Отсюда следует, что условие баланса реактивной мощности непосредственно связано с величинами напряжений в электрической сети.

В расчетах установившихся режимов электроэнергетических систем, когда отклонения напряжения и частоты незначительны, мощность нагрузки представляют в виде статических характеристик. Поскольку на практике трудно учесть особенности каждого потребителя, то широко используются типовые обобщенные статические характеристики, полученные опытным путем для типового состава нагрузки и схем соединения отдельных потребителей. Аналитически статические характеристики по напряжению представляются зависимостями следующего вида:

$$P = P_{НОМ} \left(\alpha_P + \beta_P \frac{U}{U_{НОМ}} + C_P \frac{U^2}{U_{НОМ}^2} \right)$$

$$Q = Q_{НОМ} \left(\alpha_q + \beta_q \frac{U}{U_{НОМ}} + C_q \left(\frac{U^2}{U_{НОМ}^2} \right) \right) \quad (5.2)$$

где: $P_{\text{ном}}$ и $Q_{\text{ном}}$ - активная и реактивная составляющие мощности нагрузки при $U = U_{\text{ном}}$,

α_p, β_p, c_p - коэффициенты полинома активной мощности нагрузки,

α_q, β_q, c_q - коэффициенты полинома реактивной мощности нагрузки.

Типовые статические характеристики по напряжению для нагрузки на шинах 110 кВ и 6(10)кВ получены опытным путем для обобщенной нагрузки состоящей из двигателей - 58%, преобразователей - 10%, осветительной нагрузки 25% и потерь в сетях - 7%. Типовые значения коэффициентов приведены в таблице:

Типовая характеристика $P(U)$ $\alpha_p=0.83$ $\beta_p=-0.3$ $c_p=0.47$;

Типовая характеристика $Q(U)$

на ступени напряжения 6-10кВ $\alpha_q=3.7$ $\beta_q=-7$ $c_q=4.3$

на ступени напряжения 110кВ $\alpha_q=4.9$ $\beta_q=-10.1$ $c_q=6.2$

Изменения мощности нагрузки в зависимости от частоты и напряжения (при небольших отклонениях) в общем виде можно представить как:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f,$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f, \quad (5.3)$$

где $\frac{\partial P}{\partial U}$, $\frac{\partial P}{\partial f}$, $\frac{\partial Q}{\partial U}$, $\frac{\partial Q}{\partial f}$ - регулирующие эффекты активной

и реактивной мощностей нагрузки по напряжению и частоте.

Статические характеристики реактивной мощности значительно круче характеристик активной мощности (рис. 5.2.). Поэтому регулирующий эффект реактивной мощности нагрузки $\partial q/\partial u$ больше чем активной $\partial p/\partial u$, т. е. на каждый процент изменения напряжения происходит изменение активной мощности на 0,6...2 %, а реактивной на 2 - 5 %.

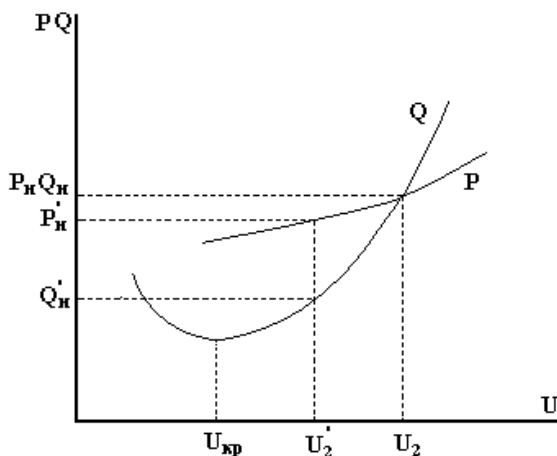


Рис.5.2. Статические характеристики нагрузки $P, Q=f(u)$

Уменьшение мощности нагрузки при снижении напряжения (положительный регулирующий эффект $\partial q/\partial u > 0$) будет проявляться только до некоторого критического напряжения $U_{кр}$. (см рис. 5.2.). Если напряжение, окажется ниже критического $U_{кр}$., то будет происходить обратное явление: снижение напряжения вызовет рост реактивной нагрузки потребителей, что в свою очередь приведет к росту потерь ΔU и дальнейшему снижению напряжения. Это явление называется лавиной напряжения. При этом происходит нарушение баланса реактивной мощности. Основной причиной развития лавины напряжения является “опрокидывание” двигателей. Нарушение устойчивости узла нагрузки выражается в снижении скорости асинхронных двигателей и увеличении потребляемой ими реактивной мощности, напряжение при этом снижается. При не контролируемом развитии аварии двигатель остановится, а поскольку ток в этом режиме в несколько раз превышает номинальный, то напряжение снижается еще больше. После отключения нагрузки напряжение восстанавливается. На практике такое развитие событий практически исключено, поскольку все двигатели подключаются через пускатели. При снижении напряжения на 20% двигатели отключаются от сети.

Для узлов нагрузки со смешанным составом потребителей критическое напряжение составляет 0,8 - 0,75 номинального напряжения сети. Лавина напряжения может наступить как во всей энергосистеме,

так и в отдельных узлах, в которых возникает дефицит реактивной мощности.

На баланс реактивной мощности и уровни напряжения некоторое влияние оказывает значение частоты в энергосистеме. При снижении частоты, в соответствии со статическими характеристиками нагрузки по частоте, происходит увеличение реактивной мощности в узлах нагрузки, что приводит к росту потерь и снижению напряжения.

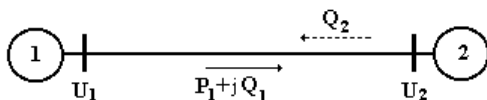


Рис. 5. 3. Схема энергосистемы

Рассмотрим, как влияет недостаток генерируемой реактивной мощности на поддержание заданного режима напряжений в удаленной части системы. В схеме системы, показанной на рис. 5.3, из узла 1 в узел нагрузки 2 передается значительная активная мощность P_1 и некоторая реактивная мощность Q_1 , а в узле 2 отсутствует резерв реактивной мощности. Напряжения по концам линии равны. Если эту линию нагружать активной мощностью еще больше, то за счет увеличения потерь напряжения от протекания активной мощности напряжение будет снижаться. Тогда в соответствии со статическими характеристиками реактивная нагрузка узла 2 уменьшится и переток реактивной мощности по линии также уменьшится. При передаче значительной активной мощности часто возникает такое положение, когда реактивная мощность Q_2 , становится направленной из части системы с дефицитом реактивной мощности в сторону узла 1, имеющего резерв реактивной мощности.

При заданной генерируемой реактивной мощности в энергосистеме зависимость величины напряжения от частоты имеет вид, показанный на рис.5.4.

При составлении баланса реактивной мощности энергосистемы, следует учитывать, что источники реактивной мощности служат не только для обеспечения требуемых режимов напряжений, но и для улучшения экономических показателей работы сети за счет снижения потерь энергии. Поэтому под балансом реактивной мощности следует понимать такое соотношение генерируемой и потребляемой мощностей, при котором уровни напряжения во всех узлах энергосистемы удовлетворительны и по условию снижения потерь энергии ΔS допол-

нительная установка источников реактивной мощности экономически нецелесообразна.

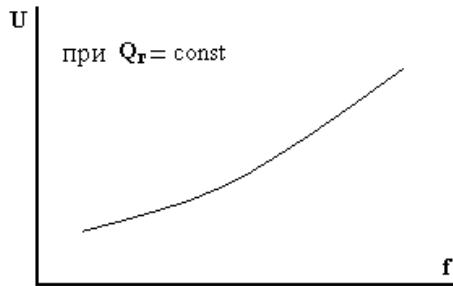


Рис.5.4. Зависимость напряжения от частоты при заданной Q

Выпускаемые в настоящее время синхронные генераторы выполняются с номинальным коэффициентом мощности 0.8 - 0.9. Естественный коэффициент мощности узлов нагрузки при номинальном напряжении находится в пределах 0,7 - 0,85. Кроме того, большие реактивные мощности в электрической системе тратятся на покрытие потерь в трансформаторах. При передаче по линиям мощности выше натуральной потери реактивной мощности в них также превышают зарядные мощности. Отсюда следует, что одних генераторов станций недостаточно для обеспечения баланса реактивной мощности.

В связи с этим возникает необходимость в установке дополнительных источников реактивной мощности. Для обеспечения оптимального баланса реактивной мощности на каждый 1 кВт. вводимой мощности потребителей должно быть предусмотрено включение 0,9 - 1,2 квар реактивной мощности. Отметим, что средства компенсации реактивной мощности должны быть распродоточены по узлам нагрузки.

5.2. Источники реактивной мощности в электрических системах

В качестве источников реактивной мощности в электрических системах используются в основном генераторы электрических станций, синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы и конденсаторы. Линии электропередач, работающие в режимах малых нагрузок, также могут рассматриваться как источники реактивной мощности.

5.2.1. Синхронный генератор

Турбогенераторы, устанавливаемые на тепловых и атомных электростанциях, предназначены для выработки активной и реактивной мощности. Величина вырабатываемой реактивной мощности определяется номинальной величиной $\cos\varphi$, которая для отечественных генераторов обычно составляет 0.8...0.9. Активную и реактивную мощность генератора можно вычислить по аналитическим выражениям, полученным на основе уравнений Горева-Парка :

$$P = \frac{UE_q}{X_q} \sin \delta$$
$$Q = \frac{UE_q}{X_q} \cos \delta - \frac{U^2}{X_q} \quad (5.4)$$

где δ - фазовый сдвиг между векторами э.д.с. возбуждения E_q и напряжения на шинах U ;

$E_q = \omega M_d i_e$ - э.д.с пропорциональная току возбуждения генератора i_e ,

ω - круговая частота равная $2\pi f$,

M_d - коэффициент взаимоиנדукции между статорными и роторными обмотками;

X_d и X_q - синхронные индуктивные сопротивления генератора по продольной и поперечной осям, для неявнополюсной машины (турбогенератора) $X_d = X_q$.

Приведенные выражения, показывают, что реактивная мощность является четной функцией угла δ , т.е. изменение знака угла δ не приводит к изменению знака реактивной мощности. Это означает что и в генераторном, и в двигательном режиме, при одной и той же э.д.с. , реактивная мощность будет иметь одинаковый знак. Из этого же выражения следует, что характер реактивной мощности (ее знак), опре-

деляется знаком выражения ($E \cos \delta - U$). Величина вырабатываемой генератором реактивной мощности регулируется током возбуждения, который в системе относительных единиц Горева пропорционален э.д.с. E_q

Для явнополюсной машины (гидрогенератора), у которой $X_d \neq X_q$, выражения (5.4) принимают вид:

$$P = \frac{UE_q}{X_d} \sin \delta + \frac{U^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin 2\delta$$

$$Q = \frac{UE_q}{X_d} \cos 2\delta - \frac{U^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) - \frac{U^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos 2\delta$$
(5.5)

Проанализировать характер изменения реактивной мощности по приведенным выражениям достаточно сложно, поэтому используют U-образные характеристики синхронной машины. Вид типовых U-образных характеристик показан на рисунке:

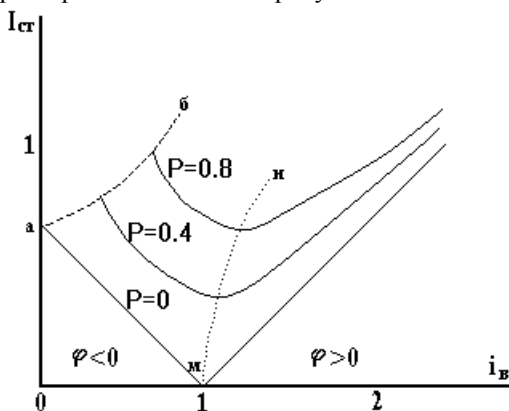


Рис. 5. 5. U-образные кривые синхронной машины

U-образные характеристики представляют собой зависимость тока статора от тока возбуждения при постоянных активной мощности и напряжении. Кривая М-Н делит характеристики на две области: в правой с $\varphi > 0$ генератор работает с перевозбуждением (вырабатывает реактивную мощность), а в левой с $\varphi < 0$ генератор работает с недовозбуждением (потребляет реактивную мощность). Уменьшение возбуждения приводит к сниже-

нию предела статической устойчивости, который для неявнополюсной машины равен $P_{\max} = \frac{E_q U}{X_q}$.

Современные мощные генераторы рассчитываются на работу в очень жестких температурных условиях, что определяет ряд ограничений на режимы потребления и выработки реактивной мощности. Это связано с требованием сохранения максимального значения полного тока статора независимо от характера нагрузки. Эти ограничения представляют в виде нагрузочной диаграммы турбогенератора рис. 5.6.

Ограничение по току статора или, что одно и то же, по его полной трехфазной мощности можно представить в виде:

$$I_{ген} \leq I_{ном} \quad \text{где} \quad I_{ном} = \frac{\sqrt{P_{ном}^2 + Q_{ном}^2}}{U_{ном}},$$

отсюда следует, что $S_{ген} \leq P_{ном}^2 + Q_{ном}^2$, т. е. получили уравнение окружности с центром в начале координат и радиусом $S_{ном}$ (кривая 1). Последнее не равенство означает, что генератор, недогруженный по активной мощности может нести большую реактивную нагрузку. Максимальное значение реактивной мощности в этом случае ограничивается током ротора.

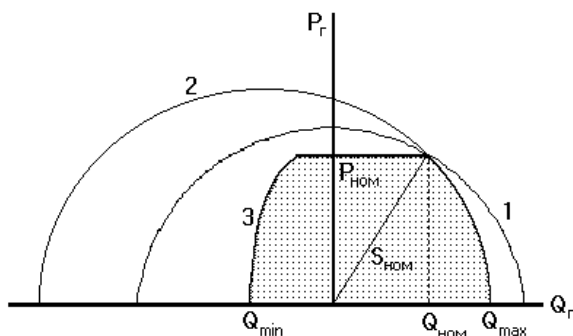


Рис. 5. 6. Нагрузочная характеристика турбогенератора.

Второе ограничение определяется током возбуждения и условиями охлаждения активной зоны ротора $I_{вг} < I_{вном}$. Поскольку для уравнений

генератора используется система относительных единиц Горева, то для неявнополюсного генератора ($X_d=X_q$) можно записать:

$$E_q < E_{qном} \quad E_q = \sqrt{\left(U_z + \frac{Q_z x_q}{U_z} \right)^2 + \left(\frac{P_z x_q}{U_z} \right)^2}$$

полагая $E_q = E_{qном} U_{г.} = U_{г.ном}$, окончательно получим:

$$\left(\frac{E_q U_z}{x_d} \right)^2 = \left(\frac{U_z^2}{x_d} + Q_z \right)^2 + P_z^2,$$

т. е. снова получили уравнение окружности на этот раз с радиусом $E_q U_{г.}/x_d$ и центром смещенным на U_z^2/x_d влево кривая 2 (Рис. 5.6.).

Третье ограничение по минимальному току возбуждения $I_{вmin} < I_{в}$ связано с изменением температуры ротора в режиме недо-возбуждения. По данным исследований турбогенераторов мощностью 200 - 800 МВт при изменении коэффициента мощности от 1.0 до 0.95 (емкостная нагрузка) аксиальная составляющая индукции в зазоре увеличивается в среднем на 30%. Интенсивное увеличение магнитных потоков рассеяния приводит к перегреву торцовых зон роторов и поверхности крайних пакетов сердечника статора турбогенераторов. Допустимое превышение температур для бронзовых клиньев в торцовых зонах ротора и крайних пакетов сердечника составляет 250°. Учет этого ограничения представляют в виде: $Q_{min} \cong -0.4 Q_{max}$ кривая 3 (Рис. 5.6.).

В нормальных режимах активная мощность генератора не должна превышать ее номинального значения, поэтому нагрузочная характеристика ограничена сверху прямой $P = P_{ном}$. С учетом всех ограничений нагрузочная характеристика турбогенератора имеет вид показанный на рисунке 5.6.

При использовании гидрогенераторов для выработки реактивной мощности, следует иметь в виду, что особенности их конструкции и системы охлаждения снимают тепловые ограничения по выработке реактивной мощности. Поскольку проблема потребления реактивной мощности связана с прохождением энергосистемами ночных минимумов нагрузки, то возникает предложение о переводе генераторов в

режим синхронных компенсаторов (СК). Принципиально перевод генераторов в режим СК возможен, но при этом необходимо иметь ввиду, что нужно обеспечить быстрый переход в генераторный режим с последующим набором нагрузки.

Для турбогенераторов такой режим возможен при прекращении подачи пара в турбину, если такой режим разрешен заводом изготовителем, или при пропуске минимального количества пара. Однако такие режимы используются крайне редко поскольку паровая турбина не может обеспечить быстрый набор мощности.

На гидростанциях режим СК используется чаще поскольку время набора мощности по сравнению с режимом холостого хода увеличивается с 10-15 с до 80-90 с. Есть еще один аргумент в пользу перевода гидрогенераторов в режим СК - это экономия расхода воды. Если генератор работает в режиме холостого хода с потреблением реактивной мощности, то через турбину пропускается соответствующее количество воды, а если он работает в режиме СК то активная мощность потребляется из сети. Техническая реализация режима СК требует наличия компрессорной установки и проведения подготовительных испытаний. Перевод в режим компенсатора производится следующим образом: закрывают направляющий аппарат, и затем затвор перед турбиной, в отсасывающую трубу подается сжатый воздух и вода отжимается из рабочего колеса.

В аварийных и послеаварийных режимах возможны кратковременные перегрузки генераторов как по току статора, так и ротора. Величины перегрузок нормируются ГОСТ, выдержки из которых приведены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1.

Кратковременные перегрузки по току статора

Продолжительность перегрузки, мин	Кратность перегрузки при		
	косвенном	непосредственном охлаждении	
	охлаждении	водой	водородом
60	1.10	1.10	-
10	-	-	1.10
5	1.25	1.25	-
2	1.50	1.40	1.30
1	2.0	1.50	1.50

Таблица 5.2.

Кратковременные перегрузки по токам ротора

Продолжительность перегрузки мин	Кратность допустимой перегрузки по току ротора турбогенератора типа	
	ТВФ (кроме ТВФ-120-2)	ТГВ, ТВВ, ТВФ-120-2
60	1.06	1.06
4	1.2	1.2
2	1.7	1.5
0.5	2.0	-
0.3	-	2.0

5.2.2. Синхронный компенсатор

Для разгрузки генераторов и сети от реактивной мощности, повышения технико-экономических показателей ЛЭП и поддержания постоянства напряжения на приемном конце линии в качестве генераторов реактивной мощности широко используются синхронные компенсаторы, которые устанавливают вблизи приемников электрической энергии на подстанциях. Синхронный компенсатор (СК) представляет собой синхронный двигатель, работающий без механической нагрузки на валу.

До недавнего времени СК работали только в режиме перевозбуждения, отдавая в сеть реактивную мощность. В последние годы в связи с ростом напряжения и протяженности ЛЭП реактивная мощность, генерируемая ими в периоды минимума активной нагрузки, превышает суммарную индуктивную нагрузку сети, что является причиной повышения уровня напряжения. Для потребления избыточной реактивной мощности и обеспечения постоянства напряжения сети необходимо применение реакторов или перевод не только синхронных компенсаторов, но поскольку их недостаточно, то и генераторов в режим потребления реактивной мощности, т.е. в режим недовозбуждения.

Потребляемую компенсатором реактивную мощность можно вычислить, подставив в выражение (5.5) $\delta=0$ и приняв ток возбуждения равным нулю ($E_q=0$):

$$Q_{ск} = -\frac{U^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} + \frac{1}{x_d} \right) + \frac{U^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) = -\frac{U^2}{x_d} \quad (5.7)$$

У современных СК синхронное индуктивное сопротивление $X_d = 2$ и более, поэтому при уменьшении тока возбуждения до нуля ток статора I при номинальном напряжении имеет значение не более половины номинального (рис. 5), такое же значение имеет и реактивная мощность. Повысить реактивную мощность СК возможно уменьшением X_d , однако это приведет к существенному увеличению габаритов машины и ее стоимости. Другим более рациональным путем увеличения потребляемой реактивной мощности в соответствии с U-образными характеристиками, является изменение знака тока в обмотке возбуждения т.е. переход в область отрицательного возбуждения.

Найдем величину отрицательного тока возбуждения, соответствующего предельной по условию обеспечения устойчивости потребляемой реактивной мощности. Ток возбуждения определим из условия равенства нулю синхронизирующей мощности:

$$P = \frac{U E_q}{x_d} \cos \delta + U^2 \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cos 2\delta = 0, \quad (5.8)$$

откуда ток возбуждения:

$$E_q = -U \left(\frac{x_d}{x_q} - 1 \right).$$

Подставляя полученное выражение для тока возбуждения в (5.7) получим:

$$Q_{СК} = -\frac{U^2}{x_q}, \quad (5.9)$$

что примерно в полтора раза больше, потребляемой реактивной мощности при отсутствии возбуждения (5.7), поскольку $X_d/X_q = 1.5$.

В мощных компенсаторах 50-320 МВА применяют бесщеточное реверсивное возбуждение с двумя обмотками на роторе. Основная обмотка используется для положительного возбуждения, а дополнительная обмотка создает встречный поток отрицательного возбуждения. При отрицательном возбуждении компенсатор удерживается в синхронизме параметрическим моментом ($X_d \neq X_q$) и увеличение тока возбуждения приводит сначала к увеличению угла и наконец к проскальзыванию ротора на одно полюсное деление, и машина переходит в режим положительного возбуждения. Регулятор возбуждения компенсатора, реагирующий на отклонение напряжения, тока и угла,

обеспечивает работу в зоне искусственной устойчивости $\pi/3 < \delta < \pi/2$ при потреблении номинальной реактивной мощности. Для сопоставления в таблице 5.3 приведены основные характеристики компенсаторов с реверсивным и обычным возбуждением:

Таблица 5.3.

Характеристики синхронных компенсаторов

Тип	мощность МВАр		X_d	X_q	ΔP кВт
	опережающая	отстающая			
КСВБ -100	100	50	2.1	1.26	1350
КСВБО -100	100	82.5	2.1	1.26	1350
КСВБ -160	160	80	2	1.3	1750
КСВБО -160	160	132	2	1.3	1750

Автоматический регулятор возбуждения обеспечивает режимы работы компенсатора с положительным, нулевым и отрицательным возбуждением, форсировку возбуждения до двухкратного тока ротора в течение 50 с. Поскольку конструктивно СК представляет собой турбогенератор, то и перегрузочная способность у него такая же (см.табл.5.1, 5.2).

В качестве компенсирующих устройств могут быть использованы синхронные двигатели потребителей. Обычно рекомендуется определять реактивную мощность синхронного двигателя как:

$$Q_{сд} = P_{сд} \beta_{сд} \operatorname{tg} \varphi_{ном}, \quad (5.10)$$

где $P_{сд}$ - номинальная активная мощность двигателя;

$\beta_{сд}$ - коэффициент загрузки по активной мощности;

$\varphi_{ном}$ - номинальное значение угла коэффициента мощности.

Для крупных двигателей, подключаемых на шины 6-10 кВ, величину вырабатываемой реактивной мощности целесообразно уточнять, исходя из реальной загрузки активной мощностью и уровня напряжения. Делается это по диаграммам, похожим на нагрузочную диаграмму турбогенератора. Крупные двигатели как правило оснащаются бесщеточными системами возбуждения, что расширяет возможности их использования в качестве компенсирующих устройств.

Асинхронизированные турбогенераторы

С увеличением мощностей турбогенераторов их параметры, влияющие на условия эксплуатации энергосистем как правило, ухудшаются. Увеличение реактивных сопротивлений, уменьшение моментов инерции генераторов, а наряду с этим возрастание протяженности ЛЭП приводит к снижению динамической устойчивости электрических систем. Выше были рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности в системах с помощью синхронных генераторов и компенсаторов. При рассмотрении U-образных кривых отмечалось, что режим потребления реактивной мощности синхронными машинами ограничивается по условиям сохранения устойчивости параллельной работы. В качестве решения перечисленных проблем предлагается применение асинхронизированных турбогенераторов (АСТГ). Отличие АСТГ от турбогенератора обычного типа состоит в том, что на роторе расположена двухфазная обмотка, подключенная к устройствам регулирования возбуждения. Независимое управление токами возбуждения в сдвинутых в пространстве обмотках ротора позволяет радикально изменить условия устойчивой работы генераторов при потреблении реактивной мощности.

В настоящее время отечественная промышленность выпускает асинхронизированные турбогенераторы ТЗВА-220 (“Электросила”) и ТЭВА-220 (“Электротяжмаш”). Два генератора ТЭВА-220 успешно эксплуатируются на Бурштынской ГРЭС, их параметры даны в таблице 5.4.

Таблица 5.4.

Параметры асинхронизированного генератора

Тип	S, МВА	U, кВ	cos φ	X _d	X' _d	X'' _d
ТЭВА-220	220	15.75	0.95	2.39	0.29	0.19

5.2.4. Асинхронные генераторы

Радикальным решением проблемы потребления избыточной реактивной мощности в крупных энергообъединениях может стать использование асинхронных генераторов (АТГ). АТГ представляет собой обычный асинхронный двигатель, работающий в генераторном режиме, и потребляющий из сети реактивную мощность для создания основного магнитного потока. Установка АТГ на электростанциях

позволяет использовать запертую реактивную мощность СГ и частично зарядную мощность линий, это позволяет увеличить э.д.с генераторов и тем самым повысить пределы статической и динамической устойчивости на 15-20% [4]. Использование асинхронных генераторов вместе с синхронными позволяют снизить относительные значения токов короткого замыкания, кратности перенапряжений при несимметричных коротких замыканиях. Опытный образец АТГ мощностью 20 МВА имеет следующие параметры:

Таблица 5.5.

Параметры асинхронного генератора

Тип	S, МВА	U, кВ	Cosφ	Xd	X'd	X''d
АТГ-20	20	10.5	0.8	1.9	0.126	0.119

5.3. Статические компенсирующие устройства

5.3.1. Батареи конденсаторов

Шунтовые конденсаторные батареи применяют на напряжениях до 110 кВ. Увеличение рабочего напряжения достигается увеличением числа последовательно включенных конденсаторов. Конденсаторы выпускают в однофазном и трехфазном исполнении на номинальные напряжения 0,22-10,5 кВ. Конденсаторы на напряжение 0,66 и 1,05 кВ называют конденсаторами низкого напряжения. Единичная мощность конденсаторов составляет от 10 до 125 квар. Конденсаторы маркируются следующим образом: КС2-0,66-40 и КС2-1,05-60. Вторая цифра в обозначении конденсаторов соответствует номинальному напряжению в киловольтах, третья цифра - номинальной мощности в киловольт-амперах реактивных.

В сетях для изменения мощности БК включаются звездой или треугольником. При соединении конденсаторов звездой мощность батареи

$$Q=3U^2wC. \quad (5.11)$$

При соединении конденсаторов треугольником мощность батареи:

$$Q=3U^2\omega C=9U_{\phi}^2\omega C \quad (5.12)$$

Таким образом, при соединении конденсаторов треугольником мощность батареи оказывается в 3 раза больше. При напряжении до 1 кВ конденсаторы обычно включают треугольником. В энергосистемах для БК на напряжение 6 кВ и выше соединение выполняется только по схеме звезды с изолированной или глухо заземленной нейтралью в зависимости от режима нейтрали сети, в которой устанавливается БК. В конденсаторах, применяемых в компенсирующих устройствах, в качестве диэлектрика используется бумага, пропитанная минеральным маслом или синтетической жидкостью. Разрабатываются конденсаторы повышенной мощности с диэлектриком из синтетической пленки, имеющие малые габариты.

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. Отечественной промышленностью выпускаются регулируемые комплектные батареи конденсаторов на напряжение 0,38, 6, 10 кВ, снабженные пускорегулирующими устройствами, необходимыми для автоматического изменения мощности батареи.

Изменение мощности, вырабатываемой батареей в нормальных эксплуатационных условиях, достигается включением или отключением части конденсаторов, составляющих батарею, т.е. путем ступенчатого регулирования. Одноступенчатое регулирование заключается в отключении или включении всей батареи полностью, многоступенчатое - в отключении или включении отдельных секций батареи, снабженных контакторами или выключателями. Мощность нерегулируемой части конденсаторной батареи, как правило, не должна превышать значения наименьшей реактивной нагрузки узла, а мощность регулировочной части - соответствовать диапазону изменения реактивной нагрузки узла. При отключении конденсаторов необходима их автоматическая разрядка на активное сопротивление, присоединенное к батарее. Защита конденсаторов осуществляется предохранителями, включаемыми в цепь каждого конденсатора.

В системах электроснабжения промышленных предприятий широко используются следующие виды компенсации :

а) индивидуальная - с размещением конденсаторов непосредственно у потребителя;

б) групповая - с размещением конденсаторов у силовых шкафов в цехах;

в) централизованная - с подключением батареи на шины 0,38 и 6-10 кВ подстанции.

Основные достоинства конденсаторов по сравнению с другими компенсирующими устройствами заключаются в следующем:

а) возможность применения как на низком, так и на высоком напряжении;

б) малые потери активной мощности (0,0025-0,005 кВт/квар)

в) наименьшая по сравнению с другими КУ стоимость.

Недостатки батарей конденсаторов :

а) зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения;

б) невозможность потребления реактивной мощности;

в) ступенчатое регулирование выработки реактивной мощности и невозможность ее плавного изменения;

г) чувствительность к искажениям формы кривой питающего напряжения.

Распространению конденсаторных батарей способствуют простота эксплуатации; легкость монтажа (малая масса, отсутствие фундамента); возможность использования для установки конденсаторов любого сухого помещения.

Среди эксплуатационных недостатков БК следует отметить малый срок службы (8-10 лет) и недостаточную электрическую прочность при коротких замыканиях и напряжениях выше номинального. Реактивная мощность батареи конденсаторов определяется по формулам (5.11, 5.12), таким образом, при снижении напряжения в узле мощности конденсаторной батареи снижается в квадратичной зависимости от рабочего напряжения. Указанная зависимость является основным недостатком этого источника реактивной мощности, поскольку при снижении уровня напряжения в сети БК снижает выдачу реактивной мощности и усугубляет ситуацию. В ряде случаев это может привести к “опрокидыванию” асинхронных двигателей и в дальнейшем к развитию лавины напряжения.

5.3.2. Шунтирующие реакторы

При обосновании применения шунтирующих реакторов рассматривается их влияние на нормальные режимы работы сети, условия включения линий, защиту от внутренних перенапряжений, устойчивость работы электропередачи и ее релейную защиту.

Для обеспечения приемлемых напряжений в режимах малых нагрузок в сетях 110-220 кВ, примыкающих к подстанциям дальних электропередач и вдоль самой электропередачи, необходима установка шунтирующих реакторов, компенсирующих 60-80% зарядной мощности линий 330-500 кВ. С точки зрения снижения дополнительных потерь энергии в режиме малых нагрузок и холостого хода целесообразно равномерно распределить суммарную мощность реакторов вдоль линии. Кроме того, концентрация значительной мощности реакторов в одном или двух пунктах длинной электропередачи нежелательна, так как при разрывах передачи, а также в пусковых схемах могут оказаться длинные участки линии, емкость которых не компенсирована реакторами. Реакторы целесообразно размещать на сооружаемых подстанциях или переключательных пунктах. Сооружение специальных пунктов между подстанциями для установки реакторов экономически оправдывается только при длине линии между подстанциями более 500 км.

Реакторы на промежуточных и приемных подстанциях должны отключаться в режимах больших нагрузок для уменьшения потерь, улучшения условий регулирования напряжения и увеличения стока реактивной мощности в приемную систему (с целью уменьшения мощности синхронных компенсаторов).

Отсутствие выключателей в цепи реакторов может привести к значительному понижению напряжению в режимах передачи больших мощностей. Поэтому установка выключателей для реакторов, размещаемых на промежуточных подстанциях, как правило, является необходимой. Применение неотключаемых реакторов в дальних электропередачах экономически допустимо только на отправном конце, где потребляемая мощность в режиме максимальных нагрузок может покрываться за счет генераторов станции.

При выборе суммарной мощности шунтирующих реакторов предполагается, что при включении линии повышение напряжения в ее начале не должно превышать 15%, а вдоль самой линии и на ее холостом конце 15-20%. Напряжение на конце односторонне включенной линии при наличии на нем шунтирующего реактора определяется по выражению (1.13).

Включение шунтирующих реакторов на стороне среднего или низкого напряжения трансформаторов связано с увеличением их мощности. В расчетах реактор на стороне СН или НН равноценен реактору на стороне ВН с индуктивным сопротивлением, увеличенным на величину $X_{в-с}$ или $X_{в-н}$ автотрансформатора.

5.3.3. Статические компенсаторы

Статические компенсаторы используются в случаях когда требуется быстрое и непрерывное регулирование реактивной мощности с целью:

- улучшения регулирования напряжения;
- повышения статической и динамической устойчивости;
- снижения перенапряжений;
- снижения флуктуаций напряжения;
- снижение несимметрии токов или напряжений.

Отдельные шунтовые реакторы или конденсаторы способствуют улучшению характеристик сети, но не обеспечивают быстрого и непрерывного регулирования. Замена этих устройств на статические компенсаторы определяется требуемыми характеристиками регулирования, а также стоимостью установки и требованиями надежности.

Статические компенсаторы состоят из комбинации конденсаторов, реакторов, трансформаторов, а также коммутирующего и управляющего оборудования. Основная задача статического компенсатора - регулирование напряжения в точке его подключения к системе. Для решения поставленной задачи статический компенсатор должен выдавать или поглощать реактивную мощность в точке его подключения так, чтобы обеспечить поддержание постоянства модуля напряжения.

Рассмотрим использование компенсаторов для регулирования напряжения. Электрическая сеть в точке подключения статического компенсатора может быть представлена эквивалентным напряжением U_c за сопротивлением X_c . Если компенсатор имеет рабочий диапазон изменения токов $I_c < I_{\text{комп}} < I_L$, то идеальная вольт-амперная характеристика компенсатора имеет вид, представленный на рисунке 5.7.

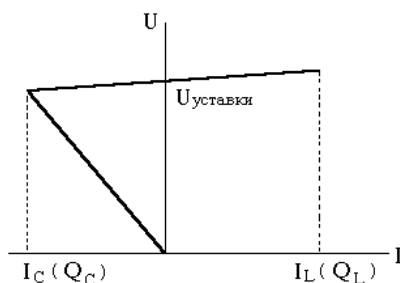


Рис. 5. 7. Вольт-амперная характеристика КУ.

Значения потребляемой и генерируемой реактивной мощности рассматриваемого компенсатора в относительных единицах равны: $Q_C=U I_C$ $Q_L=U I_L$. Для данной располагаемой мощности компенсатор может обеспечивать постоянство напряжения в точке его подключения к системе при условии если изменение эквивалентного напряже-

ния системы U_c не превышает: $\Delta U_c = \frac{Q_c}{U} X_c$, $\Delta U_L = \frac{Q_L}{U} X_c$. Вольт-амперная характеристика реального компенсатора имеет некоторый статизм (наклон характеристики). Статизм характеристики определяется отношением изменения напряжения к изменению тока компенсатора и поэтому может рассматриваться как реактивное сопротивление X_k . Изменение напряжения в точке подключения компенсатора, с учетом его сопротивления определяется выражением:

$$\Delta U = \frac{Q}{U} (X_c + X_k).$$

Различаются следующие типы статических компенсаторов:

- с насыщенным реактором;
- с вращающимся магнитным полем;
- с реактором, управляемым тиристорами;
- с управляемым тиристорами реактором-трансформатором;
- с конденсаторной батареей, коммутируемой тиристорами;
- с реактором, управляемым тиристорами и коммутируемой конденсаторной батареей.

Компенсатор с насыщенным реактором был первым типом статического компенсатора, разработанным и успешно применявшимся. Схема его состоит из насыщенного реактора и конденсаторной батареи. Насыщенный реактор представляет собой нелинейное устройство и является источником высших гармоник. Для компенсации гармоник насыщенный реактор выполняют с многостержневым сердечником, фазные обмотки которого включают так, чтобы уничтожить основные гармоники. Так реактор по схеме двойного утроения частоты состоит из шести сердечников и уничтожает гармоники с номерами 3, 5, 7, 9, 15, 17, 19, 21 и т. д. Для дополнительного подавления гармоник применяются специальные обмотки замкнутые в треугольник.

Компенсаторы комбинированного типа содержат два вида регулируемых реактивных элементов: управляемые реакторы и коммутируемые конденсаторы. Обычно для сглаживания регулировочной характеристики при ступенчатом регулировании конденсаторной батареи на четыре коммутируемых конденсаторных блока приходится один управляемый реактор равной мощности. Таким образом, выдача реактивной мощности регулируется непрерывно от номинального значения до нуля. Если требуется потребление реактивной мощности, то дополнительно устанавливают коммутируемые реакторы.

Статические компенсаторы не оказывают существенного влияния на величины токов короткого замыкания и реагируют на изменение напряжения в системе значительно быстрее, чем синхронный компенсатор. Подключение статического компенсатора в середине линии электропередачи повышает предельную мощность за счет повышения напряжения в средней точке. Предельное значение мощности компенсированной линии может быть увеличено на 25-30%. Статические компенсаторы используются для снижения коммутационных перенапряжений. Возможности статических компенсаторов как средства снижения перенапряжений зависят от конкретных параметров и схем сети. Специальные симметрирующие схемы компенсаторов используют для симметрирования небалансов напряжения, обусловленных несимметричными нагрузками типа железных дорог, электропечей и др. Для этого необходимо использование реакторов с пофазным управлением. Широко применяются компенсаторы в передачах постоянного тока для обеспечения преобразователей необходимой реактивной мощностью, компенсации высших гармоник и улучшения динамики регулирования на стороне переменного тока преобразовательной подстанции.

5.4. Линии электропередач как источники реактивной мощности

Линии электропередачи рассматривают как распределенную емкость, зависящую от ее протяженности и конструкции (см. главу 1.) Зарядные мощности типовых конструкций воздушных и кабельных линий электропередач приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6.

Зарядная мощность линий электропередач

Номинальное напряжение кВ	Зарядная мощность кабельной линии МВАр на 100 км	Зарядная мощность воздушной линии МВАр на 100 км
6	0.3-0.8	
10	0.7-1.7	
20	2.1-5.0	
35	0.6-11.5	0.3-0.4
110	8.4-18.0	3.4-4.0
150	15.0-27.0	5.5-6.0
220	30.5-44.0	14.0-15.0
330		40.5-42.0
500		90.0-100.0

Протяженные линии электропередач являются мощными нерегулируемыми источниками реактивной мощности в системе. Эта мощность компенсируется шунтирующими реакторами (поперечная индуктивная компенсация). В городских кабельных сетях избытка зарядной мощности как правило не бывает по причине большого количества трансформаторов, небольшой длины кабелей и значительного потребления реактивной мощности нагрузкой ($\cos\varphi=0.85$). В схемах электроснабжения промпредприятий встречаются подстанции с большим количеством кабелей, но их зарядная мощность компенсируется большой двигательной нагрузкой.

Проблемы связанные с обеспечением баланса реактивной мощности линии электропередачи полностью решаются при использовании линий со сближенными фазами и регулированием фазового сдвига между напряжениями одноименных фаз. Регулирование фазового сдвига φ позволяет изменять величину натуральной мощности в широких пределах и тем самым повысить ее самосбалансированность по реактивной мощности в широком диапазоне нагрузочных режимов,

снизить потери активной мощности. Возможность регулирования фазового сдвига напряжений цепей позволяет уменьшить экологическое влияние электропередачи путем снижения напряженности электрического поля вблизи линии.

Рассмотрим конструкцию линии приведенную на рисунке 5.8. Предполагая многократную попарную транспозицию линии и пренебрегая потерями, можно воспользоваться уравнениями двухпроводной линии. Запишем решение телеграфных уравнений в виде:

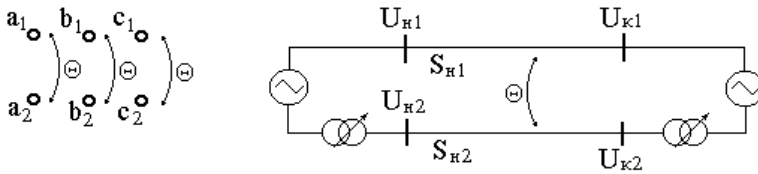


Рис. 5. 8. Конструкция и схема управляемой линии.

$$\begin{aligned} U_H &= U_K \cos \lambda + jZ_B I_K \sin \lambda \\ I_H &= I_K \cos \lambda + jY_B U_K \sin \lambda . \end{aligned} \quad (5.13)$$

Используем (5.12) для получения значения мощности в начале линии при угловом сдвиге между напряжениями по концам d равном l , т.е. для натуральной мощности. Обозначив угол между напряжениями цепей φ , и приняв модули напряжений по концам равными получим:

$U_{H1} = U_{H2} \exp(j\Theta)$. Подставив полученное выражение в (5.12) и

сделав ряд преобразований получим:

$$\begin{aligned} S_{H1} &= U^2 (Y_{B1} + Y_{BM} e^{-j\Theta}) \\ S_{H2} &= U^2 (Y_{B2} + Y_{BM} e^{j\Theta}) , \end{aligned} \quad (5.14)$$

где Y_{B1}, Y_{BM}, Y_{B2} - элементы матрицы волновых проводимостей.

Разделив вещественные и мнимые составляющие уравнений (5.14), получим выражения для активной и реактивной мощностей по обоим цепям:

$$\begin{aligned} P_{H1} &= U^2 (Y_{B1} + Y_{BM} \cos \Theta) & Q_{H1} &= U^2 Y_{BM} \sin \Theta \\ P_{H2} &= U^2 (Y_{B2} + Y_{BM} \cos \Theta) & Q_{H2} &= -U^2 Y_{BM} \sin \Theta \end{aligned} \quad (5.15)$$

Суммарная мощность, передаваемая по обеим цепям:

$$\begin{aligned} P_H &= P_{H1} + P_{H2} = U^2 (Y_{B1} + Y_{B2} + 2Y_{BM} \cos \Theta) \\ Q_H &= Q_{H1} + Q_{H2} = 0 \end{aligned} \quad (5.16)$$

Из приведенных выражений видно, что натуральную мощность двухцепной передачи можно регулировать в широком диапазоне, изменяя угол φ от 0 до 180 °.

$$\begin{aligned} P_{H \min} &= U^2 (Y_{B1} + Y_{B2} - 2Y_{BM} \cos \Theta) \leq P_H \leq U^2 (Y_{B1} + Y_{B2} + 2Y_{BM} \cos \Theta) = \\ &= P_{H \max} \end{aligned}$$

Натуральная мощность двухцепной линии традиционного исполнения $P=2U^2Y_B$ ($Y_B=1/Z_B$). Если принять $Y_{BM} = 0.4Y_B$, то будет видно, что мощность регулируемой линии по сравнению с двухцепной обычного исполнения изменяется:

$$P_{н.трад.} < P_H < 1.4 P_{н.трад.}$$

Как следует из выражений (5.15) реактивная мощность в целом по такой передаче равна нулю, хотя по каждой из цепей протекает уравнительная реактивная мощность, вызывающая дополнительные потери.

Глава 6. Качество электроэнергии и его обеспечение в энергосистемах

6.1. Показатели качества электроэнергии

Качество электрической энергии характеризуется рядом показателей, оценивающих отклонение напряжения и частоты, симметрию токов и напряжений, их синусоидальность. ГОСТ 13109-87 устанавливает требования к качеству электроэнергии в сетях общего назначения переменного трехфазного тока.

Отклонение частоты - общесистемный показатель качества, определяемый частотой вращения генераторов. В нормальных режимах допускается отклонение 0.2 Гц и максимальное значение этой величины 0.4 Гц. Частота это единственный показатель качества, определяющийся режимом работы энергосистемы, тогда как все остальные показатели качества электроэнергии в большей мере зависят от условий работы и

характера нагрузок потребителей. Поэтому качество электроэнергии рассматривают как комплексный показатель, связанный с оптимизацией режима, надежностью системы электроснабжения и зависящий от технологических процессов потребителей.

Показатели качества электрической энергии (ПКЭ) разделяют на две группы: основные и дополнительные. Основные ПКЭ определяют свойства электрической энергии, характеризующие ее качества. Дополнительные ПКЭ представляют собой формы записи основных ПКЭ, используемые в других нормативно-технических документах.

К основным ПКЭ относят отклонение напряжения, размах изменения напряжения, дозу колебаний напряжения, коэффициент несинусоидальности кривой напряжения, коэффициент n -й гармонической составляющей, коэффициент обратной последовательности напряжения, коэффициент нулевой последовательности напряжения, отклонение частоты и др. К дополнительным ПКЭ относят коэффициент амплитудной модуляции, коэффициент небаланса междуфазных напряжений, коэффициент небаланса фазных напряжений.

По ГОСТу различают длительные изменения напряжения - отклонения напряжения и кратковременные - колебания напряжения. Отклонения напряжения - это разность между действительным и номинальным напряжением в сети. Отклонение оценивается в процентах:

$$\delta U \% = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} * 100\% \quad (6.1)$$

Максимально допустимое значение отклонения напряжений в сетях до 10 кВ составляет 10%.

Размах изменения напряжения - это разность между амплитудными или действующими значениями до и после одиночного изменения напряжения. Определяется размах изменения напряжения в процентах по отношению к номинальному напряжению:

$$V_t \% = \frac{U_{MAX} - U_{MIN}}{U_{НОМ}} * 100\% \quad (6.2)$$

Размах изменения напряжения нормируется только для осветительных установок и допускается в пределах 5% при частоте колебаний 0.25 Гц и 0.3% при частоте 20 Гц.

Несимметрия для трехфазных систем напряжений определяется коэффициентами обратной и нулевой последовательности. Коэффициент обратной последовательности определяется как:

$$K_{2u} = \frac{U_{2(1)}}{U_{НОМ}} * 100\% \quad (6.3)$$

где: $U_{2(1)}$ - действующее значение напряжения обратной последовательности по основной гармонике. Коэффициент нулевой последовательности:

$$K_{0u} = \frac{U_{0(1)}}{U_{НОМ}} * 100\% \quad (6.4)$$

Значение коэффициентов обратной и нулевой последовательностей не может превышать нормально 2% и максимально 4%. Синусоидальность кривой напряжения характеризуется коэффициентом несинусоидальности:

$$K_{НС} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_{НОМ}} * 100\% \quad (6.5)$$

где: U_v - действующее значение n -й гармонической составляющей напряжения;

v - порядок гармонической составляющей напряжения.

При определении $K_{НС}$ допускается не учитывать гармоники выше 40-го порядка и составляющие, значения которых меньше 0.3%.

6.2. Допустимые значения показателей качества электроэнергии

Допустимые значения показателей качества электроэнергии для нормального и послеаварийного режима приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1.

Допустимые значения ПКЭ

Наименование показателя	Обозначение	Единица изм.	Значение показателя	
			нормал.	максим.
Отклонение напряжения сети до 1 кВ	dU	%	±5	±10
сети 6... 20 кВ				±10
Размах изменения напряжения	dV	%		
Доза колебаний напряжения в электрической сети, к которой присоединяют осветительные установки, не более:	Y	(%) ²		
с лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение;			0.018	
с лампами накаливания в остальных помещениях; с люминесцентными лампами.				0.034
Коэффициент несинусоидальности не более: K _{нс}	%			
в сетях до 1 кВ			5	10
в сетях 6 ... 20 кВ			4	8
в сетях 35 кВ			3	6
в сетях 110 и выше кВ			2	4
Коэффициент гармонической составляющей напряжения нечетного (четного) порядка, не более,	%			
в сетях до 1 кВ			-	6 (3)
в сетях 6... 20 кВ			-	5(2.5)
в сетях 35 кВ			-	4(2)
в сетях 110 кВ и выше			-	2 (1)
Коэффициент обратной последовательности напряжений, не более	K _{2U}	%		
			2	4
Коэффициент нулевой последовательности напряжений, не более	K _{0U}	%		
			2	4
Отклонение частоты	Df	Гц	±5	±10

6.3. Влияние качества энергии на работу систем электро-снабжения

Основным показателем качества, определяющим технологический ущерб и потери в промышленных, городских и распределительных сетях, является отклонение напряжения. Искажение симметрии и несинусоидальность приводит к дополнительным потерям мощности в линиях, трансформаторах, вращающихся машинах и батареях конденсаторов.

Особый интерес к проблемам качества электрической энергии вызван технической сложностью проблемы и экономическими последствиями. Если при идеальном качестве напряжения к питающей сети подключить мощный преобразователь, то в токах нагрузки возникают гармонические искажения. Искаженные токи, протекая по элементам питающих сетей и попадая к близко расположенным потребителям, вызывают дополнительные потери мощности и энергии. Таким образом энергосистема и ряд потребителей кроме технологического ущерба еще вынуждены оплачивать снижение качества электроэнергии рассматриваемым преобразователем.

Следует обратить внимание на соотношение величин потери мощности на основной и высших гармониках. Токи высших гармонических, как правило, существенно меньше токов на основной гармонике, но активные сопротивления из-за проявления поверхностного эффекта, а реактивные из-за зависимости от частоты существенно больше, поэтому потери мощности на высших гармониках могут быть сопоставимы с потерями на основной гармонике.

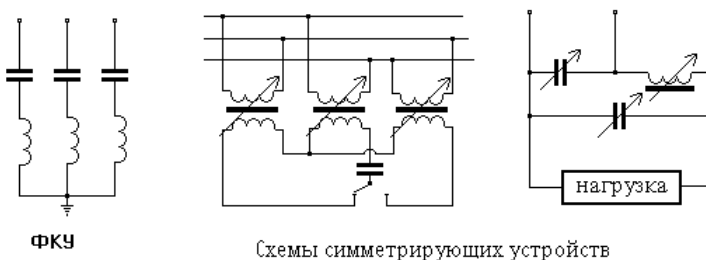
Появление высших гармоник в сетях опасно из-за возможности возникновения резонансных явлений на частотах существенно превышающих основную гармоническую (50 Гц). Регистрация подобных явлений обычными приборами невозможна, а они могут быть причиной повреждения изоляции оборудования.

Рассмотрим наиболее распространенные типы электропотребителей, вызывающих различные искажения токов и напряжений. Наиболее мощными потребителями, имеющими резкопеременную нагрузку, являются прокатные станы в металлургической промышленности, помимо этого преобразователи вентильного электропривода станов являются источником высших гармоник. Мощные преобразователи применяются также в цветной металлургии, химической и целлюлозно-бумажной промышленности, где широко используется технология электролиза . К источникам всевозможных искажений тока относятся различные дуговые печи, прожектора и сварочные агрегаты. Несим-

метричную, переменную нагрузку имеет электротранспорт, различные подъемники и др.

Чтобы исключить взаимное влияние нагрузок их рекомендуется запитывать от различных источников, если это невозможно то хотя бы от разных шин или секций шин. Надежность питания обеспечивается АВР. Для резкопеременных нагрузок используют подключение через трансформаторы с расщепленными обмотками или сдвоенные реакторы, которые позволяют уменьшить колебания напряжения. В качестве симметрирующих устройств применяются установки поперечной компенсации, включенные по схеме неполного треугольника. Появляющиеся при этом токи обратной последовательности при соответствующих величинах и фазах компенсируют токи обратной последовательности, вызванные несимметрией режима.

Примерный вид кривой напряжения искаженной высшими гармоническими (в схеме подключен полупроводниковый преобразователь) показан на рисунке 6.1.



6.4. Компенсация высших гармоник в электрических сетях

Кроме кривой напряжения на рис.6.1 показана гистограмма, иллюстрирующая распределение высших гармоник, откуда видно, что наибольшее значение имеют 11 и 13 гармоники. В правой части рисунка даны значения составляющих фазного напряжения.

Для снижения в сетях напряжений высших гармоник используются высокочастотные настроенные фильтры, включаемые в сеть как обычные компенсирующие устройства. На следующем рисунке 6.2 приведена кривая тока протекающего через фильтр 13 гармоники.

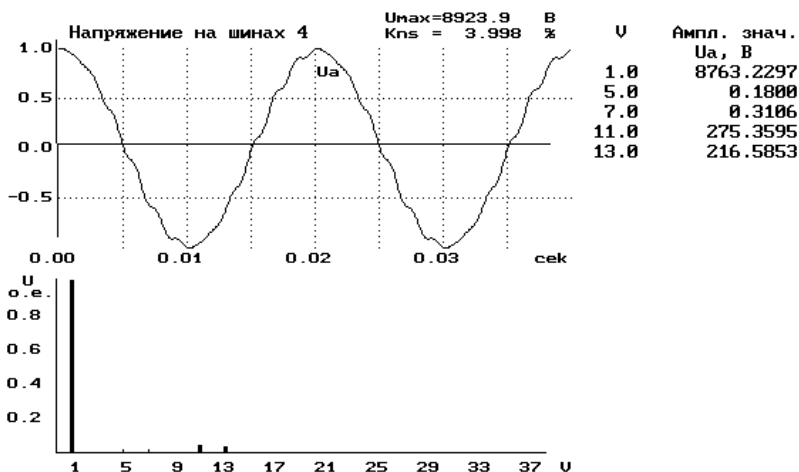


Рис.6.1. Кривая напряжения и его гармонический состав

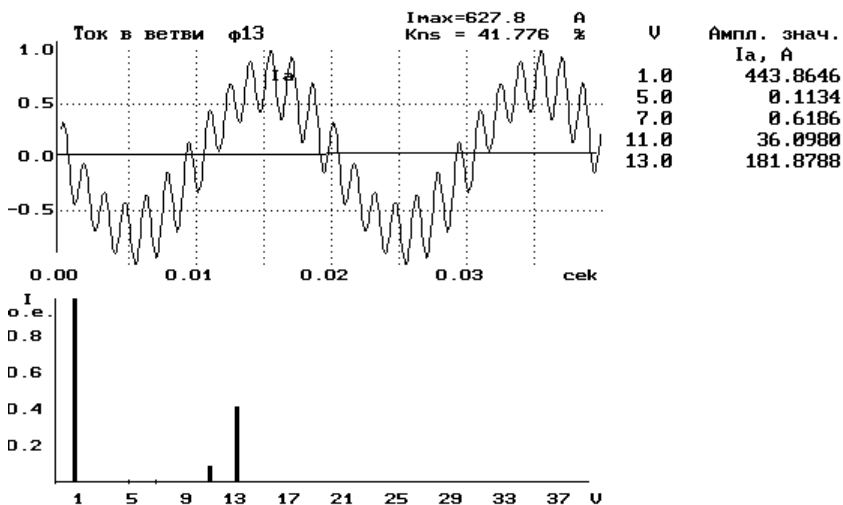


Рис. 6.2 Кривая тока, протекающего через фильтр и его гармонический состав.

Литература

1. Герасимов С.Е., Горюнов Ю.П., Евдокунин Г.А., Иванов С.А. Численные и аналитические методы анализа режимов электрических систем. Учебное пособие.-Л.: издательство ЛПИ, 1986.
2. Новые средства передачи электроэнергии в энергосистемах. Под ред. Г.Н.Александрова. Л.: Изд.ЛГУ, 1987.
3. Арзамасцев Д.А. и др. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. Учебное пособие.-М.: Высшая школа, 1983.
4. Вопросы устойчивости и надежности энергосистем СССР. Под. ред. Л.А.Кошечева. --М.: ИВТАН, 1990.
5. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Учебник.-М.: Энергоатомиздат, 1989.
6. Правила технической эксплуатации электростанций и сетей. (изд. 14-е). Минэнерго СССР.-М.: Энергия, 1989.
7. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах: - М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. Кучумов Л.А., Спиридонова Л.В. Потери мощности в электрических сетях и их взаимосвязь с качеством электроэнергии. Учебное пособие.- Л.: Изд ЛПИ, 1985.
9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985.
10. Статические компенсаторы для регулирования реактивной мощности. Под. ред. Р.М. Матура.- М.: Энергоатомиздат, 1987.

Герасимов С.Е., Меркурьев А. Г.

**Регулирование напряжения
в распределительных сетях**

Учебное пособие

Издательство Северо-Западный филиал АО “ГВЦ Энергетики”
РАО “ЕЭС России”, 194223, Санкт-Петербург, а/я 44
Тираж 1000 экз., 1998 г.

Типография “Светоч”, 1998 г.