

**В.И. Кочкин**

**О.П. Нечаев**

# **ПРИМЕНЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ КОМПЕНСАТОРОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ПРЕДПРИЯТИЙ**



**В.И. Кочкин, О.П. Нечаев**

**ПРИМЕНЕНИЕ СТАТИЧЕСКИХ КОМПЕНСАТОРОВ  
РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ  
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ  
ЭНЕРГОСИСТЕМ И ПРЕДПРИЯТИЙ**

**Москва  
«Издательство НЦ ЭНАС»  
2002**

УДК 621.311.026.5.076.12

ББК 31.29-5

Ко55

**Ко55** Кочкин В.И., Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС. — 248 с.: ил.

ISBN 5-93196-019-8

Рассматриваются вопросы регулирования напряжения, повышения пропускной способности линий электропередачи, ограничения коммутационных перенапряжений, гашения дуги в паузе ОАПВ, симметрирования напряжений, снижения потерь электроэнергии и средства для выполнения этих задач, а также статические компенсирующие устройства для сетей электроснабжения промышленных предприятий (металлургические заводы, химические комбинаты, предприятия нефтегазового и угольного комплексов и др.).

Для специалистов, работающих в области проектирования, монтажа, наладки и эксплуатации энергосистем и систем электроснабжения промышленных и сельскохозяйственных потребителей.

УДК 621.311.026.5.076.12

ББК 31.29-5

**Кочкин Валерий Иванович**  
**Нечаев Олег Павлович**

Редактор *Н.В. Ольшанская*  
Технический редактор *Г.В. Гурочкина*  
Компьютерная верстка *К.А. Арест-Якубович*  
Компьютерная графика *А.А. Гореликов*  
Корректор *Ю.В. Жаркова*

Лицензия ЛР № 071727 от 01.09.98.

Санитарно-эпидемиологическое заключение  
№ 77.99.02.953.Д.000626.02.02 от 04.02.2002 г.

Подписано в печать 14.05.2002. Формат 60×90 1/16.

Бумага офсетная. Гарнитура «Бодони».

Усл. печ. л. 15,5. Доп. тираж 500 экз. Зак. № 71.

ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС».  
115201, г. Москва, Каширское ш., д. 22, корп. 3.  
Тел./факс: (095) 113-53-90, 234-71-82.

Отпечатано в типографии ООО «Галлея-Принт» с готовых диапозитивов.  
111024, г.Москва, 5-я Кабельная, д. 26.

© Кочкин В.И., Нечаев О.П., 2000  
© ТОО НПЦ «Энерком», 2000  
© «Издательство НЦ ЭНАС», 2000

ISBN 5-93196-019-8

# О Г Л А В Л Е Н И Е

Предисловие .....	5
Глава 1. Составляющие мощности в электрических сетях .....	8
Глава 2. Шунтирующие реакторы .....	18
2.1. Область применения .....	18
2.2. Ограничение повышения напряжения и коммутационных перенапряжений .....	22
2.3. Гашение дуги в паузе ОАПВ .....	29
Глава 3. Управляемые шунтирующие реакторы .....	38
3.1. Общие сведения .....	38
3.2. Управляемый шунтирующий реактор на основе тиристорно-реакторных групп (УШРТ) .....	38
3.3. Управляемые реакторы с подмагничиванием постоянным током (УШРП) .....	57
3.4. Управляемый тиристорами трансреактор (УТРТ) .....	64
3.5. Управляемый шунтирующий реактор на основе вакуумно-реакторных групп (УШРВ) .....	65
3.6. Сравнение управляемых шунтирующих реакторов .....	74
Глава 4. Статические тиристорные компенсаторы и конденсаторные батареи в энергосистемах .....	76
4.1. Общие сведения .....	76
4.2. Построение схем тиристорных компенсаторов .....	78
4.3. Тиристорный вентиль .....	89
4.4. Примеры схем СТК .....	97
4.5. Повышение пропускной способности ЛЭП .....	115
4.6. Снижение потерь электроэнергии .....	125
4.7. Симметрирование токов нагрузки и напряжений в энергосистеме .....	138
Глава 5. Новые разработки компенсирующих устройств .....	146
5.1. Принцип действия преобразователя напряжения .....	146
5.2. Параллельный статический компенсатор .....	149
5.3. Параллельно-последовательный регулятор мощности .....	154
5.4. Последовательный статический компенсатор .....	161
5.5. Параллельный компенсатор активно-реактивной мощности ...	165
5.6. Сравнение эффективности статических компенсирующих устройств .....	166

<b>Глава 6. Статические компенсирующие устройства для промышленных предприятий .....</b>	<b>168</b>
6.1. Конденсаторные установки .....	169
6.2. Фильтрокомпенсирующие устройства .....	179
6.3. Статические тиристорные компенсаторы .....	186
<b>Глава 7. Объемы и нормы приемо-сдаточных испытаний оборудования статических компенсирующих устройств .....</b>	<b>217</b>
7.1. Конденсаторы .....	217
7.2. Фильтровые и компенсирующие реакторы .....	221
7.3. Высоковольтный тиристорный вентиль .....	222
7.4. Статический тиристорный компенсатор .....	223
<b>Приложение 1. Показатели качества электроэнергии (КЭ).</b>	
Извлечения из ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электропитания общего назначения» .....	225
<b>Приложение 2. Руководящие указания по выбору     средств компенсации реактивной мощности     и регулируемых трансформаторов в электрических сетях     110–1150 кВ .....</b>	<b>231</b>
<b>Приложение 3. Гармонический состав тока ТРГ .....</b>	<b>242</b>
<b>Список литературы .....</b>	<b>244</b>

## Предисловие

В числе основных стратегических направлений развития электроэнергетики России предусматриваются [1]:

обновление и развитие объектов электроэнергетики для производства, транспорта и распределения электрической энергии на базе новых эффективных технологий;

повышение эффективности использования электрической энергии потребителем;

развитие Единой энергосистемы России и интеграция ее с энергосистемами других стран.

Реализация межсистемных эффектов в ЕЭС России требует развития сетей 500 кВ и системообразующих связей в ОЭС Сибири, Урала, Средней Волги и Северного Кавказа, усиления системообразующих связей между ОЭС Северо-Запада и Центра путем строительства дополнительной линии электропередачи (ЛЭП) 750 кВ, а также строительства новой линии 1150 кВ Сибирь — Урал — Поволжье — Центр.

Обеспечение надежности электроснабжения потребует технического перевооружения электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже.

В связи с этим возрастает роль статических компенсирующих устройств реактивной мощности (КУ). Перед КУ, применяемыми, как правило, в электрических сетях 110 и 220 кВ, ставится задача обеспечения необходимого напряжения в узлах нагрузки, а также управления перетоками реактивной мощности с целью снижения потерь электроэнергии. Перед КУ, используемыми на мощных системообразующих ЛЭП напряжением 330, 500, 750 и 1150 кВ,

целесообразно поставить выполнение комплекса функциональных системных задач, в числе которых:

- увеличение передаваемой по ЛЭП мощности за счет повышения пределов статической и динамической устойчивости;
- ограничение коммутационных перенапряжений в линиях;
- улучшение условий гашения дуги в паузу ОАПВ;
- симметрирование напряжений и нагрузки, включая симметрирование неполнофазного режима ЛЭП;
- компенсация зарядной мощности незагруженных линий;
- повышение управляемости ЛЭП.

Необходимо отметить, что аналогичные задачи возникают и в линиях 220 кВ большой протяженности, характерных для энергосистем Восточной Сибири и Дальнего Востока. Учитывая устойчивое развитие объемов производства металлургических заводов, предприятий химической промышленности и нефтегазового комплекса, имеющих мощные нелинейные нагрузки, применение КУ в системах электроснабжения этих предприятий позволит существенным образом улучшить параметры качества электроэнергии и условия работы всего электроэнергетического комплекса *энергосистема — потребитель*.

Кроме того, применение КУ с быстродействующим регулированием реактивной мощности и напряжения в узлах распределительных сетей оказывает положительное влияние на устойчивость асинхронной нагрузки и самозапуск асинхронных электродвигателей после кратковременных нарушений их электроснабжения.

Ведущие мировые компании (ABB, Siemens, GEC Alstom и др.) освоили производство и осуществляют, начиная с 1974 г., поставки статических тиристорных компенсаторов реактивной мощности для использования в электрических сетях энергосистем и промышленных предприятий с резкопеременной нагрузкой (дуговые электрические печи, прокатные станы и т.д.). В России аналогичные разработки были начаты в начале 80-х годов в АО ВНИИЭ, ВЭИ и Тяжпромэлектропроекте. К настоящему времени АО ВНИИЭ совместно с Научно-производственным центром «Энерком» и заводами России освоили производство широкой номенклатуры статических, включая тиристорные, компенсаторов реактивной мощности и осуществляют комплектную поставку оборудования на энергетические объекты России и за рубежом. Разработана нормативно-техническая документация для проектирования, монтажа, испытаний и эксплуатации КУ.

Предлагаемая читателю книга обобщает результаты более чем пятнадцатилетней работы коллективов (с участием авторов) отраслей электроэнергетики и электротехники по разработке компенсирующих устройств реактивной мощности.

Авторы выражают признательность всем участникам работ по созданию отечественных КУ, материалы которых были использованы при написании книги. Предисловие, гл. 1–5 написаны доктором техн. наук В.И. Кочкиным, гл. 6–7, приложение 3 — канд. техн. наук О.П. Нечаевым, а 3.4, 4.2 и 4.3 — совместно. Общая редакция книги выполнена доктором техн. наук В.И. Кочкиным.

Замечания и пожелания по книге просьба направлять по адресу: 115201, Москва, Каширское ш., д.22, корп.3, «Издательство НЦ ЭНАС».

*Авторы*

# Глава 1

## Составляющие мощности в электрических сетях

С начала формирования теории переменного тока продолжают дискуссии о физической сущности реактивной мощности [2,3]. В последние годы интерес к этим вопросам возрос в связи с появлением в больших объемах нелинейной нагрузки у потребителей электроэнергии. В этой связи дадим некоторые пояснения. Для трехфазной симметричной электрической сети, имеющей синусоидальное напряжение  $u = U_m \sin \theta$  и сдвинутый на угол  $\varphi$  относительно напряжения ток  $i = I_m \sin(\theta - \varphi)$ , мгновенная мощность одной фазы определится как

$$\begin{aligned} s = ui &= U_m I_m \sin \theta \sin(\theta - \varphi) = \frac{1}{2} U_m I_m [\cos \varphi - \cos(2\theta - \varphi)] = \\ &= \frac{1}{2} U_m I_m \cos \varphi - \frac{1}{2} U_m I_m \cos(2\theta - \varphi). \end{aligned} \quad (1.1)$$

Первая составляющая мгновенной мощности является постоянной величиной и представляет собой активную мощность, так как по определению

$$P = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} u i dt = \frac{1}{2} U_m I_m \cos \varphi. \quad (1.2)$$

Вторая составляющая является гармонически изменяющейся величиной двойной частоты.

Интегрируя выражение (1.1) в течение периода переменного тока, определим общее количество энергии, которое вырабатывается источником напряжения

$$\mathcal{E} = \frac{1}{f} P, \quad (1.3)$$

где  $f$  — частота 50 Гц.

Откуда следует, что выработка энергии и последующая ее передача потребителю связана с первой составляющей мгновенной мощности, т.е. с активной мощностью, которая требует расхода первичного энергоносителя на электростанциях.

Вторая составляющая мгновенной мощности в сети переменного тока определяет периодический обмен энергией между генератором (источником напряжения) и потребителем с двойной частотой и связана с наличием в системе индуктивных и емкостных элементов. Энергия этой колебательной составляющей равна нулю и не требует затрат энергоносителя.

Учитывая, что  $\cos(2\theta - \varphi) = \cos 2\theta \cos \varphi - \sin 2\theta \sin \varphi$ , перепишем выражение (1.1) в виде

$$\begin{aligned} s &= UI \cos \varphi (1 - \cos 2\theta) - UI \sin \varphi \sin 2\theta = \\ &= P(1 - \cos 2\theta) - Q \sin 2\theta, \end{aligned} \quad (1.4)$$

где  $P = UI \cos \varphi$  — активная мощность;  $Q = UI \sin \varphi$  — реактивная мощность.

Очевидно, что полная мощность  $S = UI$  определится как  $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ . Отстающий или опережающий ток приводит к изменению знака  $\sin \varphi$  и соответственно к изменению направления потока реактивной мощности, что является условным из-за периодического характера обмена.

Так как для индуктивности  $\varphi = \pi/2$ , а для емкости  $\varphi = -\pi/2$ , то из (1.4) получим

$$s = \pm Q \sin 2\theta,$$

при этом  $P = 0$ , а  $S = Q = UI$ .

Таким образом, индуктивность можно рассматривать как потребитель, а емкость как генератор реактивной мощности. Вместе с тем источник переменного напряжения, питающий индуктивность, отдает, а питающий емкость потребляет реактивную мощность.

Для электрической сети в целом требуется равенство генерации и потребления активной и реактивной мощности. Основным

нормативным показателем поддержания баланса активной мощности в каждый момент времени является частота переменного тока, которая является общесистемным критерием. А основным нормативным показателем поддержания баланса реактивной мощности в каждый момент времени является уровень напряжения — местный критерий, который для каждого узла нагрузки и ступени номинального напряжения существенно разный. Поэтому в отличие от баланса активной мощности необходимо обеспечить баланс и резерв реактивной мощности не только в целом в энергосистеме, но и в узлах нагрузки. Дополнительные потери от передачи реактивной мощности по электрической сети и возможность установки КУ практически в любой точке электрической сети вызывают необходимость приближения КУ к местам компенсации реактивной мощности. Заметим, что многие случаи недопустимых уровней напряжения в узлах ряда энергосистем в основном связаны с местным дефицитом реактивной мощности.

Наличие в электрических сетях высших гармоник токов и напряжений, приводящих к изменению их формы, вносит определенную специфику в определение отдельных составляющих мощности. В частности, активная мощность периодического тока произвольной формы, определяемая по выражению (1.2), при представлении напряжения и тока в виде суммы гармоник определится как

$$P = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \left[ \sum_{v=0}^{\infty} U_{vm} \sin(v\theta + \psi_{uv}) \right] \left[ \sum_{v=0}^{\infty} I_{vm} \sin(v\theta + \psi_{iv}) \right] d\theta. \quad (1.5)$$

Так как среднее за период значение произведения мгновенных значений синусоид различной частоты равно нулю, то

$$P = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \sum_{v=0}^{\infty} U_{vm} I_{vm} \sin(v\theta + \psi_{uv}) \sin(v\theta + \psi_{iv}) dt,$$

или после интегрирования

$$P = U_0 I_0 + \sum_{v=1}^{\infty} \frac{U_{vm} I_{vm} \cos \varphi_v}{2} = \sum_{v=0}^{\infty} U_v I_v \cos \varphi_v, \quad (1.6)$$

где  $\varphi_0 = 0$  — фазовое смещение постоянной составляющей мощности  $P_0 = U_0 I_0$ ;  $\varphi_v = \psi_{uv} - \psi_{iv}$ .

Из этого выражения следует, что активная мощность несинусоидального тока равна сумме активных мощностей отдельных гармоник

$$P = \sum_{v=0}^{\infty} P_v. \quad (1.7)$$

Так же определится и реактивная мощность

$$Q = \sum_{v=1}^{\infty} Q_v = \sum_{v=1}^{\infty} U_v I_v \sin \varphi_v. \quad (1.8)$$

Полную мощность, определяемую как произведение действующих значений тока и напряжения, можно записать в виде

$$S = UI = \sqrt{\sum_{v=0}^{\infty} U_v^2 \sum_{v=0}^{\infty} I_v^2}. \quad (1.9)$$

Очевидно, что  $S^2 > P^2 + Q^2$  на мощность искажения, обусловленную высшими гармониками и равную

$$T = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2}. \quad (1.10)$$

В общем случае в трехфазной сети при несимметричных нагрузках появляется четвертая составляющая полной мощности — мощность несимметрии  $S_{nc}$ . При этом увеличение тока в одной фазе за счет других фаз приводит, кроме других негативных явлений, к увеличению потерь в электрических сетях из-за квадратичной зависимости потерь от тока.

Таким образом, полная мощность, определяющая расчетные токи и напряжения сети, состоит из передаваемых нагрузке активной составляющей и неактивных составляющих мощности (реактивной, искажения и несимметрии).

Отметим, что высшие гармонические и несимметричные токи и напряжения образуют прямую, обратную и нулевую последовательности. В частности, гармоники кратностью  $v = 3k+1$  ( $k=0,1,2,3\dots$ ) образуют симметричную систему прямой последовательности, гармоники кратностью  $v = 3k+2$  ( $k=1,2,3\dots$ ) — обратной последовательности и кратностью  $v = 3k$  ( $k=1,2,3$ ) — нулевой последовательности. При наличии постоянной составляющей в напряжении каждой из фаз ее можно рассматривать как нулевую гармонику ( $v = 0$ ) нулевой последовательности. Дан-

ное обстоятельство следует учитывать при расчетах режимов работы электрической сети и определении воздействий на различное оборудование и аппаратуру, в том числе и оборудование КУ.

Мощность несимметрии, приводящая к несимметрии напряжения, отрицательно влияет на работу электрооборудования. В синхронных машинах при несимметрии питающего напряжения возникает дополнительный нагрев как статора, так и ротора из-за протекания в них токов обратной последовательности [4]. Кроме того, токи обратной последовательности в статоре машины создают момент, противоположно направленный основному вращающему моменту. Поскольку сопротивление обратной последовательности асинхронных электродвигателей в 5-7 раз меньше сопротивления прямой последовательности, то при наличии даже небольшой составляющей напряжения обратной последовательности возникает значительный дополнительный ток. Совокупность токов прямой и обратной последовательности может вызвать перегрев двигателя, что приводит к сокращению срока его службы.

Несимметрия напряжения также значительно ухудшает режимы работы многофазных тиристорных преобразователей, вследствие чего увеличивается пульсация выпрямленного напряжения, снижающая эффективность их работы.

Конденсаторные и фильтрокомпенсирующие установки при несимметрии напряжений неравномерно загружаются реактивной мощностью по фазам, что препятствует полному использованию их мощности и усиливает существующую несимметрию. В соответствии с [5] несимметрия напряжений характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности;

- коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

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

Мощность искажения приводит к несинусоидальности напряжения, которая также оказывает отрицательное влияние на питающую

электрическую сеть. Это связано с появлением дополнительных потерь в сетях, электрических машинах и трансформаторах, с сокращением срока службы изоляции кабелей и другого оборудования, с перегрузками конденсаторных батарей, с появлением помех в устройствах автоматики, телемеханики и связи и с появлением резонансных перенапряжений в электрических сетях. Влияние высших гармоник, протекающих в электрических сетях, на системы связи проявляется в виде телефонных помех, которые наводятся в близлежащих телефонных цепях через взаимные емкости и индуктивности. Как правило, емкостное влияние незначительно, в то время как помехи, проходящие через взаимную индукцию, оказываются более существенными.

В зарубежной практике помехи от высших гармоник в телефонных цепях оцениваются наведенным поперечным напряжением, определяемым выражением:

$$U_{\psi} = l \sqrt{\sum_{v=1}^{\infty} (I_{rv} Z_{mv} K_{sv} K_v P_v)^2}, \quad (1.11)$$

где  $l$  — длина параллельного участка линии и трассы связи;  $I_{rv}$  — ток гармоники, протекающий через контур, образованный фазными проводами и землей;  $Z_{mv}$  — взаимное сопротивление между контуром заземления силовой цепи и контуром, образованным разомкнутой телефонной парой с землей;  $K_{sv}$  — коэффициент экранирования, равный отношению наведенного напряжения помехи с экранированием к наведенному напряжению без экранирования;  $K_v$  — коэффициент симметрии, определяемый отношением поперечного напряжения к продольному;  $P_v$  — субъективный весовой коэффициент гармоники тока.

Если телефонная линия нагружена на сопротивление 600 Ом, то поперечное напряжение помехи от любой гармоники не должно превышать 0,173 мВ.

Наличие в электрических сетях источника высших гармоник тока может приводить к значительному увеличению гармоник напряжения и соответственно к существенному искажению кривой синусоидального напряжения. Это связано с частотной зависимостью входного сопротивления электрических сетей в месте источника гармоники. Необходимо отметить, что входные сопротивления сети на частотах высших гармоник находятся в зависимости от ряда переменных и случайных факторов: числа работающих линий,

состава источников и потребителей энергии, отклонений фактических параметров от проектных и т.д. Поэтому для одной и той же сети возможны разные частотные характеристики, что требует многократного проведения расчетов по специально организованной вариации исходных данных. Каждый такой расчет выполняется по определенному алгоритму и дает одну из возможных реализаций частотных характеристик. Методика расчета частотных характеристик изложена в [6], суть которой состоит в следующем.

Предполагается линейность параметров сети и нагрузки и их пофазная симметрия. Длинные линии учитываются распределенными параметрами, что важно для сетей высокого напряжения. Рассматриваются частотные характеристики гармоник прямой и обратной последовательности, характерных для исследуемой области. Расчетная схема фазы сети содержит некоторое количество узловых пар  $0-1, 0-2, \dots, 0-n$  (индексом 0 обозначена нейтраль сети), к каждой из которых в общем случае присоединены нагрузочные ветви данного узла и двухполюсники или четырехполюсники линий, связывающих разные узлы друг с другом. Нагрузочные ветви узлов полагаются пассивными и представляются их входными проводимостями  $Y_i(\nu)$ , где  $\nu$  — относительная частота гармоники. Для каждой гармоники можно записать

$$\|\dot{I}(\nu)\| = \|Y(\nu)\| \cdot \|\dot{U}(\nu)\|. \quad (1.12)$$

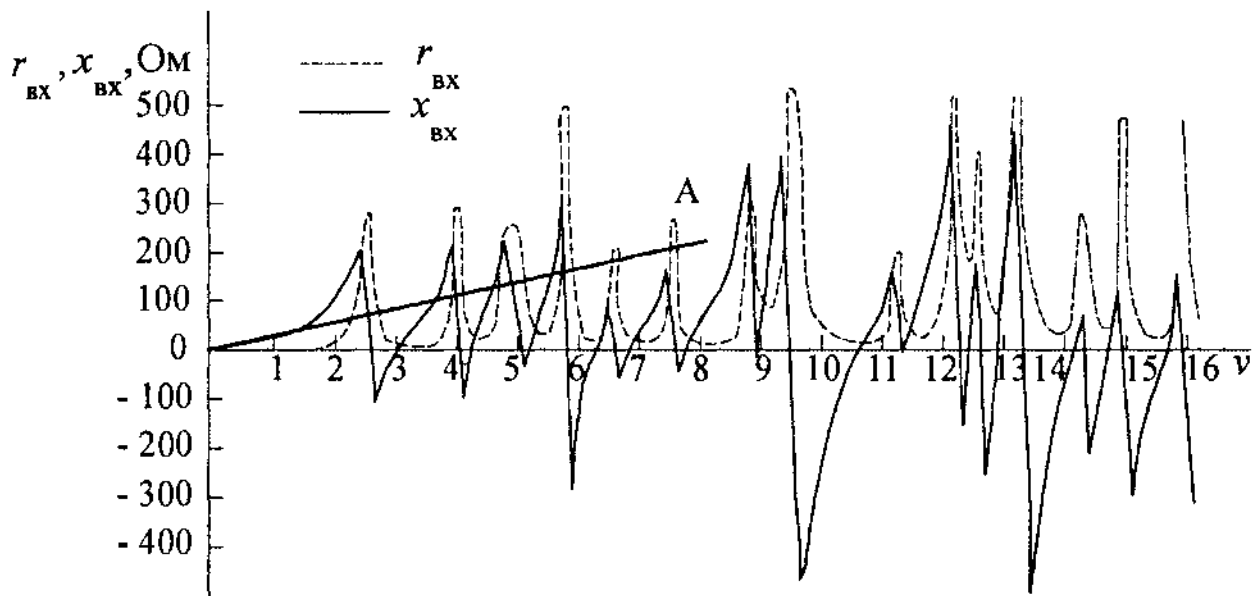
Здесь  $\|\dot{U}(\nu)\|$  и  $\|\dot{I}(\nu)\|$  — столбцы узловых напряжений и токов, а  $\|Y(\nu)\|$  — матрица узловых проводимостей, в которой элемент  $(i,i)$  в главной диагонали представляет собой сумму проводимостей всех ветвей, сходящихся к  $i$ -му узлу, а элемент  $(i,k)$  вне главной диагонали является проводимостью ветви между  $i$ -м и  $k$ -м узлом, взятой с обратным знаком. Для каждой линии длиной  $l$  с волновым сопротивлением  $Z$  и коэффициентом распространения  $\gamma$ , включенной между  $i$ -м и  $k$ -м узлами, к элементам  $(i,i)$  и  $(k,k)$  необходимо добавлять величину  $1/Z \tanh \gamma l$ , а к элементам  $(i,k)$  и  $(k,i)$  величину  $-1/Z \sinh \gamma l$ , а для узловой нагрузки ее проводимость  $Y_i$  добавить к элементу  $(i,i)$ . Входное сопротивление сети со стороны любого узла можно выразить напряжением этого узла при протекании через него задающего единичного тока и при отсутствии задающего тока в других узлах.

Поэтому

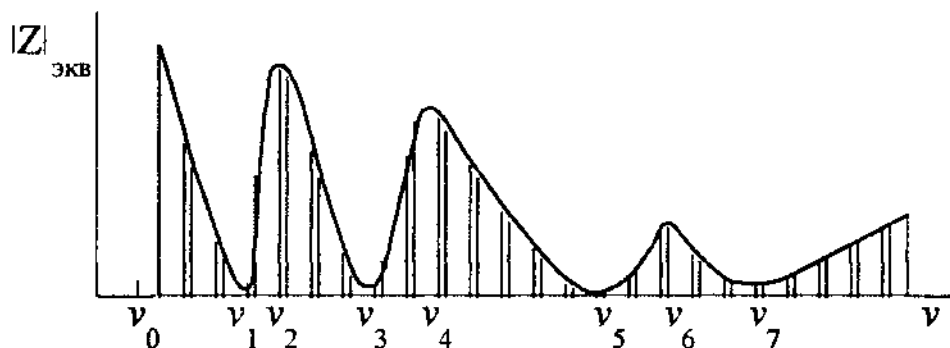
$$Z_{\text{вх}k}(\nu) = \frac{D_{kk}}{D}, \quad (1.13)$$

где  $D$  — определитель матрицы узловых проводимостей;  $D_{kk}$  — минор  $k$ -го элемента на главной диагонали.

На рис. 1.1,а приведены частотные характеристики узла с источником гармоник в сети, имеющей 13 узлов, не считая опорного, и 16 линий 500 кВ, рассчитанные по этой методике. Из рисунка видно, что характеристики в диапазоне частот до 800 Гц имеют сложную форму с большим числом резонансных частот, в которых реактивная составляющая входного сопротивления меняет свой знак. Нижняя резонансная частота находится между 2-й и 3-й гармо-



а)



б)

Рис. 1.1. Частотные характеристики сети:

а — входное сопротивление со стороны узла 1;

б — область возможных значений эквивалентного сопротивления сети с фильтром на входе

никами. Далее резонансные частоты следуют друг за другом с интервалами примерно в 40–60 Гц. Отметим, что замещение сети индуктивностью, определяемой по мощности короткого замыкания (КЗ), справедливо в данном случае до частот не более 75 Гц (прямая ОА на рис. 1.1). Если к рассматриваемому узлу подключить мощные фильтры, то эквивалентные частотные характеристики сети вместе с фильтрами вычисляются по формуле

$$Z_{\text{экв}}(\nu) = \frac{1}{\frac{1}{Z_{\text{вх}}} + Y_{\text{ф}}}, \quad (1.14)$$

где  $Y_{\text{ф}} = g_{\text{ф}}(\nu) + jb(\nu)$  — проводимость фильтра на частоте  $\nu$  соответствующей гармоники.

Поэтому при любом входном сопротивлении сети модуль эквивалентного сопротивления не превосходит  $|Z_{\text{экв}}|_{\text{max}} = 1/g_{\text{ф}}$ , которая ограничивает область возможных частотных характеристик (рис. 1.1,б). Заметим, что наиболее сильно выраженные свободные колебания и резонансные явления нередко возникают на первой резонансной частоте  $\nu_0$ , значение которой можно оценить по граничной характеристике без привлечения частотных характеристик сети.

Ниже приведены ориентировочные значения первой резонансной частоты при частоте настройки фильтра низшего порядка  $\nu_1 = 5$ .

$S_{\text{КЗ}}/S_{\text{сз}}$	5	10	15	20
$\nu_0$	2,0–2,2	2,7–3,2	3,0–3,9	3,3–4,5

Мощность  $S_{\text{сз}}$  определяется как суммарная мощность конденсаторной батареи фильтра с  $\nu_1 = 5$  и остальной емкостной части.

К настоящему времени рядом институтов, таких как НИИПТ, Мариупольский металлургический институт, ВЭИ, МЭИ, Энергосетьпроект, Кировский политехнический институт, ВНИИЭ и другие, разработаны цифровые программы расчетов распространения высших гармоник в сложных электрических сетях. Эти программы, имея некоторые отличия, позволяют оценивать негативное влияние гармоник на показатели качества электроэнергии.

Например, показано, что в электрических сетях Иркутскэнерго, Бурятэнерго, Читаэнерго, Амурэнерго коэффициенты несинусоидальности в ряде случаев значительно превышают допустимые значения

в узлах нагрузки. В соответствии с [5] несинусоидальность напряжения характеризуется коэффициентом искажения и коэффициентом гармонической составляющей напряжения для четных и нечетных гармоник, нормально допустимые и предельно допустимые значения которых приведены в Приложении 1.

Проведенный анализ неактивных составляющих мощности в электрических сетях и их влияния на показатели качества электроэнергии указывает на необходимость применения технических средств компенсации этих составляющих. К таким техническим средствам наряду с электромашинными (синхронными и асинхронизированными генераторами, синхронными компенсаторами и двигателями) относятся статические компенсирующие устройства:

- шунтирующие реакторы;
- вакуумно-реакторные группы;
- тиристорно-реакторные группы;
- конденсаторные установки, коммутируемые выключателями или тиристорными вентилями;
- фильтрокомпенсирующие устройства;
- статические тиристорные компенсаторы;
- полупроводниковые преобразователи с естественной и искусственной коммутацией.

В последующих главах рассматриваются особенности их построения и применения в электрических сетях энергосистем и промышленных предприятий.

## Глава 2

### Шунтирующие реакторы

#### 2.1. Область применения

Шунтирующие реакторы (ШР) используются в качестве одного из средств компенсации реактивной мощности в сооружаемых, реконструируемых и эксплуатируемых электрических сетях напряжением 110–1150 кВ, образуемых соответствующими линиями электропередачи. Возможности ЛЭП разного класса напряжений характеризуются данными, приведенными в табл. 2.1 для наиболее распространенных сечений проводов [7]. Наибольшие длины линий для напряжений 220 кВ и выше указаны с учетом сооружения промежуточных переключательных пунктов или подстанций с установкой на них КУ.

Т а б л и ц а 2.1

Номинальное напряжение, кВ	110–150	220–230	400–500	750	1150
Передаваемая мощность, МВ•А	15–80	100–400	600–1000	1000–2200	2500–6000
Длина линии, км	25–100	100–300	200–1000	300–2000	500–3000

Предполагается следующее использование линий по классам напряжений:

110–150 кВ для распределения мощностей внутри энергосистем и предприятий электрических сетей, электроснабжения промышленных предприятий, больших городов, удаленных или энергоемких сельских потребителей, распределения мощностей внутри крупных городов, электрификации железных дорог и трубопроводов;

220–330 кВ для распределения мощностей внутри крупных энергосистем, электроснабжения удаленных и крупных потребителей, создания центров питания сетей 110–150 кВ, выдачи мощности небольших электростанций;

400–500 кВ для развития объединенных энергосистем и ЕЭС России, обеспечения межсистемных связей, выдачи мощности крупными электростанциями, электроснабжения крупных энергоемких предприятий или промышленных узлов;

750–1150 кВ для развития крупных объединенных энергосистем и образования ЕЭС России, обеспечения межсистемных связей, выдачи мощности крупными электростанциями.

Известно, что высоковольтную ЛЭП можно рассматривать как цепь с распределенными параметрами, представленную в виде множества соединенных в цепочку элементов (рис. 2.1,а). Первичные параметры такой цепи, отнесенные к единице длины линии, имеют следующий физический смысл:  $r$  — сопротивление прямого и обратного проводов,  $L$  — индуктивность петли, образуемой прямым и обратным проводами (или с учетом влияния земли — рабочая индуктивность петли),  $g$  — проводимость (утечка) между проводами,  $C$  — емкость между проводами или с учетом емкости проводов по отношению к земле — рабочая емкость между проводами.

Для оценки режимов работы ЛЭП по реактивной мощности можно воспользоваться приведенной на рис. 2.1,б простейшей П-образной схемой замещения линии, зависимостью реактивной мощности линии длиной 400 км от передаваемой мощности (рис. 2.1,в), а также характеристиками линий, приведенными в табл. 2.2.

Т а б л и ц а 2.2

Параметр	Напряжение линии, кВ				
	220	330	500	750	1150
$\alpha$ , Ом/км	0,41–0,43	0,32–0,33	0,30–0,31	0,29–0,31	0,266–0,27
$r$ , Ом/км	0,06–0,12	0,03–0,06	0,02–0,03	0,015–0,024	0,011–0,013
$b$ , $\frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{км}} \cdot 10^6$	2,6–2,74	3,38–3,5	3,64–3,97	3,76–4,13	4,38–4,43
$Z$ , Ом	387	302	287	265	245
$Q_0$ , Мвар/100 км	13,6	39	96	230	587
$P_{\text{нат}}$ , МВт	125	360	870	2120	5400

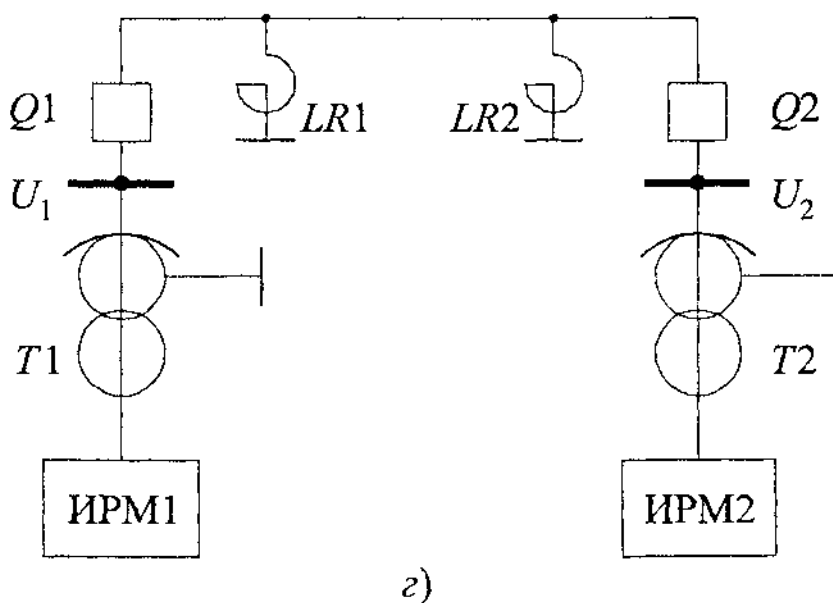
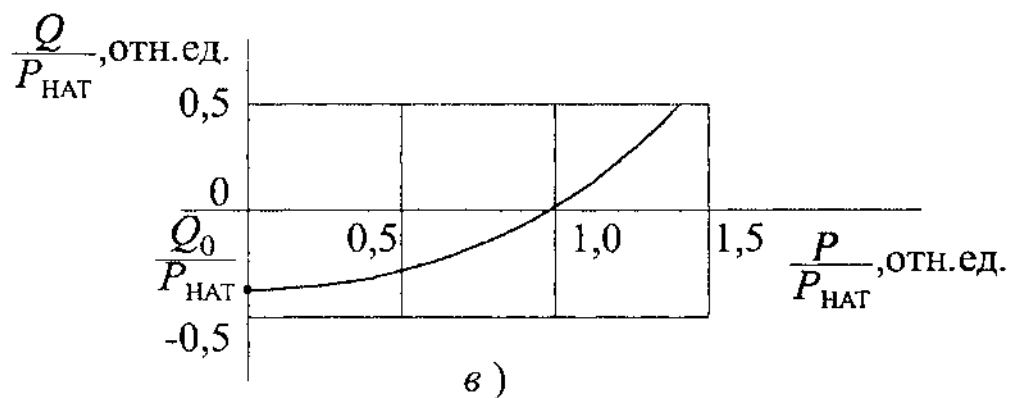
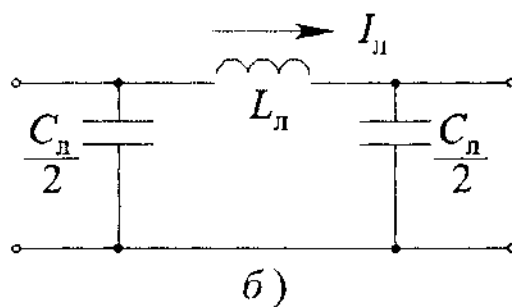
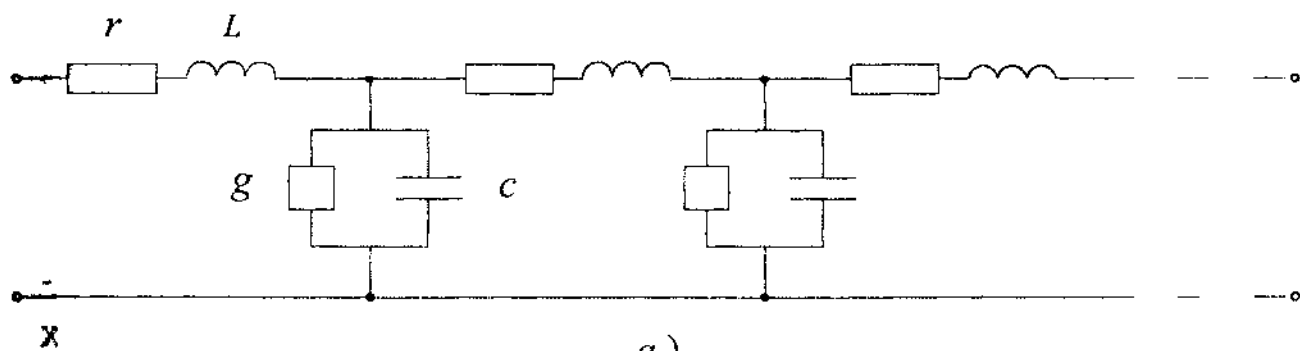


Рис. 2.1. Схемы линий и их характеристики:

- а — схема замещения линии; б — упрощенная схема замещения;
- в — зависимость реактивной мощности от передаваемой мощности для ВЛ длиной 400 км;
- г — размещение КУ на ЛЭП

Волновое сопротивление линии  $Z = \sqrt{x/b}$ , зарядная мощность  $Q_0 = U_{\text{ном}}^2 b \cdot 100$  и натуральная мощность  $P_{\text{нат}} = U_{\text{ном}}^2 / Z$  определены для усредненных значений удельных параметров индуктивности и емкостной проводимости.

Анализ рис. 2.1,б и 2.1,в показывает, что полная компенсация генерируемой лишней зарядной мощности, создаваемой емкостью  $C_{\text{л}}$ , происходит при передаче по линии натуральной мощности ( $P/P_{\text{нат}} = 1$ ) за счет потребляемой индуктивностью линии  $L_{\text{л}}$  реактивной мощности, т.е. при равенстве энергий

$$\frac{C_{\text{л}} U^2}{2} = \frac{L_{\text{л}} I_{\text{л}}^2}{2}.$$

В этом случае напряжения вдоль линии будут номинальными. Нарушение этого соотношения при изменениях передаваемой мощности приводит к изменению напряжений. В частности, в режимах незначительной загрузки линии, что имеет место в настоящее время в электрических сетях ЕЭС России, некомпенсированность зарядной мощности линий при  $P/P_{\text{нат}} < 1$  приводит к генерации линиями реактивной мощности ( $Q/P_{\text{нат}} < 0$ , рис. 2.1,в) и соответствующему увеличению напряжений на линиях и шинах подстанций (ПС), а в ряде случаев к увеличению их выше допустимых значений.

Повышение напряжений вызывает неблагоприятные последствия, связанные с выходом из строя оборудования из-за повреждения изоляции, повышенными потерями электроэнергии от короны на проводах линий, увеличением уровня помех в каналах связи, необходимостью отключения ЛЭП для уменьшения общей зарядной мощности линий и потреблением реактивной мощности генераторами электростанций [8]. Например, при минимальных нагрузках в ночное время мая 1994 г. из сети 500 и 750 кВ ЕЭС России по экспертной оценке в сеть низкого напряжения подается избыточная реактивная мощность, равная 10 000 Мвар. Традиционный в прошлые годы подход к проектированию ЛЭП с неполной компенсацией их зарядной мощности был приемлем в условиях достаточно высокой загрузки линий. Поэтому сегодня в условиях общего снижения электропотребления и соответственно снижения передаваемых по ЛЭП мощностей требуется повышение степени компенсации с традиционных 40–50 до 80–120% в электрических сетях 500, 750 и 1150 кВ (см. Приложение 2, п.3.15). Данная проблема

существует в ОЭС Центра, ОЭС Урала, ОЭС Северо-Запада и в значительно меньшей степени в ОЭС Сибири и ОЭС Востока.

Наиболее экономичным способом компенсации зарядной мощности ЛЭП 330, 500, 750 и 1150 кВ системообразующих высоковольтных сетей является применение шунтирующих реакторов (ШР) того же класса напряжения с целью ее компенсации в месте генерации реактивной мощности.

В табл. 2.3 приведены параметры масляных ШР, серийно выпускаемых ОАО Холдинговая компания «Электрозавод» (г.Москва).

С точки зрения компенсации зарядной мощности линии установка реакторов может осуществляться как на линии (рис. 2.1,2), так и на шинах ПС. Однако более целесообразным является установка ШР на линиях, особенно длинных, так как при этом решаются также вопросы снижения перенапряжений при коммутациях ЛЭП и гашения дуги в паузу однофазных автоматических повторных включений (ОАПВ) после устранения однофазных КЗ в линии.

## 2.2. Ограничение повышения напряжения и коммутационных перенапряжений

В условиях эксплуатации ЛЭП очень часто возникают ситуации, когда линия включена с одной стороны. Это происходит при их плановых включениях и отключениях, при выполнении как одно-, так и трехфазных АПВ (ОАПВ и ТАПВ), при аварийном отключении КЗ и разрыве асинхронного хода. Поскольку место отключения линии является случайным событием, то на практике ШР устанавливают с обоих концов линии ( $LR1$  и  $LR2$  на рис. 2.1,2). Так, в сети 500 кВ большая часть реакторов, а в сети 750 и 1150 кВ все реакторы вынесены на линии.

В симметричном режиме максимальное напряжение на ЛЭП длиной  $l$ , км, с реактором на разомкнутом конце определяется как [7]:

$$U_{max} = \frac{E}{\cos \beta(l - l_p) - \frac{X_{сет}}{Z} \sin \beta(l - l_p)}, \quad (2.1)$$

где  $E$  — напряжение сети;  $X_{сет}$  — реактивное сопротивление, определяемое по мощности КЗ в данной точке;  $\beta = 1,08 \cdot 10^{-3}$  —

Т а б л и ц а 2.3

Тип	Номи- нальная мощ- ность, Мвар	Номи- нальное напря- жение, кВ	Номи- наль- ный ток, А	Индук- тивная мощь, Гн	Размеры, м			Масса, т				
					L	B	H	транс- порт- ная	актив- ной части	пот- ная	масла	
											пот- ная	при от- правлении
РОМ-1200/10У1	1,1	$6,6/\sqrt{3}$ $11/\sqrt{3}$	173	0,116	2,1	1,5	2,8	3,72	1,0	3,72	1,25	1,25
РОЛ-30000/35	30,0	$38,5/\sqrt{3}$	1350	0,052	5,38	3,57	5,15	21	14	31	8	5
РОЛ-33333/110	33,333	$121/\sqrt{3}$	447	0,498	5,74	3,57	5,75	25	18	39	10	5
РОЛЛ-60000/500У1	60,0	$525/\sqrt{3}$	200	4,832	5,88	4,55	9,17	54	34	65	17	14
РОЛЛ-110000/750У1	110,0	$787/\sqrt{3}$	242	3,994	6,60	3,93	10,9	78	48	94	23	19
РОЛЛ-330000/1150У1	330,0	$1150/\sqrt{3}$	433	4,889	14,08	7,14	14,9	210	112	245	60	53

**П р и м е ч а н и е.** В таблице используются обозначения: Р — реактор, О — одnofазный, Л, ЛЛ — вид системы охлаждения (дутье с помощью вентиляторов, дутье — циркуляция масла с охладителями).

коэффициент распространения волны линии по прямой последовательности при 50 Гц, 1/км;  $Z$  — волновое сопротивление, Ом;

$l_p = \frac{1}{\beta} \operatorname{arctg} \frac{Z}{X_p}$  — длина участка ЛЭП, компенсируемого реактором  $X_p$ , км.

Форма кривой напряжения линии показана на рис. 2.2. Длина участка  $l_p = 165, 135, 145$  км напряжением 500, 750, 1150 кВ определяется одной трехфазной группой реакторов в конце линии и соответственно 320, 260 и 280 км — двумя группами. В табл. 2.4 приведены значения  $U_{max}/E$ , рассчитанные для разных  $(l - l_p)$ ,  $X_{сет}$  и напряжений ЛЭП.

Напряжение в конце линии определяется выражением

$$\frac{U_k}{E} = \frac{U_{max} / E}{\sqrt{1 + Z^2 / X_p^2}}. \quad (2.2)$$

Величина  $\sqrt{1 + Z^2 / X_p^2}$  для линий 500, 750 и 1150 кВ равна соответственно 1,017; 1,010 и 1,012 с одной трехфазной группой реакторов и 1,06; 1,039 и 1,048 с двумя группами. Отсюда следует, что отсутствие ШР перемещает максимальное значение напряжения в конец линии. Напряжение в начале линии определяется делением  $U_{max}$  на коэффициент из строки табл. 2.4 при  $X_{сет} = 0$  для заданного значения  $(l - l_p)$ , км. Если ШР устанавливается и в начале ЛЭП, то в виде исходных данных используются следующие величины:

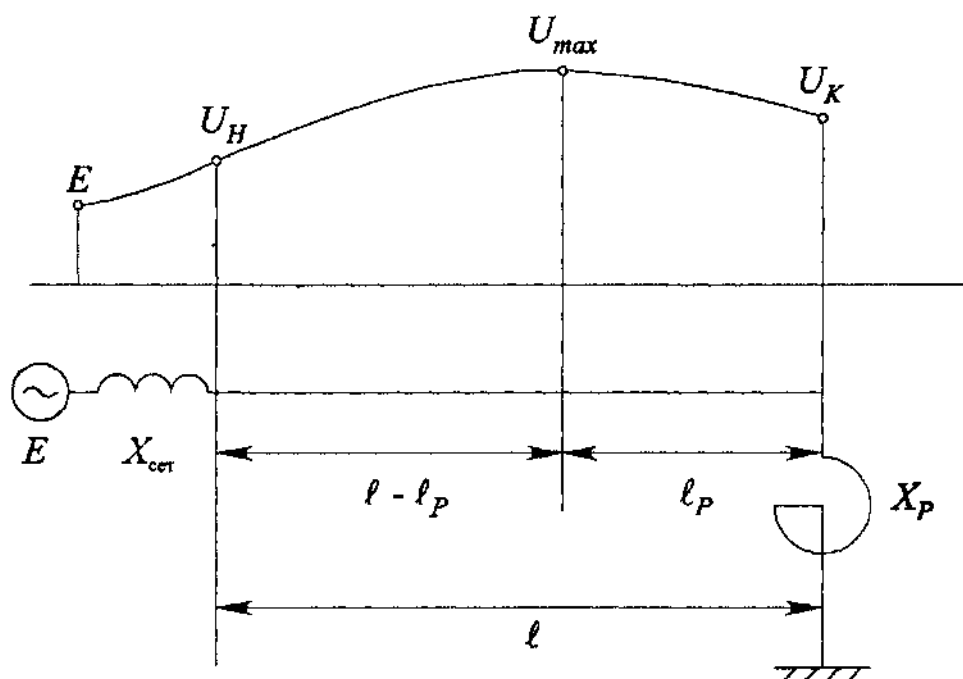


Рис. 2.2. Кривая напряжения на линии

Напря- жение ЛЭП, кВ	$X_{\text{сет}},$ Ом	$U_{\text{max}}/E$ , при $l = l_p$ , км								
		50	100	150	200	250	300	350	400	450
330 – – 500	0	1,001	1,006	1,013	1,024	1,038	1,055	1,076	1,10	1,13
	50	1,011	1,025	1,043	1,064	1,090	1,12	1,16	1,2	1,25
	100	1,021	1,045	1,074	1,11	1,15	1,19	1,25	1,31	1,39
	150	1,031	1,066	1,11	1,16	1,21	1,28	1,36	1,45	1,56
	200	1,041	1,088	1,14	1,21	1,29	1,38	1,49	1,62	1,79
	250	1,051	1,11	1,18	1,27	1,37	1,49	1,64	1,84	2,09
	300	1,061	1,13	1,22	1,33	1,46	1,63	1,84	2,13	2,53
	400	1,083	1,18	1,31	1,47	1,69	1,98	2,41	3,08	4,29
	500	1,11	1,24	1,42	1,66	2,00	2,54	3,49	5,6	10,1
750 – – 1150	0	1,001	1,006	1,013	1,024	1,038	1,055	1,076	1,10	1,13
	50	1,012	1,027	1,046	1,069	1,096	1,13	1,16	1,21	1,26
	100	1,023	1,050	1,081	1,12	1,16	1,21	1,27	1,34	1,42
	150	1,037	1,073	1,12	1,17	1,23	1,31	1,40	1,50	1,63
	200	1,045	1,097	1,16	1,23	1,32	1,42	1,55	1,71	1,91
	250	1,056	1,12	1,20	1,30	1,41	1,56	1,74	1,98	2,30
	300	1,068	1,15	1,25	1,37	1,52	1,72	1,99	2,35	2,90
	400	1,092	1,21	1,35	1,55	1,81	2,18	2,77	3,79	6,04

$$X_{\text{сет экв}} = \frac{X_{\text{сет}} X_{\text{рн}}}{X_{\text{сет}} + X_{\text{рн}}}; E_{\text{нв}} = E \frac{X_{\text{рн}}}{X_{\text{сет}} + X_{\text{рн}}}. \quad (2.3)$$

Установка шунтирующих реакторов вызывается также необходимостью снижений перенапряжений, возникающих при различных нормальных и аварийных коммутациях и повреждениях линий. Коммутационные перенапряжения имеют длительность до нескольких десятков миллисекунд и определяются по выражению [7]:

$$U_{\text{пер}} = K_{\text{уд}} U_{\text{уст}}, \quad (2.4)$$

где  $U_{\text{уст}}$  — амплитуда установившегося фазного напряжения 50 Гц;  $K_{\text{уд}}$  — ударный коэффициент определяемый по табл. 2.5.

Предельное значение ударного коэффициента определяется как

$$K_{\text{уд max}} = K_{\text{уд ср}} + 3\sigma, \quad (2.5)$$

а установившееся напряжение — по табл. 2.4 и 2.2.

Т а б л и ц а 2.5

Вид коммутации	$K_{уд.ср}$	Дисперсия, $\sigma$
Включение ненагруженной линии	1,61	0,18
Отключение ненагруженной линии с повторными зажиганиями выключателя	2,0	0,32
ТАПВ воздушными выключателями линии без реакторов	1,8	0,3
ТАПВ линии с реакторами	1,6	0,37
Отключение несимметричного КЗ	1,3	0,12
Отключение асинхронного хода	1,5	0,17
Однофазное дуговое КЗ в сети с изолированной нейтралью	2,21	0,33

Максимальные перенапряжения на неповрежденных фазах при несимметричном КЗ в конце ЛЭП находят по выражению

$$U_{к.к.з} = U_k h_k. \quad (2.6)$$

При этом для однофазного КЗ —  $h_k = \sqrt{3(m^2 + m + 1)} / (2 + m)$ , а для двухфазного КЗ —  $h_k = 3m / (2m + 1)$ ,  $m = X_0/X_1$  — отношение входных сопротивлений нулевой и прямой последовательности относительно конца линии. Заметим, что в настоящее время уровень ограничения коммутационных перенапряжений принят следующим: в сети 500 кВ —  $2,5U_\phi$ , 750 кВ —  $2,1U_\phi$  и 1150 кВ —  $1,8U_\phi$  ( $U_\phi$  — амплитуда наибольшего фазного напряжения).

Рассматривается возможность снижения уровня на ЛЭП 1150 кВ до  $1,6U_\phi$  при замене разрядников РВМК на ОПН. Очевидно, что чем ниже требуемый уровень ограничения коммутационных перенапряжений, тем большей должна быть мощность ШР и тем на больший коммутационный ток должен быть рассчитан разрядник.

В табл. 2.6 приведены допустимые кратковременные повышения напряжения промышленной частоты на электрооборудовании 110–1150 кВ, которыми необходимо руководствоваться при выборе мероприятий по их снижению в линиях электропередачи.

Собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя должно быть ограничено при отключении неповрежденной фазы линии с несимметричным КЗ до 2,4–2,8 в зависимости от типа выключателя 110–220 кВ и до 3,0 для выключате-

Т а б л и ц а 2.6

Вид оборудования	$U_{ном},$ кВ	Кратности повышения длительностью, с			
		1200	20	1	0,1
Трансформаторы и автотрансформаторы	110–500	$\frac{1,10}{1,10}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,90}{1,50}$	$\frac{2,00}{1,58}$
	750	1,10	1,25	1,67	1,76
Шунтирующие реакторы и трансформаторы напряжения	110–330	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,35}{1,35}$	$\frac{2,00}{1,50}$	$\frac{2,10}{1,58}$
	500	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,35}{1,35}$	$\frac{2,00}{1,50}$	$\frac{2,00}{1,58}$
Выключатели, трансформаторы тока, конденсаторы связи	110–500	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,60}{1,60}$	$\frac{2,20}{1,70}$	$\frac{2,40}{1,80}$
Шунтирующие реакторы, выключатели, трансформаторы тока и напряжения, конденсаторы связи	750	1,10	1,30	1,88	1,98
Вентильные разрядники всех типов	110–220	1,15	1,35	1,38	—
Вентильные разрядники РВМГ РВМК-П РВМК	330–500	1,15	1,35	1,38	—
	330–500	1,15	1,35	1,70	—
	330–500	1,15	1,35	1,45	—
	750	1,15	1,35	1,40	—
	1150	1,1 (1,2 – 900с)	—	1,30	—
Все виды оборудования	1150	— 1,10	— 1,30	5с 1,35	0,03с 1,80

**П р и м е ч а н и е.** В числителе указаны значения для изоляции «фаза—земля» по отношению к  $U_{\phi}$ , а в знаменателе — для изоляции «фаза—фаза» по отношению к  $\sqrt{3}U_{\phi}$  при расположении трех фаз в одном баке или на одной раме.

лей 330–750 кВ, а по условию отключения ненагруженной линии 330–750 кВ до 2,8.

Из изложенного следует, что шунтирующие реакторы играют ключевую роль в снижении коммутационных перенапряжений, которая учитывается следующим образом [9–11]:

перед выполнением планового включения и отключения ЛЭП к ней оперативно подключают ШР;

при срабатывании на одном из концов ЛЭП защиты от повышения напряжения первая ее ступень с уставкой  $1,1U_{\phi}$  и небольшой выдержкой времени включает все реакторы данного конца и, если повышение напряжения не устранилось, производится отключение ЛЭП;

при срабатывании любой защиты линии и подаче команды на отключение одной или трех фаз одновременно включаются все фазы всех реакторов, если они по условиям передаваемой по ЛЭП мощности были отключены. С учетом времени отключения линейного выключателя подключение реакторов происходит на 0,05 с позже отключения линии с первого ее конца. Поэтому АПВ и возможное последующее отключение ЛЭП при неуспешном АПВ происходит при полном количестве подключенных реакторов.

Обычно выключатели (включатели—отключатели) имеют искровые промежутки, которые при отказе выключателя на включение или до окончания указанных выше 0,05 с пробиваются перенапряжением в случае его возникновения, обеспечивая подключение реакторов к линии. Нижний предел пробивного напряжения искрового промежутка выбирается из условия отстройки от напряжений при качаниях в ЛЭП, а верхний должен быть меньше нижнего значения пробивного напряжения разрядника (около  $1,4-1,5U_{\phi}$ ), что гарантирует подключение реактора при соответствующих перенапряжениях. Отметим, что для искрового промежутка включателя—отключателя 750 кВ диапазон пробивных напряжений с вероятностью 0,9 нормирован значениями  $(1,2-1,8)U_{\phi}$ , а 1150 кВ —  $(1,15-1,63)U_{\phi}$ .

С точки зрения ограничения перенапряжений искровое подключение реактора является менее эффективным по сравнению с предварительным его подключением, так как после искрового подключения в первый полупериод частоты 50 Гц ток реактора в переходном процессе достигает 30% номинального значения, во второй полупериод — 70%. Это приводит к увеличению коммутационного тока разрядника в течение 0,02 с.

Следует подчеркнуть наличие проблемы частых коммутаций, особенно отключений, шунтирующих реакторов.

Проведенные обширные испытания показали [11], что отключение ШР современными воздушными выключателями 500–750 кВ вызывает срезы индуктивного тока до 60–70 А, которые без принудительного ограничения могут приводить к перенапряжениям на

реакторах до  $3,5U_{\phi}$ . При этом восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя может достигать значений  $4,2U_{\phi}$ , что значительно превышает уровни изоляции оборудования. Применение в этом случае вентильного разрядника типа РВМК на реакторе снижает перенапряжения, например на ШР 750 кВ, до  $1,9U_{\phi}$ , а восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя до  $1,1U_{\phi}$ , что не превышает допустимых значений. Однако при недостижении перенапряжения на реакторе пробивного напряжения разрядника восстанавливающееся напряжение может достигать и  $2,8U_{\phi}$ . Аналитические расчеты и испытания показали, что замена разрядника РВМК-750 на оксидно-цинковый ограничитель ОПН-750 снижает перенапряжения при отключениях реакторов и восстанавливающиеся напряжения на выключателе до значений  $1,65U_{\phi}$  и  $2,2U_{\phi}$  соответственно. Отметим, что уровень ограничения перенапряжений практически не зависит от паразитной емкости реакторного присоединения и незначительно возрастает при использовании облегченного ограничителя ОПНО вместо ОПН, так как амплитуда тока через ограничитель близка к току среза и для выключателей 750 кВ составляет не более 70 А.

### 2.3. Гашение дуги в паузе ОАПВ

Одним из наиболее простых и эффективных средств повышения надежности энергосистемы является автоматическое повторное включение (АПВ) системообразующих ЛЭП при коротких замыканиях. Различают трехфазные ТАПВ и однофазные ОАПВ. При ТАПВ поврежденная ЛЭП независимо от вида КЗ (однофазные, двухфазные или трехфазные) отключается тремя фазами с обоих концов линии и по окончании заданной бестоковой паузы повторно включается с одной стороны, а затем, если отключения не произошло, и со второй стороны. В случае неуспешного первого включения иногда применяется двукратное ТАПВ. При наличии ОАПВ и однофазном КЗ отключается с обеих сторон только поврежденная фаза, а две другие фазы остаются в работе. Через заданное время бестоковой паузы отключенная фаза включается повторно с одной стороны, а затем с другой. Если при повторном включении КЗ не устранилось, то отключают все три фазы ЛЭП. В некоторых случаях при наличии устройств симметри-

рования по концам ЛЭП двухфазный режим работы линии может допускаться длительное время.

Трехфазное ТАПВ создаст более благоприятные условия для прерывания дуги в месте перекрытия изоляции, что дает возможность уменьшить бестоковую паузу. Однако трехфазное отключение ЛЭП ухудшает условия устойчивой работы энергосистемы. С другой стороны, однофазное отключение снижает эффективность гашения дуги из-за наличия токов подпитки от напряжений оставшихся в работе фаз через паразитные емкости, что требует увеличения бестоковой паузы. Вместе с тем сохранение в работе двух фаз положительно влияет на условия устойчивости, что особенно важно при одноцепных системных связях.

В отечественной практике на линиях напряжением до 110 кВ, на которых доля многофазных КЗ относительно велика, используется в основном ТАПВ. На линиях напряжением 220 кВ и выше применяется как ОАПВ при однофазных КЗ, так и ТАПВ при многофазных КЗ. Это связано с тем, что в ЛЭП 330, 500 кВ количество однофазных КЗ в 5–10 раз больше многофазных, а в линиях 750 и 1150 кВ многофазные КЗ практически отсутствуют.

Кривые рис. 2.3 характеризуют степень успешных АПВ всех видов и ОАПВ линий с различным уровнем напряжения. Откуда следует, что количество успешных повторных включений ЛЭП превышает 50%.

На эффективность ОАПВ влияет также правильный выбор продолжительности бестоковой паузы, в течение которой про-

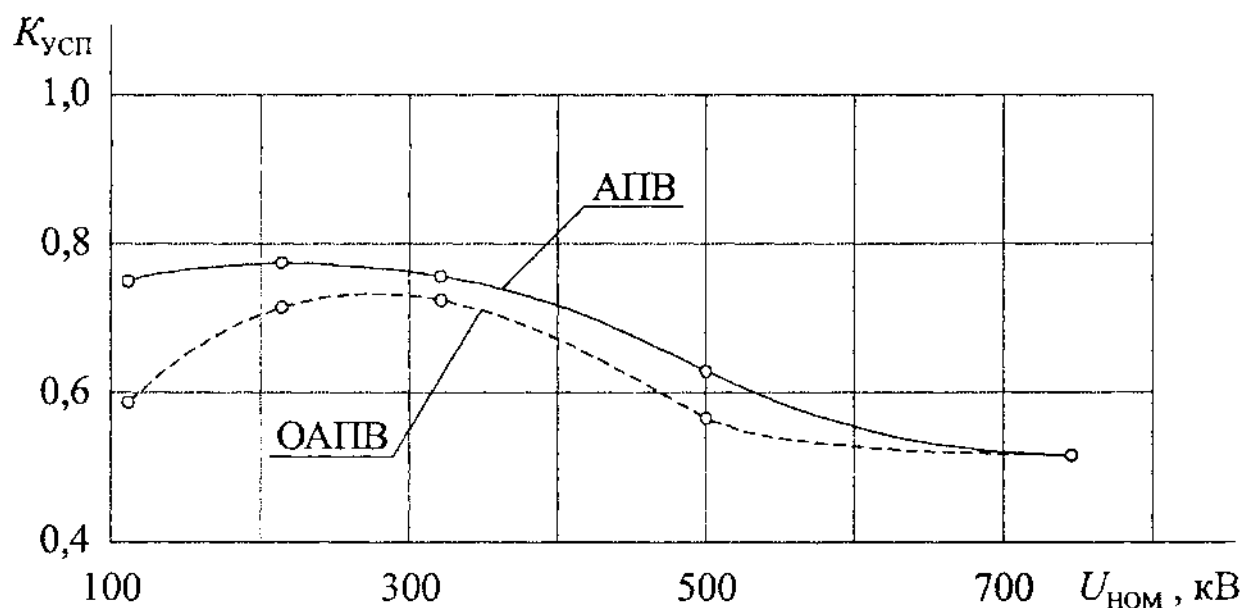


Рис. 2.3. Успешные АПВ и ОАПВ

исходят гашение и деионизация дугового канала в месте КЗ. Установлено, что время горения дуги зависит от амплитуды тока подпитки, вызываемого электростатической и электромагнитной связью отключенной фазы с неповрежденными фазами линии, а также скорости восстановления напряжения после прерывания дуги. Эти факторы в большей степени определяются длиной линии, ее номинальным напряжением и в меньшей степени, но достаточно существенно, степенью компенсации зарядной мощности ЛЭП с помощью ШР, передаваемой мощностью по неповрежденным фазам, геометрией и конструкцией линии, заземлением грозозащитных тросов и проводимостью земли вдоль трассы линии.

Продолжительность бестоковой паузы должна превышать время горения дуги и быть достаточной для восстановления электрической прочности поврежденного участка с учетом тепловой инерции, которая позволит выдержать коммутационные перенапряжения при повторном включении ЛЭП.

Многолетние экспериментальные исследования, проведенные ВНИИЭ [12, 13], показали, что в линиях 330–1150 кВ с шунтирующими реакторами для гашения дуги требуется время не менее 0,3 с. Эмпирически установлено, что среднее время гашения дуги, определяется как

$$t_{\text{гаш}} = -0,01 + 9,7 \cdot 10^{-3} I_{\text{н}} + 1,16 \cdot 10^{-3} V, \quad (2.7)$$

где  $I_{\text{н}}$  — амплитуда тока подпитки, А;  $V$  — крутизна нарастания напряжения в долях амплитуды наибольшего рабочего напряжения фазы за секунду.

Для линий 330–750 кВ диапазон  $I_{\text{н}} = 2 - 113$  А, а  $V = (18 - 34) U_{\text{ф}} \frac{1}{\text{с}}$  без ШР,  $V = (3,5 - 16) U_{\text{ф}} \frac{1}{\text{с}}$  с ШР и  $V = (1,5 - 5) U_{\text{ф}} \frac{1}{\text{с}}$  с четырехлучевыми ШР. Откуда следует, что время гашения зависит практически только от тока подпитки. На рис. 2.4 приведены рекомендуемые значения времени гашения дуги и бестоковой паузы ОАПВ в зависимости от тока подпитки. Обычно принимают

$$t_{\text{ОАПВ}} = t_{\text{гаш}} + 0,2 \text{ с.} \quad (2.8)$$

Анализ рис. 2.4 показывает, что при амплитуде установившегося значения тока подпитки выше 70 А время гашения существенно уве-

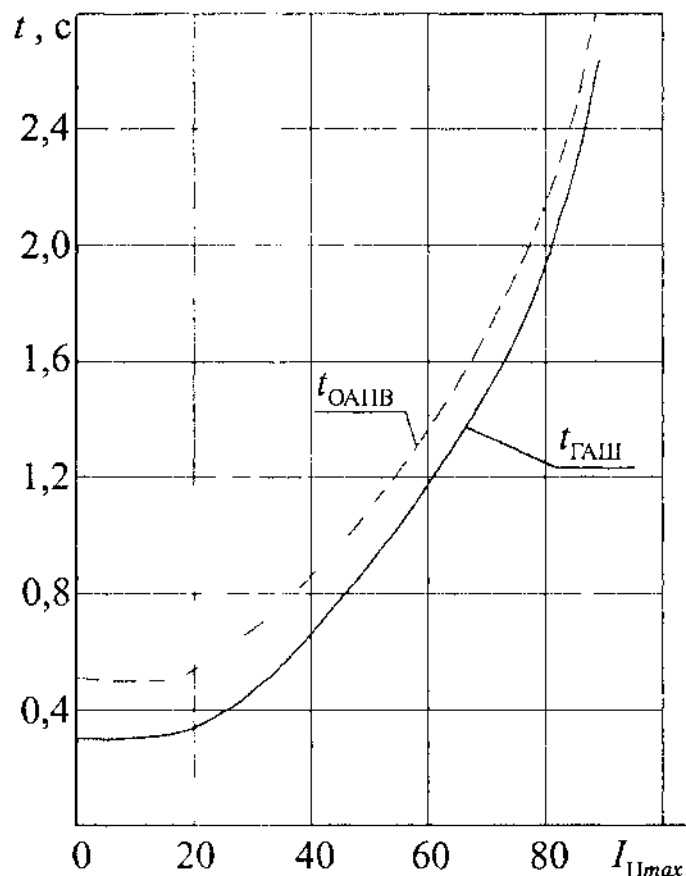


Рис. 2.4. Бестоковая пауза ОАПВ с вероятностью 0,9

личивается, а ток 90 А можно считать предельным значением, при котором еще возможно надежное ОАПВ с паузой 3 с. Поэтому для уменьшения длительности ОАПВ за счет снижения тока подпитки используют меры по его подавлению, и в первую очередь схему четырехлучевого реактора (рис. 2.5). Условные обозначения, приведенные на схеме:

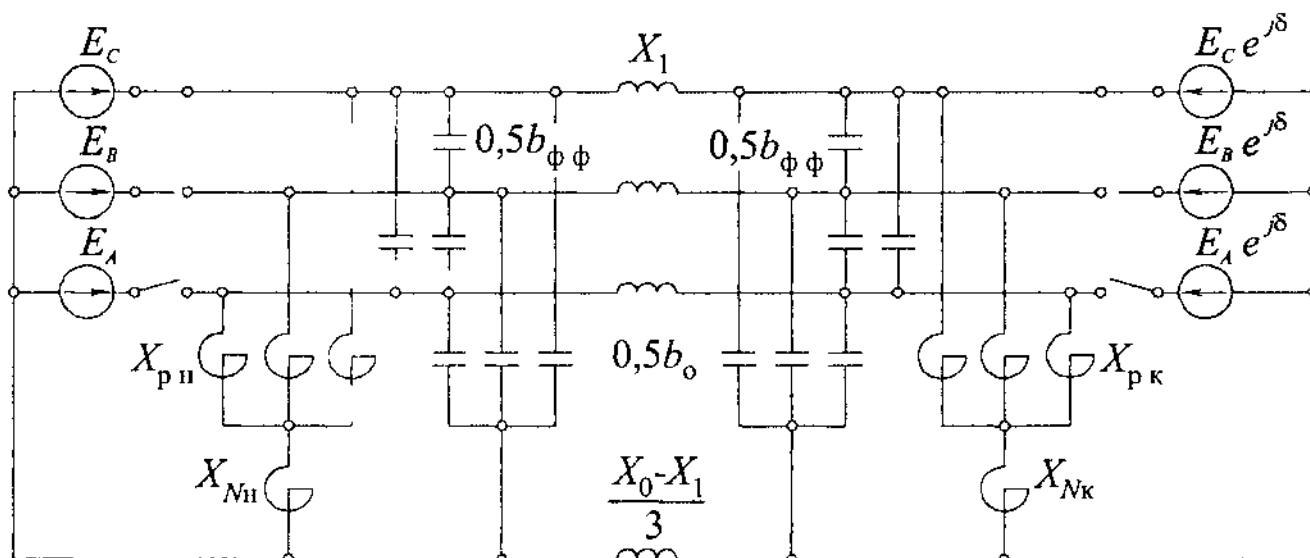


Рис. 2.5. Схема линии с четырехлучевыми реакторами

$b_{\text{ф.ф}} = \omega C_{\text{ф.ф}} l$  — междупазная емкостная проводимость линии;  $X_1, X_0$  — индуктивное сопротивление линии по прямой и нулевой последовательности;  $X_{\text{р.н}}, X_{\text{р.к}}$  — индуктивное сопротивление ШР в начале и конце линии;  $X_{\text{Нн}}, X_{\text{Нк}}$  — индуктивное сопротивление реактора в нейтрали ШР в начале и конце линии;  $b_0 = \omega C_0 l$  — фазная емкостная проводимость по нулевой последовательности.

В табл. 2.2 приведены удельные значения индуктивности линии и емкостной фазной проводимости по прямой последовательности. Ориентировочные соотношения между индуктивными сопротивлениями по прямой и нулевой последовательности даны в табл. 2.7.

Т а б л и ц а 2.7

$U_{\text{ном}}$ линии, кВ	Число цепей	Расстояние между цепями, м	Отношение $X_0/X_1$
220	1	—	3,15
	2	11,5	5,18
330	1	—	4,11
	2	50,0	5,86
500	1	—	4,30
	2	50,0	6,22

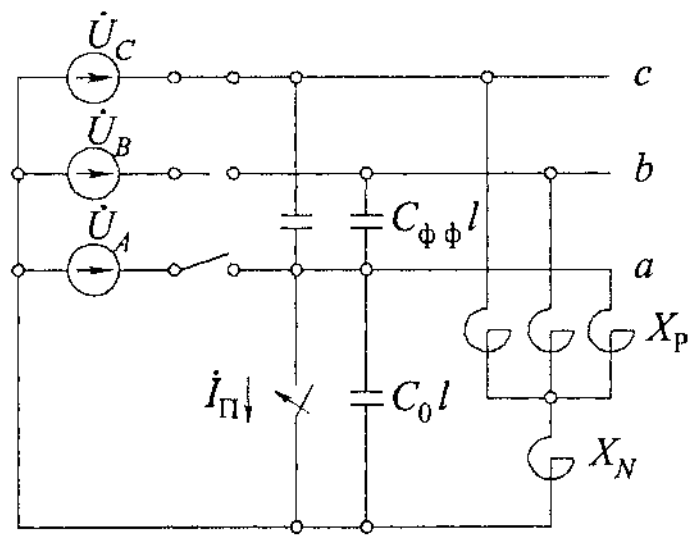
Соотношение фазной емкости линии по прямой и обратной последовательности находится на уровне  $C_1/C_0 = 1,3$ , а междупазная емкость  $C_{\text{ф.ф}} = 0,1C_0$ .

В упрощенном виде процесс гашения дуги рассматривается\* на рис. 2.6. Для этой схемы ток подпитки и восстанавливающееся напряжение на поврежденной фазе А определяется как:

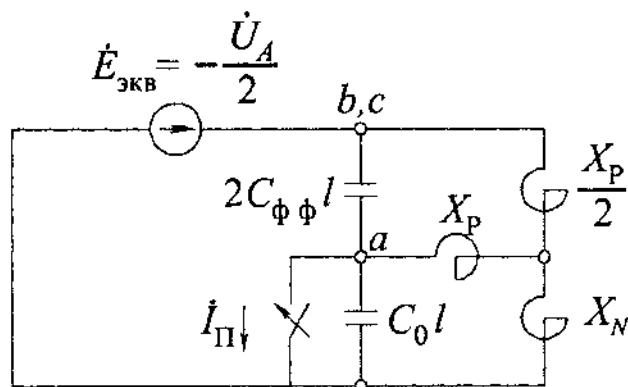
$$\left. \begin{aligned} I_n &= -U_A \omega C_{\text{ф.ф}} l \left[ 1 - K_p \frac{C_1 X_N}{C_{\text{ф.ф}} (X_p + 3X_N)} \right]; \\ U_a &= -U_A \frac{C_{\text{ф.ф}}}{C_0 + C_{\text{ф.ф}}} \cdot \frac{1 - K_p \frac{C_1 X_N}{C_{\text{ф.ф}} (X_p + 3X_N)}}{1 - K_p \frac{(C_0 + 3C_{\text{ф.ф}}) (X_p + 2X_N)}{(C_0 + 2C_{\text{ф.ф}}) (X_p + 3X_N)}}, \end{aligned} \right\} \quad (2.9)$$

где  $K_p = \frac{1}{\omega C_1 l \cdot X_p}$  — степень компенсации емкости линии ШР.

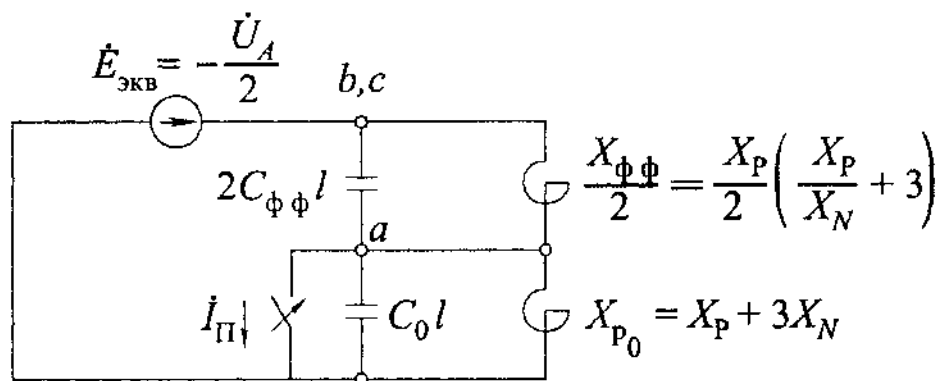
\*Предложено канд. техн. наук Н. Н. Беляковым.



a)



б)



в)

Рис. 2.6. Упрощенная схема гашения дуги в паузу ОАПВ

Отсюда следует, что при отсутствии реактора в нейтрали ШР, когда  $X_N = 0$ , ток подпитки не зависит от ШР. Однако влияние ШР на восстанавливающееся напряжение сохраняется:

$$U_a = -U_A \frac{C_{\phi\phi}}{C_0 + 2C_{\phi\phi}} \cdot \frac{1}{1 - K_p \frac{C_0 + 3C_{\phi\phi}}{C_0 + 2C_{\phi\phi}}}. \quad (2.10)$$

Заметим, что при  $K_p = \frac{C_0 + 2C_{\phi\phi}}{C_0 + 3C_{\phi\phi}} \approx 0,93$  возможно резонансное увеличение напряжения, от которого следует отстраиваться.

Наличие реактора в нейтрале ШР компенсирует емкостный ток подпитки (рис. 2.6, в) за счет параллельной индуктивной ветви с сопротивлением  $\frac{X_p}{2}(\frac{X_p}{X_N} + 3)$ ,

$$\text{и при} \quad X_N = \frac{X_p}{K_p \frac{C_1}{C_{\phi\phi}} - 3} \quad (2.11)$$

ток подпитки и восстанавливающееся напряжение становятся равными нулю. Более точный расчет тока подпитки с учетом индуктивного сопротивления линии при симметричном ее пофазном транспонировании и с реальным перетоком мощности, определяемым углом передачи, можно провести по схеме рис. 2.5. Отсюда максимальный ток подпитки при КЗ по концам линии определится выражением

$$I_{nn(k)} = -jE_A e^{-j\frac{\delta}{2}} \left\{ (b_{\phi\phi} - \frac{K_n}{X_{pn}} - \frac{K_k}{X_{pk}}) \cos \frac{\delta}{2} \pm j \left[ \frac{K_{n(k)}}{X_{pn(k)}} - \frac{K_{k(n)}}{X_{pk(n)}} - 2K_x \left( \frac{b_0}{2} + b_{\phi\phi} - \frac{1 - K_{n(k)}}{X_{pk(n)}} \right) \sin \frac{\delta}{2} \right] \right\}, \quad (2.12)$$

где

$$K_n = \frac{X_{Nn}}{X_{pn} + 3X_{Nn}}; K_k = \frac{X_{Nk}}{X_{pk} + 3X_{Nk}}; K_x = \frac{X_0 - X_1}{2X_0 + X_1}.$$

При определении тока подпитки  $I_{nn}$ , когда КЗ в начале линии, из символа « $\pm$ » берется знак « $-$ » и первый индекс из « $n(k)$ » или « $k(n)$ ». Для тока  $I_{nk}$ , когда КЗ в конце линии, соответственно « $+$ » из символа « $\pm$ » и второй индекс из « $n(k)$ » или « $k(n)$ ».

В случае применения однотипных шунтирующих реакторов и реакторов в нейтрале ( $X_{pn} = X_{pk} = X_p$  и  $X_{Nn} = X_{Nk} = X_N$ ) выражение (2.12) упрощается и имеет вид

$$I_{nn(k)} = -jE_A e^{-j\frac{\delta}{2}} \left[ \left( b_{\phi\phi} - \frac{2X_N/X_p}{X_p(1 + \frac{3X_N}{X_p})} \right) \cos \frac{\delta}{2} \pm j2K_x \left( -\frac{b_0}{2} - \frac{1 + \frac{2X_N}{X_p}}{X_p(1 + \frac{3X_N}{X_p})} \right) \sin \frac{\delta}{2} \right]. \quad (2.13)$$

Из выражений (2.12) и (2.13) следует, что ток подпитки состоит из двух ортогональных составляющих: электростатической и электромагнитной. Вторая составляющая вызвана магнитной связью с неповрежденными фазами, по которым протекают рабочие токи. Поэтому зависимость амплитуды тока подпитки от сопротивления реактора в нейтрали имеет  $U$ -образный характер, минимальное значение которого из выражения (2.13) будет при

$$\left( \frac{X_N}{X_p} \right)_{\text{опт}} = \frac{1}{\frac{2}{b_{\phi\phi} X_p} - 3}. \quad (2.14)$$

В отечественной практике четырехлучевые реакторы применяют, например, в линиях 750 кВ длиной более 400 км, что позволяет снизить амплитуду тока подпитки до 20–70 А. Типовая схема реакторов для ЛЭП 750 кВ показана на рис. 2.7. Группа  $LR$ , соединенная в звезду, имеет в нейтрали реактор с классом изоляции 35 кВ и индуктивным сопротивлением 90–180 Ом или 200–310 Ом. В качестве коммутационного оборудования используют разъедини-

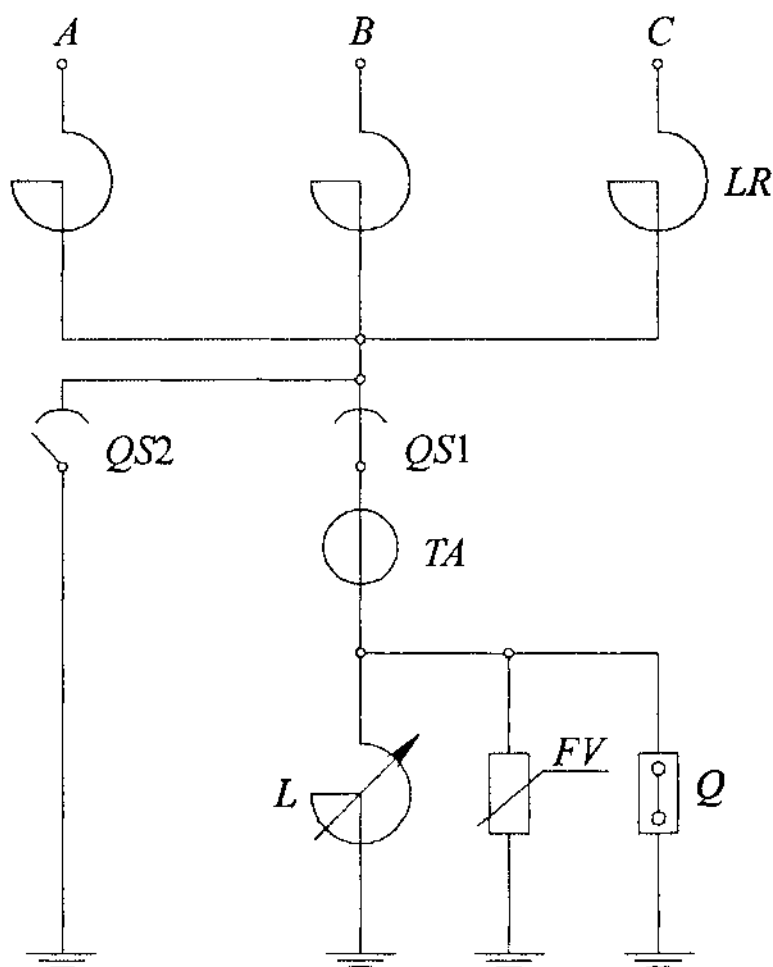


Рис. 2.7. Схема четырехлучевого реактора 750 кВ

тели  $QS1$ ,  $QS2$  и шунтирующий выключатель  $Q$  типа ВМК-35 или ВМК-27,5Э, а для ограничения перенапряжений  $FV$  типа ОПНК-35.

В качестве примера рассмотрим выбор параметров шунтирующего реактора в нейтралю для ЛЭП 750 кВ длиной 500 км, имеющую по концам по одной группе шунтирующих реакторов типа РОДЦ-110000/750 (см. табл. 2.3). С использованием приведенных в данной главе характеристик оборудования определим следующие исходные данные:  $X_p = 1256$  Ом,  $X_0/X_1 = 5$ ,  $C_1 = 6,4$  мкФ,  $C_0 = 4,9$  мкФ,  $C_{ф\phi} = 0,49$  мкФ,  $b_{ф\phi} = 0,154 \cdot 10^{-3}$  1/Ом, степень компенсации линии  $K_p = 0,792$ ,  $E_A = U_A = 610,5$  кВ. Из выражений (2.11) и (2.14)  $(X_N/X_p)_{\text{опт}} = 0,136$ . В табл. 2.8 приведены результаты расчетов токов подпитки дуги в зависимости

Т а б л и ц а 2.8

$X_N/X_p$	$I_n$ , А, рассчитанный		
	по (2.13)		по (2.9)
	$\delta = 0$	$\delta = 60^\circ$	
0,1	19,5	20,2	18,8
0,136	0	11,2	0
0,15	6,6	13	7,0
0,2	27,5	26,7	28,2
0,3	59,6	53,2	60,3

от отношений сопротивлений нулевого и шунтирующих реакторов для  $\delta = 0$  (холостой ход линии) и  $\delta = 60^\circ$  (максимальная передаваемая мощность). Из анализа таблицы следует, что для режима холостого хода упрощенный и точный расчеты дают примерно одинаковые результаты вследствие отсутствия электромагнитной составляющей тока. Появление в линии передаваемой мощности смещает токи подпитки при оптимальной настройке реактора в нейтралю ( $X_N = 0,136X_p$ ).

В реальных условиях при учете пофазной несимметрии из-за ограниченной транспозиции проводов, а также колебаний рабочего напряжения и изменения передаваемой по линии мощности значение тока подпитки дуги может иметь некоторый статистический разброс. Поэтому расчетный ток подпитки определяют как среднеарифметическое значение минимальных и максимальных токов трех фаз линии, по которому и находят бестоковую паузу ОАПВ.

## Глава 3

### Управляемые шунтирующие реакторы

#### 3.1. Общие сведения

В настоящее время возрастают технические и экономические требования к ЛЭП, предназначенным для транспорта электроэнергии от крупных электростанций и для связи мощных энергосистем. На первый план выдвигаются задачи снижения удельных капиталовложений в строительство новых и реконструкцию существующих линий. Решение этих вопросов связано с максимальным использованием ЛЭП за счет увеличения их пропускной способности и управления передаваемой мощностью, особенно в аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистем. Анализ характеристик ЛЭП, приведенных на рис. 2.1 и в табл. 2.2, показывает, что замена нерегулируемых линейных шунтирующих реакторов  $LR1$  и  $LR2$  (см. рис. 2.1, *з*) на управляемые (УШР) повышает эффективность использования ЛЭП в диапазоне передаваемых мощностей от холостого хода (ХХ) до натуральной мощности. Дело в том, что наличие постоянно подключенных ШР позволяет передавать по линии лишь 40–50% натуральной мощности из-за недопустимых снижений уровней напряжений. С другой стороны, при суточных изменениях передаваемой мощности проблематичной становится частая коммутация обычных ШР из-за ограниченного ресурса коммутационного оборудования высокого напряжения. Поэтому ниже рассматриваются различные схемы и конструкции УШР [14-22].

#### 3.2. Управляемый шунтирующий реактор на основе тиристорно-реакторных групп (УШРТ)

На рис. 3.1, *а* показана схема УШРТ на основе секций тиристорно-реакторных групп (ТРГ). Она включает в себя группу

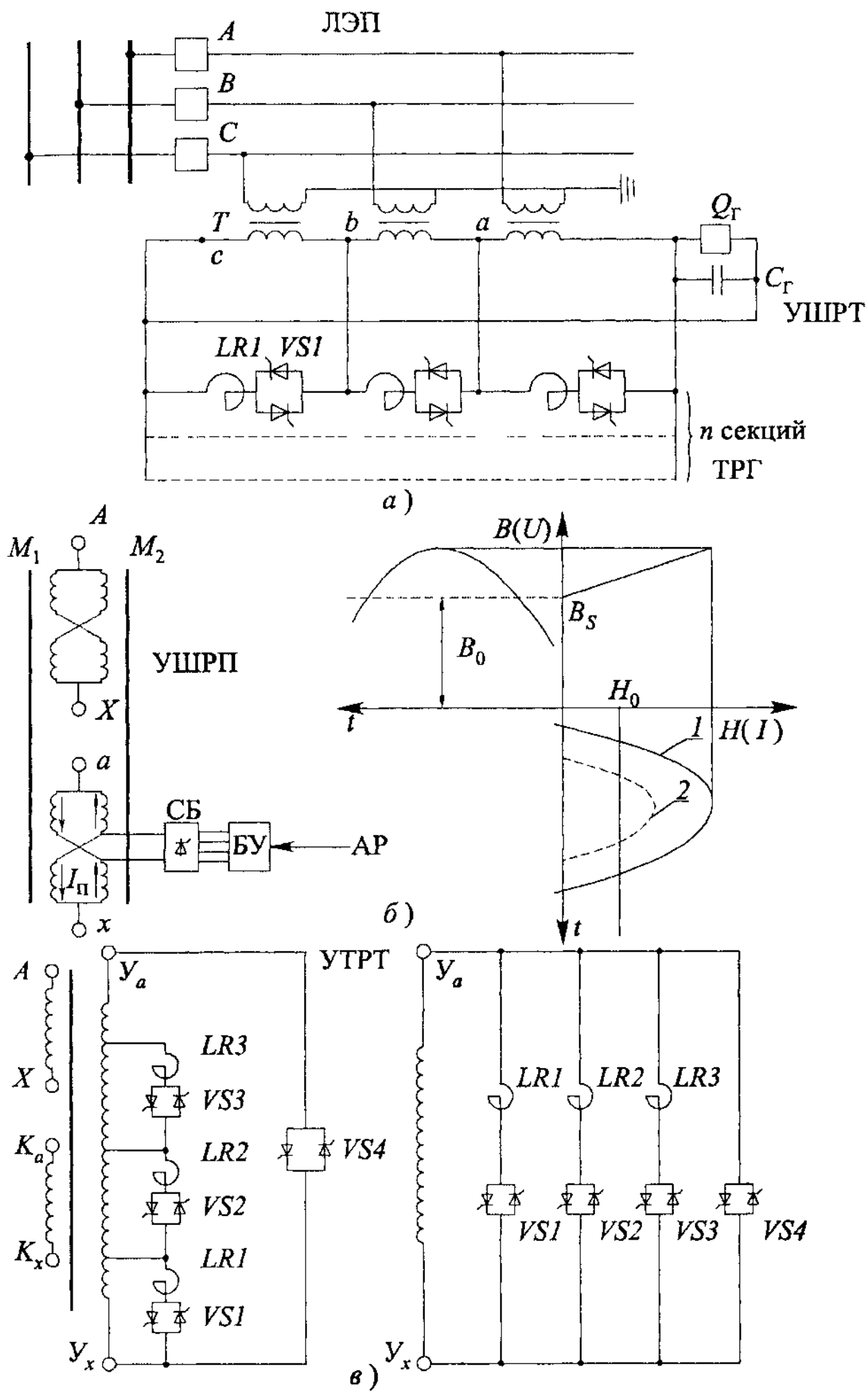


Рис. 3.1. Схемы УШР

обычных однофазных трансформаторов или трехфазный трансформатор  $T$ , вторичные обмотки которого с напряжением 10, 20, 35 кВ через постоянно включенный выключатель  $Q_1$  соединены в треугольник, и несколько параллельных секций (модулей) ТРГ, состоящих из встречно-параллельно включенных тиристорных вентилей  $VSI$  и реакторов  $LRI$ . В табл. 3.1 приведены параметры модулей ТРГ, комплектно поставляемых научно-производственным центром «Энерком» совместно с АО ВНИИЭ и заводами России.

Т а б л и ц а 3.1

Номинальная мощность трех фаз, Мвар	Номинальное напряжение, кВ	Вид охлаждения тириستоров	Вид размещения оборудования
7 12,5 20	10	Воздушное	Внутри помещения
20 27,5 40	10	Масляное	На открытой части подстанции
40 55 80	20	Масляное	На открытой части подстанции
40 60 80 100	35	Масляное	На открытой части подстанции
20 30 45	10	Водяное	Внутри помещения
45 60 90	20		
80 105 160 180	35		

**П р и м е ч а н и я:**

- 1 Во всех типах компенсирующие реакторы могут быть изготовлены для наружной установки.
- 2 По требованию заказчика возможна поставка с отличными от указанных в таблице параметрами.

Импульсно-фазовое управление тиристорными вентилями позволяет изменять ток ТРГ от нуля до номинального значения (рис. 3.2). Изменение фазы импульсов управления вентилей вызывает изменение протекающего через реактор тока, образованного двумя частями синусоид ( $i_T$ ,  $-i_T$ ) и содержащего первую и высшие гармоники тока кратностью  $\nu = 2k+1$ , где  $k=1,2,3,\dots$ . При угле управления  $\beta = \pi/2$  ( $90^\circ$ ) кривая тока становится непрерывной синусоидой, первая гармоника которой равна  $U_{\text{ТРГ}}/X_p$ , а высшие гармоники отсутствуют. Ниже и в Приложении 3 приведены максимальные значения гармоник тока в процентах номинального (непрерывного) тока ТРГ при его регулировании:

$\nu$	3	5	7	9	11	13	15	17
$I_\nu$	13,8	5,05	2,59	1,57	1,05	0,75	0,57	0,45

Гармоники, кратные трем, исключаются из сетевого тока соединения трех фаз ТРГ в треугольник. Остальные гармоники при необходимости могут быть уменьшены с помощью параллельно подключаемых фильтров. Полное исключение высших гармоник тока, в том числе при пофазном изменении мощности и несимметрии фазных напряжений, достигается ступенчатым управлением секций ТРГ

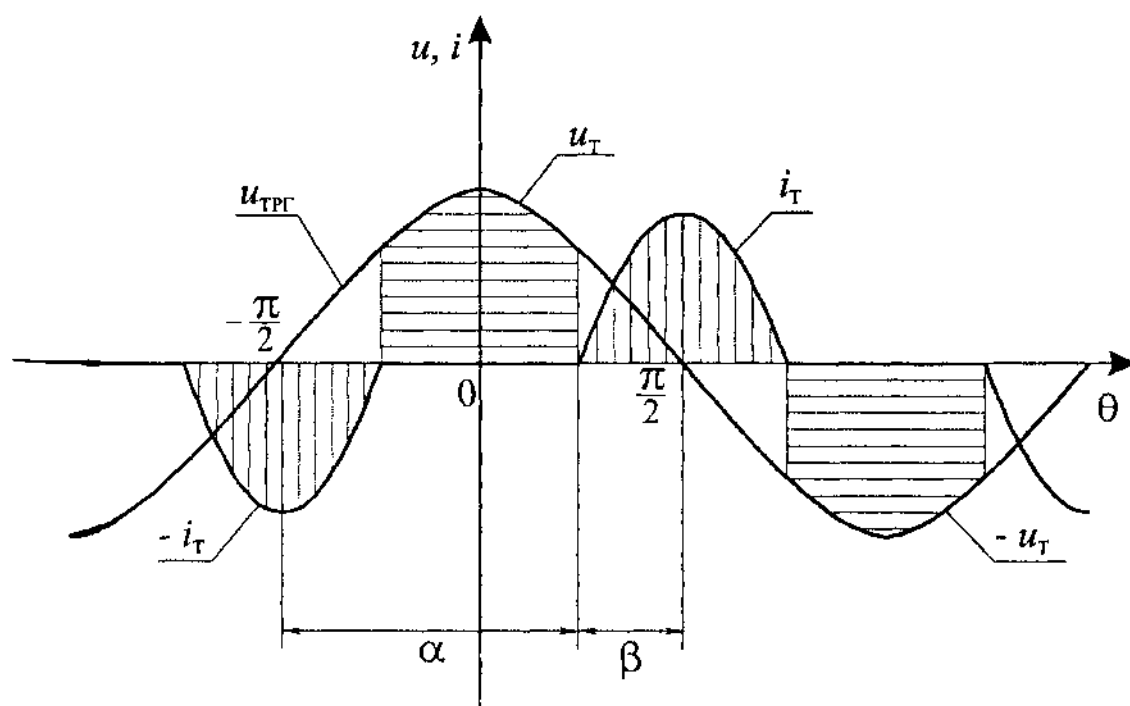


Рис. 3.2. Токи и напряжения на элементах ТРГ

(рис. 3.1,а), когда каждая ступень работает с углом  $\beta = \pi/2$  или 0. Последовательное соединение реактора и тиристорных вентилях обеспечивает изменение мощности без переходного процесса, а быстродействие ТРГ определяется дискретностью управления тиристорами и для трехфазного модуля с шестью вентилями равно 3,33 мс.

Учитывая высокое быстродействие ТРГ и возможность ее пофазного управления, рассмотрим применение УШРТ для снижения коммутационных перенапряжений и гашения дуги в паузе ОАПВ. Вопросы использования УШРТ для снижения коммутационных перенапряжений исследовались в схеме, представленной на рис. 3.3. Схема замещения включает в себя два участка линии Л1 и Л2 длиной 500 и 400 км, генерирующие узлы  $E_1$  и  $E_2$ , комплект реакторов  $LR1$  мощностью 900 Мвар и УШРТ1 мощностью 1100 Мвар с одной стороны линии Л2 и такой же комплект  $LR2$  и УШРТ2 — с другой стороны. Параметры схемы замещения приведены в табл. 3.2.

Т а б л и ц а 3.2

Параметр	Значение
Линии, Ом/км $x_1$ $x_0$ $r_1$ $r_0$ 1/Ом•км $b_1$ $b_0$	 0,263 0,535 0,0135 0,135  $4,46 \cdot 10^{-6}$ $3,08 \cdot 10^{-6}$
Генерирующих узлов, Ом при $E_1 = E_{\text{ф ном}} = 940$ кВ $X_1$ $X_0$ $R_1$ $R_0$  при $E_2 = E_{\text{ф ном}} = 940$ кВ $X_1$ $X_0$ $R_1$ $R_0$	 150 280 4 6   260 380 6 9
Шунтирующего реактора, Ом $X_1$ $R_1$ $L_1$ , Гн	 1600 30 5,08

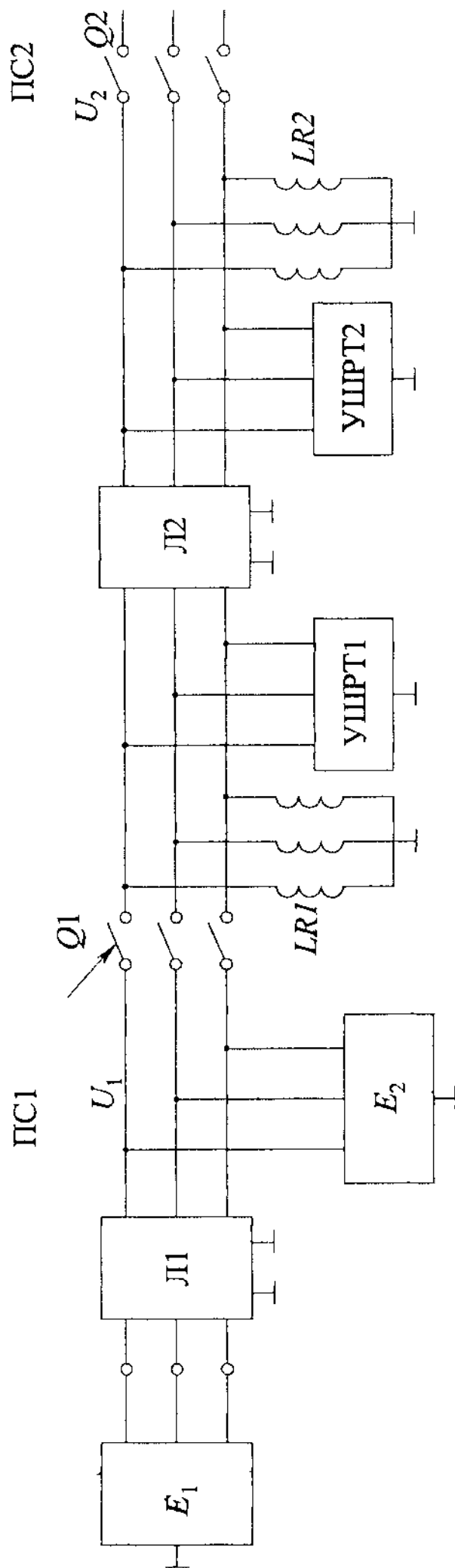


Рис. 3.3. Эквивалентная схема ЛЭП 150 кВ

Учитывая сложность создания физической модели линий СВН с реальными параметрами оборудования, например с требуемыми значениями добротности индуктивных элементов, исследования переходных процессов проводились методами цифрового математического моделирования. С этой целью на основе известных алгоритмов расчета переходных процессов в линиях, основанных на допущении о распространении вдоль линии плоской волны, была разработана комплексная математическая модель рассматриваемой схемы [23]. При моделировании трансформаторов УШРТ использовалась полная система уравнений электромагнитных процессов с заданием кривой намагничивания сердечника в виде полинома  $\psi_\mu = \sum_{i=1}^m A_i \psi^i$  или в табличном виде и с учетом группы соединения обмоток. Математическая модель тиристорного вентиля, содержащего до 50 последовательных единичных тиристоров, осуществляет включение цепи ТРГ при наличии на нем положительного напряжения и управляющего импульса, а выключение при переходе тока через нулевое значение. В проводящем состоянии тиристор замещается малым активным сопротивлением.

Как отмечалось в гл. 2, одной из наиболее тяжелых и частых коммутаций является включение ЛЭП на холостой ход. В исследованиях большое внимание уделялось влиянию особенностей построения УШРТ и принципов управления тиристорными вентилями ТРГ на характер переходных процессов.

В табл. 3.3 показаны расчетные схемы и уровни перенапряжений  $U_2$  в конце линии. Достоверность результатов моделирования подтверждается хорошим совпадением расчетного и реального развития переходных процессов при включении линии 1150 кВ [24]. В качестве базового варианта рассматривается традиционное оснащение линии шунтирующими реакторами (п.1 табл. 3.3). Отметим, что включение линии осуществляется выключателем с предвключенным резистором 360 Ом, вводимым на время 0,008 с. При отказе системы управления УШРТ в конце линии может оказаться подключенным ненагруженный невозбужденный трансформатор с соединением обмоток звезда—треугольник. Данный режим возможен в малосекционных реакторах и невозможен в схемах УШРТ с количеством секций более двух. Включение линии с ненагруженным трансформатором в конце сопровождается перенапряжениями кратностью 2,15 (п.2 табл. 3.3 и п.1 табл. 3.4). Попытка создания искусственной задержки на 0,01 с второй и третьей фазы выключе-

Таблица 3.3

№	Вид коммутации	$U_2$
1		1,65
2		2,15
3		0,01 с 0,02 с $\infty$ 1,88 1,93 2,05
4		1,8
5		2,66
6		1,8
7		$\alpha = 0$ $\alpha = 0$ $U_{\text{вкл Т}} = 0,5 U_{\text{ном}}$ $\alpha = 90^\circ$ $\Delta D_{\text{и}} = 0,5 \text{ мс}$ $\Delta D_{\text{и}} = 10 \text{ мс}$ $\Delta D_{\text{и}} = 10 \text{ мс}$ 1,86 1,77 1,65 1,70
8		$Q_{\text{ф}} = 0,3 Q_{\text{р}}$ $U_{\text{вкл Т}} = 0,8 U_{\text{ном}}$ $\Delta t_{\text{ф}}$ $U_{\text{вкл Т}} = 0,8 U_{\text{ном}}$ $\Delta t_{\text{ф}} = 1,5 \text{ с}$ 1,94 1,79

чателю с целью снижения перенапряжений приводит к нарастанию наводимых на них напряжений до  $0,4U_{\text{ф}}$ , что в сочетании с взаимным влиянием процессов в соседних фазах, наоборот, увеличивает интенсивность переходного процесса до кратности перенапряжений 2,29 (п.2 табл. 3.4). Дальнейшее повышение задержки до 0,02 с (п.3 табл. 3.4) приводит к еще более высоким наведенным напряжениям (до  $0,93U_{\text{ф}}$ ). Однако в этом случае некоторое снижение перенапряжений происходит за счет затухания переходного процесса от включения предыдущей фазы (п.3 табл. 3.4).

Т а б л и ц а 3.4

Момент включения фаз выключа- теля, с	Напряжение						Наведенное напряжение		Ток нуле- вой после- дователь- ности, кА
	$U_2$			$U'_2$			$U_2$		
	$A$	$B$	$C$	$ab$	$bc$	$ca$	$B$	$C$	
$A$ 0,045* $B$ 0,0517 $C$ 0,048	2,0	2,15	1,67	1,96	2,12	1,67	0,06	0,13	0,67
$A$ 0,045 $B$ 0,055 $C$ 0,065	1,93	2,29	1,47	1,92	2,23	1,44	0,36	0,38	0,82
$A$ 0,045 $B$ 0,065 $C$ 0,085	2,12	1,88	1,61	2,15	1,86	1,60	0,92	0,93	0,85

\* Включение в максимум межконтактного напряжения выключателя

Таким образом, реализация задержки включения фаз выключателя относительно друг друга не позволяет снизить перенапряжения до допустимого значения, равного 1,8. Обычно в схемах тиристорных вентилях предусматривается элемент ограничения перенапряжений, включающий тиристорный вентиль и соответственно ТРГ при отсутствии основного управляющего импульса. При этом, очевидно, происходит задержка включения ТРГ на время меньшее или равное 0,01 с, которая может не обеспечить снижение перенапряжений до допустимого уровня (пп. 3,4 табл. 3.3).

Наличие в схеме УШРТ базовой емкости или фильтрокомпенсирующих цепей утяжеляет переходный процесс при включении линии, а значения перенапряжений зависят от их мощности и задержки по подключению, если это предусмотрено (пп. 5,6,8 табл. 3.3). Для лучшего использования мощности УШРТ при включениях линии целесообразно осуществлять диодный режим работы тиристорных вентилях (п. 7 табл. 3.3), когда управляющие импульсы подаются на вентили одновременно с появлением на них напряжения. Этот режим сопряжен с некоторой перегрузкой тириستоров по току за счет протекания апериодической составляющей. Непрерывность этого тока может быть обеспечена достаточными длительностями импульсов управления. Так, с учетом возможного ис-

кажения формы напряжения в начальном интервале (0,02—0,04 с) переходного процесса длительность импульса управления должна быть примерно 15 мс. Однако возможные пропуски включения тиристоров на этом интервале при меньших длительностях импульсов незначительно увеличивают перенапряжения, которые менее интенсивны, чем при симметричном управлении с углами  $\beta = 90^\circ$ . Затухание общего переходного процесса, сопровождаемого двукратной перегрузкой тиристоров по току, происходит за время не более 1 с после включения линии.

Тиристорные вентили, использующие для питания системы управления отбор мощности с потенциала вентилей в сочетании с запускаемыми лазерными сигналами, принципиально могут вступать в работу при наличии на ТРГ некоторого напряжения, что также приводит к задержке их включения. Включение ТРГ при достижении на них напряжения  $0,5U_{\text{ном}}$  и ширине импульса управления  $D_{\text{н}} = 10$  мс не приводит к опасным перенапряжениям на линии и элементах ТРГ (табл. 3.5). Включение УШРТ при больших напряжениях на ТРГ уже сопровождается опасными перенапряжениями.

Т а б л и ц а 3.5

Напряжение							Токи ТРГ		
включения тиристо- ров	в конце линии			на ТРГ					
	A	B	C	ав	вс	са	ав	вс	са
0	1,63	1,55	1,32	1,45	1,50	1,20	1,50	2,10	1,50
0,5	1,7	1,58	1,40	1,52	1,49	1,26	1,74	1,34	1,84
0,8	1,73	1,67	1,45	1,58	1,56	1,30	2,27	1,74	1,63
1,15	1,81	1,79	1,55	1,67	1,70	1,48	2,30	1,80	1,69

П р и м е ч а н и е. Все значения приведены в долях номинальных величин.

Поведение УШРТ в аварийных режимах работы ЛЭП характеризуется несколькими примерами. Сброс нагрузки при передаче по линии натуральной мощности, когда ШР отключены, а тиристорные вентили УШРТ заперты, приводит к резкому повышению напряжения. В табл. 3.6 в относительных единицах представлены параметры переходного процесса одной из самых опасных коммутаций при возникновении однофазного КЗ с его последующим односторонним отключением. Подключение УШРТ при напряжениях  $(1,15 - 1,25)U_{\text{ном}}$  обеспечивает уровень перенапряжений не более  $1,47U_{\text{ном}}$ .

Т а б л и ц а 3.6

Напряжение включения УШРТ	1,15	1,25
Напряжение на линии: <i>B</i> <i>C</i>	1,35 1,37	1,42 1,47
Напряжение на ТРГ: <i>bc</i> <i>ca</i>	1,24 1,28	1,37 1,42
Токи ТРГ: <i>bc</i> <i>ca</i>	1,65 1,71	1,72 1,83

Задержка отключения КЗ может привести к нарушению динамической устойчивости и асинхронному ходу электропередачи. В этом случае отключение линии осуществляется автоматикой ликвидации асинхронного хода и может произойти в момент максимального расхождения векторов, что приводит к значительным перенапряжениям на разомкнутом конце линии (табл. 3.7). Напряжения достигают предельных значений.

Т а б л и ц а 3.7

Напряжение включения УШРТ	1,15	1,25
Напряжение в конце линии: <i>A</i> <i>B</i> <i>C</i>	1,55 1,84 1,71	1,61 1,85 1,72
Напряжение на ТРГ: <i>ab</i> <i>bc</i> <i>ca</i>	1,45 1,72 1,65	1,51 1,73 1,66
Токи ТРГ: <i>ab</i> <i>bc</i> <i>ca</i>	1,74 1,86 2,15	1,57 1,80 2,10

Проведенный анализ коммутационных переходных процессов показывает:

1. При наличии в схеме УШРТ емкостных элементов целесообразно осуществлять их подключение с задержкой после включения линии с реакторно-тиристорной частью для уменьшения перенапряжений. Задержка определяется длительностью переходного процесса, равного 1,0 с. Секционный УШРТ, тиристорно-реакторные группы которого имеют ступенчатое управление, не содержит емкостных элементов, что делает его более подходящим для снижения коммутационных перенапряжений.

2. Степень готовности тиристорных вентилях УШРТ является определяющей при использовании его в качестве шунтирующего реактора линии. Наиболее предпочтительной является система управления тиристорными вентилями, имеющая независимый от силового напряжения источник питания, что обеспечивает необходимый уровень перенапряжений в линии и на элементах ТРГ. Требуемое быстродействие подключения полной мощности УШРТ с помощью тиристорных вентилях должно быть менее 10 мс от начала нарастания напряжения в конце ЛЭП, что в большей степени обеспечивается независимой системой управления тиристорами.

3. Включение длинной ЛЭП с УШРТ в конце линии при подключении ТРГ без задержки в момент начала нарастания напряжения в конце ЛЭП с последующим диодным режимом работы тиристорных вентилях ограничивает уровень перенапряжений в большей степени, чем обычный регулируемый ШР. Переходный процесс включения линии сопровождается двукратной перегрузкой тиристорных вентилях с затуханием процесса в течение 1,0 с, которая учитывается при выборе типа тиристоров. Кроме того, перегрузка тиристоров по току может быть существенно снижена плавным изменением в течение трех-четырех периодов промышленной частоты углов управления тиристоров за счет перевода ТРГ из диодного режима в номинальный режим 90-градусного управления.

4. Необходимость высокого быстродействия УШРТ определяется коммутационными процессами при включении ЛЭП и в меньшей степени ее отключением.

Рассмотрим особенности гашения дуги в паузу ОАПВ с помощью УШРТ.

Как показано в §2.3, при гашении дуги снижение токов подпитки осуществляется за счет компенсации емкости аварийной

фазы линии по отношению к неповрежденным фазам ( $C_{\phi\phi}$ ) и по отношению к земле ( $C_{\phi}$ ) с помощью эквивалентных индуктивностей схемы четырехлучевой звезды (три ШР и реактор в нейтрали). Аналогичное решение можно получить, применяя УШРТ. При этом вентили ТРГ необходимо полностью открыть, а на вторичной стороне трансформатора (см. рис. 3.1,а) подключить компенсационное сопротивление [25]. Но в этом случае, как и в схеме четырехлучевых реакторов, из двух фаз, оставшихся в работе, потребляется значительная реактивная мощность, что снижает пропускную способность неполнофазной линии в паузе ОАПВ. Специфика использования УШРТ для гашения дуги состоит в том, что его разделительный трансформатор, имеющий соединенные в треугольник вторичные обмотки с нагрузкой в виде ТРГ, без принятия специальных мер не выполняет задачу компенсации емкостных токов подпитки. Действительно, при подключении по концам ЛЭП трансформаторов со всеми реакторами ТРГ (вентили открыты) проводимость УШРТ (рис. 3.4) по прямой последовательности можно представить как

$$b_{1\text{УШРТ}} = \frac{Q_{\text{номУШРТ}}}{U_{\pi}^2}. \quad (3.1)$$

Сопротивление нулевой последовательности УШРТ определяется схемой соединения вторичных обмоток трансформатора и режимом работы нейтрали первичных обмоток, соединенных в звезду. Известно, что соединение вторичных обмоток в треугольник или звезду определит проводимость нулевой последовательности трансформатора тока как

$$\left. \begin{aligned} b_{0\text{УШРТ}}^{\Delta} &= \frac{1}{X_T}; \\ b_{0\text{УШРТ}}^Y &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

Компенсация токов подпитки дуги осуществляется при выполнении соотношений

$$\left. \begin{aligned} b_{1\text{УШРТ}} &= -b_1; \\ b_{0\text{УШРТ}} &= -b_0, \end{aligned} \right\} \quad (3.3)$$

где  $b_1 = b_{\phi} + b_{\phi\phi}$ ,  $b_0 = b_{\phi} - 2b_{\phi\phi}$  — проводимости линии прямой и нулевой последовательности.

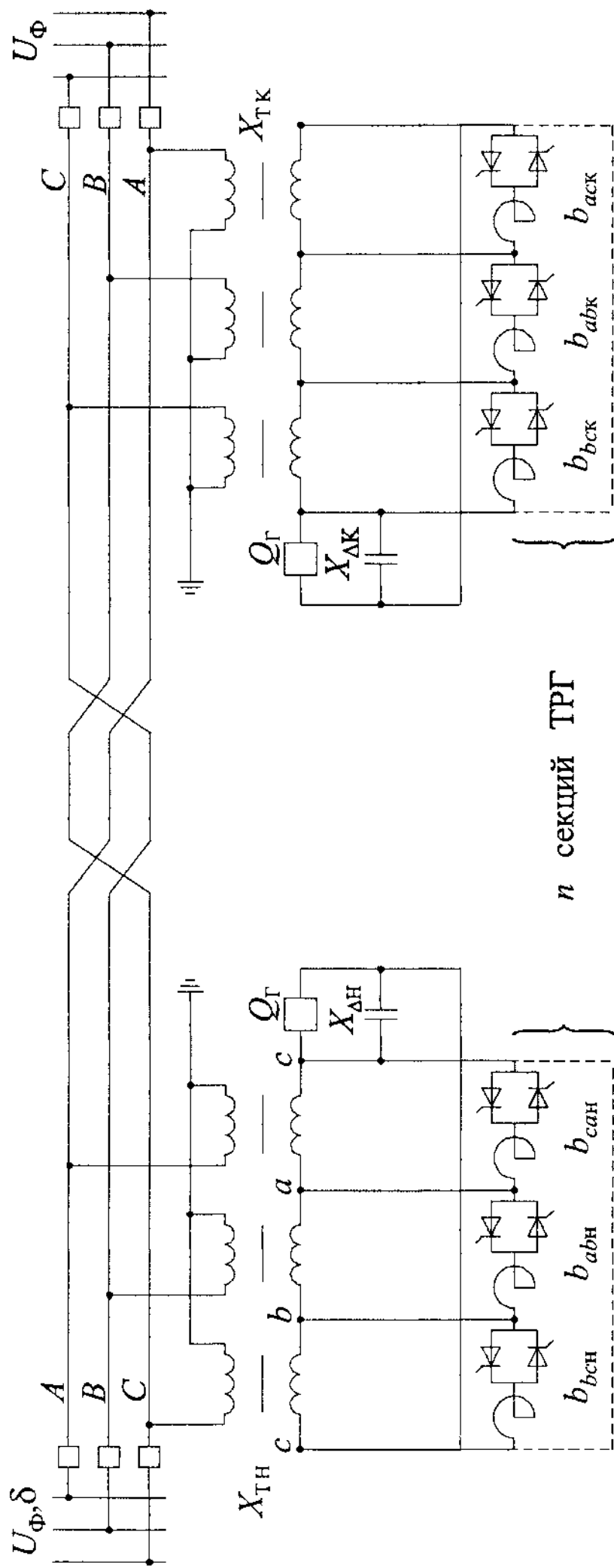


Рис. 3.4. Схема ЛЭП с УНРТ

Очевидно, что реализовать равенство (3.3) можно при соединении вторичных обмоток трансформатора в треугольник, снижая проводимость УШРТ нулевой последовательности, например включением в нейтраль трансформатора реактивного сопротивления  $X_N$ , определяемого из условия

$$b_{0\text{УШРТ}} = \frac{1}{X_\tau + 3X_N} = -b_0. \quad (3.4)$$

При этом напряжение на нейтрали трансформатора будет

$$U_N = U_\phi \frac{X_N}{X_\tau + 3X_N}, \quad (3.5)$$

что составит  $(0,3 - 0,33)U_\phi$  и потребует усиления изоляции нейтрали трансформатора. Размыкание треугольника трансформатора с сохранением связи ТРГ с его фазами позволит снизить проводимость нулевой последовательности и одновременно дополнительное реактивное сопротивление в нейтрали, обеспечив тем самым допустимое напряжение на нейтрали. А включение в разомкнутый треугольник  $X_\Delta$  (рис. 3.4), определяемого из выражения

$$X_\tau + \frac{X_\Delta X_{\text{ТРГ}}}{3X_{\text{ТРГ}} + X_\Delta} = \frac{1}{b_0}, \quad (3.6)$$

создает условия для глухого заземления нейтрали.

Таким образом, УШРТ с симметричным управлением тиристорных вентилей решают задачу компенсации тока подпитки дуги при соединении вторичных обмоток трансформатора в треугольник. Однако, как отмечалось выше, необходимость подключения ТРГ всех фаз загружает неповрежденные фазы линии значительной реактивной мощностью.

Задачу снижения потребления этой мощности с одновременной компенсацией токов подпитки дуги можно решить следующим образом. При однофазном КЗ и последующем отключении, например, фазы А линии подают команду на запирающие тиристоры фаз ТРГ, подключенных к фазам В и С линии (см. рис. 3.4), размыкают выключатель  $Q_\Gamma$ , тем самым вводя в треугольник реактивное сопротивление  $X_\Delta$ .

При этом

$$b_{av} = b_{ac} = 0, \quad (3.7)$$

а эквивалентные параметры схемы замещения УШРТ (рис. 3.5), приведенные к линии, определяются с учетом (3.7) как [26]:

$$\left. \begin{aligned} b_{AB_T} &= b_{CA_T} = \frac{K / X_T}{1 - X_T(1 - K)b_{ca}}; \\ b_{BC_T} &= -\frac{(1 / X_T - b_{ca})K}{1 - X_T(1 - K)b_{ca}}; \\ b_{A_T} &= \frac{b_{ca}(1 - K) - 3K / X_T}{1 - X_T(1 - K)b_{ca}}; \\ b_{B_T} &= b_{C_T} = \frac{(2b_{ca} - 3 / X_T)K}{1 - X_T(1 - K)b_{ca}}, \end{aligned} \right\} \quad (3.8)$$

где  $b_{ab}$ ,  $b_{bc}$  и  $b_{ca}$  — проводимости фаз ТРГ;  $b_{AB_T}$ ,  $b_{BC_T}$  и  $b_{CA_T}$  — эквивалентные междуфазные проводимости УШРТ;  $b_{A_T}$ ,  $b_{B_T}$  и  $b_{C_T}$  — эквивалентные фазные проводимости УШРТ;  $E_m$  — ЭДС взаимоиנדукции, наведенная в отключенной фазе токами неповрежденных фаз линии;  $K = \frac{X_T}{X_\Delta + 3X_T}$  — коэффициент.

Из рис. 3.5 вытекает условие компенсации токов подпитки до нулевого значения:

$$\left. \begin{aligned} b_{AB_T} &= b_{CA_T} = -\omega C_{\phi\phi}; \\ b_{A_T} &= -\omega C_\phi. \end{aligned} \right\} \quad (3.9)$$

Решая совместно (3.8) и (3.9), получим

$$\left. \begin{aligned} X_\Delta &= -\frac{1 - X_T\omega C_{\phi\phi}}{\omega C_{\phi\phi}}; \\ b_{ca} &= \frac{\omega(C_\phi + 3C_{\phi\phi})}{1 - X_T\omega(C_\phi + 2C_{\phi\phi})}. \end{aligned} \right\} \quad (3.10)$$

Анализ выражения (3.10) показывает, что в паузе ОАПВ в расщелку обмоток низшего напряжения трансформатора УШРТ должна быть включена емкость, значение которой, приведенное к напряжению линии, близко к междуфазной емкости линии ЛЭП. При этом проводимость секций ТРГ, подключенных к поврежденной фазе линии, близко к емкостной проводимости ЛЭП прямой последовательности. Из схемы замещения рис. 3.5, при равенстве

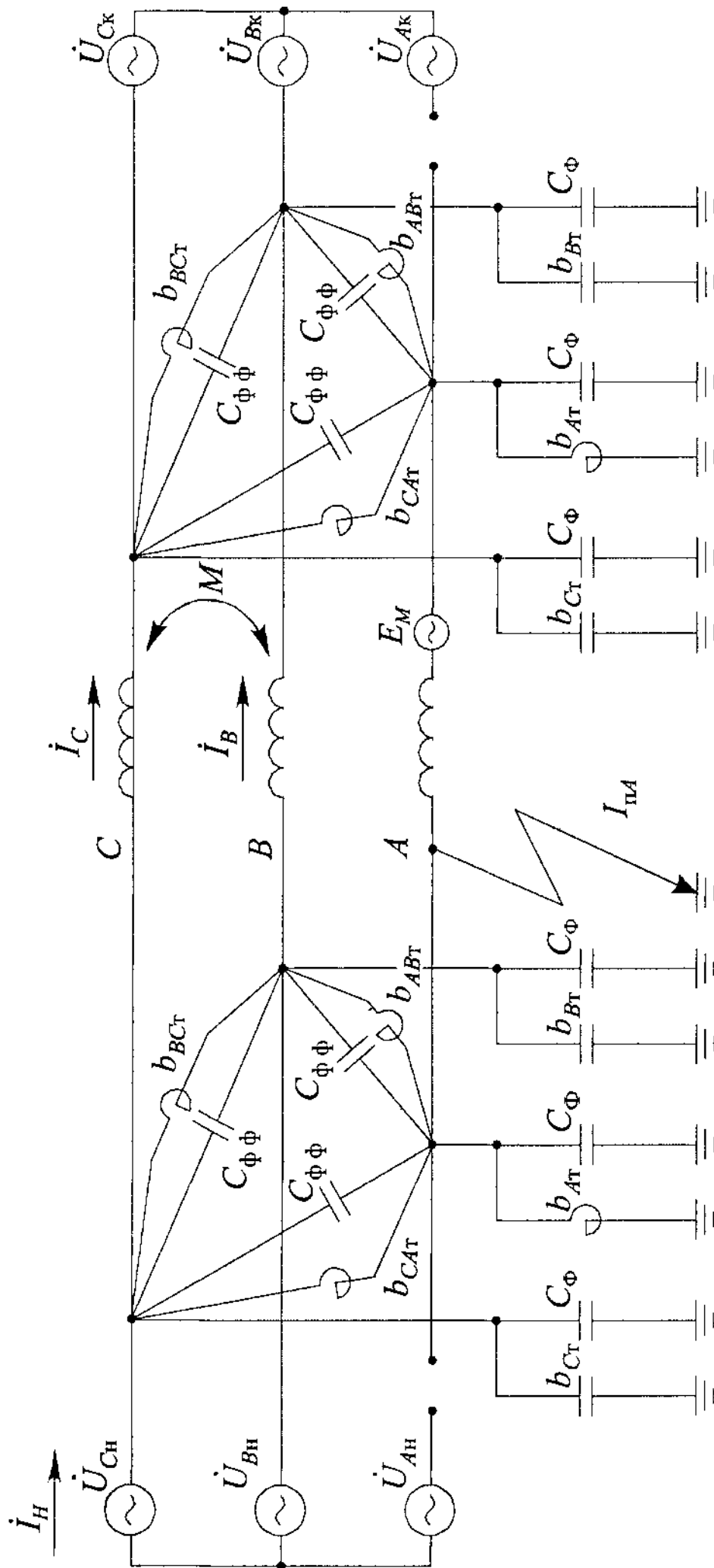


Рис. 3.5. Схема замещения ЛЭП в паузе ОАПВ

нулю напряжения на отключенной фазе, реактивная мощность, генерируемая в линию УШРТ, определится следующим образом:

$$Q_{\text{УШРТ}} = U_{\phi}^2 (b_{AB_r} + b_{CA_r} + 3b_{BC_r} + b_{B_r} + b_{C_r}); \quad (3.11)$$

и с учетом соотношений (3.8)–(3.10)

$$Q_{\text{УШРТ}} = U_{\phi}^2 \omega C_{\phi\phi} \frac{1 + X_r \omega C_{\phi\phi}}{1 - X_r \omega (C_{\phi} + 2C_{\phi\phi})}. \quad (3.12)$$

Отсюда следует, что УШРТ генерирует реактивную мощность в неповрежденные фазы ЛЭП, примерно равную реактивной мощности, вырабатываемой емкостью с реактивным сопротивлением  $X_{\Delta}$ . Заметим, что реальная транспозиция проводов линии учитывается средним из шести значений междупазных и фазных емкостей в начале и конце ЛЭП. Расчетами установлено, что в этом случае полная с помощью УШРТ компенсация  $C_{\phi\phi\text{ ср}}$  и частичная (0,72—0,91) компенсация  $C_{\phi\text{ ср}}$  позволяют снизить до приемлемого уровня как ток подпитки дуги, так и восстанавливающееся напряжение на отключенной фазе в паузе ОАПВ. Результаты расчетов для ЛЭП 1150 кВ длиной 330 км показаны на рис. 3.6 и 3.7. Влияние угла передачи  $\delta$  учитывалось ЭДС взаимной индукции  $E_m$  в схеме замещения на рис. 3.5. Токи подпитки удается снизить до практически нулевых значений только при  $\delta = 0$ . В диапазоне реальных углов  $-60^\circ \leq \delta \leq 60^\circ$  реверсивной электропередачи токи подпитки не превышают 40 А, а восстанавливающееся напряжение — 35% фазного напряжения, что отвечает условию надежного гашения дуги. При этом оба УШРТ генерируют около 50 Мвар реактивной мощности в неповрежденные фазы линии за счет емкостей, включенных в разомкнутый треугольник вторичных обмоток трансформаторов. Определено, что в режиме гашения дуги напряжение и ток конденсаторной батареи и обмоток трансформатора не превышают допустимых значений.

Рассмотренный алгоритм гашения дуги был проверен на цифровой модели с учетом протекания переходных процессов. Расчеты проводились в несколько этапов. На первом этапе устанавливался предаварийный режим электропередачи с углом  $\delta$ . На следующем моделировалось однофазное КЗ введением на одной из фаз сопротивления 1 Ом фаза—земля. Через 0,045 с аварийная

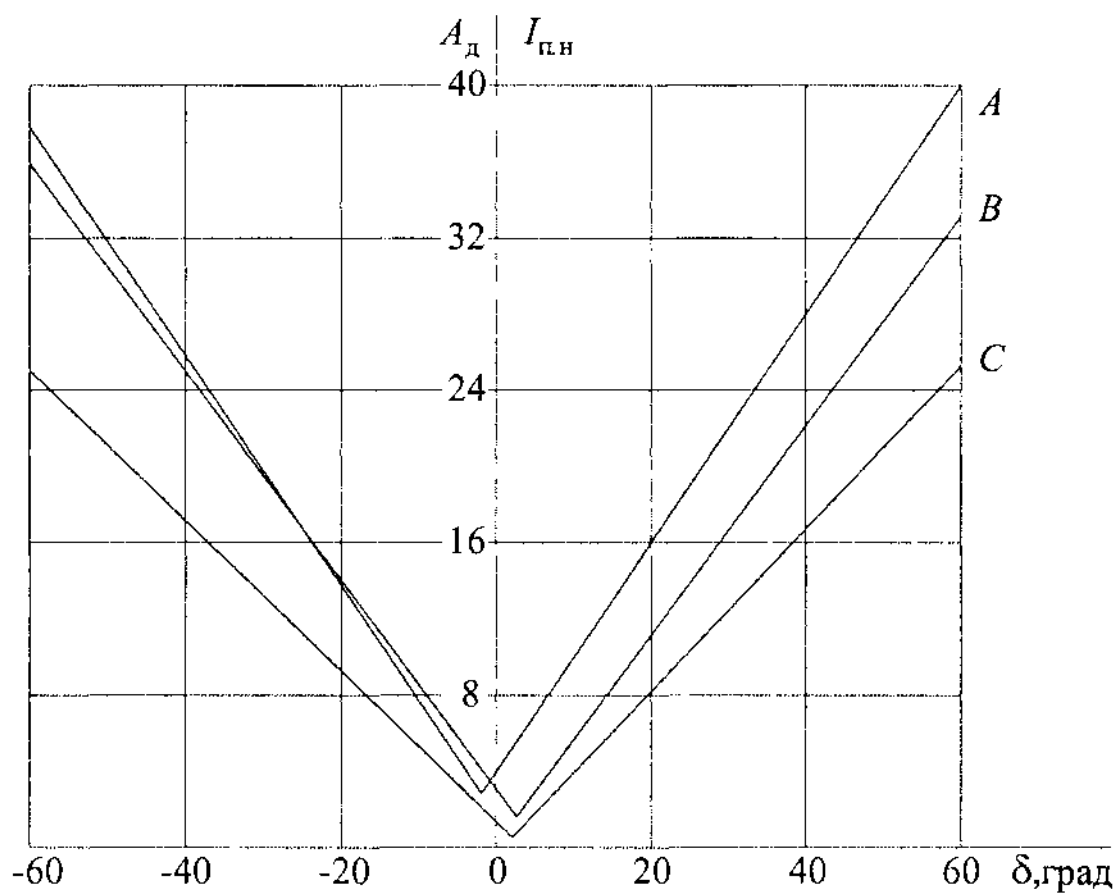


Рис. 3.6. График зависимости токов подпитки дуги от угла  $\delta$  при КЗ в начале линии

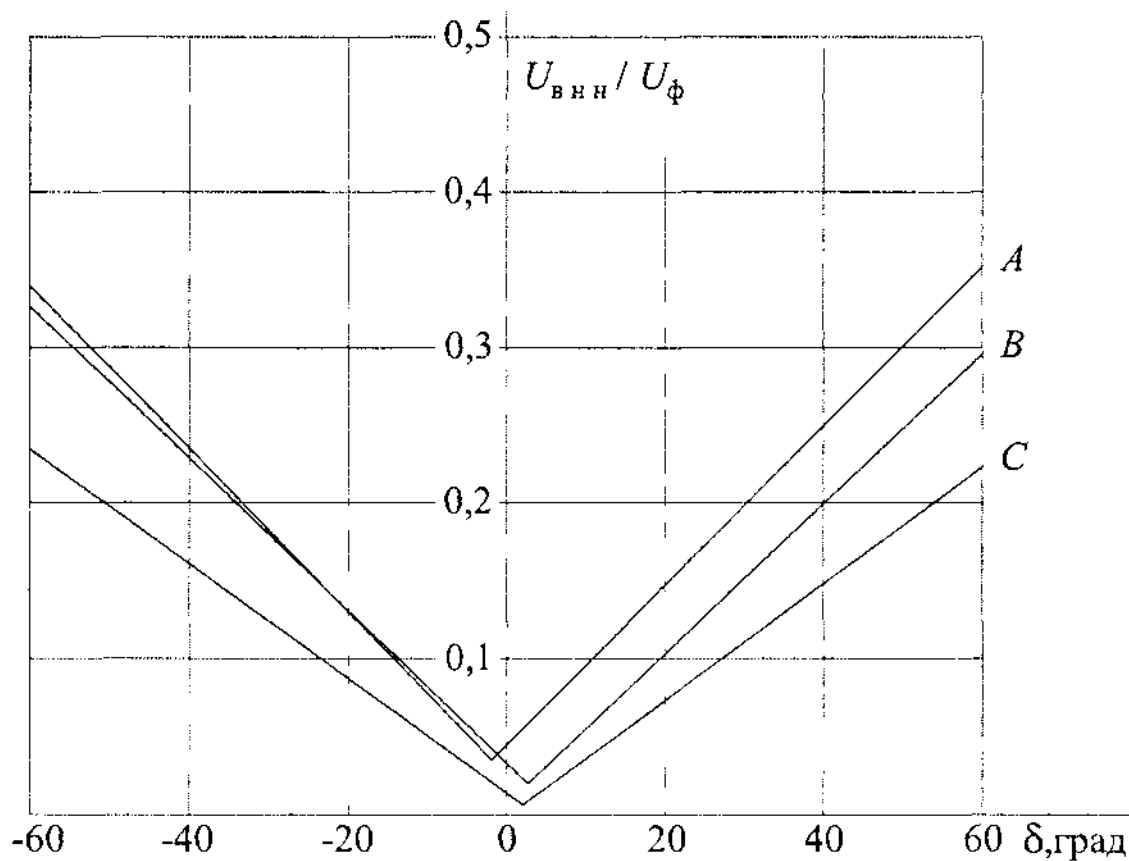


Рис. 3.7. График зависимости восстанавливающихся напряжений после погасания дуги от угла  $\delta$

фаза отключалась с обоих концов выключателями. Спустя 0,1 с замыкался треугольник трансформатора УШРТ с введением в него комплексного сопротивления. Через 0,2 с от момента отключения КЗ ТРГ неповрежденных фаз линии переводились в режим ХХ, а ТРГ аварийной фазы переводилась в режим компенсации фазной емкости для снижения тока подпитки. В промежуток времени от 0,2 до 0,35 с протекающий переходный процесс заканчивался погасанием дуги и восстановлением напряжения на отключенной фазе. При этом оптимизация переходного процесса и его затухание достигалось подключением последовательно с емкостью  $X_{\Delta}$  активного сопротивления, равного  $X_{\Delta}$ .

Из проведенного анализа гашения дуги с помощью УШРТ следует, что:

1) секционный принцип построения УШРТ при соединении тиристорно-реакторных групп в треугольник и обмоток трансформатора по схеме звезда—треугольник позволяет разделить гашение дуги в аварийной фазе и регулирование напряжения в неповрежденных фазах линии на независимые функциональные задачи с одновременным исключением генерации высших гармоник тока;

2) гашение дуги осуществляется включением в рассечку обмоток трансформатора конденсаторной батареи, емкость которой определяется междуфазной емкостью линии, и частичной (70—95%) компенсацией емкости фазы линии на землю с помощью тиристорно-реакторных групп данной фазы, а увеличение напряжения на неповрежденных фазах — переводом в режим ХХ тиристорно-реакторных групп двух других фаз. При этом мощность конденсаторной батареи составляет не более 5% мощности УШРТ. Введение в разомкнутый треугольник трансформатора равных активного и емкостного сопротивлений обеспечивает погасание дуги за время примерно 0,4 с, что соответствует паузе ОАПВ около 0,6 с.

### **3.3. Управляемые реакторы с подмагничиванием постоянным током (УШРП)**

Управляемые реакторы типа УШРП различают по способу подмагничивания, конструкции, режимам намагничивания и компенсации высших гармоник тока, генерируемых самим устройством [19]. Существуют три основных вида подмагничивания реакторов:

продольное, поперечное и кольцевое. При продольном, поперечном и продольно-поперечном подмагничивании мощные реакторы имеют магнитопроводы стержневого типа (шихтованные или стыковые), которые могут выполняться как плоскими, так и пространственными или симметричными. Реакторы с кольцевым подмагничиванием конструктивно напоминают электрическую машину с заторможенным ротором. Для ограничения уровня высших гармоник, выходящих из реакторов в сеть, помимо фильтров применяют специальные схемы соединения обмоток, расщепление магнитопровода, специальные режимы намагничивания, немагнитные зазоры на пути рабочего магнитного потока и т.д.

*В реакторах с продольным подмагничиванием* управляющий постоянный магнитный поток совпадает по направлению с переменным рабочим потоком, как в обычных магнитных усилителях. Четные гармоники сетевого тока исключаются тем, что каждая фаза реактора имеет два магнитопровода, охваченных обмоткой управления. Компенсация высших нечетных гармоник тока обеспечивается за счет параллельного включения нескольких групп реакторов, обмотки которых соединяются в правый и левый зигзаги. Управляемые реакторы с продольным подмагничиванием и компенсационными обмотками (конструкции Фридлендера и Таллиннского политехнического института) имеют резко нелинейные вольт-амперные характеристики. Причем степень нелинейности возрастает с уменьшением подмагничивания. Нелинейность характеристик реактора при подключении его к шинам подстанции может вызывать автопараметрические колебания в контуре реактор — сеть с частотами 100, 150 Гц и т.д. Поэтому в каждом случае их конкретного применения требуется оценка возможности возникновения автопараметрических и феррорезонансных явлений и их исключения дополнительными средствами.

*В реакторах с поперечным подмагничиванием* управляющий постоянный магнитный поток направлен перпендикулярно переменному рабочему потоку. Благодаря этому характеристики намагничивания по продольной оси симметричны относительно начала координат. При этом четные гармоники в рабочем токе вообще не возникают, а нечетные монотонно убывают с ростом подмагничивания. Реакторы такого типа имеют практически линейные вольт-амперные характеристики, наклон которых определяется током управления. Кроме того, отсутствие прямой электро-

магнитной связи между управляющими и рабочими обмотками облегчает получение высокого быстродействия. Поэтому поперечное подмагничивание имеет ряд преимуществ перед продольным, однако уступает в эффективности подмагничивания (приращение реактивной мощности на единицу напряженности управляющего поля), а конструктивно и технологически реакторы с поперечным подмагничиванием сложнее, чем с продольным.

*В реакторах с продольно-поперечным подмагничиванием* магнитопроводы имеют участки как с продольным, так и с поперечным подмагничиванием. Расположение всей подмагничиваемой зоны внутри основных обмоток создает благоприятные условия для формирования такого переменного магнитного поля реактора, при котором потоки рассеяния и связанные с ними добавочные потери в элементах конструкции будут невелики. Немагнитные зазоры на пути рабочего потока линеаризуют вольт-амперные характеристики, что уменьшает высшие гармоники в рабочем токе за счет уменьшения диапазона регулирования реактивной мощности реактора, а также практически исключает возникновение автопараметрических колебаний и феррорезонансных явлений при подключении реактора к шинам подстанции.

*Реакторы с кольцевым подмагничиванием* [27] содержат основную обмотку, расположенную в пазах статора, и обмотку управления тороидального типа, равномерно намотанную на ротор и создающую подмагничивание. Между ротором и статором может быть воздушный зазор, как в электрических машинах. Однако возможно конструктивное исполнение реактора и без зазора. Такое расположение обмоток можно рассматривать как совокупность многочисленных стержней, а схему их соединения как многократный зигзаг, обеспечивающий минимальное (до 2%) содержание высших гармоник. Регулировочные характеристики реактора аналогичны характеристикам реактора с продольным подмагничиванием и имеют существенную нелинейность со всеми описанными выше последствиями. Так как между сетевой и управляющей обмотками отсутствует прямая электромагнитная связь, то данная конструкция позволяет получить достаточно высокое быстродействие при изменениях реактивной мощности. Недостатками по сравнению со стержневыми реакторами являются относительно низкий класс напряжения, на который может быть выполнена сетевая обмотка, невозможность пофазного управления и технологическая сложность изготовления.

В последние годы в России обоснованы принципы создания новых управляемых реакторов магнитовентильного типа, относящихся к реакторам с продольным подмагничиванием и являющихся, по мнению разработчиков, наиболее подходящими для применения в электрических сетях энергосистем. В их основу положена идея сильного, близкого к предельному насыщению рабочих участков магнитопровода в номинальном режиме, в то время как остальная часть магнитопровода остается ненасыщенной [16]. Интенсивность использования электротехнической стали при этом в десятки раз превышает уровень нагрузок, рекомендованных ранее для подмагничиваемых устройств. На рис. 3.1,б приведена принципиальная схема управляемого шунтирующего реактора с подмагничиванием (УШРП), который состоит из двух замкнутых магнитопроводов  $M_1$ ,  $M_2$ , рабочих сетевых обмоток  $AX$ , обмоток управления  $ax$ , силового тиристорного блока  $СБ$ , создающего постоянную составляющую тока управления, блока управления тиристорами  $БУ$  и автоматического регулятора  $АР$ . Рабочие обмотки трех фаз УШРП соединяются в звезду, а обмотки управления  $ax$  — в треугольник для исключения в сетевом токе высших гармоник, кратных трем. Направление постоянной составляющей тока выбрано так, что магнитопроводы  $M_1$  и  $M_2$  подмагничиваются в противоположных направлениях, как в классическом магнитном усилителе. При нулевом токе подмагничивания ( $I_n = 0$ ) мощность реактора равна мощности  $XX$ . Номинальный ток подмагничивания переводит реактор в режим работы с номинальной мощностью. На рис. 3.1,б показан также режим номинального тока (кривая 1) для одного магнитопровода реактора с подмагничиванием, которое соответствует напряженности  $H_0$  и индуктивности  $B_0$  постоянного магнитного потока.

Аналогичные процессы происходят и во втором магнитопроводе в следующем полупериоде переменного напряжения, которые образуют отрицательную полуволну тока. При этом синусоидальная кривая тока непрерывна и не содержит высших гармоник тока. Кривая 2 сетевого тока характеризует его форму в промежуточных режимах подмагничивания, что вызывает появление в нем высших гармоник — 3, 5, 7-й и т.д. Мощность преобразователя  $СБ$  для управления УШРП составляет 2-3% мощности реактора, что является очевидным достоинством рассматриваемой конструкции УШР. На рис. 3.8,а приведена реальная вебер-амперная

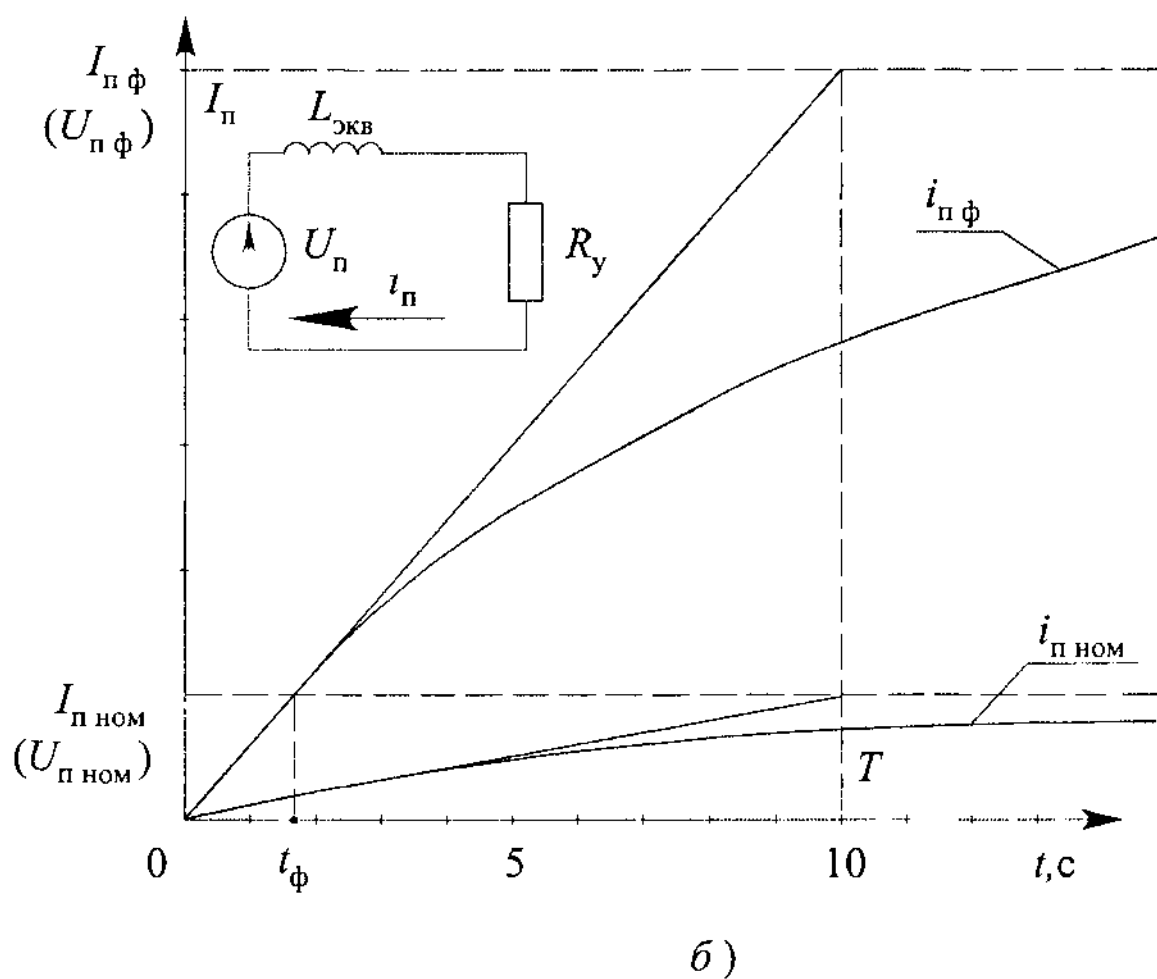
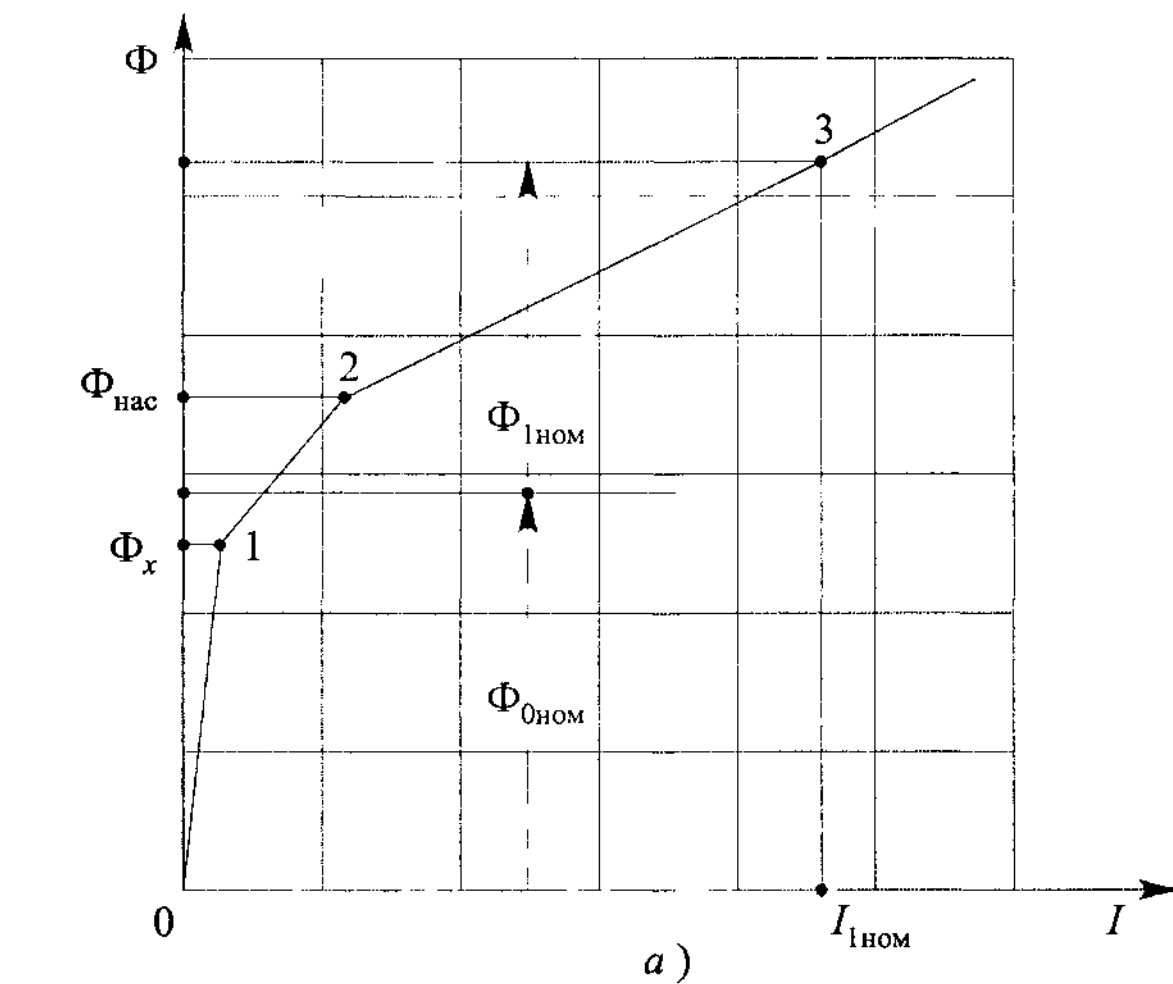


Рис. 3.8. Вебер-амперная характеристика и ток управления УШРП

характеристика (ВАХ) управляемого реактора мощностью 60 Мвар в фазе. Введены следующие обозначения:  $\Phi_x$  — переменный поток в режиме холостого хода,  $\Phi_{\text{ном}}$  — постоянный поток в номинальном режиме,  $\Phi_{\text{нас}}$  — поток насыщения,  $\Phi_{\text{I ном}}$  — переменный поток в номинальном режиме,  $I_{\text{I ном}}$  — амплитудное значение тока сетевой обмотки в номинальном режиме. Участок 1-2 ВАХ образован для снижения 5 и 7-й гармоник сетевого тока.

На наш взгляд, не углубляясь в физические процессы данной нелинейной магнитной системы, УШРП со стороны обмотки управления и источника постоянного напряжения СБ (рис. 3.1,б) можно представить инерционным звеном первого порядка (рис. 3.8,б), в котором  $R_y$  — активное сопротивление обмотки управления реактора,  $L_{\text{экв}}$  — эквивалентная индуктивность. Как показано в [20], эквивалентная постоянная времени звена  $T = L_{\text{экв}}/R_y = 10$  с. Поэтому приложение к обмотке управления номинального постоянного напряжения  $U_{\text{п ном}}$  вызовет нарастание тока управления  $i_{\text{п ном}}$  и соответственно сетевого тока с указанной постоянной времени (рис. 3.8,б). Увеличением  $U_{\text{п ном}}$ , например, до  $U_{\text{п ф}}$  (режим форсировки) при той же постоянной времени достигается существенное снижение времени  $t_{\text{ф}}$ , при котором ток управления и соответственно мощность реактора становятся номинальными. Следовательно, использование многократного увеличения постоянного напряжения управления по сравнению с номинальным значением повышает скорость набора мощности реактора. При этом, очевидно, необходимая мощность источника постоянного напряжения возрастает. Однако, используя для повышения быстродействия режимы форсировки и соответственно расфорсировки в критических случаях (аварии, работа ограничительных устройств и т.д.), в обычных условиях работы замкнутой системы регулирования при малых колебаниях напряжения на шинах подстанции отработка сигнала рассогласования будет происходить очень медленно, что может привести к потере устойчивости, особенно при значительных передаваемых по отходящим линиям мощностях. Этот вопрос требует более углубленных исследований. Кроме того, проблематичным является применение УШРП для гашения дуги в паузе ОАПВ, когда напряжение на отключенной фазе линии незначительно и меньше напряжения, соответствующего точке 1 характеристики рис. 3.8,а, что может существенно увеличить время перехода УШРП в требуемый режим гашения дуги. В результате задача

гашения дуги может быть не выполнена. В настоящее время ведутся работы по разработке УШРП мощностью  $3 \times 60$  Мвар независимо Московским электрозаводом и Научно-техническим центром ВЭИ (г.Тольятти) с участием ряда заводов для подключения на шины подстанции, т.е. без выполнения функций ограничения перенапряжений при коммутациях ЛЭП и гашения дуги в паузе ОАПВ.

В состав трехфазной группы управляемых шунтирующих реакторов, разрабатываемых МЭЗ, будут входить:

три однофазных масляных управляемых реактора (электромагнитное устройство) мощностью 60 МВ•А, напряжением  $525/\sqrt{3}$  кВ типа РОУДЦ-60000/500У1;

три промежуточных однофазных трансформатора для питания трех управляемых однофазных тиристорных преобразователей, образующих постоянный ток обмоток управления реакторов;

система регулирования.

В однофазном управляемом реакторе используется двухстержневая магнитная система с двумя боковыми ярмами для прохождения постоянного магнитного потока. Стержни разделены на части немагнитными зазорами, изменяющимися по радиусу стержня, для снижения высших гармоник в токе реактора. На каждом стержне реактора располагается обмотка управления (НН), расщепленная на две одинаковые части, и сетевая обмотка (ВН). Для повышения быстродействия при регулировании мощности части обмоток ВН и НН транспонируются. Части обмоток НН соединяются по мостовой схеме, в диагональ которой включается управляемый тиристорный преобразователь для регулирования постоянного напряжения. Обмотки ВН трех фаз соединяются по схеме звезды с заземленной нейтралью, а обмотки НН — по схеме треугольника для компенсации третьей гармоники и питания тиристорных преобразователей через промежуточные трансформаторы.

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УШРП

Номинальное линейное напряжение обмоток

ВН ..... 500 кВ

НН ..... 35 кВ

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение обмотки ВН... 525 кВ

Номинальный ток

ВН ..... 198 А

НН ..... 1715 А

Номинальная мощность .....	3×60 МВ·А
Ток ХХ при номинальном напряжении .....	5%
Напряжение КЗ ВН–НН .....	45%
Потери ХХ .....	3×50 кВт
Потери КЗ .....	3×280 кВт
Суммарные потери при номинальной мощности, не более .....	3×350 кВт
Диапазон регулирования мощности .....	1:20
Среднеквадратичное значение высших гармоник тока в обмотках ВН по отношению к номинальному току, не более .....	2%
при разомкнутом треугольнике обмоток НН .....	15%
Время перехода из режима ХХ в номинальный режим при форсированном управлении, не более .....	0,3 с
Номинальный выпрямленный ток обмотки управления .....	1640 А
Номинальное выпрямленное напряжение .....	54 В
Предельное форсировочное выпрямленное напряжение .....	630 В

В табл. 3.8 приведены массо-габаритные показатели одной фазы УШРП.

Т а б л и ц а 3.8

Тип	Мощ- ность, МВ·А	L, м	B, м	H, м	Масса, т			
					при транспор- тировке	активной части	полная	масла
РОУДЦ- 60000/500У1	60,0	8,2	5,7	9,7	115	71	133	35

Сравнивая массу фазы УШРП с массой обычного шунтирующего реактора типа РОДЦ-60000/500У1 (см. табл. 2.3), можно сделать вывод о том, что управляемость реактора достигается ценой увеличения его массы и соответственно стоимости более чем в 2 раза, имея также в виду наличие промежуточных трансформаторов и преобразователей системы управления и регулирования.

### 3.4. Управляемый тиристорами трансреактор (УТРТ)

В 70-е годы компания “ВВС” разработала и внедрила на ПС 735 кВ в Канаде СТК мощностью 450 Мвар, в индуктивной части

которого по сравнению со схемой рис. 3.1,а реакторы *LRI* были совмещены с реактивностью рассеяния согласующего трансформатора *T*. Другими словами, трансформатор имел индуктивность рассеяния, равную 100%. Ток трансреактора регулировался изменением углов управления одной равнозначной по мощности тиристорной группой. При этом в токе присутствовали 5, 7-я и т.д. гармоники. Третья гармоника исключалась соединением вторичных обмоток трансреактора в треугольник. В дальнейшем эта идея получила развитие в работе [21]. Варианты схемы УТРТ приведены на рис. 3.1,в. По принципу действия они не отличаются от схемы рис. 3.1,а. Однако позже авторы отказались от многоступенчатого принципа изменения реактивной мощности УТРТ и вернулись к одноступенчатому плавному ее регулированию за счет фазового управления тиристорными вентилями одной мощной группы. Возникающие при этом высшие гармоники тока исключаются соединением в треугольник дополнительных компенсационных обмоток трансреактора и подключением фильтров 5, 7 и 11-й гармоник к отпайкам его вторичных обмоток. Таким образом, состояние разработки УШР данного типа можно оценить как начальное, находящееся на стадии выбора схемы и предварительной проработки конструкции трансреактора.

### 3.5. Управляемый шунтирующий реактор на основе вакуумно-реакторных групп (УШРВ)

Рассматриваемая конструкция УШР является упрощенным вариантом более сложного реактора, описание которого приведено в §3.2, а схема — на рис. 3.1,а. Упрощение и соответственно снижение стоимости достигается заменой тиристорных вентиляей на вакуумные выключатели. На рис. 3.9 показана схема трехсекционного управляемого реактора такой конструкции.

Управляемый реактор работает следующим образом. При изменении напряжения на шинах ПС (или передаваемой по линии мощности) автоматический регулятор *АР* с помощью распределителя управляющих воздействий *РУВС* подключает или отключает ступенями необходимое количество реакторных секций, воздействуя тем самым на потребляемую реактивную мощность и обеспечивая поддержание напряжения в заданных уставкой пределах.



При гашении дуги подпитки в паузе ОАПВ поврежденной фазы линии используется способ несимметричного управления реакторов фаз, описанный в п.3.2. Этот способ реализуется отключением однополюсных выключателей  $Q2$  и выключателя  $Q3$ , который вводит в разомкнутый треугольник вторичных обмоток трансформатора конденсаторную батарею  $KB$  мощностью около 5% мощности УШРВ. Для защиты УШРВ при КЗ в различных элементах используются стандартные защиты, воздействующие на отключение основного выключателя  $Q1$ .

Отметим, что для гашения дуги подпитки можно использовать традиционный способ, при котором в нейтраль трансформатора на время гашения дуги подключается реактор  $LR_0$  с помощью выключателя  $Q_0$ , а на вторичной стороне включаются реакторы  $LR$  всех трех фаз выключателями  $Q2$  и выключателем  $Q3$  размыкается треугольник обмоток (батарея  $KB$  отсутствует). При этом, как и с обычными ШР, образуемая четырехлучевая звезда скомпенсирует паразитные емкости и погасит дугу подпитки в месте КЗ.

Проведенные расчеты и экспериментальные исследования процессов отключения реакторов с помощью вакуумных выключателей, сопровождаемых током среза около 6 А, показали, что ограничение перенапряжений и восстанавливающихся на полюсах напряжений до допустимых уровней достигается подключением к контактам выключателя со стороны реакторов демпфирующей цепи с примерными параметрами  $R = 100$  Ом,  $C = 0,25$  мкФ. При этом снижается коммутационный выброс напряжения и демпфируются высокочастотные колебания в контуре «паразитная емкость ошиновки и реактора — индуктивность реактора». Кроме того, целесообразно со стороны обмотки трансформатора установить ОПН для исключения маловероятных недопустимых перенапряжений.

В табл. 3.9 приведен состав серийного оборудования, реализующего УШРВ мощностью 225 Мвар на напряжение 500 кВ по схеме рис. 3.9. Указанные в табл. 3.9 масляные реакторы типа РОД-30000/35 могут быть заменены на сухие реакторы наружной установки без магнитопровода и масла, конструкция которых рассматривается ниже. В табл. 3.10 даны характеристики согласующего трансформатора ТДЦ-250000/500, а в табл. 3.11 характеристики, определяющие параметры и габаритные размеры масляного реактора типа РОД-30000/35.

Т а б л и ц а 3.9

Обозначение	Оборудование	Тип	Изготовитель
<i>T</i>	Трансформатор	ТДЦ-250000/500	ЗТЗ
<i>LR</i>	Реактор (9 шт.)	РОД-30000/35	МЭЗ
<i>Q1</i>	Выключатель	ВВБК-500-50-3200У1 (ВГЦ-500-II-40-3150У1)	С.-П. Электроаппарат Уралэлектротяжмаш
<i>Q2, Q3</i>	Выключатель (10 шт.)	ВВК-27,5-1600УХЛ1	Урал ЭТМ
<i>KB</i>	Конденсаторная батарея	KB-15000/20	НПЦ «Энерком»
<i>AP</i>	Автоматический регулятор	АРЦ-500	НПЦ «Энерком»
<i>РУВС</i>	Распределитель и синхронизатор управляющих воздействий	РУШ-500	НПЦ «Энерком»

Т а б л и ц а 3.10

Парамстр	Значение	Примечание
Номинальная мощность, МВ•А	250	—
Группа соединения	$Y_n/D-11$	—
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	525	линейное
Номинальное напряжение вторичной обмотки, кВ	20	—
Напряжение КЗ, %	13	$X_{тр} = 0,624$ Ом по отношению к 20 кВ
Ток ХХ, %	0,45	—
Потери, кВт		
ХХ	205	—
КЗ	590	—
Габариты, м		
<i>L</i>	11,15	—
<i>B</i>	5,35	—
<i>H</i>	9,85	—
Полная масса, т	275	—
Мощность двигателей системы охлаждения, кВт	44,4	—

Т а б л и ц а 3.11

Параметр	Значение	Примечание
Номинальная мощность, МВ•А	30	—
Номинальное напряжение, кВ	22,2	$38,5/\sqrt{3}$
Номинальный ток, А	1350	—
Индуктивность, Гн	0,052	Требуется 0,045 Гн
Сопротивление, Ом	16,33	и 14,2 Ом
Габариты, м		
<i>L</i>	5,3	Могут быть
<i>B</i>	3,5	уменьшены за счет
<i>H</i>	5,2	монтажа радиаторов
		на баке
Полная масса, т	31	

Отметим, что наличие индуктивности рассеяния трансформатора ( $e_k = 13\%$ ) несколько снизит сопротивление реакторов  $LR$ , которое при сохранении их номинального тока 1350 А определится значением 14,2 Ома (вместо паспортного 16,33 Ома). Это обстоятельство несколько снизит стоимость реакторов за счет снижения количества медного обмоточного провода. При этом мощности ступеней УШРВ определятся как  $Q_1 = 81$  Мвар,  $Q_2 = 74$  Мвар и  $Q_3 = 70$  Мвар за счет разного относительного влияния  $e_k$  трансформатора на вторичное напряжение по мере увеличения количества подключаемых секций. Собственно номинальная мощность УШРВ будет равна 225 Мвар с диапазоном регулирования от 0,45 (1 Мвар) до 100% (225 Мвар) за время 0,2 с, определяемое временем включения выключателей, при отсутствии высших гармоник тока во всем диапазоне регулирования.

В настоящее время из-за снижения уровня электропотребления в условиях недостаточной компенсации зарядной мощности ЛЭП в ряде энергосистем наблюдается повышение напряжения, особенно в ночное время суток и в выходные дни, сверх допустимого уровня со всеми отрицательными последствиями, связанными с выходом из строя и снижением срока службы электрооборудования подстанций и станций. Анализ режимов работы ЕЭС России на перспективу до 2005 г. показал, что, несмотря на некоторый рост электропотребления в этот период, повышение напряжения в основных системообразующих электрических сетях будет сохраняться и в будущем. Отметим, что все применяемые на подстанциях 220 — 750 кВ автотрансформаторы имеют третичные обмотки

напряжением 10, 15, 35 кВ, которые предназначены для подключения синхронных компенсаторов реактивной мощности или используются для питания собственных нужд подстанций. Как правило, эти обмотки свободны, а сами автотрансформаторы недогружены в связи со снижением электропотребления.

Поэтому рассмотренные выше вакуумно-реакторные группы могут найти применение для нормализации уровней напряжения, в том числе и при суточном регулировании реактивной мощности, путем их подключения к третичным обмоткам существующих автотрансформаторов. Такое решение значительно упрощает и удешевляет управляемую компенсацию реактивной мощности. На рис. 3.10 в качестве примера показана схема управляемого компенсирующего устройства (УКУ) мощностью от 30 до 90 Мвар. Условные обозначения:

*ВРГ1 — ВРГ3* — ступени регулирования от 10 до 30 Мвар;  
*LR* — сухой реактор, исполняемый в виде одной или двух полуобмоток (частей);

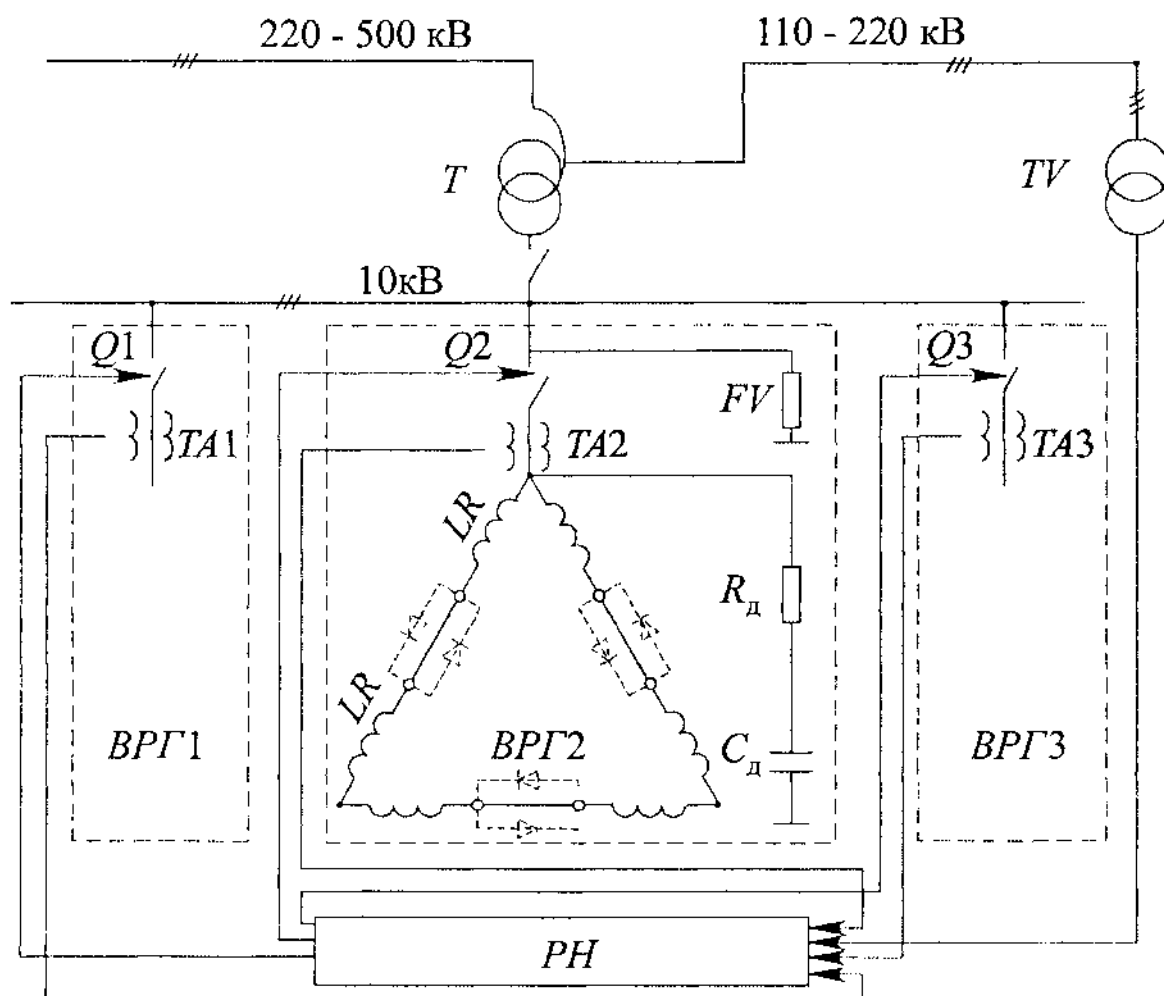


Рис. 3.10. Схема УКУ

$Q1 - Q3$  — вакуумные выключатели;  
 $TV, TA1 - TA3$  — трансформаторы напряжения и тока;  
 $R_d, C_d$  — цепи демпфирования (100 Ом, 0,25 мкФ);  
 $FV$  — ограничитель перенапряжений типа ОПНКС/TEL-10УХЛ;  
 $RH$  — регулятор напряжения.

Регулирование напряжения может осуществляться как по напряжению 110–220 кВ (показано на схеме), так и по напряжению 500 кВ с переключением измерительных цепей  $RH$  на  $TV$  500 кВ. Выполнение фазы реактора ВРГ в виде двух частей позволит в дальнейшем использовать тиристорные вентили (на рис. 3.10 показаны пунктиром) с целью повышения быстродействия регулирования реактивной мощности, если в этом будет необходимость.

АО «Мосэлектросит» изготавливает КРУ типа К105, комплектующие вакуумными выключателями со следующими техническими характеристиками:

Номинальное напряжение .....	10 кВ
Наибольшее рабочее напряжение .....	12 кВ
Номинальный ток .....	2000 А
Ток отключения .....	31,5 кА
Наибольший сквозной ток (электродинамическая стойкость) .....	80 кА
Ток термической стойкости в течение 3 с .....	31,5 кА
Время отключения .....	0,05 с
Время включения .....	0,2 с
Механическая износостойкость с заменой камер через 20000 циклов .....	40000 циклов
Коммутационная износостойкость выключателя при номинальном токе .....	40000 циклов
Коммутационная износостойкость при отключении тока КЗ 31,5 кА (с заменой камер через 50 циклов ВО) .....	100

На рис. 3.11 и 3.12 показаны конструкции сухих реакторов на напряжение 10 и 35 кВ. Производятся реакторы на напряжение 10 кВ мощностью трех фаз до 30 Мвар, напряжением 15 кВ до 55 Мвар и 35 кВ до 75 Мвар. Сухие реакторы изготавливаются из специального провода типа ПАЭРТ по ТУ 16.К80-02-88 и имеют высокую добротность с потерями около 3 Вт/квар. Реакторы соответствуют ТУ 16-ИАВК.435642.003ТУ и предназначены для наружной установки с климатическим исполнением УХЛ.

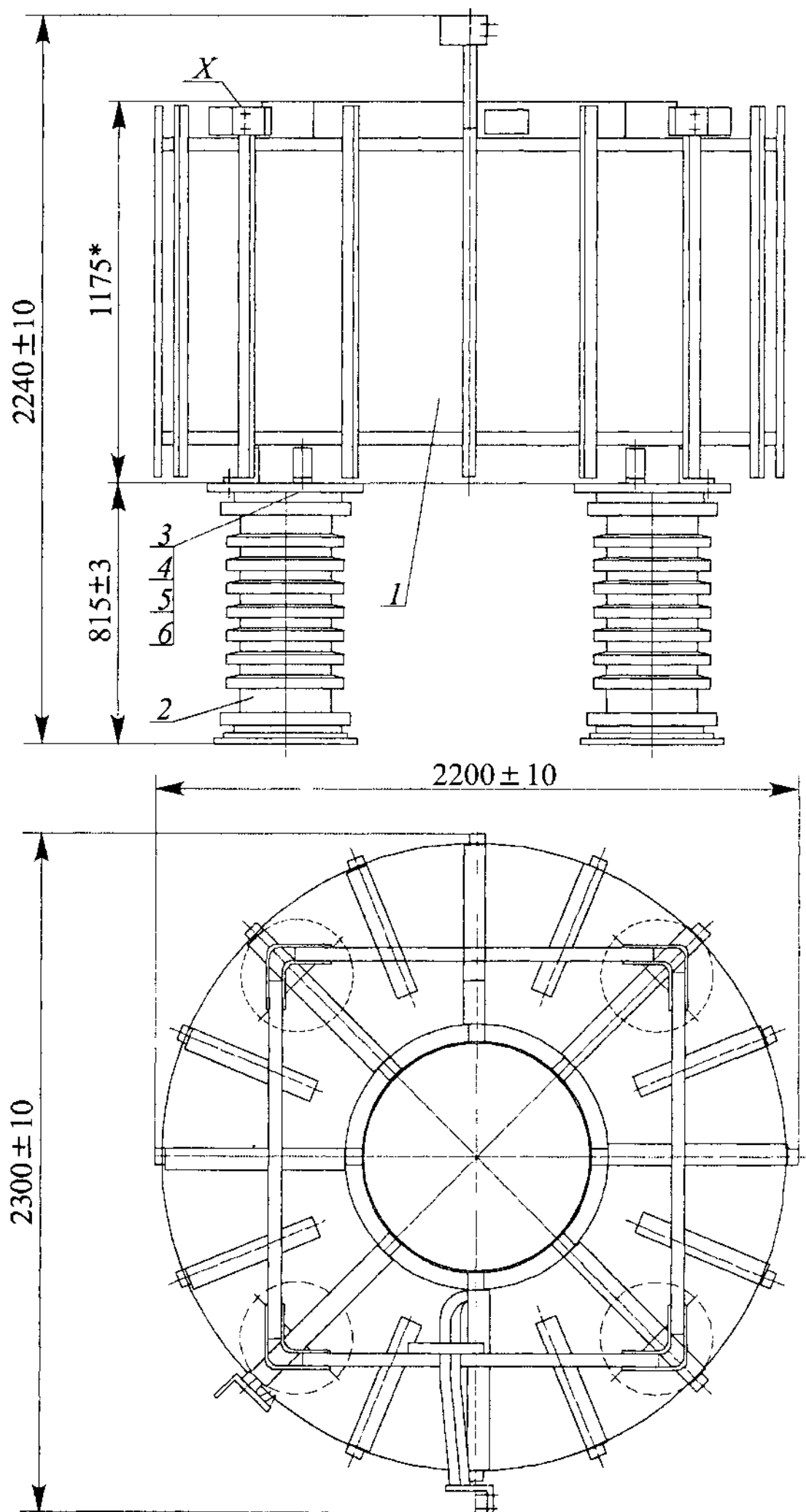


Рис. 3.11. Конструкция фазы сухого реактора типа РКОС-9900/10

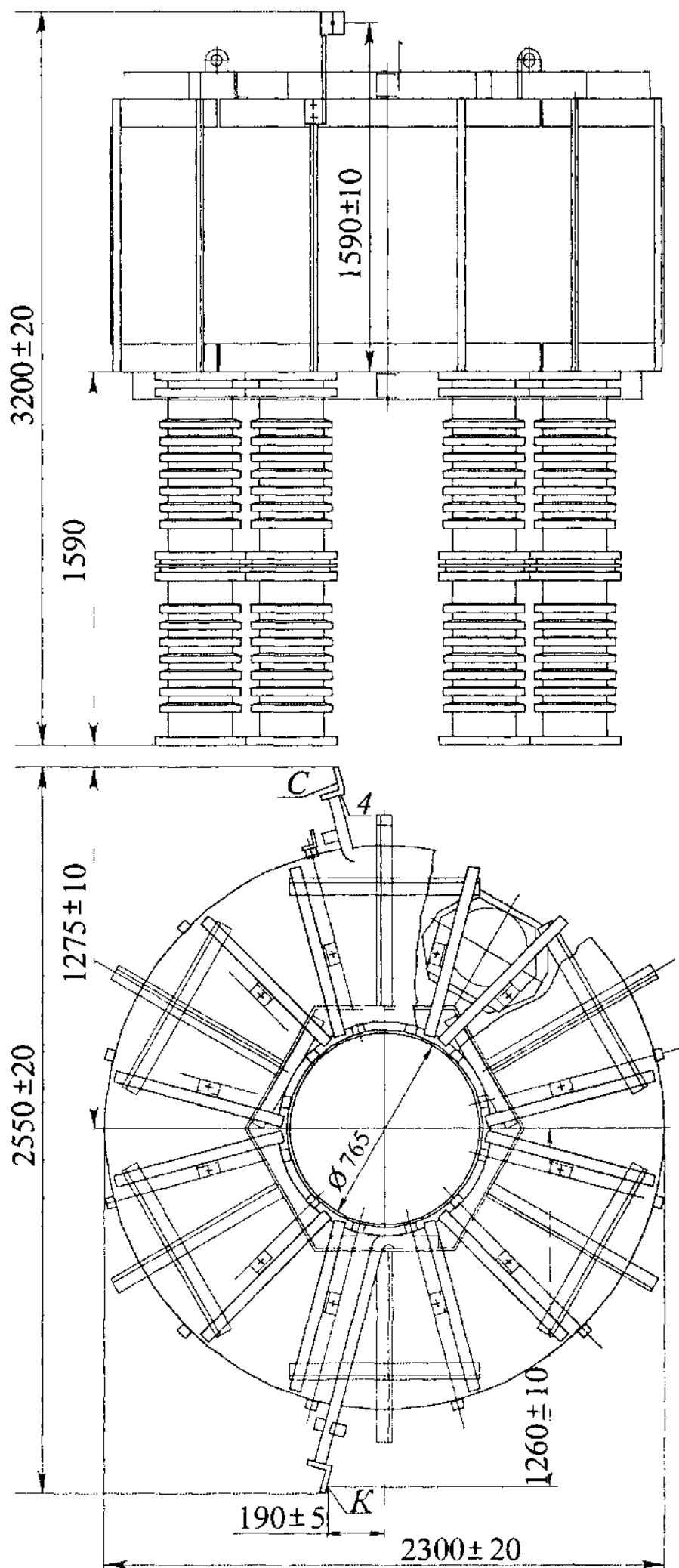


Рис 3 12 Конструкция фазы сухого реактора типа РКРС-7000/35

Преимущество применения сухих реакторов без масла состоит в том, что объем строительно-монтажных работ минимален, так как не требуются маслосборники, мощные фундаменты, а их комплектная поставка с опорными изоляторами позволяет провести монтаж в кратчайшие сроки.

Комплектную поставку и сертификационные испытания УШРВ и УКУ на основе ВРГ осуществляет НПЦ «Энерком» совместно с АО ВНИИЭ.

### 3.6. Сравнение управляемых шунтирующих реакторов

В табл. 3.12 проведено сравнение управляемого реактора типа УШРВ на основе вакуумно-реакторных групп с использованием серийного оборудования и разрабатываемого реактора с подмагничиванием типа УШРП.

Т а б л и ц а 3.12

Параметр	УШРВ	УШРП
Номинальное напряжение, кВ	525	525
Номинальная мощность, МВ•А	225	180
Диапазон регулирования	224	171
Время прохождения полного диапазона, с	0,2	0,3
Наличие гармоник, %		
симметричное управление	0	2
пофазное управление	0	15
Потери по отношению к номинальной мощности, %	1,06	0,6
Масса		
полная, т	550	410
удельная, кг/квар	2,6	2,3
Примерная занимаемая площадь, м <sup>2</sup>	300 (1,3м <sup>2</sup> /Мвар)	240 (1,3м <sup>2</sup> /Мвар)

В табл. 3.13 рассматриваются конечные результаты обобщенного сравнения разных типов управляемых реакторов. Сравнение проводилось с учетом материалов §§3.2—3.5 и конструктивных особенностей каждого реактора. Стоимостные показатели в относительных единицах имеют определенную погрешность, но вместе с тем характеризуют примерное их положение по отношению к обычному перегулируемому ШР 500 кВ (см. гл. 2).

Т а б л и ц а 3.13

Параметр	Тип реактора					
	ШР	УШРТ	УШРП	УТРТ	УШРВ	УКУ
Стоимость	1,0	3,0	2,2	2,6	2,05	1,05
Быстродействие регулирования, с	—	0,02	0,3 с форсировкой	0,02	0,2	0,2
Соответствие требованиям к УШР на ЛЭП	не-полное	соот-ветствует	не-полное	требуется доработка до полного соответствия	соот-ветствует	на шинах ПС

Основой цепообразования являлись:

массовые показатели оборудования и удельная стоимость;

равенство мощности тиристорной части УШРТ и УТРТ и мощности реактора;

совмещение реакторов и трансформатора в одной конструкции трансреактора с  $e_k = 100\%$ ;

равенство стоимости системы управления УШРП 10% стоимости силовой электромагнитной части;

равенство стоимостей обычных реакторов, трансформатора и тиристорной части одинаковой мощности.

Из анализа функциональных возможностей различных типов управляемых шунтирующих реакторов (УШР) и их сравнения следует, что:

наибольший эффект от применения УШР достигается установкой их на линии вместо нерегулируемых обычных ШР. При этом УШР, кроме регулирования своей мощности при изменениях режимов ЛЭП, должны снижать перенапряжения при коммутациях ЛЭП и гасить дугу в течение заданного времени в паузе ОАПВ;

наиболее подготовленными к внедрению являются управляемые реакторы типа УШРТ и УШРВ, а для регулирования напряжения на шинах подстанций — типа УКУ;

управляемый реактор с подмагничиванием (УШРП), находящийся на стадии разработки, требует более глубоких экспериментальных исследований, особенно в динамических режимах;

управляемый трансреактор типа УТРТ требует конструктивной проработки в части возможности ступенчатого управления тиристорными секциями.

## **Глава 4**

# **Статические тиристорные компенсаторы и конденсаторные батареи в энергосистемах**

### **4.1. Общие сведения**

Развитие статических тиристорных компенсаторов (СТК) тесно связано с достижениями в области полупроводниковой технологии, освоение которой относится к началу 70-х годов. В настоящее время многими компаниями и заводами производится широкая шкала силовых тиристоров с фазовым управлением на напряжение от 1 000 до 6 500 В и токи от 300 до 4 500 А. Отечественной промышленностью освоен тиристор с параметрами 2 500 А и 4 500 В. На основе этих тиристорov разрабатываются и изготавливаются мощные тиристорные вентили для СТК и передач и вставок постоянного тока. Ведущие мировые компании (ABB, Siemens, Alstom и др.) осуществляют поставки СТК начиная с 1974 г. для использования в электрических сетях энергосистем и промышленных предприятий. По данным ИК-38 СИГРЭ, уже в 1987 г. в 25 странах (исключая Японию) эксплуатировалось 73 СТК общей мощностью 8 866 Мвар. В России в период с 1984 г. по 1997 г. внедрено 12 СТК общей мощностью 739 Мвар.

Статические тиристорные компенсаторы могут быть использованы для решения одной или нескольких задач, определяемых требованиями энергосистемы: стабилизация напряжения и регулирование перетоков реактивной мощности, повышение пропускной способности ЛЭП за счет обеспечения статической и динамической устойчивости, ограничение коммутационных перенапряжений, компенсация несимметричных режимов работы и т.д. Эти задачи могут быть комплексно решены с помощью СТК, имеющих более

высокое быстродействие, чем синхронные компенсаторы и конденсаторно-реакторные установки с выключателями (рис. 4 1).

Требования, предъявляемые к СТК, весьма разнообразны и для каждой конкретной установки имеют свои особенности, практически исключающие однотипные решения. Из общих требований следует выделить основные: диапазон регулирования (генерация — потребление реактивной мощности), тип управления (симметричный или пофазный), статизм внешней характеристики (зависи-



Рис. 4.1. Эффективность регулирования компенсирующих установок

мость реактивной мощности от напряжения), необходимость работы при малых и больших изменениях напряжения, требуемые перегрузки, быстродействие регулирования реактивной мощности, в том числе при повышении напряжения, требуемые уровни высших гармоник тока и др. Требование ограничения перенапряжений не является принципиально необходимым, поскольку для этой цели можно использовать и другие средства. Однако СТК может выполнить и эту задачу, если в его схеме содержится мощная индуктивная часть.

Возможность передачи больших мощностей, обеспечение неполнофазных режимов работы и выполнение части функций шунтирующих реакторов делает СТК одним из основных элементов дальних линий электропередачи.

## 4.2. Построение схем тиристорных компенсаторов

В настоящее время в мировой практике широко используются [31–33] два типа тиристорных компенсаторов (рис. 4.2): установки СТК-1 с базовой емкостью  $C$  и управляемой тиристорами  $VS$  индуктивностью  $L$ , содержащие конденсаторную и тиристорно-реакторную или тиристорно-трансреакторную группы ( $KГ + ТРГ$ ), и установки СТК-2 с включаемыми ступенями с помощью тиристоров конденсаторами и управляемой тиристорами индуктивностью, содержащие тиристорно-конденсаторные и тиристорно-реакторную группы ( $ТКГ + ТРГ$ ). На рис. 4.2, *а* и *б* штриховыми линиями показаны дополнительные элементы для фильтрации гармоник тока, создаваемых при плавном регулировании ТРГ (см. рис. 3.2 и прилож. 3). Степень фильтрации определяется ограничениями по генерации гармоник в электрическую сеть, ее частотной характеристикой, диапазоном изменения промышленной частоты и несимметрией сетевого напряжения. Если в СТК-1 мощность ТРГ равна мощности КГ, то переход в индуктивный режим сопровождается отключением КГ и соответственно снижением быстродействия компенсатора. Увеличение мощности ТРГ повысит быстродействие СТК, что вместе с тем увеличит его стоимость. В СТК-2 мощность ТРГ определяется мощностью одной ступени ТКГ, требуемой мощностью индуктивного режима, а также необходимыми режимами перегрузки по току и напряжению (характеристика 2–3 на рис. 4.2, *з*).

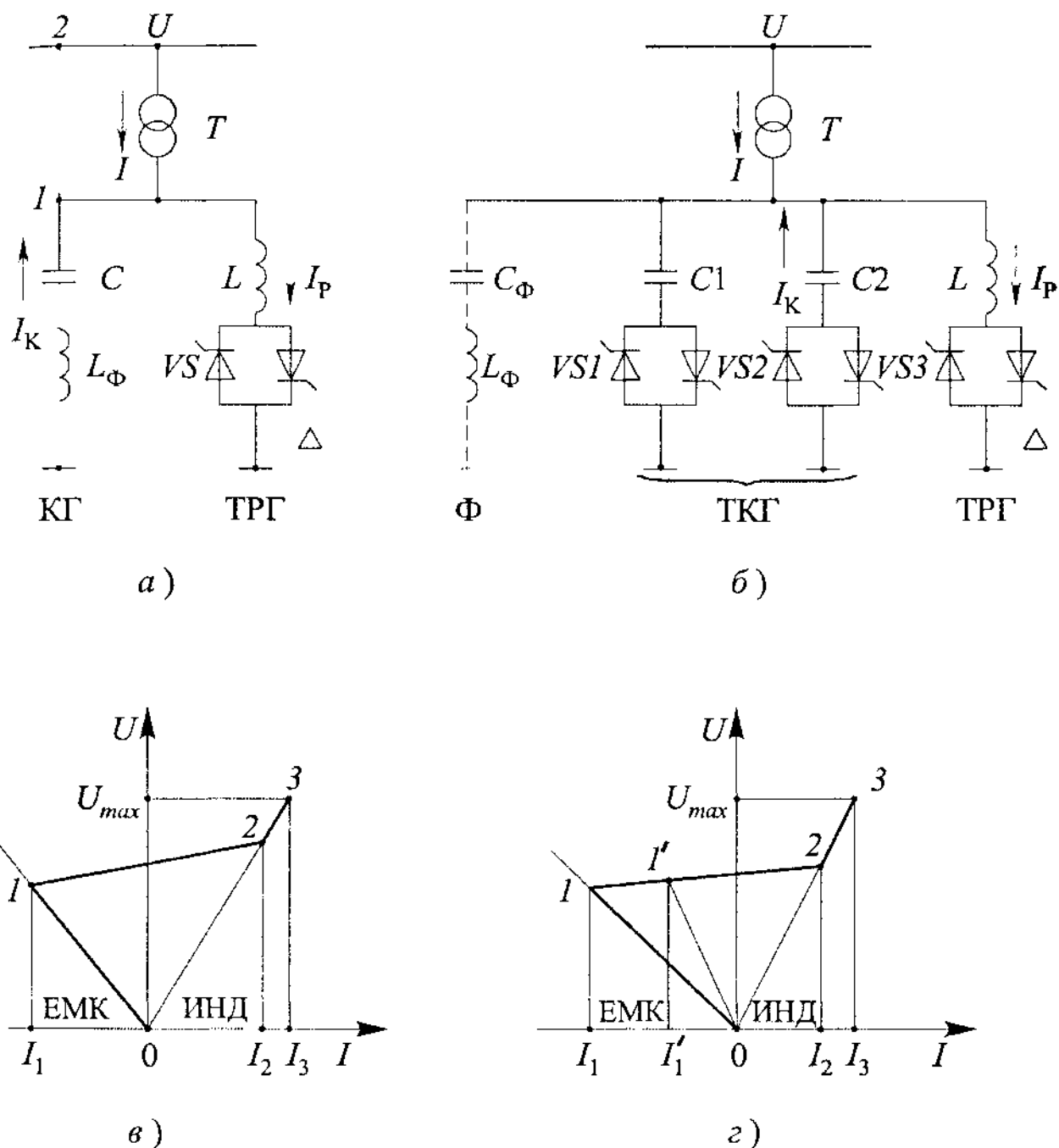


Рис. 4.2. Основные схемы компенсаторов:

а, в — схема и характеристики СТК-1; б, г — схема и характеристики СТК-2

Уменьшение установленной мощности ТРГ приводит к снижению абсолютных значений гармоник тока. В табл. 4.1 даны сравнительные характеристики двух основных базовых вариантов СТК.

Из-за новышенных требований по напряжению к тиристорным ключам конденсаторных групп стоимость СТК-2 обычно выше, чем СТК-1. Относительно благоприятные решения по стоимости получаются при увеличении мощности ступени ТКГ. Например, фирма АВВ ограничивается делением емкостного диапазона не более чем на три-четыре ступени. Если в схеме используется согласующий

Т а б л и ц а 4.1

Наименование	Тип	
	СТК-1	СТК-2
Гармоники тока	Повышенное содержание гармоник тока, требуются фильтры или 12-пульсная схема	Пониженное содержание гармоник тока, фильтры необходимы в редких случаях
Наличие фильтра	Фильтр выполняется на основе конденсаторной батареи с дополнительными реакторами	При необходимости устанавливается дополнительный фильтр соответствующей мощности
Коммутация конденсаторов	Медленная	Быстрая
Напряжение ключей: номинальное аварийное	$U$ $U$	$2U$ $4U$
Токи ключей: номинальные аварийные	$I$ $3I$	$I$ $I$
Мощность реакторов	Больше	Меньше
Компоновка установки	Упрощается при использовании трансреактора	Более сложная, особенно для 12-пульсной схемы
Потери	Малые потери в емкостной области режима работы, высокие в индуктивной	Высокие потери в емкостной, низкие в индуктивной

промежуточный трансформатор, то выбором его вторичного напряжения можно оптимизировать стоимость тиристорного вентиля. Прямое подключение СТК к шинам или третичной обмотке существующего трансформатора может дать определенную экономию за счет исключения промежуточного трансформатора, если при этом не произойдет значительное удорожание тиристорной части. При выборе схемы СТК необходимо принимать во внимание издержки на покрытие потерь электроэнергии в элементах, которые зависят в значительной степени от режимов работы компенсатора.

Представляется целесообразным выделить следующие составляющие потери:

мощность  $P_0$  двигателей охлаждательных установок трансформатора, реакторов и тиристорных вентилях, указываемая в паспортах на соответствующее оборудование;

потери в силовом промежуточном трансформаторе

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_x + (I/I_{\text{ном}})^2 \Delta P_{\text{к.ном}},$$

где  $\Delta P_x$ ,  $\Delta P_{\text{к.ном}}$  — мощности ХХ и КЗ, указываемые в паспортных данных трансформатора;  $I$ ,  $I_{\text{ном}}$  — текущий и номинальный токи трансформатора;

потери в реакторах

$$\Delta P_p = I_p^2 \frac{X_p}{q} = I_p^2 X_p \Delta P_{\text{р.уд}},$$

где  $X_p$ ,  $q$ ,  $\Delta P_{\text{р.уд}}$  — индуктивное сопротивление, добротность, удельные потери реактора;  $I_p$  — ток реактора;

потери в конденсаторах

$$\Delta P_k = I_k^2 \frac{\text{tg } \delta}{\omega C} = I_k^2 \frac{\Delta P_{\text{к.уд}}}{\omega C},$$

где  $I_k$ ,  $C$ ,  $\text{tg } \delta$ ,  $\Delta P_{\text{к.уд}}$  — ток, емкость, тангенс угла диэлектрических потерь, удельные потери;

потери в тиристорных вентилях реакторных и конденсаторных групп

$$\Delta P_{\text{т.р(к)}} = N_{\text{т}}(I_{\text{т.ср}} U_0 + I_{\text{т}}^2 R_{\text{т}}) = N_{\text{т}} \left( \frac{\sqrt{2}}{\pi} I_{\text{р(к)}} U_0 + I_{\text{р(к)}}^2 \frac{R_{\text{т}}}{2} \right),$$

где  $N_{\text{т}}$  — количество тиристоров в вентилях;  $I_{\text{т.ср}}$ ,  $I_{\text{т}}$  — средний и действующий ток вентилях;  $I_{\text{р(к)}}$  — ток в цепи реактора или конденсатора;  $U_0$ ,  $R_{\text{т}}$  — пороговое напряжение и динамическое сопротивление тиристора.

При неполном открытии тиристорного вентиля ТРГ следует учитывать дополнительные потери в цепях демпфирования. Современные тиристорные вентиля имеют удельные потери на уровне 3–4 Вт/квар, сухие реакторы — 3 Вт/квар, плечные конденсаторы — 0,2–0,3 Вт/квар. На рис. 4.3 показаны типичные характеристики потерь в базовых вариантах СТК с генерируемой

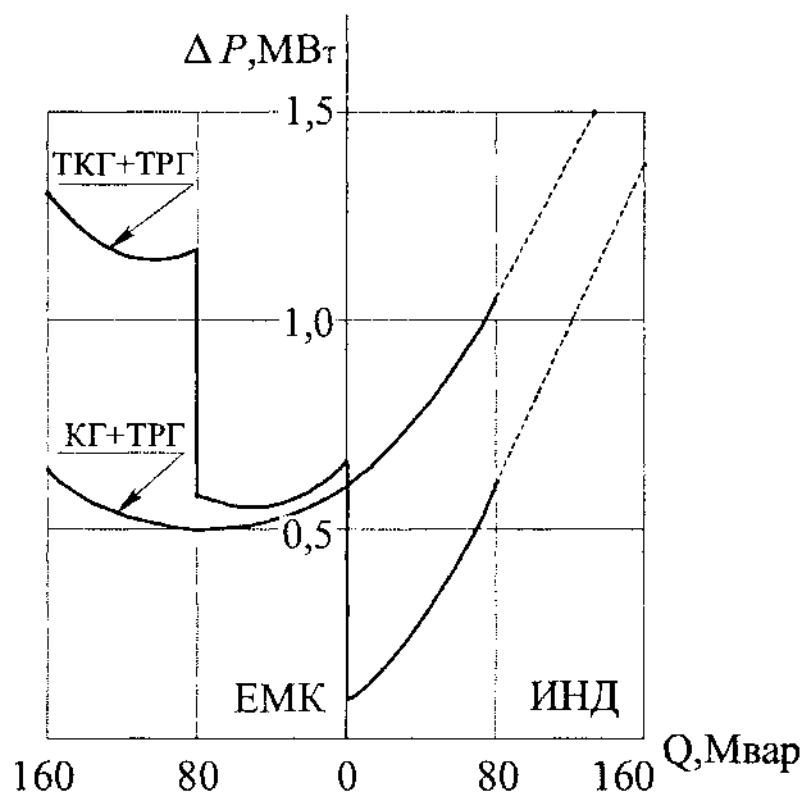


Рис. 4.3. Кривые потерь СТК с генерируемой мощностью 160 Мвар и потребляемой мощностью 80 Мвар

мощностью 160 Мвар и потребляемой мощностью 80 Мвар. При генерации реактивной мощности СТК-1 имеет меньшие потери, а при потреблении — большие, чем СТК-2, содержащий две ступени ТКГ и одну ТРГ.

Отметим, что параметры и схема СТК выбираются таким образом, чтобы при эксплуатационных отклонениях напряжения длительные режимы работы определялись регулировочной характеристикой 1–2, показанной на рис. 4.2. Вместе с тем при больших возмущениях в энергосистеме (КЗ, отключения генераторов, ЛЭП, сброс нагрузки) рабочая точка может оказаться слева или справа от регулировочного диапазона, что должно учитываться при выборе мощности СТК.

Наиболее эффективно применение СТК на подстанциях с резкопеременным графиком нагрузки, питающих, как правило, железнодорожные и промышленные нагрузки или удаленные автономные районы (Бурятэнерго, Читэнерго, Востокэнерго и др.), а также на слабых связях между энергосистемами (ОДУ Сибири, ОДУ Востока и др.) и на ЛЭП сверхвысокого напряжения. Для ПС различного напряжения единичные мощности СТК имеют следующие значения:

**НАПРЯЖЕНИЕ ПС, кВ**

220/110  
500/220  
750/330  
1150/500

**МОЩНОСТЬ СТК, Мвар**

50–100  
150–300  
250–500  
600–1200

Поэтому, располагая разработанными и освоенными в производстве модулями ТРГ и КБ (см. табл. 3.1), целесообразно использовать секционный принцип построения СТК. Схема секционного СТК приведена на рис. 4.4. Число модулей определяется общей мощностью и требуемым диапазоном регулирования реактивной мощности в месте установки СТК. Для подключения к шинам подстанции используется согласующий трансформатор  $T$  или третичная обмотка существующего подстанционного трансформатора. В состав модуля могут входить конденсаторная батарея КБ и тиристорно-реакторная группа ТРГ (рис. 4.5,а) или только ТРГ (рис. 4.5,б). Модульная конструкция СТК позволяет генерировать реактивный ток высокого качества (уровень высших гармоник тока уменьшается пропорционально числу используемых модулей ТРГ). При числе ТРГ, равном трем и более, и повышенных

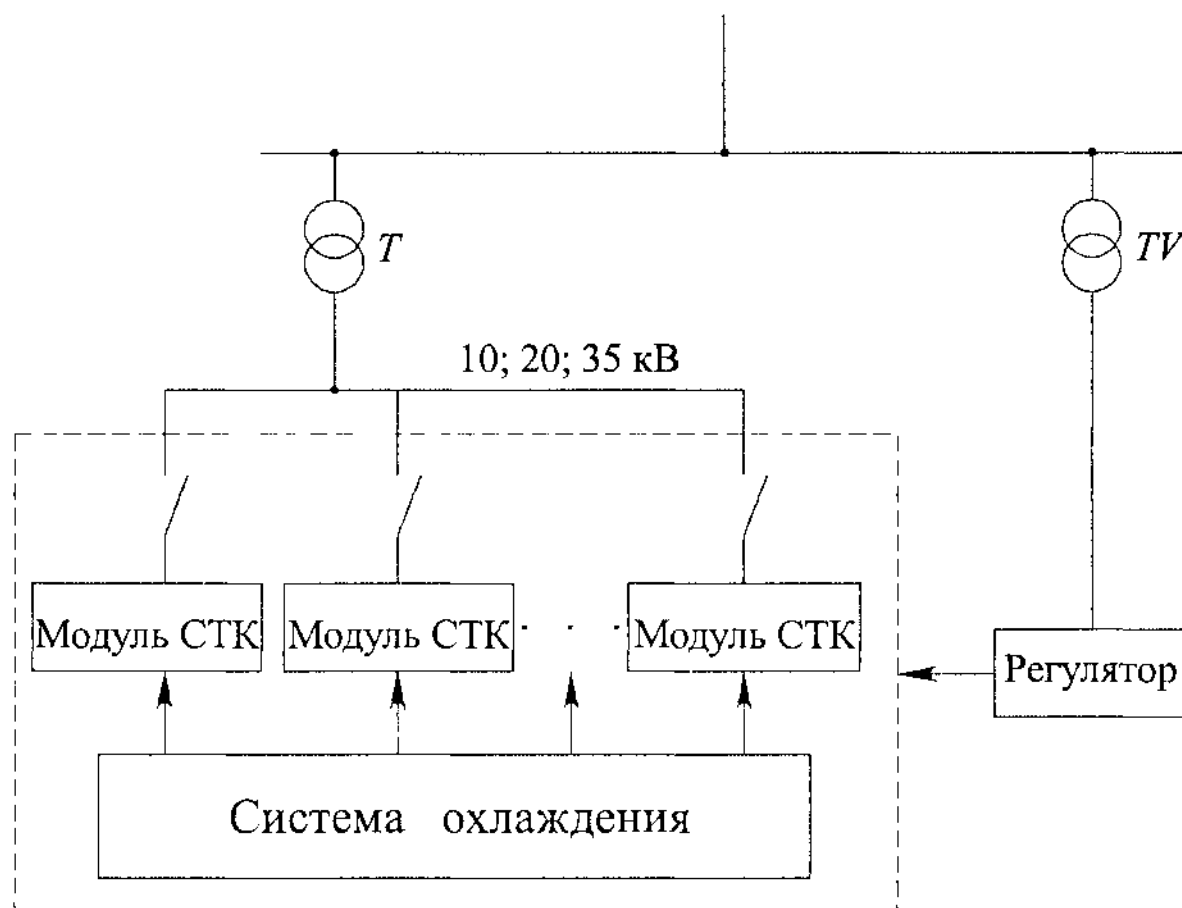


Рис. 4.4. Структурная схема СТК

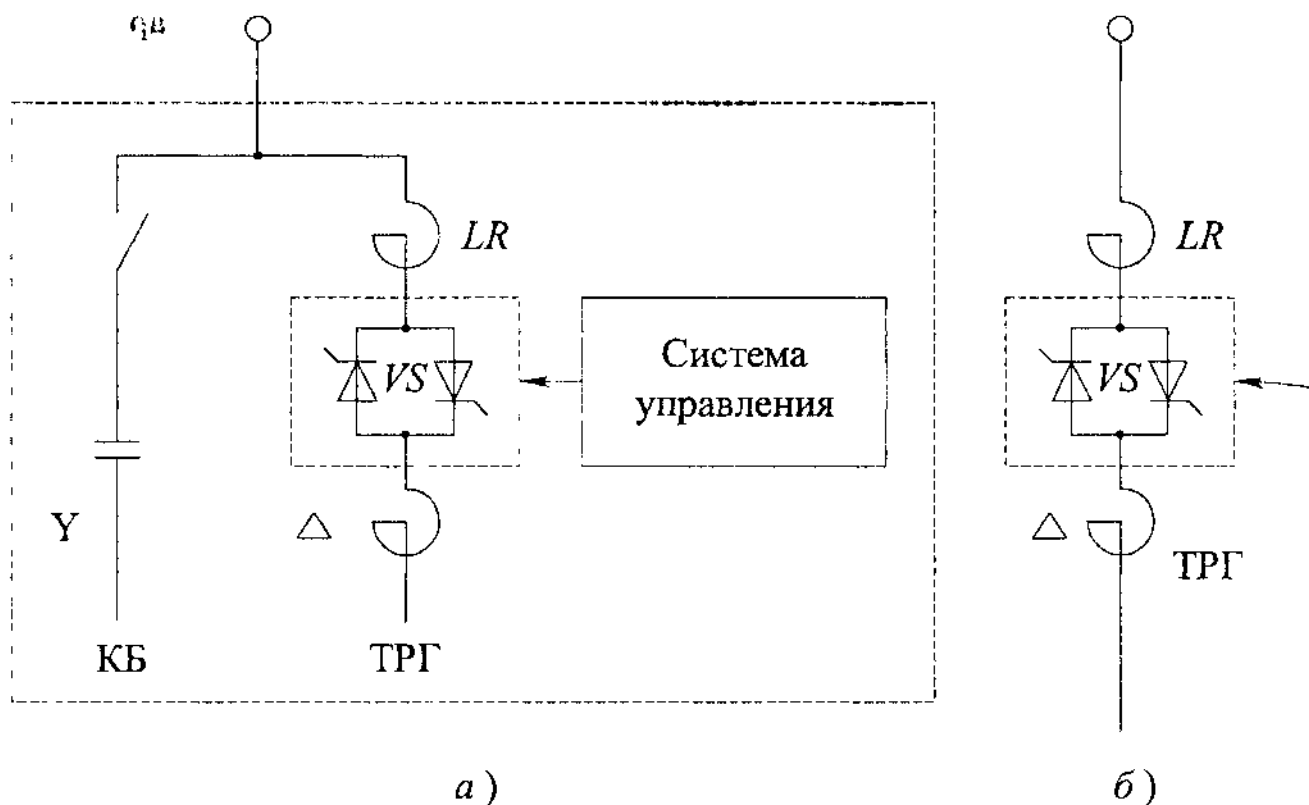


Рис. 4.5. Схемы модулей СТК, состоящие из КБ и ТРГ (а) или из ТРГ (б)

требованиях к качеству электроэнергии осуществляется ступенчатое управление модулями, что практически исключает генерацию высших гармоник тока. В этом случае возможно несимметричное пофазное управление СТК. Когда число используемых ТРГ меньше трех, то установка может дополняться фильтром 5 и 7-й гармоник тока небольшой мощности, если в этом есть необходимость.

Тиристорно-реакторная группа включает в себя три фазы, соединенные в треугольник. Каждая фаза состоит из однофазного компенсирующего реактора (см. рис. 3.11 и 3.12) и тиристорного вентиля VS. Однофазные реакторы выполнены сдвоенными, между секциями которых включен вентиль VS. Индуктивность реактора выбирается из условия полного открытия VS в номинальном режиме. На рис. 4.6 показано расположение на открытой части ПС трехфазного тиристорного модуля мощностью 27,5 Мвар на напряжение 10 кВ с масляной системой охлаждения. Направляющая циркуляция масла через тиристорные вентили VS и их охлаждение осуществляются насосами и масловоздушными охладителями стандартной групповой охладительной установки типа ГОУ-2, применяемой для охлаждения трансформаторов и реакторов.

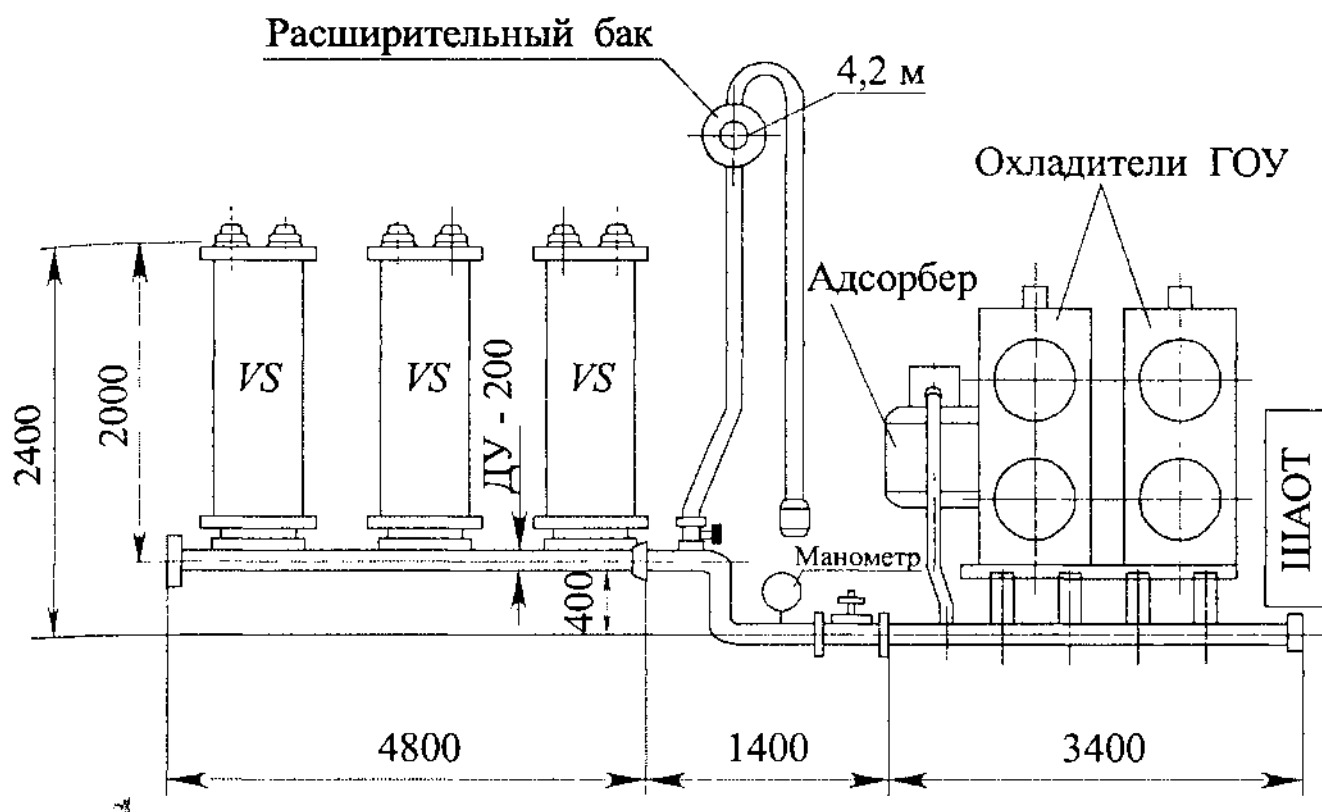


Рис. 4.6. Компонировка тиристорной части модуля СТК

Система управления ТРГ вырабатывает управляющие импульсы (световые или электромагнитные) для открытия вентиля и обеспечивает также функции защиты и сигнализации тиристорной части СТК. Вход системы управления связан с выходом регулятора СТК, который контролирует отклонение регулируемых параметров электрической сети, например напряжения на шинах ПС. Регулирование может осуществляться по параметрам любой системы шин ПС или любой отходящей линии вне зависимости от способа подключения СТК. Кроме того, предусмотрена возможность регулирования по комбинированным параметрам, например стабилизация напряжения с коррекцией по передаваемой мощности или в других комбинациях. Регулятор осуществляет управление одной ТРГ плавно путем изменения угла включения вентилей, а остальными ТРГ по закону: «включено» — «выключено», что существенно снижает содержание высших гармоник в сетевом токе СТК.

На рис. 4.7 приведена осциллограмма, иллюстрирующая работу СТК с автоматической стабилизацией напряжения на шинах 220 кВ при подключении СТК к третичной обмотке трансформатора.

Конденсаторная батарея, входящая в состав модуля СТК, построена из высоковольтных конденсаторов с экологически безопас-

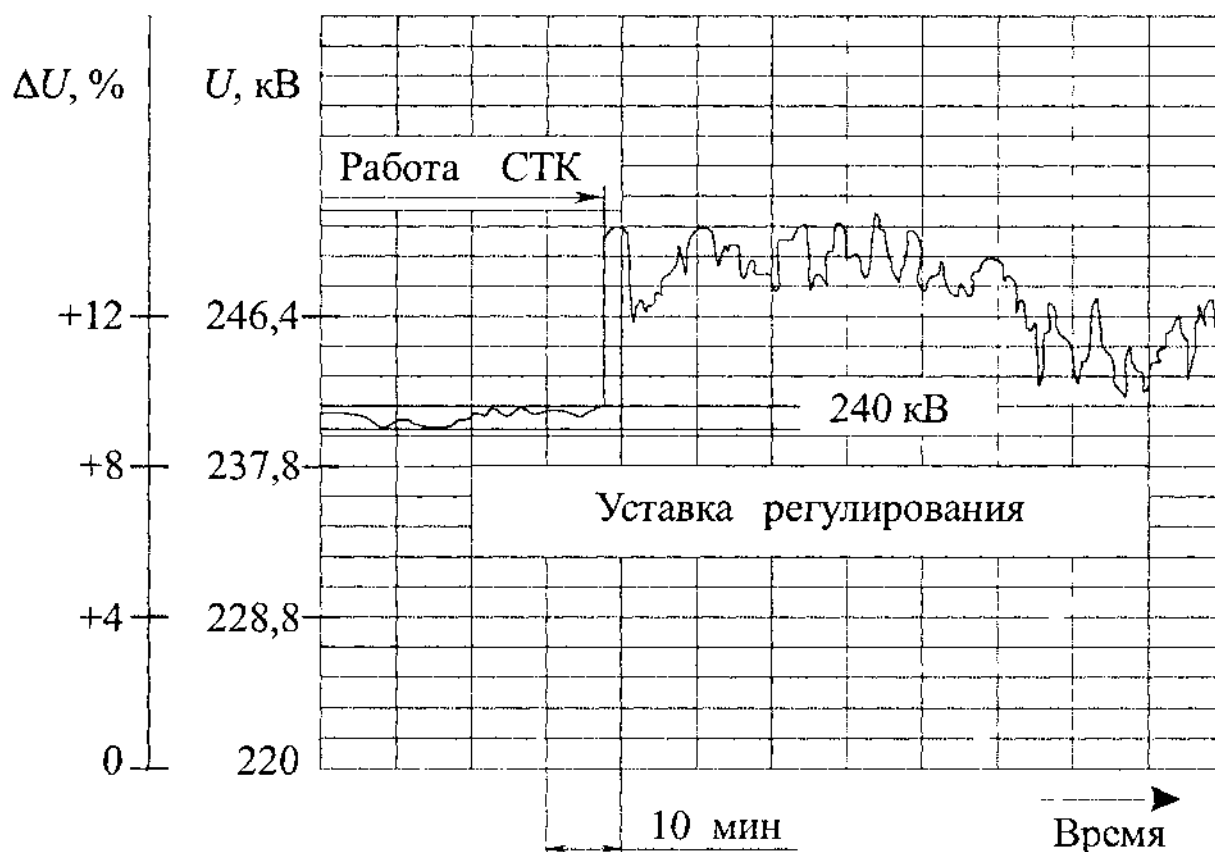


Рис. 4.7. Осциллограмма напряжения на шинах ПС 220 при работе СТК

ным диэлектриком и снабжена защитой от выхода из строя конденсаторов. Серпуховский завод «Конденсатор» освоил производство бумажно-плёночных и чисто плёночных конденсаторов единичной мощностью до 300 квар на напряжение 6,3–10 кВ. Конденсаторы имеют встроенные секционные предохранители и разрядные резисторы и допускают горизонтальную установку. Поэтому комплектуемые из этих конденсаторов батареи, поставляемые НПП «Энерком» в составе модулей СТК или отдельно, имеют хорошие массо-габаритные показатели и энергетические характеристики, не уступающие зарубежным аналогам.

Известно, что коммутация КБ с помощью выключателя сопровождается повышенными токами переходного процесса при включении батареи, а при отключениях на контактах выключателя появляется напряжение, равное двойной амплитуде напряжения электрической сети. Такое напряжение может привести к повторным пробоям межконтактного промежутка выключателя и к еще большему нарастанию тока. На практике для повышения надежности коммутационных операций используют выключатель с номинальным током, значительно превышающим номинальный ток

батарей. Как показано в [39], повторные пробои можно предотвратить путем снижения напряжения на контактах выключателя СТК во время отключения батарей, воздействуя с помощью ТРГ на переходный процесс в контуре КБ — реактор ТРГ. Расчетная схема замещения процесса отключения показана на рис. 4.8,а, а на рис. 4.8,б представлены формы тока и напряжения, характеризующие механизм образования напряжения на контактах выключателя  $QF$  при отключении КБ без участия ТРГ. Процесс отключения с включенной ТРГ иллюстрируется диаграммой рис. 4.8,в. Перед отключением выключателя вентили ТРГ заперты, через выключатель протекает ток КБ. Обрыв цепи тока при отключении выключателя происходит в момент снижения тока  $i_{KB}$  до нулевого значения ( $\theta = \theta_1$ ). Напряжение на КБ в этот момент равно амплитудному значению  $U_{max}$  и сохраняется практически неизменным до момента включения тиристорного вентиля с углом управления  $\beta_0$  ( $\theta = \theta_2$ ). При включении вентиля происходит колебательный перезаряд КБ через ТРГ. Для модуля СТК соотношение  $X_p \leq X_{KB}$  ( $X_{KB}$  — емкостное сопротивление КБ,  $X_p$  — индуктивное сопротивление реактора ТРГ) означает, что при  $X_p = 100\%$  мощность КБ не должна превышать мощность индуктивной части. Из анализа процесса на рис. 4.8,в нетрудно получить выражения, определяющие мгновенные значения напряжения на контактах выключателя:

$$\left. \begin{aligned} U_{QF} &= U_{max} (1 - \cos \theta) \quad \text{для} \quad \theta = \theta_1 \div \theta_2 ; \\ U_{QF} &= U_{max} \left[ \cos \sqrt{\frac{X_{KB}}{X_L}} \theta + \sin (\theta - \beta_0) \right] \quad \text{для} \quad \theta = \theta_2 \div \theta_3 . \end{aligned} \right\}$$

По этим выражениям на рис. 4.8,в построена кривая напряжения на выключателе при  $X_p < X_{KB}$ , которое значительно меньше напряжения при обычном отключении КБ (рис. 4.8,б). Очевидно, что при  $X_p = X_{KB}$  угол включения ТРГ при отключении КБ будет соответствовать  $\beta_0 = \pi/2$ , а напряжение на контактах выключателя упадет до нуля, так как частота колебательного процесса перезаряда КБ через реактор ТРГ будет равна 50 Гц. Следовательно, процесс отключения КБ не приведет к повторным пробоям выключателя и соответственно к перегрузкам оборудования, что даст возможность производить оперативную коммутацию КБ при работе СТК.

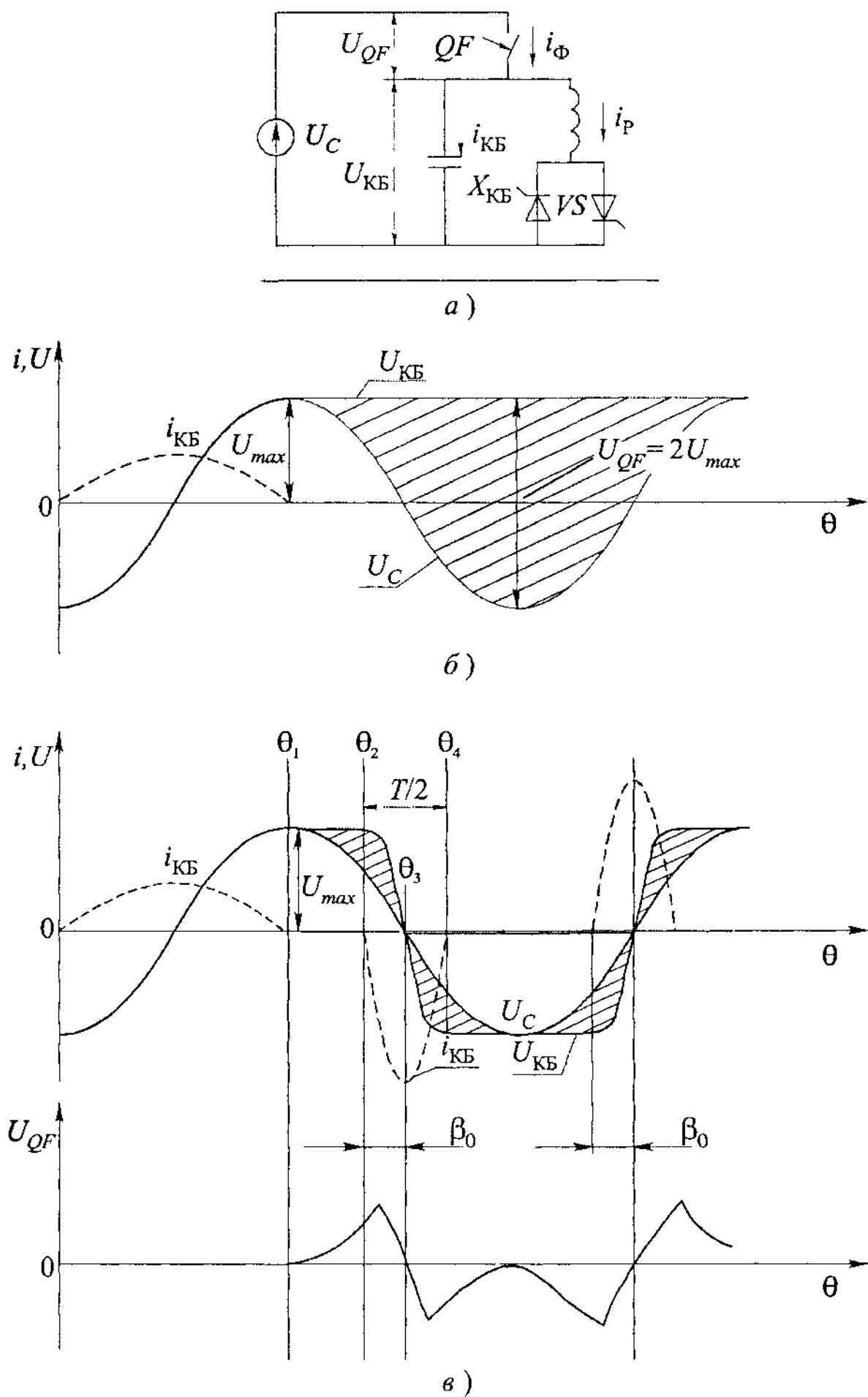


Рис. 4.8. Процесс отключения КБ:

*a* — расчетная схема; *б* — диаграммы тока и напряжений при отсутствии ТРГ; *в* — то же при включенной ТРГ

Таким образом, алгоритм отключения КБ модуля СТК при переходе его из режима генерации в режим потребления реактивной мощности имеет следующую последовательность операций:

под действием регулятора ТРГ переводится в номинальный режим ( $\beta = \pi/2$ ), когда  $Q_{\text{ТРГ}} = Q_{\text{КБ}}$ , а суммарная реактивная мощность равна нулю;

дается команда на отключение общего выключателя  $QF$ , который имеет практически нулевой ток и минимальное напряжение на его контактах;

блокируются импульсы управления вентилей ТРГ, прерывая колебательный процесс, и отключается выключатель КБ (на рис. 4.8, а не показан) без тока;

включается общий выключатель  $QF$  без тока, даются импульсы управления на вентили ТРГ, которая под действием регулятора набирает нужную мощность в режиме потребления.

Безусловно, такой переход вызовет некоторую задержку по времени, определяемую продолжительностью коммутаций двух выключателей, выполняемых схемой автоматики регулятора. Однако применение данного алгоритма позволяет вдвое снизить мощность ТРГ и соответственно стоимость СТК.

### 4.3. Тиристорный вентиль

Выбор схемы и параметров высоковольтного тиристорного вентиля (ВТВ) определяется такими факторами, как: амплитудное значение номинального рабочего напряжения ТРГ и возможных кратковременных перенапряжений, скорость нарастания прямого и обратного напряжений на ВТВ, номинальные среднее и действующее значения тока, протекающего через тиристоры, токовые перегрузки, скорость нарастания тока при включении ВТВ и скорость снижения тока при его выключении, амплитудное значение напряжения, с которого включается ВТВ [46—48]. Как следует из анализа кривых токов и напряжений, приведенных на рис. 3.2, режим работы ТРГ с углами управления, близкими к  $\beta = \pi/2$ , характеризуется сочетанием максимальных электрических воздействий на вентиль (номинальный средний ток, включение с максимального напряжения, максимальные обратное и прямое напряжения, максимальная скорость снижения тока при выключении

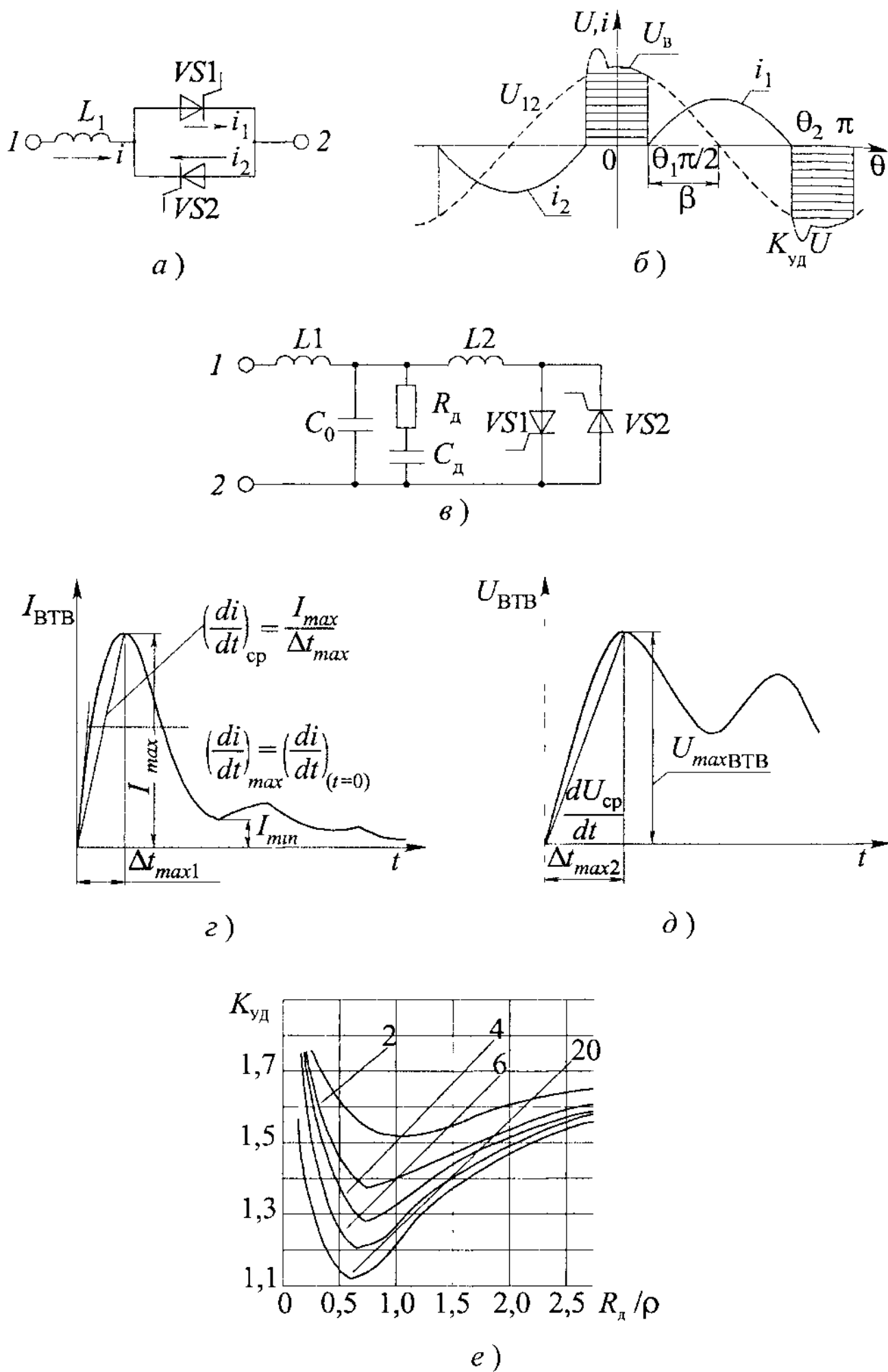


Рис. 4.9. Схема замещения и кривые токов и напряжений БТВ

тиристора) и является расчетным при выборе ВТВ и его отдельных элементов.

Воздействующие на ВТВ ( $VS1$  и  $VS2$  на рис. 4.9,а) напряжение и скорость его нарастания, а также скорость нарастания прямого тока зависят от характера протекания колебательных процессов при включениях и отключениях вентиля. При отключении ВТВ ( $\theta_2$  на рис. 4.9,б) колебательный контур образуется индуктивностью  $L1$  компенсирующего реактора ТРГ и собственной емкостью  $C_0$  оборудования (емкостью обмотки реактора, шинопровода и других элементов, расположенных между реактором и ВТВ), а при включении ( $\theta_1$  на рис. 4.9,б) — индуктивностью  $L2$ , как правило, дросселей насыщения ВТВ и той же емкостью  $C_0$  (рис. 4.9,в). Так как демпфирование этих высокочастотных колебаний осуществляется одной и той же цепью демпфирования  $R_d - C_d$ , то ее параметры выбираются из следующих условий [46]:

ограничение скорости нарастания прямого тока и прямого напряжения ВТВ до допустимых значений;

исключение перехода колебательной составляющей тока включения через нуль;

ограничение амплитуды обратного (прямого) напряжения ВТВ.

Обычно последнее условие является определяющим при выборе параметров цепи демпфирования. На рис. 4.9,з показана кривая тока включения, а на рис. 4.9,д кривая напряжения на вентиле при его отключении. Индуктивность дросселя насыщения с достаточной точностью можно определить, используя выражение

$$L_1 = U_{вл} \left| \frac{di}{dt} \right|_{\text{доп}} = U_{\text{max ВТВ}} \left| \frac{di}{dt} \right|_{\text{доп}}, \quad (4.1)$$

где  $\frac{di}{dt}_{\text{доп}}$  — допустимая скорость нарастания тока тиристора (паспортные данные завода-изготовителя);  $U_{\text{max ВТВ}} = K_{уд} U_{12\text{ТРГmax}}$  — максимальное напряжение включения.

При этом продолжительность перехода дросселя в насыщенное состояние

$$t_u = \frac{S_\omega (B_s - B_r)}{U_{\text{max ВТВ}}}, \quad (4.2)$$

где  $S$  — сечение сердечника;  $w$  — число витков;  $B_s, B_r$  — индукция насыщения и начальная индукция, должна превышать время процесса включения, т.е.

$$t_{\text{н}} \geq 2\Delta t_{\text{max1}}. \quad (4.3)$$

Очевидно, что при малых реальных обратных токах ВТВ наилучшее использование дросселя насыщения будет при антипараллельном включении тиристоров в пределах одной ячейки или модулей тиристоров с общим дросселем за счет увеличения разности  $B_s - B_r$  от протекания разнополярного тока тиристоров.

Ударный коэффициент демпфирования при определении максимального напряжения ВТВ (рис. 4.9,  $\partial$ ) находится по номограмме рис. 4.9,  $e$ , полученной расчетом контура третьего порядка при выключении ВТВ при постоянстве соотношений  $C_d/C_0$ . Задаваясь требуемым  $K_{\text{уд}}$  на уровне 1,3–1,35, находят оптимальные величины  $C_d/C_0$  и  $R_d/\rho$  при известных  $C_0$  и волновом сопротивлении  $\rho = \sqrt{L_1 / C_0}$ , а затем и параметры  $R_d, C_d$ . При этом мощность, выделяемая в резисторе  $R_d$ , из-за наличия четырех скачков в напряжении ВТВ (рис. 4.9,  $\delta$ ) приблизительно равна

$$P_d = 2fC_d U_{12m}^2. \quad (4.4)$$

Высоковольтные тиристорные вентили для СТК имеют ряд отличий от ВТВ, применяемых в преобразователях вставок и передач постоянного тока. Двусторонняя проводимость вентилях СТК позволяет отказаться от установки параллельного ограничителя перенапряжений. В СТК этот вопрос решается с помощью пороговых элементов в каждой тиристорной ячейке, которые включают ВТВ при появлении опасных перенапряжений. Расположение ВТВ между двумя частями компенсирующего реактора ТРГ существенно снижает паразитную емкость и соответственно емкость  $C_d$  и мощность  $P_d$  цепи демпфирования. Кроме того, наличие значительной индуктивности реактора последовательно с ВТВ приводит к уменьшению скорости спада тока в тиристоре в момент его выключения ( $\theta_2$  на рис. 4.9,  $\delta$ ) до 0,1–0,3 А/мкс, в то время как в передачах и вставках постоянного тока эта величина достигает 5 А/мкс. При этом снижается и заряд восстановления тиристора  $Q_{rr}$  и их среднеквадратичное отклонение  $\sigma_Q$ . Так, например, для тиристора типа Т243-500 номинальное значение  $Q_{rr} = 3\,000$  мкКл, а  $\sigma_Q = 500$  мкКл при  $di/dt = 5$  А/мкс, а для  $di/dt = 0,1$  А/мкс  $Q_{rr} = 160$  мкКл и  $\sigma_Q = 27$  мкКл.

Разброс  $\sigma_Q$  влияет на напряжение первого в последовательной цепи выключающегося тиристора, которое пропорционально отношению  $\sigma_Q/C$ , где  $C$  — емкость  $RC$ -цепи каждого тиристора. Таким образом, при равных параметрах  $RC$ -цепей в вентилях СТК единичные тиристоры подвергаются меньшим воздействиям напряжений, зависящих от разброса зарядов восстановления.

Выбор числа последовательно соединенных тириستоров в ВТВ передач и вставок постоянного тока производится с учетом защитного уровня подключаемого параллельно ВТВ ограничителя напряжения, примерно вдвое превышающего амплитуду номинального напряжения вентильной обмотки преобразовательного трансформатора. В этом случае длительное рабочее напряжение на тиристорах находится в пределах 50–60% допустимого повторяющегося напряжения, что меньше рекомендуемого заводом-изготовителем значения, равного 75–80%. В вентилях же СТК число последовательно соединенных тиристоров выбирается с учетом рекомендуемого значения, что сокращает количество тиристоров.

При разработке вентиляй важной задачей является отвод тепла от тиристоров, образуемого потерями мощности при прохождении тока через тиристор. В табл. 4.2 приведены характеристики возможных систем охлаждения с различными хладагентами.

Т а б л и ц а 4.2

Способ охлаждения	Коэффициент теплоотдачи, Вт/м <sup>2</sup> •°С	Тепловое сопротивление охладителя, °С/Вт	Температура охлаждающей среды, °С	Внешний контур охлаждения
Воздух	20–120	0,05–0,2 (Алюминий)	от +1 до +45	Подготовка воздуха
Трансформаторное масло	300–1100	0,04–0,1 (Медь)	от –45 до +60	Воздух
Деионизированная вода	10 <sup>3</sup> –10 <sup>4</sup>	0,04–0,2 (Алюминий)	от +5 до +50	Вода техническая
Испарение воды	10 <sup>3</sup> –10 <sup>5</sup>	0,035–0,1 (Медь)	от +5 до +70	Воздух
Испарение фреона	10 <sup>3</sup> –10 <sup>4</sup>	0,025–0,1 (Медь с покрытием)	от +5 до +47	Вода техническая
		0,014 (Медь)		
		0,012–0,07		

Наибольшее распространение для охлаждения вентилей СТК получили воздух, трансформаторное масло и деионизованная вода. На выбор оптимального варианта охлаждения влияет ряд факторов, связанных с мощностью вентилей, типом применяемых тиристоров и удельной теплоотдачей хладагента. В качестве примера в табл. 4.3 показаны результаты сравнительной оценки расчетных потерь в тиристорах вентилей СТК на напряжение 10 кВ с различной мощностью и допустимых потерь трех типов тиристоров при использовании различных систем охлаждения.

Т а б л и ц а 4.3

Параметры	Тип тиристора								
	T243-500			T353-800			T173-1250		
Пороговое напряжение $U_0$ , В	1,04			1,15			1,18		
Динамическое сопротивление $R_d$ , мОм	0,735			0,50			0,275		
Тепловое сопротивление $p-n$ переход тиристора — охладитель, $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$	0,039			0,027			0,020		
Тепловое сопротивление охладитель — среда, $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$ :									
воздух	0,100			0,100			0,100		
масло	0,050			0,050			0,050		
вода	0,014			0,014			0,014		
Суммарное тепловое сопротивление $p-n$ переход — среда, $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$ :									
воздух	0,139			0,127			0,120		
масло	0,089			0,077			0,070		
вода	0,053			0,041			0,034		
Допустимые потери мощности в тиристоре при температуре $p-n$ перехода $105^{\circ}\text{C}$ , Вт:									
воздух	430			472			500		
масло	505			584			642		
вода	1037			1341			1617		
Трехфазная мощность СТК, МВ•А	15	20	30	20	30	40	25	30	60
Расчетные потери мощности в тиристоре, Вт	325	477	838	458	770	1138	540	672	1618

Приято, что максимальная температура  $p-n$  перехода тиристора  $T_{max}$  в длительных режимах не должна превышать  $105^{\circ}\text{C}$ . Макси-

мальная температура хладагента  $T_x$  на выходе из вентиля принималась для воздуха  $45^\circ\text{C}$ , для масла  $60^\circ\text{C}$  и для воды  $50^\circ\text{C}$ . Параметры тиристоров определялись по информационным материалам завода-изготовителя. При расчетах использовались следующие соотношения:

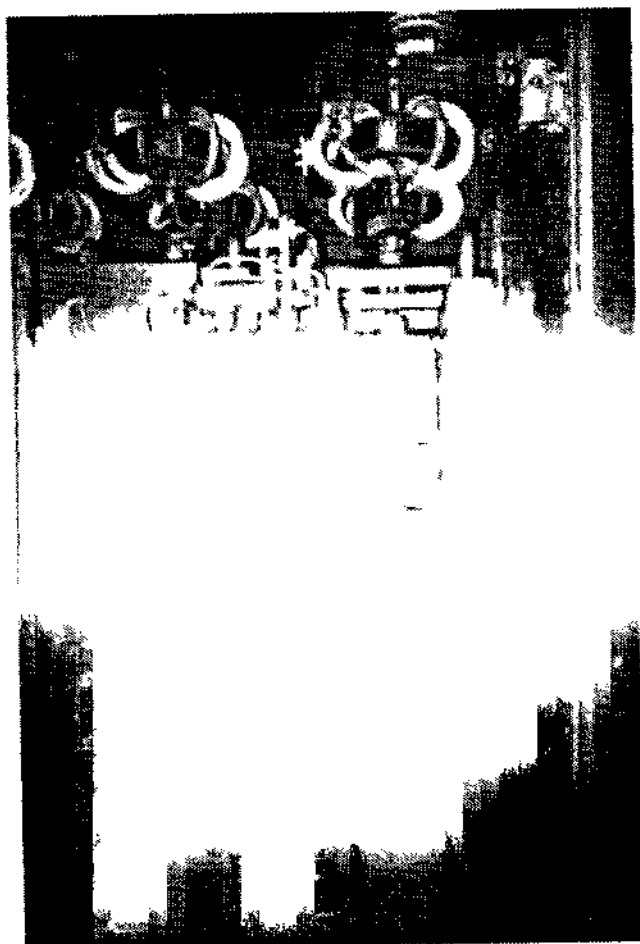
$$\left. \begin{aligned} P_{\text{дон}} &= \frac{T_{\text{max}} - T_x}{R_\Sigma}; \\ P_{\text{расч}} &= I_{\text{т.ср}} U_0 + I_{\text{т.д}}^2 R_d; \\ I_{\text{т.ср}} &= \frac{I_m}{\pi}; \end{aligned} \right\} \quad (4.5)$$

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{т.д}} &= \frac{I_m}{2}; \\ I_m &= \frac{\sqrt{2} Q_{\text{СТК}}}{3 U_{\text{ном}}}. \end{aligned} \right\} \quad (4.6)$$

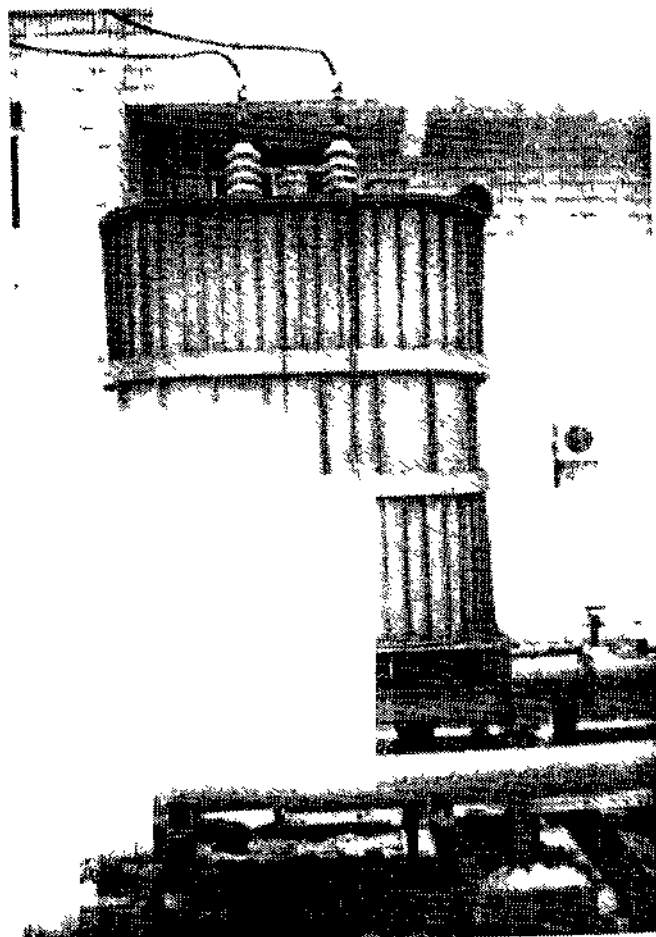
Из анализа табл. 4.3 следует, что при номинальном напряжении 10 кВ воздушная система охлаждения позволяет создать модуль СТК мощностью не более 20 Мвар, масляная система — не более 30 Мвар и водяная не более 60 Мвар. С ростом мощности единичного тиристора наиболее перспективным хладагентом становится деионизованная вода.

На рис. 4.10,а изображена фаза тиристорного вентиля с воздушным охлаждением для СТК 10 кВ, 7 Мвар. Вентиль выполнен в виде последовательно соединенных цепей из дросселей насыщения и встречно-параллельно включенных ветвей. Каждая ветвь состоит из 14 последовательно соединенных тиристоров типа Т243-500. Для защиты тиристоров от коммутационных перенапряжений, равномерного деления напряжения между тиристорными ячейками и снижения скорости нарастания напряжения параллельно каждому из них включены  $R$  и  $RC$ -цепь, а для получения требуемого ударного коэффициента при выключении вентиля параллельно каждой ветви включена групповая  $RC$ -цепь. Кроме того, параллельно тиристорам подключена цепь защиты, состоящая из двух последовательных варисторов типа СН-2 для включения тиристора при перенапряжениях или отсутствии основного рабочего импульса управления.

Импульсы управления на тиристоры от системы управления, расположенной на потенциале «земли», передаются с помощью петли кабеля управления с изоляцией на полное напряжение СТК, с которого через индивидуальные импульсные трансформаторы



*а)*



*б)*

**Рис 4.10. Конструкция ВТВ:**

- а* — фрагмент ВТВ внутренней установки для СТК 10 кВ, 7 Мвар;
- б* — вентили наружной установки для СТК 33 кВ, 42 Мвар

поступают на каждый тиристор. Конструктивно тиристорная ветвь выполнена в виде двух тиристорных блоков, каждый из которых состоит из семи последовательных тириستоров. Двенадцать тиристорных блоков, образующих трехфазные вентили, цепи защит и деления напряжения, кабели управления с индивидуальными импульсными трансформаторами и формирователи импульсов управления располагаются в шкафу с габаритными размерами 2100×1100×2545 мм. Отводимая воздушной системой охлаждения мощность потерь трех тиристорных вентилях не превышает 30 кВт. Допустимый температурный диапазон окружающей среды +2÷40°C. Вентили с водяной системой охлаждения требуют установки также внутри помещения или в специальном обогреваемом контейнере. Конструкция вентилях с масляной системой охлаждения позволяет их установку на открытой части подстанции вместе с компенсирующими реакторами и конденсаторной батареей.

Силовая схема вентилях включает в себя вышеописанные тиристорные ветви, цепи защиты и деления напряжения, кабели управления. Вентили пофазно располагаются в трех баках, заполненных трансформаторным маслом. На крышке бака установлены два высоковольтных ввода и газовое реле. На рис. 4.10,б показан внешний вид одного из трех вентилях СТК 33 кВ, 42 Мвар. Габаритные размеры бака: 2230×1480×3330 мм. Масса вентилях с маслом 6270 кг. В основании бака предусмотрены патрубки с плоскими поворотными задвижками для присоединения к коллекторам масляной системы охлаждения. Бак рассчитан на избыточное давление масла 0,25 МПа. На крышке бака имеется люк для производства монтажных работ, закрытый в рабочем состоянии герметичной крышкой, обеспечивающий также защиту бака от превышения давления в нем свыше 0,25 МПа. Мощность потерь одного вентилях не более 50 кВт. Отвод тепла от тиристорных трех вентилях осуществляется с помощью установки типа ГОУ-3. Тиристорные вентили соответствуют климатическому исполнению У категории размещения по ГОСТ 15150-69.

#### 4.4. Примеры схем СТК

Сооружение СТК на подстанции 500 кВ «Луч» потребовало проведения комплекса исследований, направленных на отработку основных технических решений по силовой схеме и отдельным

видам оборудования и устройств компенсатора, а также накопления опыта эксплуатации впервые внедряемой в энергосистеме мощной тиристорной установки данного типа [35]. Натурные экспериментальные исследования, выполненные в процессе освоения СТК, позволили получить результаты и выводы, выходящие за рамки определения работоспособности данной конкретной установки. Эти результаты используются в настоящее время при разработке, проектировании и эксплуатации СТК, предназначенных для оптимизации режимов энергосистем по напряжению и реактивной мощности.

Подстанция 500 кВ «Луч» находится на транзитном участке линии между Костромской ГРЭС и Чебоксарской ГЭС. Уровень напряжения на шинах ПС зависит от перетока мощности по линиям 500 кВ, а также нагрузок сетей 110 и 220 кВ. В 80-е годы, когда внедрялся СТК, возможные изменения напряжения на шинах 500 кВ в течение года составляли примерно 60 кВ, а колебания напряжения в течение суток не превосходили 30–35 кВ. Поэтому при относительно небольшой мощности СТК, равной 120 Мвар, наиболее эффективно было его использование для стабилизации напряжения на шинах 110 кВ, питающих местную промышленную нагрузку.

Статический тиристорный компенсатор (рис. 4.11,а) состоит из ТРГ ( $L1$ ,  $L2$  и  $VS$ ), фильтра третьей гармоники ( $L_{\phi} - C_{\phi}$ ) и конденсаторной батареи ( $C_{\text{КБ}}$ ). Используются два варианта схемы: вариант 1, когда фильтры подключаются между реакторами  $L1$  и  $L2$ , и вариант 2, когда фильтр подключен к шинам 110 кВ. В первом случае фильтр приобретает свойства широкополосного, но воздействия по току и напряжению на тиристорные вентили существенно выше, чем при подключении фильтра к шинам. Вместе с тем различается и регулировочный диапазон по реактивной мощности (121,2 и 90,2 Мвар). В тиристорном вентиле количество последовательных ячеек из тириستоров типа ТЗ-320-24 равно 140 (рис. 4.11,б). Система управления — кабельно-трансформаторная с двумя ступенями трансформации и суммарным коэффициентом  $K_{\tau} = 60$ . Стремление уменьшить число импульсных трансформаторов и снизить мощность формирователей импульсов  $\Phi И$  привело к решению использовать каждый трансформатор для управления двумя тиристорами, расположенными в соседних ячейках и связанными между собой катодными выводами. Кабель

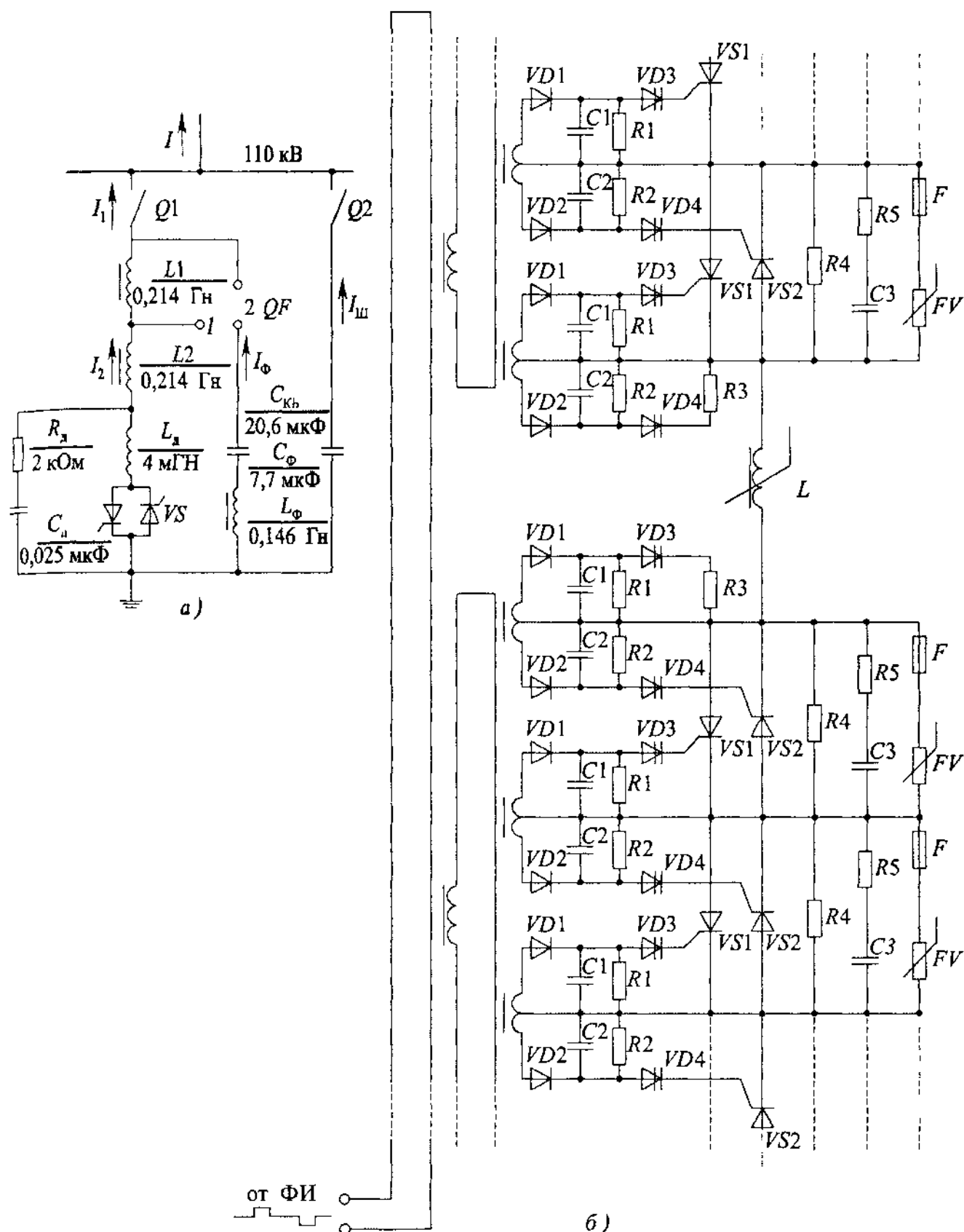


Рис. 4.11. Схемы СТК и вентиль:

а — одна фаза СТК 110 кВ, 120 Мвар; б — тиристорный вентиль 110 кВ

управления имеет бумажно-масляную изоляцию и смонтирован в отдельном герметичном корпусе, заполненном трансформаторным маслом. Конструктивно вентиль располагается в металлическом

баке 2 650×2 200 мм в основании и 3 000 мм высотой. Вентили располагаются на открытой части ПС и охлаждаются от установки ГОУ-4. Проведенные на ПС монтажные, профилактические, ремонтные и наладочные работы не выявили заметных отличий от аналогичных работ, выполняемых на маслonaполненном оборудовании. Испытания разработанной системы масляного охлаждения определили два режима работы ГОУ-4. При температуре окружающего воздуха ниже +10°C достаточно использовать одну секцию теплообменника. Номинальный токовый режим обеспечивается расходом масла 80 м<sup>3</sup>/ч через вентиль, а маслосистема характеризуется следующими параметрами: давление на входе в вентили 1,1 кгс/см<sup>2</sup>, давление маслонасоса 2,4 кгс/см<sup>2</sup>, установившаяся температура масла перед теплообменником не более +42°C, время установления температуры 1 ч. При температуре воздуха выше +10°C используются три секции теплообменника, что обеспечивает температуру масла не выше +50°C и требуемый температурный режим структуры тиристора.

#### ПАРАМЕТРЫ ТИРИСТОРНОГО ВЕНТИЛЯ

Номинальный ток (действующее значение), А .....	560
Средний номинальный ток вентиля, А .....	250
Максимально допустимый ток перегрузки в течение 20 мин, А, при расходе масла, м <sup>3</sup> /ч:	
40 .....	320
35 .....	300
Допустимый ток (амплитудное значение) перегрузки в течение 0,1 с, А .....	1700
Рабочее напряжение (амплитудное значение) 50 Гц, кВ:	
номинальное .....	130
максимальное .....	180
Скорость нарастания:	
прямого и обратного напряжения, кВ/мкс, не более .....	20
тока при включениях в длительных режимах, А/мкс, не более .....	20
Номинальные удельные потери в ТК, Вт/квар .....	4,0

Принадлежностью тиристорного ключа является цепь демпфирования  $R_d - C_d$  (рис. 4.11,а), параметры которой определяются из условия оптимизации режимов включения и выключения вентиля. Выбранные значения  $R_d = 2$  кОм,  $C_d = 28$  пФ обеспечивают ударный коэффициент перенапряжений, равный 1,4, максимальную амплитуду колебательной составляющей тока

включения на уровне 90 А и скорость нарастания прямого тока 12 А/мкс при напряжении 115 кВ на шинах подстанции.

Реакторы, фильтровая и шунтовая батареи оснащены стандартным набором защитных устройств. Защиты тиристорных ключей выявляют следующие неисправности: длительное снижение более чем на 20% напряжения питания формирователей импульсов управления вентилей и их отказ, выход из строя 10% тиристорных ячеек, выделение газа из-за нарушения контактов в тиристорных ячейках, перегрев охлаждающего масла на выходе из вентилей, пропуски включения вентилей, длительный несимметричный режим работы тиристорного ключа и увеличение токов вентилей выше заданной уставки. В процессе опытно-промышленной эксплуатации потребовалась доработка защит от пропуска включения вентилей и выхода из строя 10% тиристорных ячеек, остальные защиты работают достаточно эффективно.

Режим работы СТК определяется автоматическим регулятором (АР), функциональная схема которого (рис. 4.12,а) содержит тракты регулирования, формирования первичных импульсов управления тиристорными ключами, устройствами автоматики и системы питания. В звене  $W\Delta U$  происходит формирование передаточной функции по отклонению напряжения трех фаз, образованного вычитанием выходных величин измерительного преобразователя напряжения  $ИПН$  и уставки напряжения  $УН$ . Максимальное значение коэффициента передачи составляет 150 рад/ед. напряжения. При понижении напряжения ниже 80—92% уставки вступает в работу блок форсирования напряжения  $\Phi НТ$ , закрывающий реакторно-тиристорную группу СТК. На сумматор  $С2$  кроме основного сигнала  $\Delta U$  поступают стабилизирующие воздействия по производным напряжения, по отклонениям частоты и реактивной мощности. Режим работы регулятора «ручной» или «автоматический» выбирается переключателем  $П$ , через который напряжение управления поступает на формирователи разрешения открытия  $\Phi РО$ . В этом элементе происходит преобразование управляющего сигнала в угол управления ТК в диапазоне  $\alpha_{min} — \alpha_{max}$ .

Синхронизация генератора линейной развертки  $\Phi РО$  производится по напряжению шин 110 кВ. Отдельный канал  $\Phi РО$  предназначен для реализации команды  $-Q_M$  на полное открытие ТК, ограниченное значением  $\alpha_{min}$ . Сигналы разрешения открытия с выводов  $\Phi РО$  производят пуск формирователей первичных

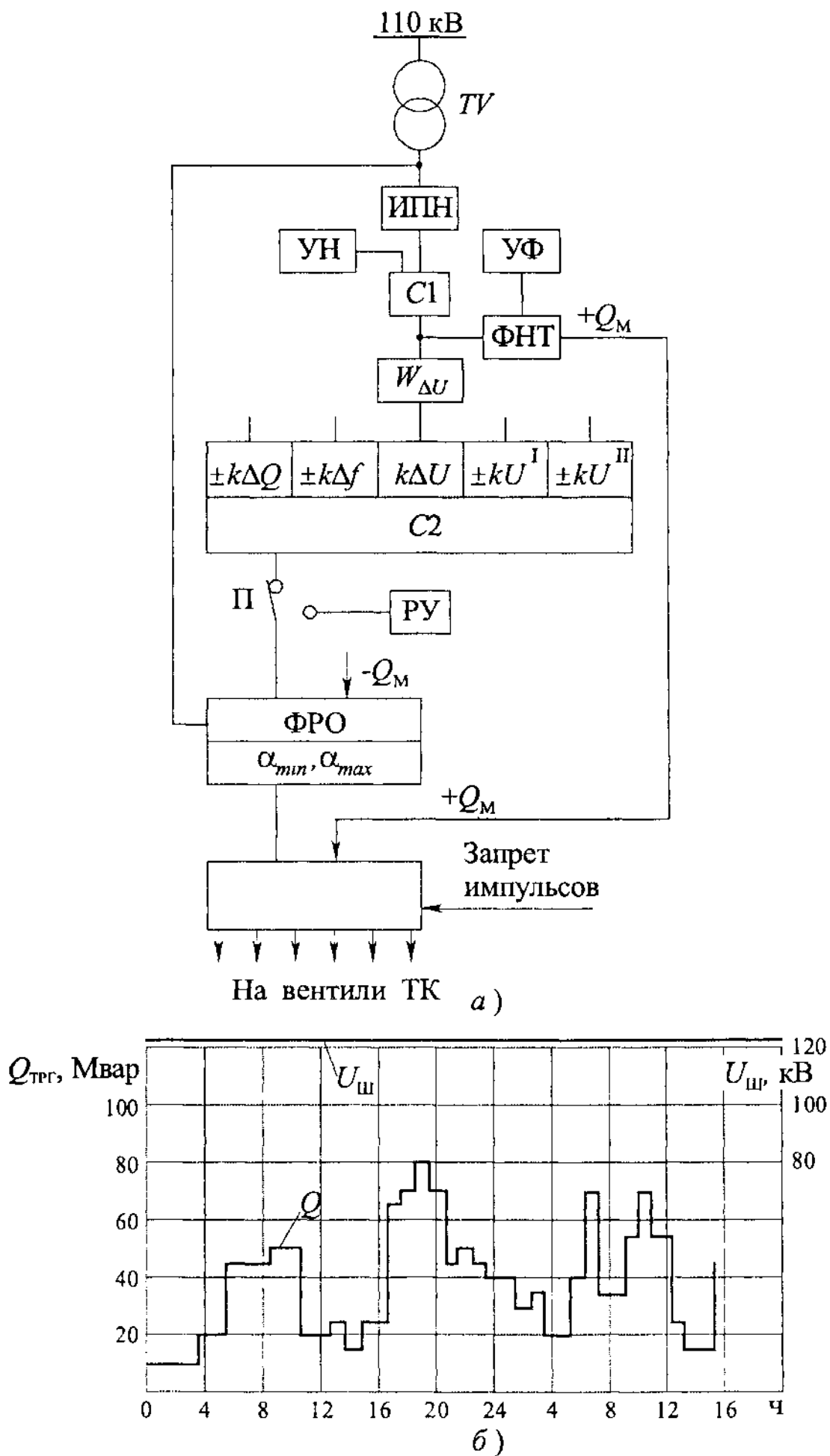


Рис. 4.12. Регулирование СТК:

а — структурная схема регулятора; б — работа ТРГ

импульсов  $\Phi_{ПИ}$ , запрет действия которых (для закрытия ТК по команде  $+Q_M$  либо при срабатывании защит) осуществляется блокированием одновибраторов, определяющих длительность первичных импульсов. Учитывая, что построение силовой схемы СТК обеспечивает независимое управление фазами, в АР предусмотрено в случае симметрирования напряжения пофазное регулирование напряжения.

На рис. 4.12,б показан один из характерных суточных графиков работы реакторно-тиристорной части СТК при ведении режима стабилизации напряжения на шинах 110 кВ подстанции «Луч».

С 1991 г. на подстанции 220 кВ «Могоча» АО Читаэнерго функционирует СТК мощностью 80 Мвар (рис. 4.13), основное назначение которого — регулирование напряжения на протяженной ЛЭП 220 кВ. Проект СТК выполнен институтом Восточно-Сибирский Энергосетьпроект (г.Иркутск) при участии АО ВНИИЭ. Оборудование СТК изготовлено и поставлено следующими предприятиями: тиристорная часть с системой управления и фильтро-компенсирующие цепи (ФКЦ) — ЗПО «Преобразователь» (г.Запорожье); компенсирующие реакторы — Электрозавод (г.Москва) и система автоматического регулирования (САР) — АО ВНИИЭ. В процессе внедрения СТК тиристорная часть с системой управления были модернизированы применительно к условиям ПС «Могоча».

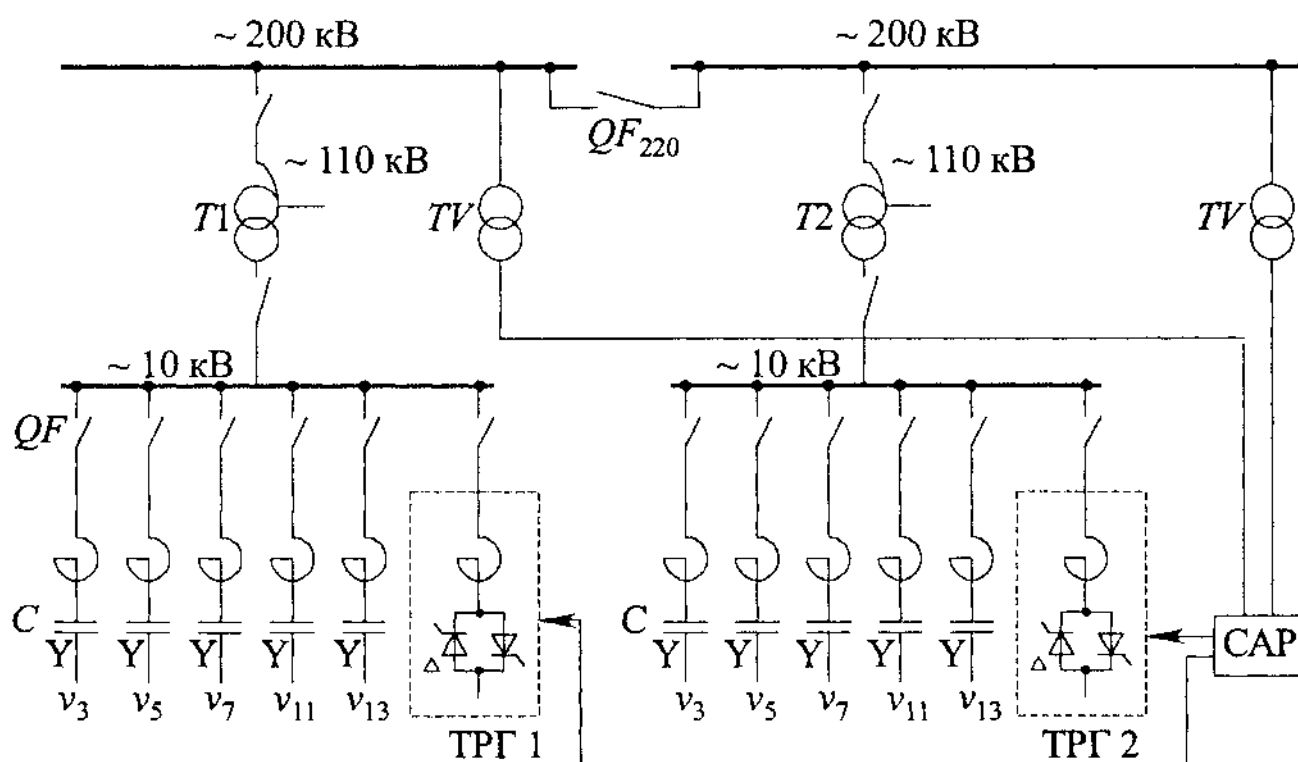


Рис. 4.13. Схема СТК на ПС «Могоча»

Статический тиристорный компенсатор состоит из двух секций, подключенных к третичным обмоткам 10 кВ главных трансформаторов  $T1$  и  $T2$ . Каждая секция СТК содержит тиристорно-реакторную группу мощностью 40 Мвар и ФКЦ, настроенные на 3-ю гармонику (установленная мощность 6,3 Мвар), на 5, 7, 11 и 13-ю гармоники (установленная мощность каждой 9,9 Мвар). Тиристорная часть ТРГ выполнена с воздушным охлаждением тиристорных вентилях и установлена в отапливаемом помещении. Компенсирующие реакторы ТРГ с масляным охлаждением установлены на открытой части ПС. Фильтрокомпенсирующие цепи установлены в неотапливаемом помещении, а САР — на пульте управления ПС. Последняя включает в себя два идентичных автоматических регулятора (АР) и панель управления СТК.

При работе ПС «Могоча» в составе Дальэнерго (раздел проходит западнее ПС) один АР осуществляет параллельное регулирование обеими секциями СТК в функции напряжения на шинах 220 кВ. В этом случае второй АР находится в состоянии горячего резерва. При разделении энергосистем на ПС «Могоча» (выключатель  $QF_{220}$  разомкнут) каждый СТК делится на два независимо работающих компенсатора. В этом случае каждый АР работает в составе своего СТК с регулированием напряжения 220 кВ соответствующей энергосистемы.

Фильтрокомпенсирующие цепи 3-й и 5-й гармоник постоянно находятся в работе, что обусловлено требуемым режимом работы ПС и обеспечением необходимого качества напряжения на шинах 10 кВ. Фильтрокомпенсирующие цепи 7, 11 и 13-й гармоник используются для сезонного регулирования.

Особенностью работы ПС «Могоча» является низкое качество напряжения на шинах (уровень высших гармоник в несколько раз превышает допустимое значение), а также одностороннее питание подстанции. Это определило повышенные требования к помехоустойчивости системы управления ТРГ. Было разработано и внедрено устройство автоматического повторного включения ТРГ при нарушениях напряжения синхронизации СУ, используется агрегат бесперебойного питания СУ, введены помехоустойчивые каналы дистанционного управления оборудованием СТК, осуществляемого с панели управления, а также другие меры.

Испытания СТК в энергосистеме проводились для определения оптимальных параметров настройки САР. Схема испытаний соответствовала наиболее тяжелым условиям с точки зрения устойчивой работы САР: питание по одной цепи 220 кВ с включением ЛЭП 220 кВ длиной 265 км в режиме холостого хода.

Коэффициент передачи САР по отклонению напряжения шин 220 кВ, установленный в результате испытаний, равен 50 единицам проводимости (реактивной мощности) СТК на единицу напряжения (увеличение его до 80 приводит к некоторому сокращению области устойчивой работы САР). Включение ЛЭП в режиме холостого хода происходит без перерегулирования по выходу САР, время переходного процесса составляет 70 мс. Напряжение шин возрастает с 240 до 245 кВ, суммарный ток ТРГ СТК увеличивается с 1500 до 3400 А.

Во время испытаний также был успешно опробован макет корректора коэффициента передачи САР. Подавление автоколебаний, вызванных выводом САР из области устойчивой работы, достигнуто за 1,5 с, при этом коэффициент передачи САР снизился до 0,65 установленного.

Функционально регулятор выполнен по схеме рис. 4.12,а. Работа СТК с автоматической стабилизацией напряжения на шинах 220 кВ отражена на рис. 4.7.

Статический тиристорный компенсатор на ПС «Могоча» позволил значительно повысить надежность электроснабжения восточной части читинской энергосистемы. Вместе с тем снижение передаваемой по ЛЭП 220 кВ мощности, особенно в летний период, приводит из-за ограниченной мощности СТК к увеличению напряжения на шинах 220 кВ в некоторых режимах суточного регулирования. Кроме того, возросшая относительная доля нагрузки железнодорожных ПС явилась причиной появления существенной несимметрии напряжений и значительных высших гармоник тока. Поэтому принято решение о дополнении СТК перерегулируемыми шунтирующими реакторами 10 кВ для смещения регулировочного диапазона в сторону потребления реактивной мощности, а также разработке и поставке нового автоматического регулятора СТК для компенсации несимметрии напряжений. В настоящее время эти доработки СТК проводятся АО ВНИИЭ и НПЦ «Энерком». Отметим, что в схеме СТК, в отличие от традиционного решения, конденсаторная часть выполнена в виде набора фильтров

из-за наличия, как отмечалось выше, значительных гармоник тока местных потребителей электроэнергии. В других энергосистемах, не имеющих высших гармоник тока, могут быть использованы схемы СТК переносом конденсаторной части в виде конденсаторной батареи на шины 110 или 220 кВ при подключении ТРГ к третичным обмоткам трансформаторов. Это дает возможность в режимах полной загрузки ЛЭП экономичнее использовать трансформаторы 220/110/10 кВ. Ниже рассматриваются несколько вариантов построения СТК, проработанных на стадии технического проекта.

Статический тиристорный компенсатор мощностью  $2 \times (\pm 40 \text{ Мвар})$  предназначен для регулирования напряжения на шинах 110 или 220 кВ одной из ПС ОЭС Сибири (рис. 4.14) с подключением к обмоткам 10 кВ двух АТ 220/110/10 кВ мощностью 200 МВ·А каждый. Схема на рис. 4.14,а обеспечивает плавный без задержки переход из режима генерации +80 Мвар в режим потребления –80 Мвар. Но при этом мощность  $ТРГ1-ТРГ4$  должна быть вдвое больше мощности  $КБ1-КБ2$ . Последовательное управление ТРГ ( $ТРГ1-ТРГ4$  или  $ТРГ1, ТРГ3-ТРГ2, ТРГ4$ ) существенно снижает гармоники тока ТРГ, которые дополнительно фильтруются с помощью КБ. Схема на рис. 4.14,б имеет равные мощности ТРГ и КБ, но при переходе в режим потребления требует очередного отключения КБ с небольшой задержкой в процессе регулирования реактивной мощности (см. §4.2 и рис. 4.8). Отметим, что от выключателей требуются высокая механическая стойкость и быстродействие, что обеспечивают современные вакуумные выключатели с коммутационным ресурсом до 40 000 операций. Учитывая, что такие переключения требуются не более нескольких раз в сутки, ресурса выключателей хватит на десятки лет.

В схеме на рис. 4.14,в добавлена вакуумно-реакторная группа ВРГ, обеспечивающая непрерывное быстродействующее регулирование  $Q$  от +80 Мвар до –80 Мвар и обратно с минимальным количеством коммутаций выключателей. При соединении ВРГ в звезду и присоединении двух частей к разным секциям шин мощность ВРГ составит  $2 \times 26 \text{ МВ·А}$ .

Статический тиристорный выключатель управляется с помощью цифровой системы автоматического управления и регулирования (САУР), включающей в себя:

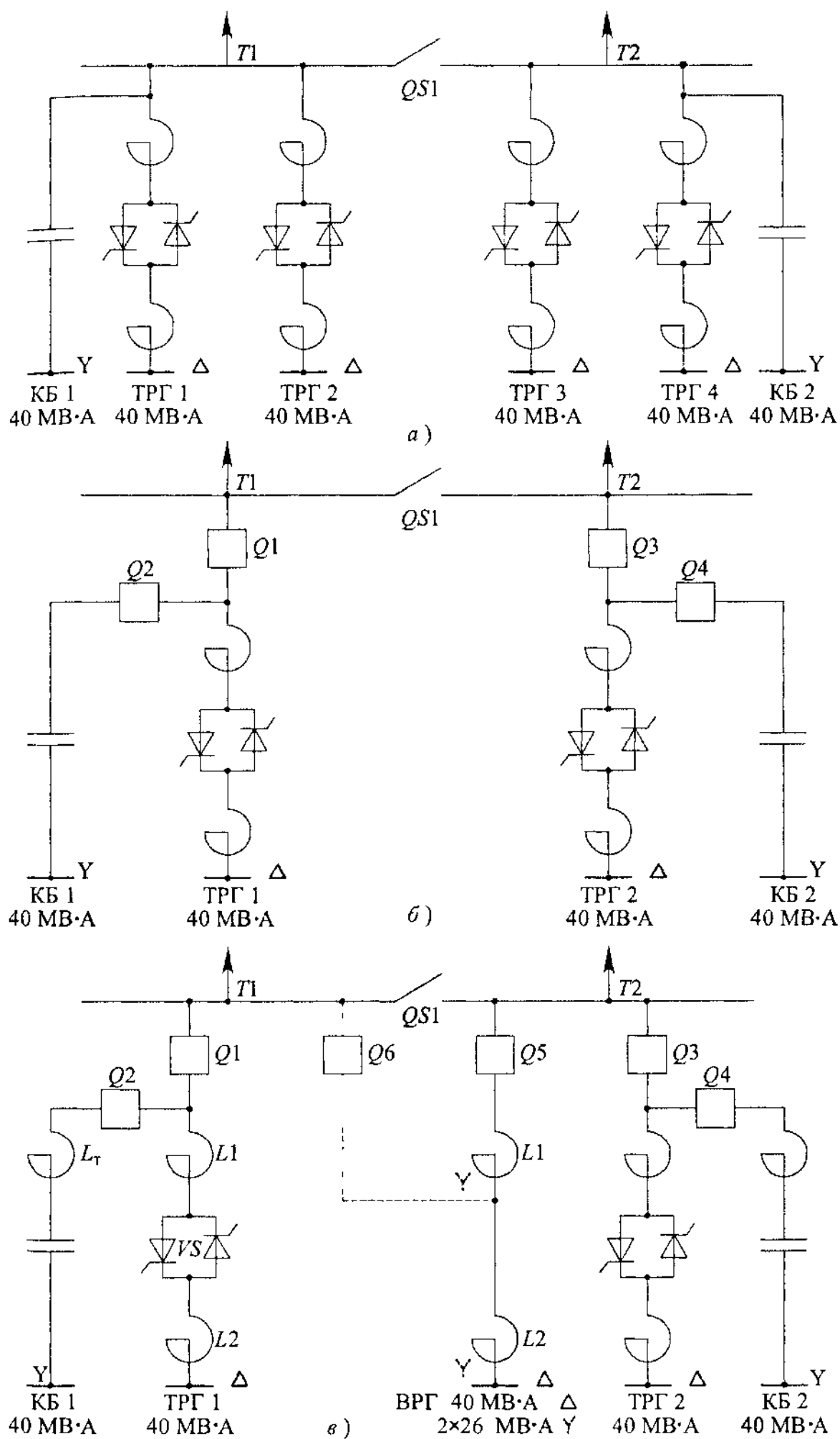


Рис. 4.14. Схема СТК  $2 \times (\pm 40 \text{ Мвар})$ ,  $10 \text{ кВ}$

быстродействующий цифровой процессор (БЦП);  
 программируемые логические интегральные схемы (ПЛИС);  
 быстродействующую память (БП);  
 устройство связи с объектом регулирования (УСО).

Программное обеспечение повышает надежность работы САУР за счет резервирования каналов методом мажорирования. Цифровая система может быть включена в систему АСУ подстанции.

Конденсаторные батареи комплектуются чисто пленочными конденсаторами типа КЭПФ-300/6,6-У1 единичной мощностью 300 квар на напряжение 6,6 кВ. Для ограничения бросков тока при включениях КБ предусматриваются токоограничивающие реакторы, которые, как и компенсирующие реакторы  $L1$  и  $L2$ , изготавливаются на основе провода типа ПАЭРТ, что позволяет эксплуатировать их в условиях УХЛ1.

Тиристорные вентили имеют водяную систему охлаждения и устанавливаются в отапливаемом помещении или контейнере.

В состав комплектной поставки СТК, осуществляемой НПЦ «Энерком» по схеме 4.14, в, входит оборудование, перечень которого приведен в табл. 4.4.

Т а б л и ц а 4.4

Оборудование	Количество
Реактор компенсирующий РКOC-6700/10,5	18
Реактор токоограничивающий РФOC-1000/10,5	6
Трехфазная конденсаторная батарея КБ-45000/10,5	2
Вакуумный выключатель ВВ-2500/12	6
Встречно-параллельный вентиль со шкафом управления ВТСВП-1600/12	6
Система водяного охлаждения АТ-200	1
Система управления САУР СТК	1
Вспомогательное оборудование (устройства релейной защиты, пульт управления СТК и т.д).	2
	компл

Компенсирующие реакторы  $L1$ ,  $L2$  устанавливаются на открытой части подстанции по два соосно по вертикальной оси. Конденсаторы в фазе КБ устанавливаются горизонтально в два ряда. На каждой фазе КБ размещается токоограничивающий реактор  $L_T$ . Для тиристорных вентилях с системой управления требуется помещение площадью около 60 м<sup>2</sup>. Возможна замена вентилях с водяной системой охлаждения на вентили с масляной системой охлаждения,



Фаза ТРГ состоит из компенсирующего реактора, выполненного в виде двух полуобмоток, в рассечку между которыми включен встречно-параллельный вентиль ВТВ.

Высоковольтный тиристорный вентиль типа ВТСВП-1300/35 включает 32 соединенные последовательно тиристорные ячейки. Тиристорная ячейка состоит из двух включенных встречно-параллельно тириستоров типа Т273-1250, двух блоков управления и демпфирующей цепочки.

Блоки управления обеспечивают подачу управляющих токовых импульсов в цепь управления силовых тиристоров при поступлении запускающих световых сигналов от шкафа управления, расположенного на потенциале «земли». Длина световодов — до 50 м. С помощью блока управления осуществляется также защитное включение силовых тиристоров при появлении на них прямого напряжения, превышающего допустимый уровень.

Силовые тиристоры, резисторы демпфирующих цепочек и элементы цепей питания блоков управления каждой четырех последовательно включенных тиристорных ячеек конструктивно соединены в модули. Последовательно с каждым модулем включен групповой дроссель насыщения. Охлаждение тепловыделяющих элементов модулей осуществляется при помощи деионизованной воды.

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ВТВ

Напряжение на запертом ВТВ (действующее значение), кВ:

номинальное .....	35
наибольшее длительное .....	40

Ток через ВТВ (действующее значение), А:

номинальное значение .....	1300
наибольший длительный ток .....	1600

Максимальное значение однократного импульса тока

косинусоидальной формы длительностью 20 мс, кА ..... 10

Диапазон изменения частоты, Гц .....  $49,0 \div 50,2$

Число избыточных тириستоров, шт. .... 2

(При выходе одного тиристора из строя допускается длительная работа в течение двух месяцев. При выходе двух тиристоров из строя — отключение.)

Защита ВТВ от перенапряжений промышленной частоты осуществляется путем его полного открытия.

## ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТИРИСТОРОВ ТИПА Т273-1250

Повторяющееся импульсное напряжение в закрытом состоянии $U_{DRM}$ и повторяющееся импульсное обратное напряжение $U_{RRM}$ , В .....	4200
Средний ток в открытом состоянии при температуре корпуса 90°C, А .....	1250
Ударный ток в открытом состоянии $I_{TSM}$ при максимальной температуре перехода, кА .....	32
Диаметр пайбы, мм .....	80

## ПАРАМЕТРЫ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ВТВ

Суммарные отводимые потери, кВт, не более .....	80
Максимальная температура на выходе деионизованной воды, °C .....	47
Удельное электрическое сопротивление воды, МОм•см .....	1,5

Модули ВТВ размещаются в ячейках специального изоляционного каркаса один над другим. На каркасе устанавливаются также блоки управления, секции конденсаторов и дроссели. Блоки управления и секции конденсаторов подключаются к модулям при помощи жгутов. К металлоконструкциям каркаса крепятся световые коллекторы системы управления, светодиоды контроля и трубопроводы системы охлаждения.

На рис. 4.16 показан габаритно-установочный чертеж ВТВ.

Шкаф тиристорного вентили (ШТВ) обеспечивает управление тиристорами, получая первичные импульсы от системы регулирования, а также осуществляет:

выдачу предупредительного и защитного сигналов при исчерпывании избыточности тиристорных ячеек;

индикацию числа пробитых тиристоров и их месторасположение;

выявление числа отказавших устройств управления на потенциале вентили и их месторасположение;

сигнализацию о неисправностях в основных устройствах ШТВ.

Шкафы тиристорного вентили питаются от сети 220 В частоты 50 Гц. Отклонения напряжения — в диапазоне от -15 до +10% номинального значения.

## ПАРАМЕТРЫ АГРЕГАТА АТ-300

Агрегат обеспечивает отвод тепловых потерь в охлаждаемых элементах, кВт .....	до 300
Охлаждающая среда — деионизованная вода с удельной электропроводностью при $t=47^\circ\text{C}$ , не более, мксм/см .....	0,6

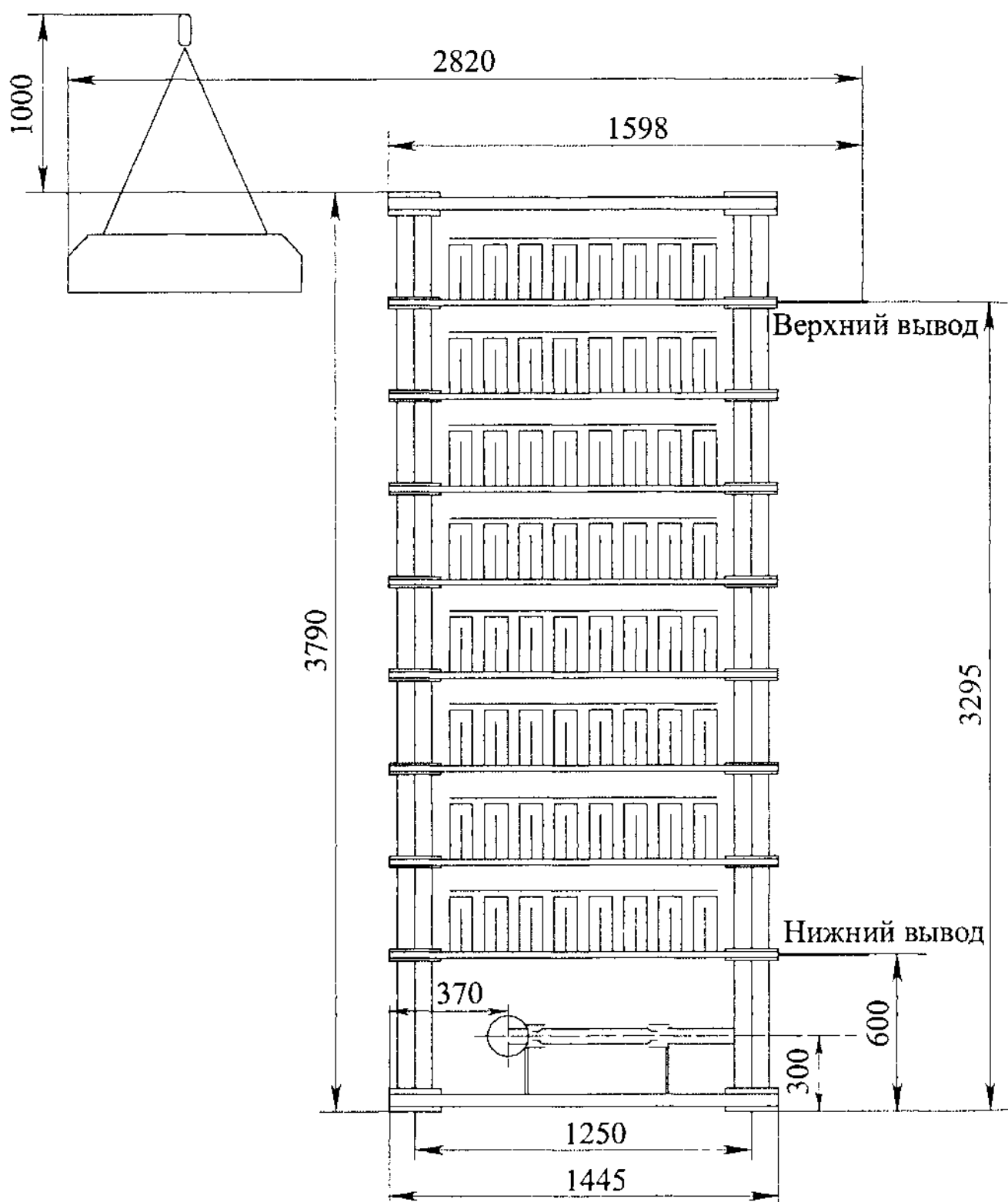


Рис. 4.16. Высоковольтный тиристорный вентиль

Расход охлаждающей воды, $\text{м}^3/\text{ч}$	
через вентили .....	30
через ионообменный фильтр .....	до 2
Расход технической воды через теплообменник, $\text{м}^3/\text{ч}$ .....	50
Температура деионизованной воды, $^{\circ}\text{C}$	
перед вентилем, не выше .....	38
на выходе, не выше .....	47
Температура технической воды на входе теплообменника, $^{\circ}\text{C}$ не выше .....	33

С целью защиты деионизованной воды от контакта с кислородом воздуха и поднятия ее уровня на высоту охлаждаемых аппаратов агрегат снабжен системой азотной защиты с рабочим давлением 0,07 МПа.

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ КОМПЕНСИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА ( $L_1$ , $L_2$ ) (рис. 4.17)

Номинальное напряжение, кВ .....	35
Номинальная индуктивность, мГн .....	$2 \times 30$
Номинальный ток, А .....	1200
Номинальная мощность, МВ·А .....	42

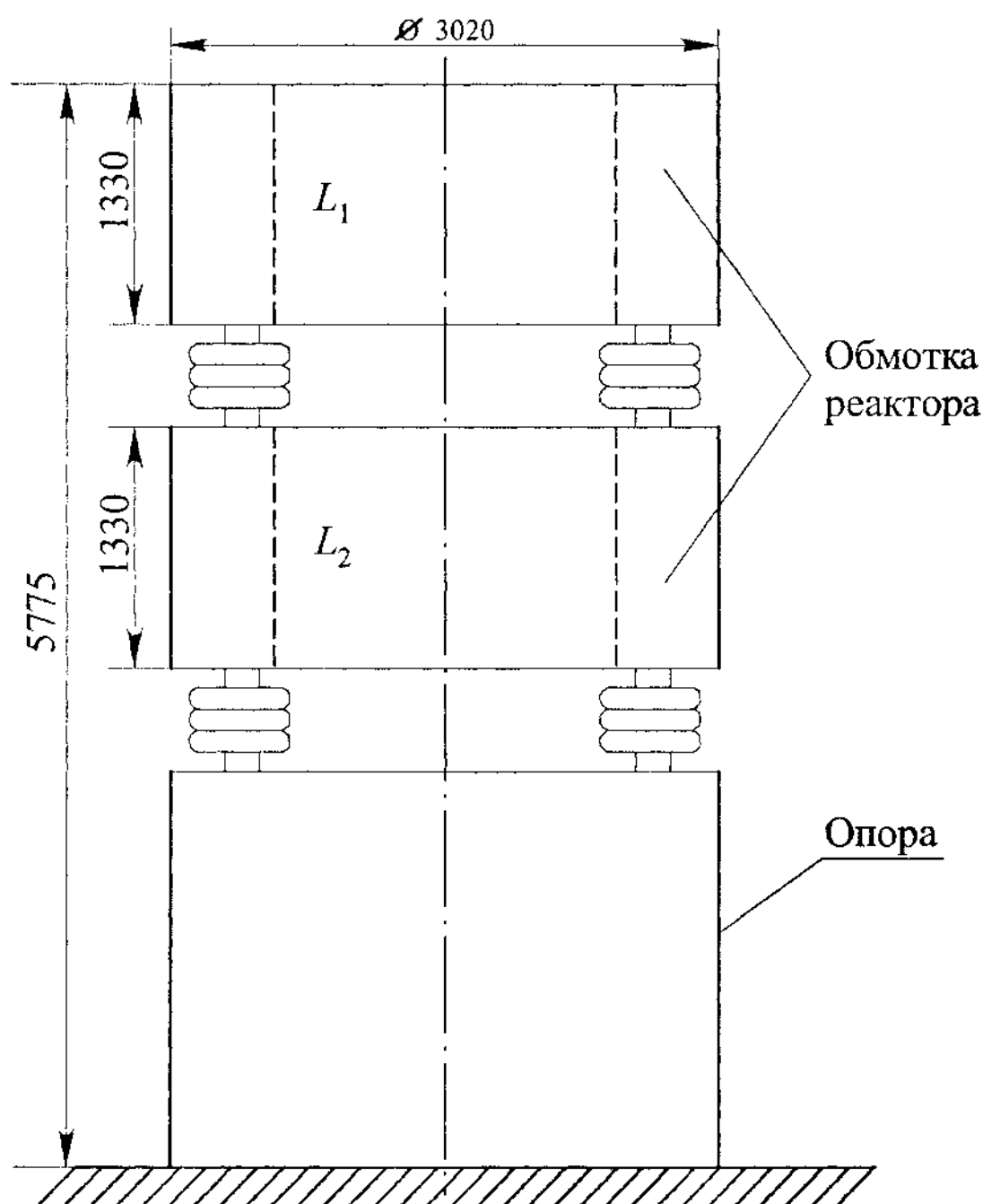


Рис. 4.17. Компенсирующий реактор

Внешний диаметр, мм .....	3020
Высота одной обмотки, мм .....	1330
Высота реактора от фундамента, мм .....	5775
Допустимое расстояние до замкнутого металлического контура, мм	
по вертикали .....	2300
по радиусу .....	2300
Вес, кг .....	5750
Число слоев обмотки .....	5

Примерная компоновка вентильного оборудования СТК отражена на рис. 4.18.

Следует отметить, что рассмотренные выше примеры построения СТК можно использовать также при проектировании регулируемых источников реактивной мощности на основе существующих конденсаторных батарей, дополняя последние тиристорно-реакторными или вакуумно-реакторными группами [67].

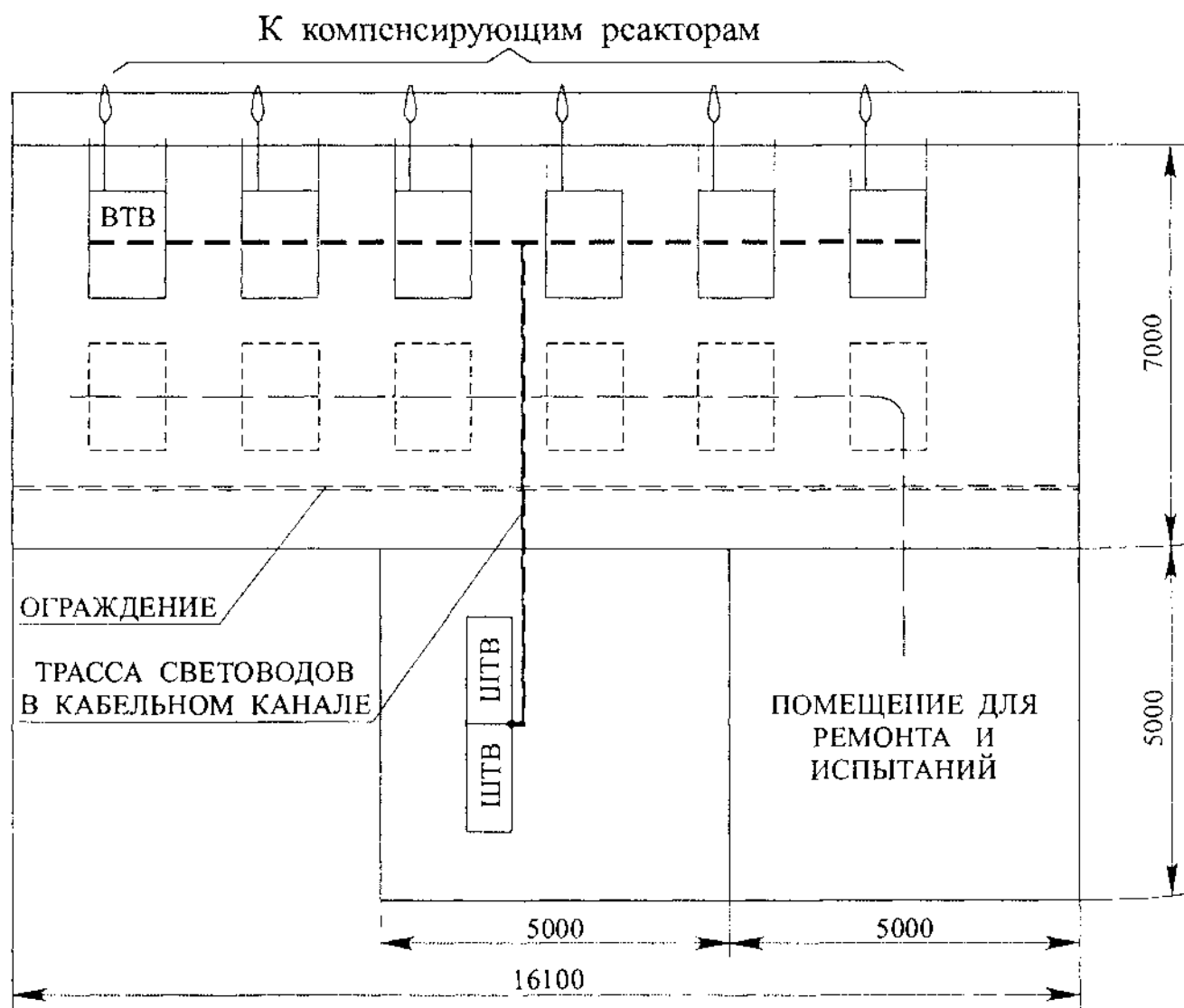


Рис. 4.18. Расположение тиристорной части СТК

## 4.5. Повышение пропускной способности ЛЭП

Известно, что передаваемая по ЛЭП без потерь активная мощность и потребляемая по ее концам реактивная мощность в зависимости от угла передачи  $\delta$  определяется как:

$$\left. \begin{aligned} P &= \frac{U_1 U_2}{X_{\pi}} \sin \delta; \\ Q &= \frac{U_1 U_2}{X_{\pi}} (1 - \cos \delta), \end{aligned} \right\} \quad (4.7)$$

где  $U_1, U_2$  — напряжения в начале и конце линии;  $X_{\pi}$  — индуктивное сопротивление линии;  $\delta$  — угол между векторами  $U_1$  и  $U_2$ .

Ограничения передаваемой мощности  $P_0$  вызваны необходимостью обеспечить статическую устойчивость в нормальном режиме с коэффициентом запаса по передаваемой активной мощности

$$K_{P_{\text{зап}}} = \frac{P_{\text{пр}} - P_0}{P_0} 100\% > 20\%, \quad (4.8)$$

где предельная мощность  $P_{\text{пр}} = \frac{U_1 U_2}{X_{\pi}}$  при  $\delta = \pi/2$ , а также динамическую устойчивость в аварийном режиме энергосистемы и передачу требуемой мощности по ЛЭП в послеаварийном режиме с запасом  $K_{P_{\text{зап}}} \geq 8\%$ .

С учетом характеристик ЛЭП (см. табл. 2.1 и 2.2) и ориентировочных их длин в табл. 4.5 приведены мощности линий для некоторых классов напряжений.

Т а б л и ц а 4.5

$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	220	500	750	1150
$l, \text{ км}$	200	700	1500	2500
$X_{\pi}, \text{ Ом}$	84	210	450	675
$P_{\text{пр}}, \text{ МВт}$	576	1190	1250	1960
$P_{\text{нат}}, \text{ МВт}$	125	870	2120	5400
$P_{\text{рек}}, \text{ МВт}$	350	1000	2200	6000

Откуда следует, что без принятия дополнительных мер ЛЭП с указанной длиной и напряжениями 500 кВ и выше могут передавать мощность с учетом (4.8) ниже рекомендуемых значений  $P_{рек}$ . Согласно выражению (4.7) предел передаваемой мощности может быть увеличен за счет снижения индуктивного сопротивления  $X_L$  при введении в линию устройства продольной компенсации УПК с емкостным сопротивлением  $X_c$  или за счет поддержания напряжения в промежуточной точке ЛЭП с помощью источника реактивной мощности. Как показано на рис. 4.2, вольт-амперная характеристика реального СТК в регулировочном диапазоне имеет некоторый наклон — статизм, зависящий от коэффициента усиления замкнутого контура регулирования, и в общем случае характеризующий точность поддержания напряжения при изменениях реактивной мощности. Положительный знак статизма, как правило, соответствует увеличению индуктивного тока при подъеме напряжения в точке подключения компенсатора. Величина статизма обычно находится в диапазоне 2–5% [31]. Значение напряжения при нулевой реактивной мощности СТК определяет уставку  $U_{уст}$  (рис. 4.19, а), которую можно изменять в пределах  $\pm 10\%$  от номинального значения.

Рассматривая статизм характеристики как отношение отклонения напряжения к отклонению тока, нетрудно определить изменение напряжения в точке подключения компенсатора при колебаниях напряжения сети (рис. 4.19, б) в виде

$$\Delta U_1 = \Delta U_s \frac{X_k}{X_k + X_s}, \quad (4.9)$$

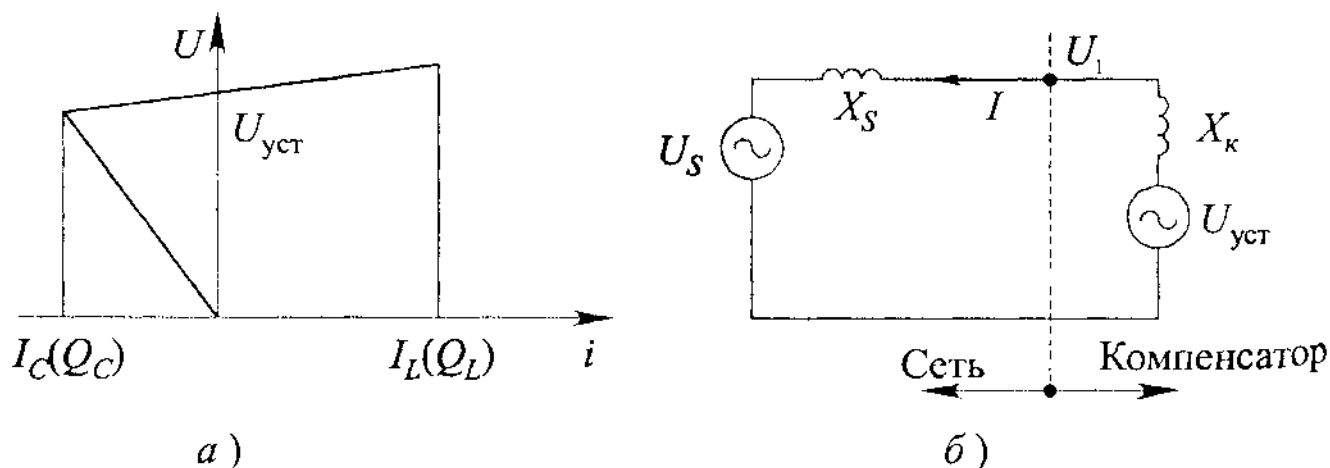


Рис. 4.19. Регулирование напряжения с помощью СТК

где  $X_s$  — сопротивление сети, определяемое по мощности КЗ;  
 $X_k = \frac{K_{ст} U_{уст}^2}{Q_{к ном}}$ ;  $K_{ст}$  — статизм характеристики СТК;  $Q_{к ном}$  — номинальная мощность СТК.

При этом мощность СТК, необходимая для компенсации изменения напряжения сети, составит

$$Q_k = \frac{\Delta U_s}{X_s + X_k} U_{уст}.$$

Например, при  $S_{кз} = 1\,000$  МВ·А;  $S_{баз} = 100$  МВ·А;  $U_{уст} = 1,0$ ;  $Q_{к ном} = \pm 50$  Мвар;  $K_{ст} = 5\%$  для  $\Delta U_s = 5\%$ ,  $X_s = 100/1\,000 = 0,1$ ;  
 $X_k = 0,05 \frac{100}{50} = 0,1$ ,

получим требуемую мощность компенсатора

$$Q_k = \frac{0,05}{0,1 + 0,1} = 0,25 \quad (25 \text{ Мвар}),$$

а изменение напряжения  $\Delta U_1 = 0,05 \frac{0,1}{0,1 + 0,1} = 0,025 \quad (2,5\%)$ .

Для поддержания постоянства напряжения  $U_1$  необходимо иметь статизм  $K_{ст} = 0$  и соответственно  $X_k = 0$ , что при  $\Delta U_s = 0,05$  потребует вдвое большую мощность компенсатора, определяемую как

$$Q_k = \frac{0,05}{0,1} = 0,5 \quad (50 \text{ Мвар}).$$

Таким образом, точность поддержания напряжения непосредственно связана с мощностью СТК.

Рассмотрим случай подключения СТК в середине ЛЭП (рис. 4.20, а), связывающий две энергосистемы 1 и 2. Допуская равенство напряжений  $U_1 = U_2 = U_{стк}$  и преобразовывая звезду сопротивлений  $X_{13} - X_{23} - X_{43}$  в треугольник сопротивлений, получим значения эквивалентных сопротивлений в виде:

$$\left. \begin{aligned} X_{12} &= X_{13} + X_{23} + \frac{X_{13} X_{23}}{X_{43}} = X_n \left( 1 + \frac{X_n}{4 X_k} \right); \\ X_{14} &= X_{24} = \frac{X_n}{2} \left( 1 + \frac{4 X_k}{X_n} \right). \end{aligned} \right\} \quad (4.10)$$

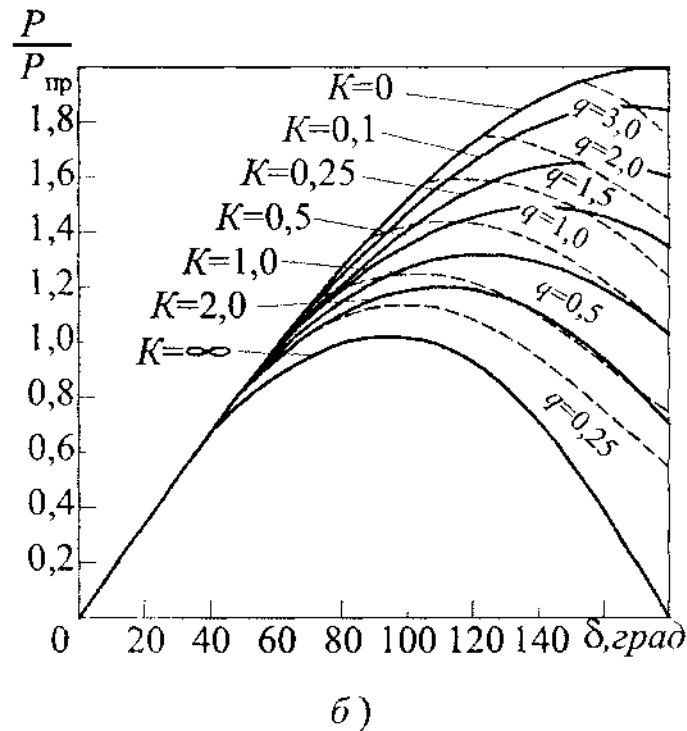
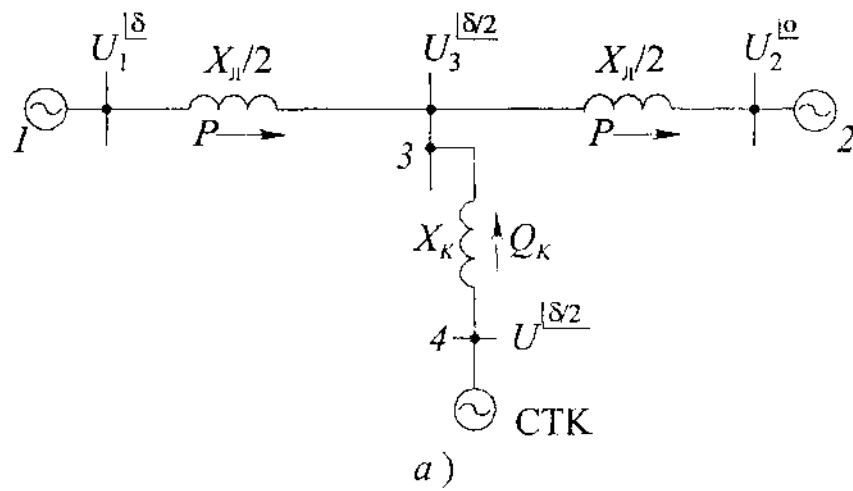


Рис. 4.20. Подключение СТК в середине ЛЭП

Передаваемая из системы  $I$  активная мощность определится как

$$P_1 = P_{12} + P_{14} = \frac{U^2}{X_{12}} \sin \delta + \frac{U^2}{X_{14}} \sin \frac{\delta}{2}. \quad (4.11)$$

Подставляя (4.10) в (4.11), получим

$$P = \frac{P_1}{P_{пр}} = \frac{1}{1+K} (K \sin \delta + 2 \sin \frac{\delta}{2}), \quad (4.12)$$

где  $P_{пр} = \frac{U^2}{X_{л}}$  — предельная мощность линии без компенсатора;  
 $K = \frac{4X_{к}}{X_{л}}$  отношение эквивалентного сопротивления  $X_{к}$  компенсатора к сопротивлению  $X_{л}/4$  при КЗ в середине линии без СТК.

С **другой** стороны, из рис. 4.20,*а* следует, что

$$P_1 = \frac{U_1 U_3}{X_{\pi} / 2} \sin \frac{\delta}{2} = \frac{2U_1 U_3}{X_{\pi}} \sin \frac{\delta}{2},$$

или

$$\frac{P_1}{P_{\text{пр}}} = \frac{2U_3}{U} \sin \frac{\delta}{2} = 2U_3 \sin \frac{\delta}{2}, \quad (4.13)$$

а с учетом (4.12) получим

$$U_3 = \frac{1 + K \cos(\delta / 2)}{1 + K}. \quad (4.14)$$

Очевидно, что мощность компенсатора

$$Q_{\kappa} = \frac{1 - U_3}{X_{\kappa}} U_3, \quad (4.15)$$

а в относительных единицах, принимая во внимание (4.14),

$$q = \frac{Q_{\kappa}}{P_{\text{пр}}} = \frac{4[1 - \cos(\delta / 2)][1 + K \cos(\delta / 2)]}{(1 + K)^2}, \quad (4.16)$$

или с учетом (4.15)

$$q = \frac{Q_{\kappa}}{P_{\text{пр}}} = \frac{4(1 - U_3)U_3}{K}. \quad (4.17)$$

Кроме того, из (4.14) следует, что

$$K = \frac{1 - U_3}{U_3 - \cos(\delta / 2)}. \quad (4.18)$$

Решая совместно (4.13), (4.17) и (4.18), получим выражения для расчета передаваемой мощности и напряжения в середине линии в зависимости от угла передачи и относительной мощности компенсатора

$$\left. \begin{aligned} P &= \frac{P_1}{P_{\text{пр}}} = \sin(\delta / 2) [\cos(\delta / 2) + \sqrt{\cos^2(\delta / 2) + q}]; \\ U_3 &= \frac{\cos(\delta / 2) + \sqrt{\cos^2(\delta / 2) + q}}{2}. \end{aligned} \right\} \quad (4.19)$$

На рис. 4.20,*б* по выражениям (4.12) и (4.19) построены расчетные характеристики передаваемой по ЛЭП активной мощ-

ности в зависимости от угла передачи  $\delta$ , относительной мощности и статизма компенсатора. Работа СТК при постоянной мощности иллюстрируется кривыми  $q = \text{const}$ .

В частности, для ЛЭП 500 кВ (см. табл. 4.5) длиной 700 км без СТК в середине линии при  $X_{\text{л}} = 210$  Ом,  $\delta = 90^\circ$ , имеем  $P_{\text{пр}} = 1\,190$  МВт. При этом для  $q = 0$  по (4.19) получим напряжение в середине ЛЭП  $U_3 = 0,707$ , значение которого на 29,3% ниже номинального напряжения. Используя вышеприведенные выражения, определим некоторые режимные параметры линии при угле передачи  $\delta = 90^\circ$  и наличии СТК с разными эквивалентными сопротивлениями. Для  $K = 2$  ( $X_{\text{к}} = 105$  Ом)  $P_1 = 1,138P_{\text{пр}} = 1\,354,2$  МВт,  $Q_{\text{к}} = 0,314P_{\text{пр}} = 373,7$  Мвар и  $U_3 = 0,804U = 402$  кВ. Соответственно для  $K = 1$  ( $X_{\text{к}} = 52,5$  Ом)  $P = 1,207P_{\text{пр}} = 1\,436,3$  МВт,  $Q_{\text{к}} = 0,5P_{\text{пр}} = 595$  Мвар и  $U_3 = 0,86U = 430$  кВ. Отсюда следует, что установка СТК мощностью 373,7 Мвар в середине ЛЭП без учета зарядной мощности линии увеличивает пропускную способность на 164,3 МВт при  $\delta = 90^\circ$ , а мощностью 595 Мвар на 246 МВт. В данном примере зарядная мощность половины линии (табл. 2.2)  $Q_{\text{л}} = 0,5bU^2$  при напряжении  $0,9U_{\text{ном}}$  равна 270 Мвар, что должно учитываться при выборе мощности емкостной части СТК.

Немаловажную роль при обеспечении статической устойчивости режима работы ЛЭП с СТК в промежуточной точке линии играет способ регулирования мощности компенсатора. В настоящее время в основном применяется плавный или плавно-ступенчатый способ управления, дающий возможность непрерывного изменения реактивной мощности. Полученные при этом характеристики ЛЭП (рис. 4.20, б) имеют положительную производную мощности в зоне углов передачи более  $90^\circ$ , что улучшает статическую устойчивость. Кроме того, настройка традиционного автоматического регулятора (см. рис. 4.12) оказывает определяющее влияние на область устойчивой работы самого СТК в замкнутом контуре регулирования. Как следует из рис. 4.21, области устойчивости СТК в координатах первой и второй производных напряжения стабилизирующих каналов регулятора зависят от состояния примыкающих к линии энергосистем, что должно учитываться при выборе параметров настройки регулятора. Кроме того, назначение и место установки влияют на постоянную времени компенсатора, определяющую его быстродействие и находящуюся в пределах 20–100 мс [31].

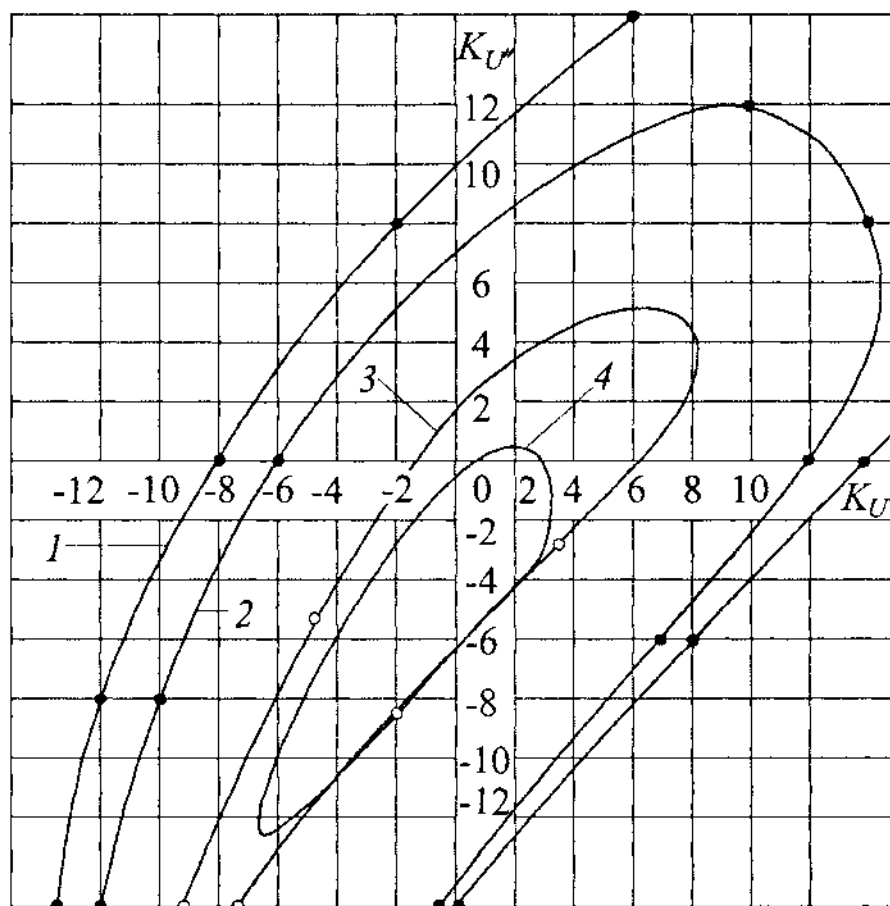


Рис. 4.21. Области устойчивости СТК

Альтернативой непрерывному регулированию реактивной мощности СТК, как отмечалось выше, является ступенчатый способ управления секциями реакторов или конденсаторных батарей. Это дает возможность полностью исключить высшие гармоники в сетевом токе СТК, в том числе при несимметричных режимах работы. Однако компенсатор со ступенчатым регулированием (СТК – СР) имеет некоторые специфические особенности, заключающиеся в:

- существовании зоны нечувствительности (ЗН), внутри которой изменение регулируемого параметра не должно приводить к изменению числа включенных ступеней-секций;

- необходимости введения инерционности регулирования  $T_n$  для обеспечения устойчивости СТК;

- зависимости коэффициента усиления канала по отклонению напряжения  $K_{0U}$  или другому параметру от значения ЗН и  $T_n$ ;

- необходимости выбора мощности одной ступени и количества секций с целью снижения их влияния на устойчивость работы ЛЭП.

На основе проведенных исследований рекомендованы следующие единичные мощности ступеней СТК—СР в зависимости от класса напряжений электрических сетей:

Напряжение, кВ .....	220	330	500	750	1150
Мощность ступени, $\Delta Q_k$ , Мвар, не более .....	15	20	50	100	250

Эти значения мощностей позволяют поддерживать напряжение с точностью 1–2% и обеспечивать достаточно высокие пределы статической устойчивости. Например, СТК–СР мощностью 320 Мвар, состоящий из четырех ступеней по 80 Мвар каждая и установленный на одной из ПС 750 кВ (рис. 4.22,а), имеет следующие настроечные параметры регулятора: зона нечувствительности  $3H = 0,5\%$ , коэффициент усиления  $K_{0U} = 15–20$  ед.мощности/ед.напряжения, постоянная времени  $T_n = 0,2$  с. Регулировочные характеристики рассматриваемого СТК-СР показаны на рис. 4.22,б. Точки 1, 2, 3, 4 означают включение соответствующих ступеней при увеличении мощности компенсатора, а 1', 2', 3', 4' — отключение ступеней при снижении его мощности. Регулирование (рис. 4.22,в) осуществляется по отклонению напряжения  $\Delta U$ , производной  $dP/dt$  передаваемой по ЛЭП активной мощности. Сопоставление результатов экспериментальных исследований двух способов управления СТК показывает, что замена плавно-регулируемого компенсатора на ступенчатый одинаковой мощности, установленный на промежуточной ПС дальней ЛЭП, практически не сказывается на характере стабилизации напряжения в стационарных и динамических режимах, а также на пределах статической и динамической устойчивости линии при правильно выбранном количестве ступеней.

Для современных систем, характеризующихся сложной конфигурацией сети и большим числом связей между отдельными узлами, в том числе и на разных уровнях напряжений, характеристикой пропускной способности сети является предел устойчивости по сечению сети или по группе связей. Во многих случаях пропускная способность в большей степени зависит от предела динамической устойчивости.

Критерием динамической устойчивости является способность системы сохранять синхронную работу и восстанавливать исходный режим или режим, практически близкий к исходному, при резких его изменениях, вызванных отключениями ЛЭП, генераторов и трансформаторов при КЗ, а также при изменениях нагрузки потребителя электроэнергии.

Рассмотрим влияние СТК, установленного на промежуточной ПС двухцепной линии, на динамическую устойчивость. При КЗ на головном участке одной из цепей линии за счет снижения на-

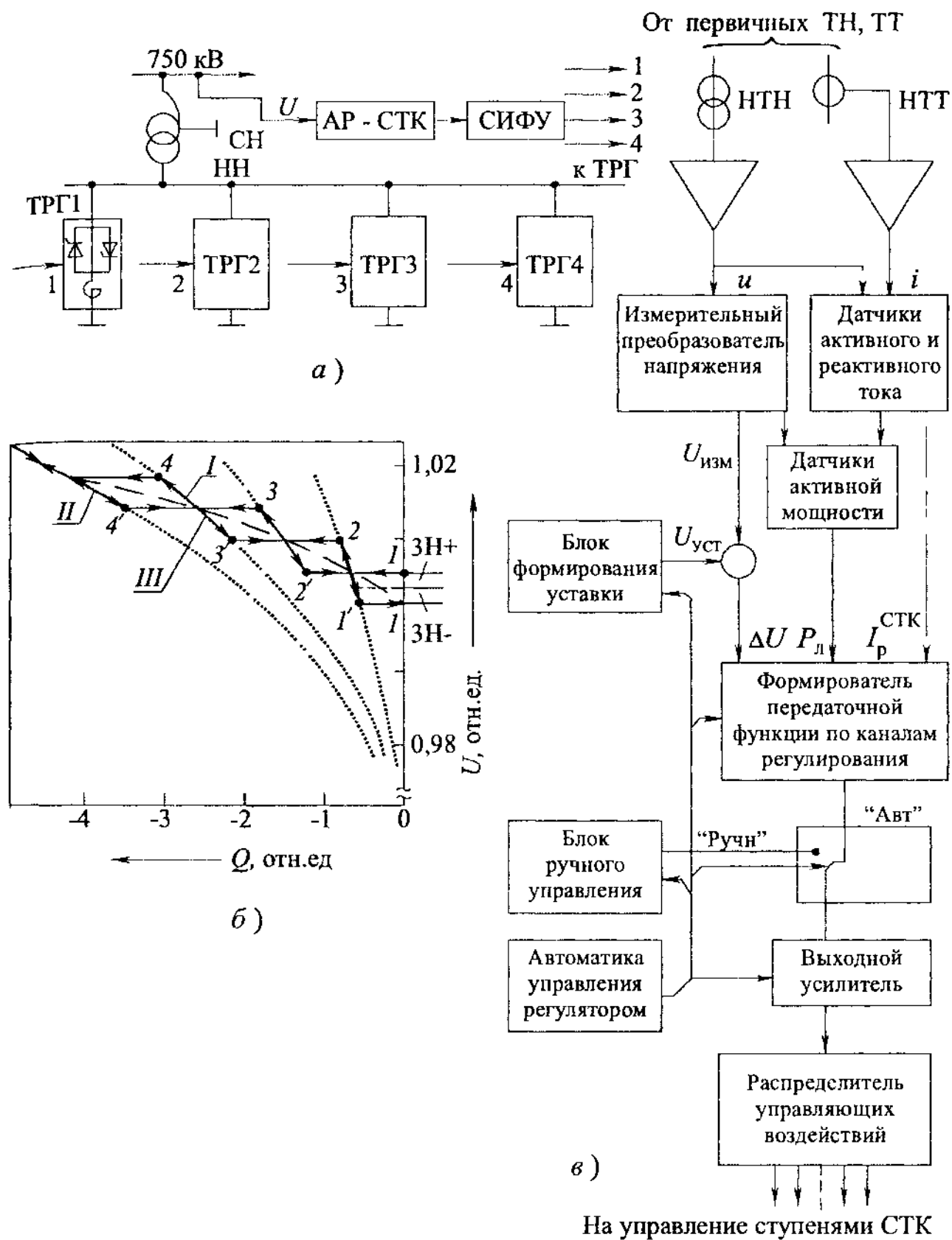


Рис. 4.22. Статический тиристорный компенсатор со ступенчатым регулированием

пряжения произойдет изменение характеристики передаваемой мощности. За время КЗ происходит ускорение роторов передающей системы (рис. 4.23,а) и увеличение угла передачи с  $\delta_0$  до  $\delta_{откл}$ , увеличение кинетической энергии которых определится заштрихованной пло-

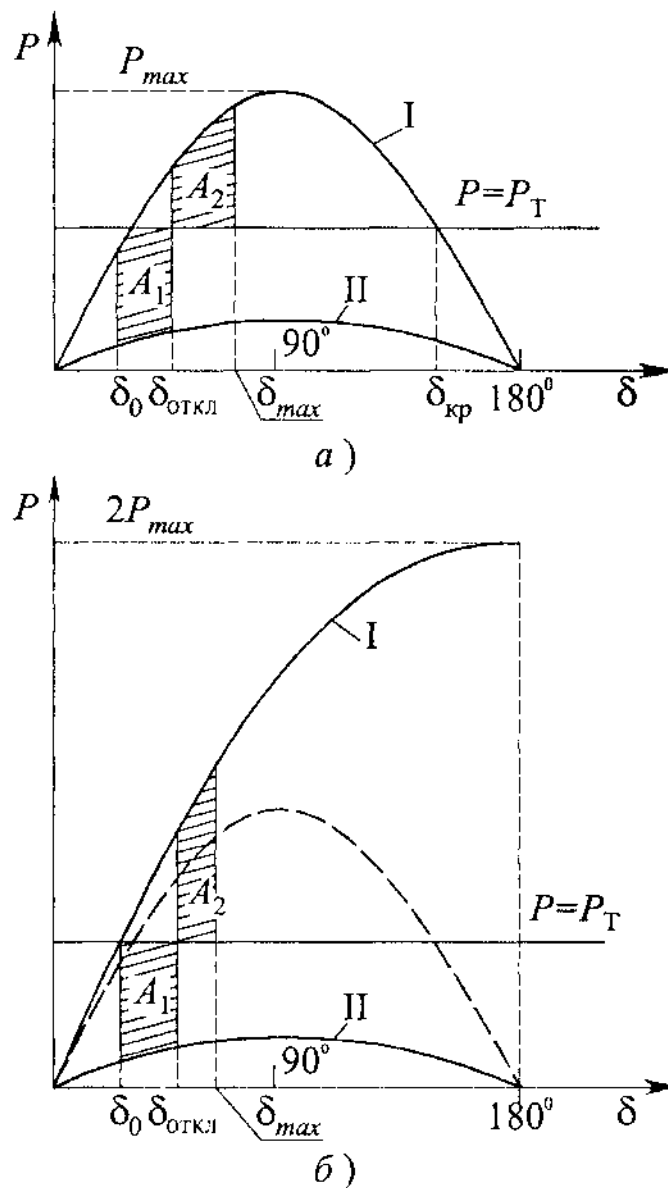


Рис. 4.23. Характеристики передаваемой мощности:  
 а — без СТК; б — с СТК на промежуточной подстанции

щадкой  $A_1$ . Отключение КЗ и восстановление доаварийной характеристики соответствует площадке торможения  $A_2$ . При равенстве площадей  $A_2 = A_1$  ускорительный процесс прекращается с достижением угла передачи  $\delta_{max}$ . Сопутствующие колебания угла достигают значения  $\delta_{кр}$ . Оценивая таким образом характер переходного электромеханического процесса и считая условием динамической устойчивости неравенства  $A_1 < A_2$  и  $\delta_{max} < \delta_{кр}$ , можно сказать, что установка СТК в середине линии (предельная характеристика I на рис. 4.23, б) существенно влияет на запас устойчивости за счет уменьшения  $\delta_{max}$  и увеличения  $\delta_{кр}$ . На динамическую устойчивость ЛЭП сверхвысокого напряжения влияет также длительность паузы ОАПВ. Например, для ЛЭП 1150 кВ Экибастуз — Урал сокращение паузы ОАПВ до 0,5 с в сочетании

с противоаварийной импульсной разгрузкой турбин позволяет приблизить предел динамической устойчивости к пропускной способности линии по условиям обеспечения статической устойчивости.

#### 4.6. Снижение потерь электроэнергии

Передача по сети реактивной мощности вызывает большие удельные потери, чем передача активной мощности, так как реактивные сопротивления сетей высокого напряжения превышают активные, что приводит к большему снижению напряжения. Для уменьшения перетоков реактивной мощности по электрическим сетям компенсирующие устройства (КУ) устанавливаются в непосредственной близости от мест ее потребления или генерации. Как отмечалось в гл. 2, в линиях электропередачи высокого и сверхвысокого напряжений передача активных мощностей ниже натуральной сопровождается генерацией реактивной мощности, компенсация которой осуществляется шунтирующими реакторами или другими КУ, работающими в режиме потребления реактивной мощности.

В узлах нагрузки реактивная мощность носит, как правило, индуктивный характер. В качестве КУ здесь могут использоваться конденсаторные и фильтрокомпенсирующие установки, статические тиристорные и синхронные компенсаторы. Область применения нерегулируемых конденсаторных батарей (НКБ) ограничивается компенсацией постоянных базовых частей графика узла нагрузки по реактивной мощности. В режиме почных провалов или минимальных нагрузок в энергосистемах образуется избыток реактивной мощности, который усугубляется наличием НКБ и приводит к недопустимому повышению напряжения в узлах электрической сети. Для снижения повышенных напряжений приходится переводить в режим потребления реактивной мощности генераторы станций, имеющие эксплуатационные ограничения по минимальному возбуждению.

С влиянием реактивной мощности на режим напряжения связано понятие баланса реактивной мощности, который на практике означает не только равенство генерируемой и потребляемой мощностей, но и нахождение напряжения в узлах электрической сети в допустимых пределах [61]. По мере развития энергосистем и создания мощных энергообъединений понятие баланса реактивной мощности все в меньшей степени характеризует режим напряжений

и для сложных электрических сетей утрачивает свое значение. Поэтому более правильным является требование обеспечения допустимого уровня напряжений во всех узлах электрической сети и всех режимах ее работы. Отметим, что вопросы выбора мощности и мест размещения КУ и оптимизационных расчетов потерь электроэнергии в сложных системах достаточно подробно освещены в опубликованных материалах [61—64 и др.]. Поэтому в данном параграфе на конкретном примере рассматривается частная задача, связанная с применением нерегулируемых и регулируемых КУ в существующих питающих электрических сетях энергосистем. При этом акцент делается на выявление необходимости перевода эксплуатируемых нерегулируемых КУ в регулируемые для снижения потерь электроэнергии при соблюдении условия нормализации уровней напряжения. Методическая часть отрабатывается на электрической сети энергосистемы без учета сети промышленных потребителей. Распространение методики на все сети следует осуществлять в соответствии с рекомендациями, изложенными в [61].

Предлагаемая методика основана на применении математического аппарата и программных средств для оптимизации установившихся режимов электрической сети, разработанных ВНИИЭ [62]. С помощью этих программных средств определяется загрузка КУ в исходном и оптимальном режимах, напряжения на узловых подстанциях и токи в линиях энергосистемы. При этом по суточному графику нагрузки энергосистемы можно определить режимы работы КУ по реактивной мощности в течение суток, что дает возможность оценить необходимость регулирования КУ и рассчитать снижение потерь электроэнергии за счет введения регулирования. Изменение мощности КУ во всем диапазоне позволяет оценить регулировочный эффект КУ и целесообразность его привлечения к управлению режимами энергосистемы. При этом весьма важно проверить работу КУ в режимах минимальных нагрузок энергосистемы, когда во многих случаях возникает необходимость их работы в режиме потребления реактивной мощности для обеспечения допустимости режима. При проведении расчетов используются следующие программные средства:

- программа Б-6-600 расчета установившегося режима электрической сети энергосистемы;

- программа Б-2-600 расчета оптимального режима электрической сети энергосистемы;

программа Б-6УТ-600 исследования «утяжеления» режима вдоль заданной траектории изменения режимных параметров;

программа АНСЕТ-600 анализа результатов расчета.

Программа расчета установившегося режима основана на решении системы уравнений установившегося режима при следующих исходных условиях:

для опорных узлов, образующих множество  $\Gamma_1$

$$\bar{P}_i - P_i = 0, i \in \Gamma_1, i \neq 0, U_i - \bar{U}_i = 0; \quad (4.20)$$

для неопорных  $\Gamma_2$  и нагрузочных  $H$  узлов

$$P_i - \bar{P}_i = 0, i \in \Gamma_2 + H; Q_i - \bar{Q}_i = 0; \quad (4.21)$$

для балансирующего узла (БУ)

$$U_0 - \bar{U}_0 = 0; \delta_0 = 0, \quad (4.22)$$

где чертой сверху обозначены заданные значения параметров активной мощности  $P_i$ , реактивной мощности  $Q_i$ , модуля напряжения  $U_i$ , которые определяются по прогнозу или по аналогии со значениями, имевшими место при эксплуатационных замерах. При этом в общем случае в условиях (4.21) значения  $\bar{P}_i, \bar{Q}_i$  ( $i \in H$ ) зависят от напряжения по их статическим характеристикам нагрузки (СХН). Если в расчетной схеме узлами примыкания нагрузки служат шины высшего напряжения потребительских подстанций, на трансформаторах которых могут быть установлены коэффициенты трансформации, обеспечивающие нормальные уровни напряжения на электроустановках, то в длительных режимах работы энергосистемы такие расчетные нагрузки приближенно можно считать не зависящими от напряжений в узлах их примыкания:  $P_n = \text{const}, Q_n = \text{const}$ . Это значительно упрощает математическую постановку рассматриваемой задачи.

Кроме указанных величин задаются коэффициенты трансформации  $K_{tr}$  всех трансформаторов расчетной схемы.

В качестве опорных узлов рассматриваются узлы с КУ, в которых фиксированы модули напряжения и заданы диапазоны изменения реактивной мощности. Остальные узлы КУ относятся к разряду неопорных узлов.

При расчетах используется прямая формула уравнений установившегося режима электрической сети, имеющая вид

$$\left. \begin{aligned} \dot{Y}(\dot{U} - \dot{U}_0) &= \dot{I}, \\ \dot{I}_i &= \hat{S}_i / \hat{U}_i, \end{aligned} \right\} \quad (4.23)$$

где  $\dot{Y}$  — квадратная матрица узловых проводимостей размерностью  $n \times n$ , диагональные элементы которой  $\dot{Y}_{ii}$  равны сумме проводимостей ветвей, связанных с  $i$ -м узлом, а каждый внедиагональный элемент  $\dot{Y}_{ij}$  равен взятой со знаком минус проводимости ветви, соединяющей  $i$ -й и  $j$ -й узлы схемы;  $\dot{U} = (\dot{U}_1, \dots, \dot{U}_n)$  — вектор-столбец напряжений узлов;  $\dot{U}_0$  — вектор-столбец, все элементы которого равны напряжению БУ;  $\dot{I} = (\dot{I}_1, \dots, \dot{I}_n)$  — вектор-столбец токов узлов;  $n$  — число узлов схемы без БУ;  $\dot{S}_i = P_i + jQ_i$  — полная мощность  $i$ -го узла; значок « $\wedge$ » означает сопряженную комплексную величину.

В результате решения этих уравнений определяются активная и реактивная мощности в БУ  $P_0$  и  $Q_0$ , реактивная мощность  $Q_i$  ( $i \in \Gamma_1$ ) в опорных узлах и модули напряжения  $U_i$  ( $i \in \Gamma_2 + H$ ) в неопорных и нагрузочных узлах, фазовые углы  $\delta_i$  во всех узлах, кроме БУ, потери активной и реактивной мощности в сети, активные и реактивные мощности и токи ветвей.

Для решения системы уравнений установившегося режима (4.23) в программе Б-6-600 использован метод Ньютона, обеспечивающий, как показал опыт, высокую надежность решения и дающий дополнительные преимущества в связи с возможностью использования однотипных систем уравнений как при расчете установившегося режима, так и при его оптимизации. При расчетах предусматривается учет ограничений в форме неравенств, наложенных на реактивные мощности в опорных узлах

$$Q_{i_{\min}} \leq Q_i \leq Q_{i_{\max}}, \quad i \in \Gamma_1. \quad (4.24)$$

При нарушении ограничения  $Q_i$  закрепляется на нарушенном пределе и узел переходит в разряд неопорных узлов с заданными  $P_i$  и  $Q_i$ .

Программа расчета оптимального режима производит оптимизацию установившегося режима по напряжению и реактивным мощностям узлов, а также коэффициентам трансформации трансформаторов. Критерием оптимальности является минимум потерь активной мощности в сети, которые можно определить по следующей формуле:

$$\pi = \sum_{i=0}^n P_i. \quad (4.25)$$

Таким образом, задача оптимизации сводится к минимизации целевой функции  $F = \pi$  по независимым переменным  $U_i$ ,  $Q_i$ ,  $K_T$  при

соблюдении указанных выше исходных условий баланса мощностей в узлах и, кроме того, при выполнении ограничений в форме неравенств

$$\left. \begin{aligned} U_{l_{\min}} \leq U_i \leq U_{l_{\max}}, i \in \Gamma + H; \\ Q_{l_{\min}} \leq Q_i \leq Q_{l_{\max}}, i \in \Gamma; \\ I_l \leq I_{l_{\max}}, l \in \alpha_{I_l}; K_{\min T_l} \leq K_{\max T_l}, l \in T, \end{aligned} \right\} \quad (4.26)$$

где  $\Gamma$  — множество генераторных узлов ( $\Gamma = \Gamma_1 + \Gamma_2$ );  $\alpha_{I_l}$  — множество ветвей, контролируемых по току;  $T$  — множество ветвей, содержащих трансформаторы.

В основу учета ограничений положен метод штрафных функций (МШФ), при котором целевая функция принимает следующий вид:

$$F = \pi + \sum_{i \in \Gamma + H} III_U + \sum_{i \in \Gamma_1} III_Q + \sum_{l \in \alpha_{I_l}} III_{I_l}, \quad (4.27)$$

где  $III_U, III_Q, III_{I_l}$  — штрафные функции, вводимые при нарушении соответствующих ограничений по напряжению и реактивной мощности в узлах и току в ветвях.

Применение модифицированного МШФ со сдвигом пределов позволяет достаточно точно учитывать ограничения, в том числе по требуемому качеству напряжения в нагрузочных узлах, не имеющих собственных средств регулирования напряжения [62].

В программе Б-2-600 используется градиентный метод минимизации целевой функции.

В качестве критерия окончания процесса оптимизации принята малость относительного изменения целевой функции в соседних итерациях с номерами  $k-1$  и  $k$

$$|\bar{\epsilon}_F| = \left| \frac{F_k - F_{k-1}}{F_k} \right| < \bar{\epsilon}_F, \quad (4.28)$$

где  $\bar{\epsilon}_F$  — заранее задаваемое малое значение при условии допустимости режима или отработки заданного числа сдвигов пределов.

Предельный объем задачи, решаемой с помощью рассмотренных программ, следующий: 600 узлов электрической сети, 900 ветвей, 400 КУ, 560 трансформаторов, 20 одновременно изменяемых параметров при утяжелении режимов, 30 шагов утяжеления.

В качестве примера рассматривается энергосистема, относительно удаленная от основных энергообъединений, связь с которыми осуществляется по двум межсистемным линиям напряжением 330 кВ с максимальным перетоком 1 000 МВт. Достаточно большое

количество потребителей электроэнергии в летний период приближает летний максимум нагрузки к зимнему. Потребление  $Q$  соизмеримо с потреблением  $P$ . Расчетная схема замещения электрической сети содержит 69 узлов, 78 ветвей, 26 КУ, 34 трансформатора с продольным регулированием (рис. 4.24,а), номинальные классы напряжений 330, 220, 110, 35, 10, 6 кВ. Характеристики КУ приведены в табл. 4.6. Узлами примыкания энергосистемы к энергообъединениям рассматривались *ПС1* и *ПС26*, в которых задавались перетоки активной и реактивной мощностей или пределы их

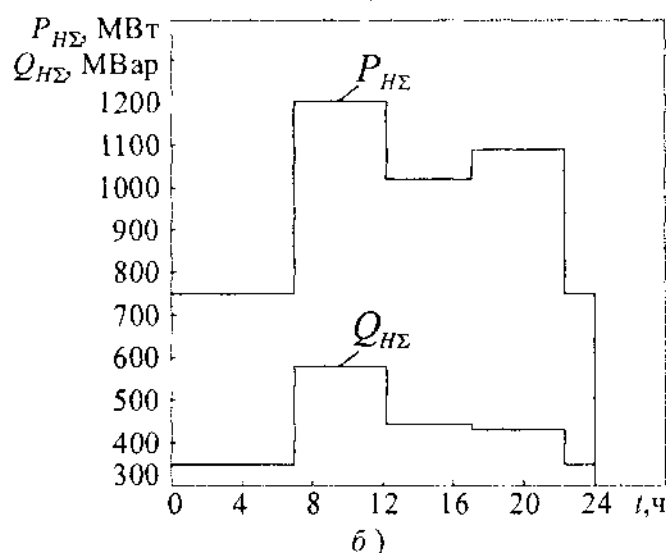
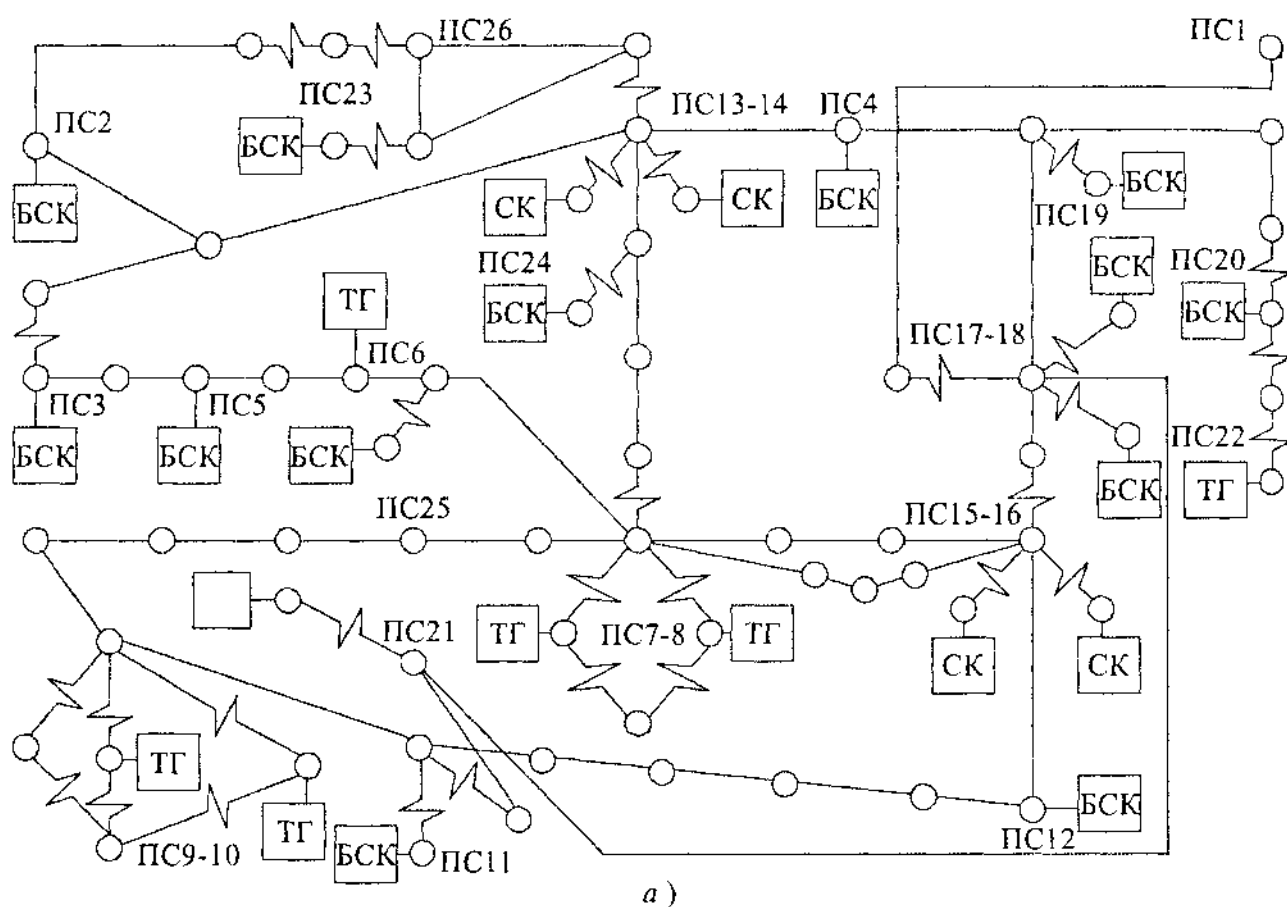


Рис. 4.24. Расчетная схема и суточный график работы энергосистемы

изменений. Эти же узлы поочередно задавались как БУ, что позволило не рассматривать эквивалент замыкающей энергосистемы и ограничиться анализом только режимов исследуемой энергосистемы. В качестве расчетных исходных режимов были выбраны результаты обработки контрольного замера зимних суток для четырех точек графика нагрузок в 2, 10, 13 и 18 ч (рис. 4.24,б).

Т а б л и ц а 4.6

Узел	Тип КУ	$U_{ном}$ , кВ	$U_{min}$ , кВ	$U_{max}$ , кВ	$Q_{min}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар
ПС1	Переток	330	336	336	-100	200
ПС2	БСК	220	219	242	0	28
ПС3	БСК	110	105	121	0	17
ПС4	БСК	220	215	242	0	25
ПС5	БСК	110	105	121	0	9
ПС6	ТГ	110	105	121	0	4
ПС7	ТГ	10,5	10	11,2	0	29
ПС8	ТГ	10,5	10	11,2	0	29
ПС9	ТГ	10,5	10	11,2	0	19
ПС10	СК	10,5	10	11,2	0	19
ПС11	БСК	35	33	38,5	0	60
ПС12	БСК	110	105	121	0	5
ПС13	СК	10,5	10	11,2	0	45
ПС14	СК	10,5	10	11,2	0	45
ПС15	СК	10,5	10	11,2	0	30
ПС16	СК	10,5	10	11,2	0	20
ПС17	БСК	35	34	39	0	21
ПС18	БСК	35	34	39	0	21
ПС19	БСК	110	105	121	0	17
ПС20	БСК	110	105	121	0	27
ПС21	БСК	110	105	121	0	16
ПС22	ТГ	6,3	6,0	6,6	0	13
ПС23	БСК	110	105	121,5	0	57
ПС24	БСК	35	34	39,5	0	30
ПС25	БСК	35	33	39,5	0	16
ПС26	Переток	330	335	335	-300	500

П р и м е ч а н и е. БСК — батарея статических конденсаторов (КБ); СК — синхронный компенсатор, ТГ — турбогенератор

Для каждого из четырех исходных режимов нагрузок при поочередном задании БУ на ПС1 и ПС26 были выполнены следующие расчеты:

расчет исходного установившегося режима (условное название режима УР-0);

оптимизация исходного режима при существующих ограничениях по реактивной мощности КУ (условное название режима ОПТ.УР-1);

оптимизация исходного режима с возможностью потребления КУ реактивной мощности, когда  $Q_{\min} = -Q_{\max}$  (условное название режима ОПТ.УР-2);

оптимизация исходного режима со снятием ограничений по пределам изменения реактивной мощности на подстанциях с БСК, когда  $Q_{\min} = -1\,000$  Мвар,  $Q_{\max} = 1\,000$  Мвар (условное название режима ОПТ.УР-3).

При проведении исследований были сделаны следующие допущения:

1) коэффициенты трансформации трансформаторов фиксированы и соответствуют их рабочим ответвлениям во время контрольного замера, что позволяет оценить влияние только регулируемых КУ на оптимизацию режимов. В общем случае используемые программы имеют возможность оптимизации и по коэффициентам трансформации;

2) возможные места установки регулируемых КУ заранее predetermined существующими подстанциями с нерегулируемыми БСК, что ограничивает область применения предлагаемой методики задач модернизации существующей электрической сети.

Результаты расчетов потерь активной и реактивной мощностей приведены в табл. 4.7. Как видно из таблицы, выбор БУ оказывает очень незначительное влияние на результаты расчетов.

Т а б л и ц а 4.7

Час су- ток	Потери мощности, Мвар				Абсолютное сниже- ние потерь, Мвар			Относительное сни- жение потерь, %		
	УР-0	УР-1	УР-2	УР-3	УР-1	УР-2	УР-3	УР-1	УР-2	УР-3
Реактивная мощность										
2	243,53	238,12	237,69	236,53	5,41	5,84	7,00	2,22	2,40	2,87
10	537,97	514,38	511,45	487,89	23,59	26,52	50,08	4,38	4,93	9,31
13	402,91	385,40	383,98	375,43	17,51	18,93	27,48	4,34	4,70	6,82
18	522,74	495,00	491,37	477,91	27,74	31,37	44,83	5,31	6,38	8,58
Активная мощность										
2	35,22	33,90	33,85	33,61	1,32	1,37	1,61	3,75	3,89	4,57
10	73,90	70,00	69,90	66,96	3,90	4,00	6,94	5,28	5,41	9,39
13	56,35	53,50	53,36	51,68	2,85	2,99	4,67	5,00	5,31	8,29
18	74,67	70,63	70,16	68,20	4,04	4,51	6,47	5,41	6,04	8,66

П р и м е ч а н и е. УР 0 — исходный режим, УР-1, УР 2, УР 3 — оптимальные режимы.

При принятых допущениях снижение годовых потерь электроэнергии  $\Delta W_p$  в результате оптимизации можно рассчитать по выражению

$$\Delta W_p = \left( \sum_{k=1}^k \Delta \pi_k t_k \right) T_{\text{год}}, \quad (4.29)$$

где  $\Delta \pi_k$  — снижение потерь в  $k$ -м режиме в результате его оптимизации;  $t_k$  — продолжительность  $k$ -го режима в течение суток;  $k$  — число расчетных режимов в течение суток;  $T_{\text{год}}$  — число дней в году. Для расчетных условий  $k = 4$ ,  $t_1 = 9$  ч,  $t_2 = 5$  ч,  $t_3 = 5$  ч,  $t_4 = 5$  ч.

По данным табл. 4.7 находим  $\Delta W_{p1} = 24$  млн кВт·ч,  $\Delta W_{p2} = 25,5$  млн кВт·ч,  $\Delta W_{p3} = 38,3$  млн кВт·ч.

В табл. 4.8 приведены значения требуемых реактивных мощностей БСК (КБ) в исходном и трех оптимальных режимах при суточном изменении графика нагрузки энергосистемы.

На основе рассмотрения первых двух оптимальных режимов можно судить о необходимости регулирования мощности БСК и расширения предела регулирования в сторону потребления реактивной мощности, а на основе расчета третьего оптимального режима — о целесообразном диапазоне регулирования. В результате расчетов также установлено, что оптимизация режимов улучшает качество напряжения на подстанциях.

Анализ загрузки БСК показывает, что:

для оптимизации режима работы электрических сетей исследуемой энергосистемы по реактивной мощности при существующих ограничениях БСК по установленной мощности требуется суточное плавное регулирование девяти из тринадцати конденсаторных батарей;

обеспечение на подстанции *ПС19* равнозначного потребления реактивной мощности сокращает число регулируемых источников реактивной мощности до семи на подстанциях: *ПС2*, *ПС3*, *ПС11*, *ПС19*, *ПС23*, *ПС24*, *ПС25*;

дальнейшая оптимизация режима работы энергосистемы может быть достигнута за счет увеличения диапазонов регулирования КУ на *ПС19* в сторону потребления, на *ПС24* в сторону генерации мощности, а также увеличения мощности БСК на *ПС17* и *ПС18* без регулирования и на *ПС12* и *ПС14* с введением плавного регулирования.

Для определения очередности внедрения регулируемых КУ были проведены расчеты, позволившие проанализировать влияние каждо-



го БСК на изменения потерь активной мощности в электрической сети и напряжения в узлах. При изменениях реактивной мощности данного БСК с определенным шагом  $\Delta Q$  в диапазоне  $Q_{min} \leq Q \leq Q_{max}$ , где  $Q_{min} = -Q_{ном}$ ,  $Q_{max} = Q_{ном}$ , рассчитывались значения потерь активной мощности в электрической сети для четырех режимов суточного графика нагрузки, по которым определялись коэффициенты чувствительности потерь в виде

$$\bar{S}_{\pi}(t) = \frac{\Delta \pi(t)}{\Delta Q} = \frac{\pi(t, Q_{max}) - \pi(t, Q_{min})}{Q_{max} - Q_{min}}. \quad (4.30)$$

Как показали расчеты, коэффициенты чувствительности потерь зависят от режимов работы сети, достигая наибольших значений для утреннего максимума и наименьших — для ночного минимума. Характерно, что для всех КУ во всех режимах работы коэффициенты чувствительности имеют положительное значение и, следовательно, увеличение реактивной мощности КУ приводит к снижению потерь электроэнергии. Среднесуточную эффективность регулирования БСК для исследуемой энергосистемы характеризует средний коэффициент чувствительности потерь

$$\bar{S}_{\pi} = \frac{\sum_{t=1}^4 S_{\pi}(t)}{4}. \quad (4.31)$$

Аналогичным образом определялся средний относительный коэффициент чувствительности напряжения в узлах при изменениях реактивной мощности каждого КУ

$$\bar{S}_{*U} = \frac{\sum_{t=1}^4 S_{*U}(t)}{4}, \quad (4.32)$$

где

$$\bar{S}_{*U}(t) = \frac{U(t, Q_{max}) - U(t, Q_{min})}{U_{ном} (Q_{max} - Q_{min})}.$$

Отметим, что коэффициенты чувствительности напряжения в узлах более стабильны к изменениям режимов работы. Вместе с тем их значения, так же как и коэффициентов чувствительности потерь, определяются местоположением КУ в электрической сети. Значения коэффициентов чувствительности потерь и напряжения для всех узлов, содержащих БСК, приведены ниже:

	$\bar{S}_\pi \cdot 10^{-3}$	$\bar{S}_\sigma \cdot 10^{-4}$
ПС2 .....	19,6	5,4
ПС3 .....	50,0	15,2
ПС4 .....	63,2	8,5
ПС5 .....	45,84	14,7
ПС11 .....	163,5	58,4
ПС12 .....	87,6	22,0
ПС17 .....	73,4	37,2
ПС18 .....	73,4	37,6
ПС19 .....	69,6	18,1
ПС21 .....	83,0	37,6
ПС23 .....	19,7	12,0
ПС24 .....	45,5	24,0
ПС25 .....	82,1	44,6

Анализ результатов расчета коэффициентов чувствительности показывает, что из числа ранее определенных по условию оптимизации режимов работы регулируемых БСК приоритет по коэффициенту чувствительности потерь имеют следующие подстанции: ПС11, ПС25, ПС19, ПС24, а по коэффициенту чувствительности напряжения подстанции ПС11, ПС25, ПС24, ПС19. Очевидно, в такой последовательности рационально и осуществлять внедрение регулируемых КУ.

Кроме того, по результатам расчета оптимального режима ОПТ.УР-1, приведенным в табл. 4.8, можно сказать, что максимальная мощность БСК, необходимая для поддержания оптимального режима энергосистемы, как правило, не превышает 40 Мвар.

Проведенный анализ эффективности регулирования БСК позволяет сформулировать основные этапы методики выбора мест установки регулируемых БСК, выполняемые в следующем порядке:

составляется эквивалентная схема замещения исследуемой электрической сети с обозначением узлов, ветвей, БСК, трансформаторов, линий электропередачи;

в результате обработки контрольных замеров выбираются исходные расчетные режимы характерного суточного графика с выделением максимальных и минимальных нагрузок и длительности расчетных режимов;

для каждого исходного режима выполняется расчет установившегося режима по программе Б-6-600;

в зависимости от целей расчета проводится оптимизация установленного режима по программе Б-2-600:

а) при существующих ограничениях по установленной мощности БСК, если целью расчета является определение мест установки регулируемых БСК, мощность которых не должна превышать мощности уже имеющихся в узлах БСК, без потребления реактивной мощности;

б) с расширенными пределами в сторону потребления реактивной мощности, если при расчетах необходимо исследовать возможность применения регулируемых КУ с пределами регулирования от  $-Q_{\text{БСК}}$  до  $+Q_{\text{БСК}}$ ;

в) со снятием ограничений изменения реактивной мощности в узлах с БСК, если исследуется возможность применения регулируемых БСК мощностью больше мощности установленных БСК;

по результатам расчетов определяются подстанции, регулирование мощности БСК которых целесообразно, а также выявляется необходимость потребления реактивной мощности;

проводятся расчеты по программе Б-6УТ-600 для оценки влияния каждого БСК на изменение потерь активной мощности в сети и напряжения в узлах энергосистемы в диапазоне изменения реактивной мощности от минимального значения до максимального и рассчитываются коэффициенты чувствительности потерь и напряжения;

уточняется очередность внедрения регулируемых КУ по коэффициентам чувствительности потерь и при необходимости при решении конкретных задач регулирования напряжения с учетом коэффициентов чувствительности напряжений, которые в пределах необходимо оценивать как производные кривой изменения потерь или напряжения в зависимости от загрузки КУ

$$\bar{S}_{\pi} = \frac{d\pi}{dQ}; \quad \bar{S}_U = \frac{dU}{dQ}.$$

Отработка методики на конкретном примере электрической сети одной из энергосистем показала, что оптимизация режимов за счет плавного регулирования БСК дает дополнительное (до 8%) снижение потерь активной и реактивной энергии в электрической сети. При этом плавное регулирование мощности для исследуемой энергосистемы требуется на четырех из тринадцати конденсаторных батарей, а на одной необходим режим потребления реактивной мощности.

Практическая реализация перевода нерегулируемых конденсаторных батарей в регулируемые может быть осуществлена с помощью дополнительных технических средств, рассмотренных в [67], гл. 3 и §4.1 и 4.3.

#### 4.7. Симметрирование токов нагрузки и напряжений в энергосистеме

Особенно актуальными вопросы симметрирования становятся на подстанциях, расположенных вблизи тяговых и промышленных нагрузок, а также при работе линий сверхвысокого напряжения в неолнофазных режимах. В этой связи рассмотрим возможности СТК и УШР в части компенсации токов и напряжений обратной и прямой последовательностей. На рис. 4.25 приведены их схемы, отличающиеся конфигурацией и заземлением нейтрали. В процессе анализа режимов работы СТК и УШР удобно воспользоваться методом симметричных составляющих. Обозначим симметричную систему питающих напряжений в виде:

$$\dot{U}_A = U_A, \dot{U}_B = U_A a^2, \dot{U}_C = U_A a, \quad (4.33)$$

где  $a = e^{j120^\circ}$ ;  $a^2 = e^{j240^\circ}$ .

Тогда для схемы рис. 4.25,а запишем:

$$\dot{I}_A = jU_A b_A, \dot{I}_B = jU_A a^2 b_B, \dot{I}_C = jU_A a b_C. \quad (4.34)$$

Выделим токи прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= \frac{1}{3}(I_A + aI_B + a^2I_C) = j\frac{U_A}{3}(b_A + b_B + b_C); \\ I_2 &= \frac{1}{3}(I_A + a^2I_B + aI_C) = j\frac{U_A}{3}(b_A + ab_B + a^2b_C); \\ I_0 &= \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) = j\frac{U_A}{3}(b_A + a^2b_B + ab_C). \end{aligned} \right\} \quad (4.35)$$

Используя запись комплексного числа в полярных координатах  $Z = \rho e^{j\varphi}$  и определяя действительную и мнимую часть как  $\text{Re}(Z) = \rho \cos \varphi$  и  $\text{Im}(Z) = \rho \sin \varphi$ , находим активную и реактивную составляющие токов:

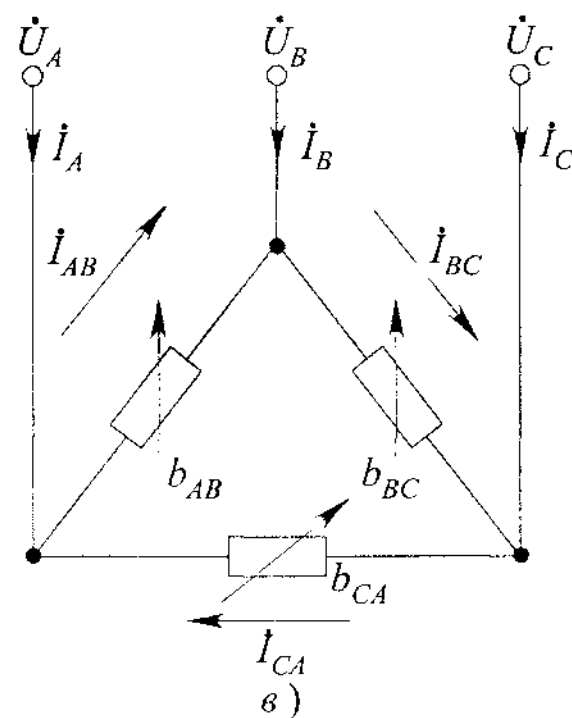
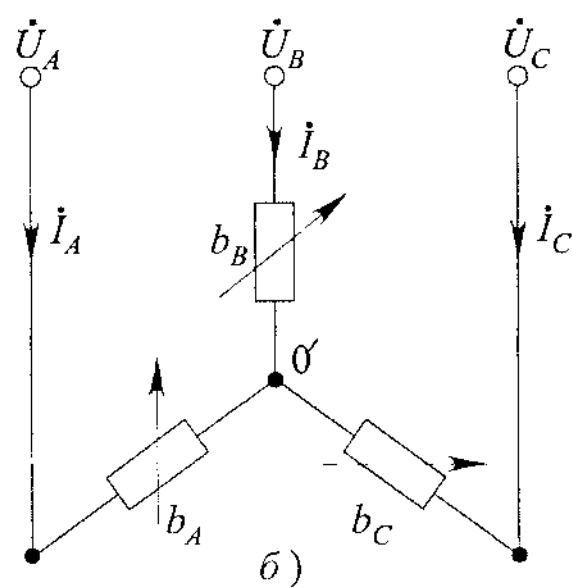
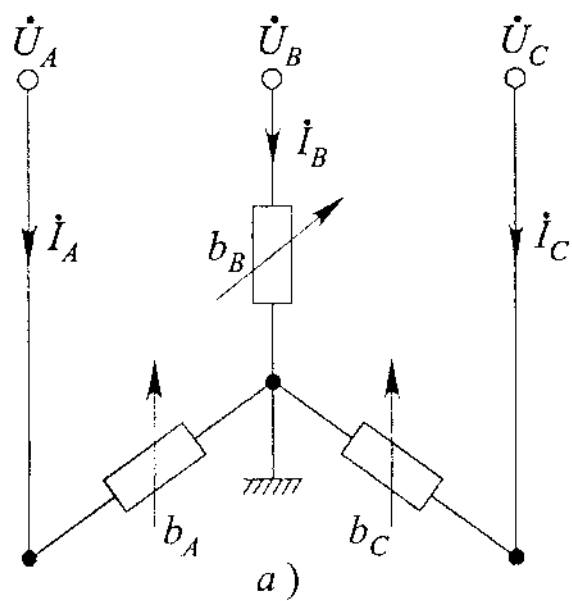


Рис. 4.25. Эквивалентные схемы СТК и УШР

$$\left. \begin{aligned} Re(I_1) &= 0; \\ Im(I_1) &= \frac{U_A}{3}(b_A + b_B + b_C); \\ Re(I_2) &= \frac{U_A}{3}\left(-\frac{\sqrt{3}}{2}b_B + \frac{\sqrt{3}}{2}b_C\right); \\ Im(I_2) &= \frac{U_A}{3}\left(b_A - \frac{1}{2}b_B - \frac{1}{2}b_C\right); \\ Re(I_0) &= \frac{U_A}{3}\left(\frac{\sqrt{3}}{2}b_B - \frac{\sqrt{3}}{2}b_C\right) = -Re(I_2); \\ Im(I_0) &= \frac{U_A}{3}\left(b_A - \frac{1}{2}b_B - \frac{1}{2}b_C\right) = Im(I_2). \end{aligned} \right\} \quad (4.36)$$

При отсутствии заземления (рис. 4.25,б) смещение нейтралей при несимметричном управлении определяется как

$$\dot{U}_{00'} = \frac{\dot{U}_A b_A + \dot{U}_B b_B + \dot{U}_C b_C}{b_A + b_B + b_C} = \frac{\dot{U}_A (b_A + a^2 b_B + a b_C)}{b_A + b_B + b_C}, \quad (4.37)$$

а токи в фазах

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A &= j(\dot{U}_A - \dot{U}_{00'})b_A = jU_A b_A \frac{b_B(1-a^2) + b_C(1-a)}{b_A + b_B + b_C}; \\ \dot{I}_B &= j(\dot{U}_B - \dot{U}_{00'})b_B = jU_A b_B \frac{b_A(a^2-1) + b_C(a^2-a)}{b_A + b_B + b_C}; \\ \dot{I}_C &= j(\dot{U}_C - \dot{U}_{00'})b_C = jU_A b_C \frac{b_A(a-1) - b_B(a^2-a)}{b_A - b_B - b_C}, \end{aligned} \right\} \quad (4.38)$$

откуда нетрудно получить значения симметричных составляющих:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_1 &= jU_A \frac{b_A b_B + b_B b_C + b_C b_A}{b_A + b_B + b_C}; \\ \dot{I}_2 &= -jU_A \frac{a^2 b_A b_B + a b_C b_A + b_B b_C}{b_A + b_B + b_C}; \\ \dot{I}_0 &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (4.39)$$

и соответственно их действительные и мнимые части:

$$\left. \begin{aligned} Re(I_1) &= 0; \\ Im(I_1) &= U_A \frac{b_A b_B + b_B b_C + b_C b_A}{b_A + b_B + b_C}; \\ Re(I_2) &= U_A \frac{(\sqrt{3}/2)b_A b_B + (\sqrt{3}/2)b_A b_C}{b_A + b_B + b_C}; \\ Im(I_2) &= U_A \frac{(1/2)b_A b_B - b_B b_C + (1/2)b_C b_A}{b_A + b_B + b_C}. \end{aligned} \right\} \quad (4.40)$$

В случае соединения элементов в треугольник (рис. 4.25, в) токи запишутся как

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{AB} &= j\sqrt{3}U_A e^{j30} b_{AB}; \\ \dot{I}_{BC} &= j\sqrt{3}U_A e^{-j90} b_{BC}; \\ \dot{I}_{CA} &= j\sqrt{3}U_A e^{j150} b_{CA}, \end{aligned} \right\} \quad (4.41)$$

а сетевые токи

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{AB} - \dot{I}_{CA}, \quad \dot{I}_B = \dot{I}_{BC} - \dot{I}_{AB}, \quad \dot{I}_C = \dot{I}_{CA} - \dot{I}_{BC}. \quad (4.42)$$

После несложных преобразований, выделяя действительную и мнимую части симметричных составляющих, получим

$$\left. \begin{aligned} Re(I_1) &= 0; \\ Im(I_1) &= U_A (b_{AB} + b_{BC} + b_{CA}); \\ Re(I_2) &= U_A \left( \frac{\sqrt{3}}{2} b_{AB} + \frac{\sqrt{3}}{2} b_{CA} \right); \\ Im(I_2) &= U_A \left( \frac{1}{2} b_{AB} - b_{BC} + \frac{1}{2} b_{CA} \right). \end{aligned} \right\} \quad (4.43)$$

Анализ полученных выражений показывает, что

все три схемы при пофазном управлении реактивными проводимостями не содержат в сетевых токах активных составляющих прямой последовательности;

заземление нейтрали приводит к появлению тока нулевой последовательности, численно равного по амплитуде току обратной последовательности, что делает ток нулевой последовательности зависимой величиной;

реактивная составляющая тока прямой последовательности и обе составляющие тока обратной последовательности однозначно определяются проводимостями трех фаз тиристорно-реакторных групп (ТРГ) или УШР.

Поэтому подключение рассмотренных выше схем параллельно несимметричной нагрузке позволит скомпенсировать полностью ток обратной последовательности и реактивную составляющую тока прямой последовательности и тем самым совместить решение двух задач: симметрирование токов и компенсацию реактивной мощности. В реальных условиях алгоритм управления сводится к следующему: измеряя указанные выше составляющие токов, с помощью системы управления выставляют требуемые проводимости фаз компенсатора, которые, например, из выражения (4.43) определяются как

$$\left. \begin{aligned} b_{AB} &= \frac{1}{3U_A} [Im(I_1) - \sqrt{3} Re(I_2) + Im(I_2)]; \\ b_{BC} &= \frac{1}{3U_A} [Im(I_1) - 2Im(I_2)]; \\ b_{CA} &= \frac{1}{3U_A} [Im(I_1) + \sqrt{3} Re(I_2) + Im(I_2)], \end{aligned} \right\} \quad (4.44)$$

а связь между углом управления фазой СТК и ее проводимостью выражается известным соотношением:

$$b = b_{ном} \frac{2}{\pi} (\beta - \frac{1}{2} \sin 2\beta), \quad (4.45)$$

где  $b_{ном}$  — проводимость фазы при полностью открытом тиристорном ключе;  $\beta$  — угол управления,  $0 < \beta < \pi/2$  (при  $\beta = \pi/2$  ключ открыт, а при  $\beta = 0$  закрыт).

Как показано выше, соединение фаз СТК или УШР по схеме звезда с заземленной нейтралью при нофазном регулировании вызывает появление токов нулевой последовательности, которые зависят от тока обратной последовательности. В реальных же условиях эти составляющие токов нагрузки, как правило, не связанные величины. Вследствие этого ток нулевой последовательности вносит дополнительную несимметрию, что сужает область применения схемы с заземленной нейтралью.

На рис. 4.26 показан пример использования СТК в длительном неполнофазном режиме работы линии электропередачи. При

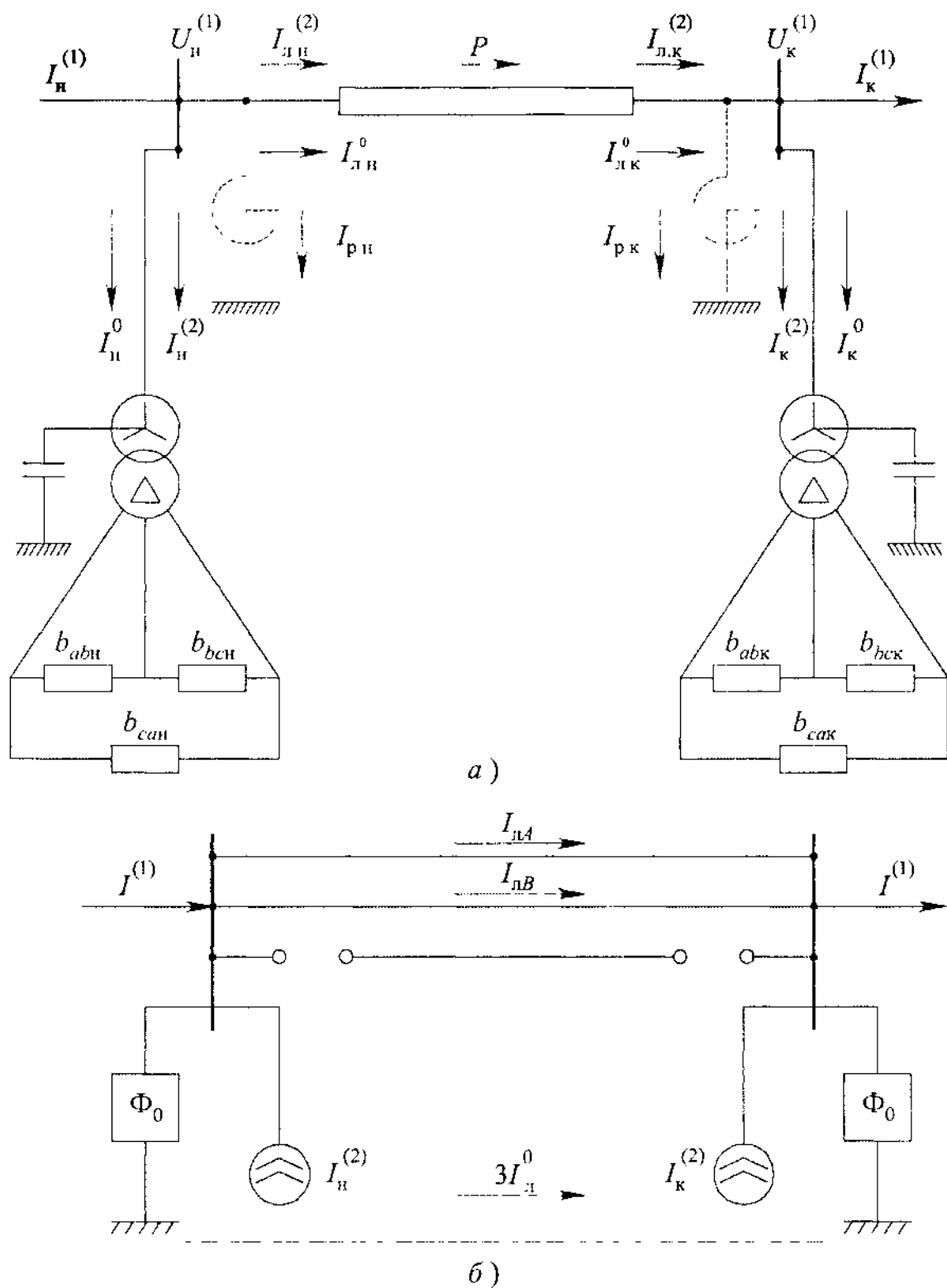


Рис. 4.26. Пример симметрирования токов

работе передачи двумя фазами составляющие токов в линии определяются как [68]:

$$\left. \begin{aligned} I_{лн}^{(2)} &= j[BU_{н}^{(1)} \cos \delta_{лн} - AU_{к}^{(1)} + jBU_{н}^{(1)} \sin \delta_{лн}]; \\ I_{лк}^{(2)} &= j[AU_{н}^{(1)} \cos \delta_{лн} - BU_{к}^{(1)} + jAU_{н}^{(1)} \sin \delta_{лн}]; \\ I_{л}^{(0)} &= U \sqrt{C^2 + D^2 - 2CD \cos \delta_{лн}}, \end{aligned} \right\} \quad (4.46)$$

где

$$A = \frac{X_0}{X_1(X_1 + 2X_0)}; B = \frac{X_0}{X_1(X_1 + 2X_0)} + \frac{B - 4b_{1л}}{9};$$

$$\delta_{max} = 60^\circ - \text{угол между } U_n^{(1)} \text{ и } U_k^{(1)} (U_n^{(1)} = U_k^{(1)} = U);$$

$$C = \frac{1}{X_1 + 2X_0}; D = \frac{1}{X_1 + 2X_0} - \frac{b_{1л} + 2b_{0л}}{9};$$

$$X_1 = Z \sin \lambda; X_0 = Z_0 \sin \lambda_0; b_{1л} = \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} / Z; b_{0л} = \operatorname{tg} \frac{\lambda_0}{2} / Z_0.$$

Передаваемая мощность в неполнофазном режиме

$$P = 3 \frac{U_n^{(1)} U_k^{(1)}}{X_{л.экв}} \sin \delta_{л} = \frac{3U_{\phi}^2}{X_{л.экв}} \sin \delta_{л}, \quad (4.47)$$

где  $X_{л.экв} = X_1 \frac{X_1 + 2X_0}{X_1 + X_0}$  — эквивалентное сопротивление линии.

Из рис. 4.26 и выражений (4.46) очевидна технология компенсации несимметричных составляющих токов, заключающаяся в создании фильтра для тока нулевой последовательности и компенсирующего источника тока обратной последовательности. Трансформатор с обмотками звезда с заземленной нейтралью — треугольник имеет сопротивление нулевой последовательности, равное

$$X_{0т} = X_t / 3,$$

где  $X_t$  — сопротивление рассеяния трансформатора.

Поэтому включение в нейтраль трансформатора конденсаторной батареи с сопротивлением

$$X_c = -X_t / 3$$

делает его фильтром токов нулевой последовательности. По токам обратной последовательности в начале и конце линии с использованием выражений (4.44) находят проводимости фаз СТК, превращая его таким образом в генератор токов обратной последовательности при условии  $I_n^{(2)} = -I_{л.н}^{(2)}$ ,  $I_k^{(2)} = -I_{л.к}^{(2)}$ . Как показали расчеты, СТК мощностью 1 100 Мвар за счет несимметричного управления обеспечивает передачу активной мощности 1 200 МВт по двум фазам линии 1 150 кВ. При этом ток, протекающий по контуру

заземления подстанции (см. рис. 2.26,б), составляет примерно 200 А при допустимом значении 50 — 100 А (согласно ПУЭ  $I_{\text{доп}} = 50/R_3$ ), что требует сооружения рабочего контура заземления.

Компенсация токов обратной и нулевой последовательностей в примыкающих к неполнофазной линии присоединениях может быть осуществлена с помощью устройств поперечной компенсации реактивной мощности и трансформаторного оборудования, установленных на ПС из условия нормального режима [68, 69], например переключением шунтирующих реакторов линии. При работе с отключенной фазой А линии проводимость реакторов в начале и конце ЛЭП на фазах В и С должна быть  $b_{нВ} = b_{кС} = b_{р1}$ , а проводимость реакторов на фазе А шин ПС в начале и конце —  $b_{нА} = b_{кА} = b_{р2}$ . Проводимости определяются по выражениям:

$$\left. \begin{aligned} Zb_{р1} &= -2 \frac{\sqrt{3}AX_{\text{Л.ЭКВ}}P}{3U^2}; \\ Zb_{р2} &= 3A \left[ \sqrt{1 - \frac{P^2 X_{\text{Л.ЭКВ}}^2}{9U^4}} - \frac{\sqrt{3}X_{\text{Л.ЭКВ}}P}{9U^2} \right] - 3B, \end{aligned} \right\} \quad (4.48)$$

где  $Z$  — волновое сопротивление линии.

При передаваемой мощности  $P > 0,19P_{\text{нат}}$  проводимости имеют индуктивный характер, значения которых увеличиваются с ростом мощности.

Компенсация токов нулевой последовательности может быть осуществлена с помощью автотрансформаторов примыкающих ПС за счет включения в рассечку обмоток низкого напряжения небольшой конденсаторной батареи [68]. Если неполнофазная линия примыкает к шинам мощной электростанции, то токи нулевой последовательности замыкаются в трансформаторах этой станции и их дополнительная компенсация может не потребоваться.

## **Глава 5**

### **Новые разработки компенсирующих устройств**

Построение рассмотренных в гл.4 статических тиристорных компенсаторов основано на использовании тиристорно-реакторных групп и конденсаторных батарей или фильтрокомпенсирующих установок. Регулирование реактивной мощности СТК осуществляется импульсно-фазовым управлением встречно-параллельных тиристорных вентилях, состоящих из обычных тиристоров. Конденсаторные батареи могут коммутироваться с помощью тиристорных вентилях и выключателей. Параллельные подключения СТК к шинам энергосистемы позволяют регулировать напряжение с точностью, определяемой статизмом компенсаторов, а их модульное построение может реализовать требуемую для конкретного применения мощность установки.

Усовершенствованная полупроводниковая технология открыла в начале 90-х годов путь к изготовлению запираемых (GTO и GCT) тиристоров и быстродействующих диодов, шкала параметров которых охватывает напряжения от 2 500 до 6 000 В и отключаемый ток от 1 500 до 4 000 А. Новая элементная база дала возможность приступить к созданию и нового класса преобразователей — преобразователей напряжения и различных статических устройств на его основе.

#### **5.1. Принцип действия преобразователя напряжения**

Одномостовая схема преобразователя напряжения (ПН) приведена на рис. 5.1. Система управления преобразователя обеспечивает

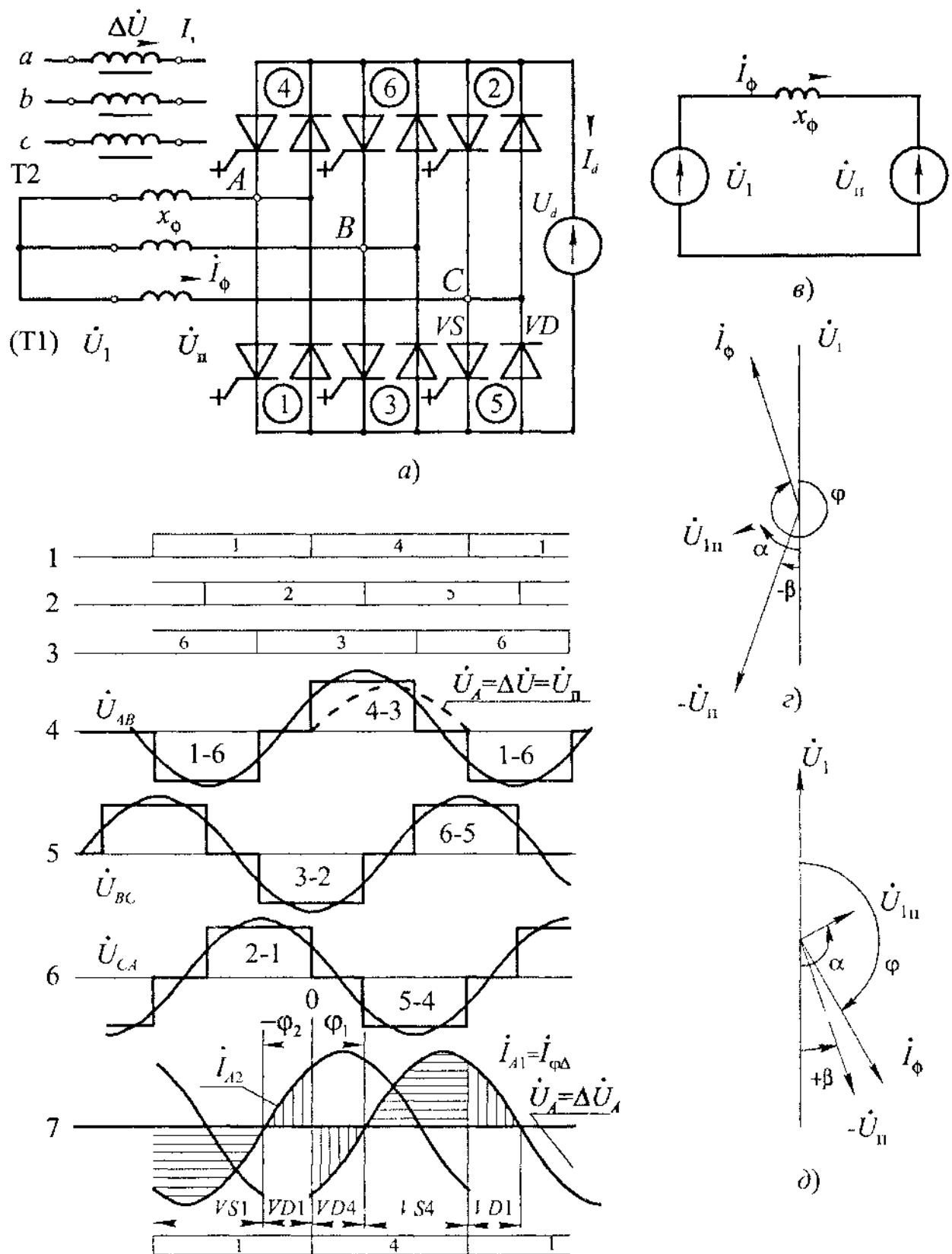


Рис. 5.1. Схема и режимы работы ПН

длительность проводящего состояния каждого плеча, равную  $180^\circ$  (оси 1,2,3 на рис. 5.1,б). Импульсы управления поступают на запираемые тиристоры VS через  $60^\circ$  с очередностью 1–2–3–4–5–6. При таком управлении на зажимах A,B,C формируется напряжение

прямоугольной формы  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$  и  $U_{CA}$  (оси 4,5,6 на рис. 5.1,б), первая гармоника фазного напряжения которого равна:

$$U_A = U_n = \frac{2}{\pi} U_d, \quad (5.1)$$

где  $U_d$  — постоянное напряжение источника напряжения.

При параллельном подключении ПН через трансформатор Т1 к шинам подстанции эквивалентная схема (рис. 5.1,в) дает возможность определить характеристики преобразователя. Изменяя угол управления  $\beta$  запираемых тиристоров и тем самым фазовое положение векторов  $U_n$  по отношению к вектору  $U_1$  сети, а также значение  $U_n$  за счет регулирования  $U_d$ , можно получить выпрямительный (рис. 5.1,з), инверторный (рис. 5.1,д) и компенсаторный ( $\beta = 0$ ) режимы работы преобразователя [53] с поворотом вектора фазного тока в диапазоне  $0 \div 360^\circ$ . При этом основные соотношения, определяющие режим работы ПН, имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} I_\phi &= \frac{U_{1n}}{X_\phi}; \\ U_{1n} &= \frac{2}{\pi} U_d \sqrt{1 - \pi \frac{U_1}{U_d} \cos \beta + \left( \frac{\pi}{2} \frac{U_1}{U_d} \right)^2}; \\ \alpha &= \arctg \frac{\sin \beta}{\cos \beta - \frac{\pi}{2} \frac{U_1}{U_d}}; \\ \varphi &= \frac{3}{2} \pi - \alpha; \\ P_{\text{ПН}} &= I_\phi U_1 \cos \alpha; \\ Q_{\text{ПН}} &= I_\phi U_1 \sin \alpha; \\ I_d &= -\frac{3}{\pi} \frac{U_1}{X_\phi} \sin \beta. \end{aligned} \right\} \quad (5.2)$$

Активную и реактивную мощности можно получить, выделив на рис. 5.1,з,д активную и реактивную составляющие фазного тока, в более простом виде:

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{ПН}} &= \frac{U_1 U_n}{X_\phi} \sin \beta; \\ Q_{\text{ПН}} &= \frac{U_1 (U_1 - U_n \cos \beta)}{X_\phi}. \end{aligned} \right\} \quad (5.3)$$

Данный преобразователь используется как основной элемент при построении различных технических средств для управления режимами ЛЭП, называемых в зарубежных публикациях FACTS (Flexible AC Transmission Systems — гибкие системы передачи переменного тока). Под гибким управлением режимами работы ЛЭП понимают возможность изменения передаваемой по ней активной мощности, а также сопутствующей реактивной мощности за счет воздействия на значения напряжений, полного сопротивления и угла электропередачи. При этом решается комплекс вопросов, таких как:

поддержание требуемого уровня напряжения на линии;

обеспечение повышенных пределов статической (апериодической и колебательной) и динамической устойчивости и соответственно высокой пропускной способности ЛЭП;

демпфирование электромеханических и электромагнитных колебаний в передающей системе;

предупреждение и подавление самовозбуждения и самораскачивания генераторов.

Рассмотрим конкретные примеры построения и применения технических средств для гибких линий электропередачи (ГЛЭП).

## 5.2. Параллельный статический компенсатор

Параллельно подключенный к шинам ПС преобразователь напряжения может выполнять функции компенсатора реактивной мощности, называемого в зарубежной практике Statcom (Статком).

Как следует из рассмотрения режимов работы ПН (см. рис. 5.1), режим работы компенсатора характеризуется углом управления  $\beta = 0$ .

При этом в выражении (5.3)  $P_{\text{ПН}} = 0$ , а  $Q_{\text{ПН}} = \frac{U_1(U_1 - U_{\text{п}})}{X_{\text{ф}}}$ , т.е.

значение и знак реактивной мощности определяются разностью напряжений сети и преобразователя, которая регулируется изменением напряжения  $U_d$ . В реальных схемах (рис. 5.2) в качестве источника постоянного напряжения используется конденсаторная батарея  $C_d$ , напряжение на которой изменяется кратковременным переводом преобразователя в выпрямительный или инверторный режим, вследствие чего в токе  $i_d$  появляется постоянная составляющая, которая заряжает или разряжает батарею до нужного напряжения. Отметим, что в традиционных СТК осуществляется обмен

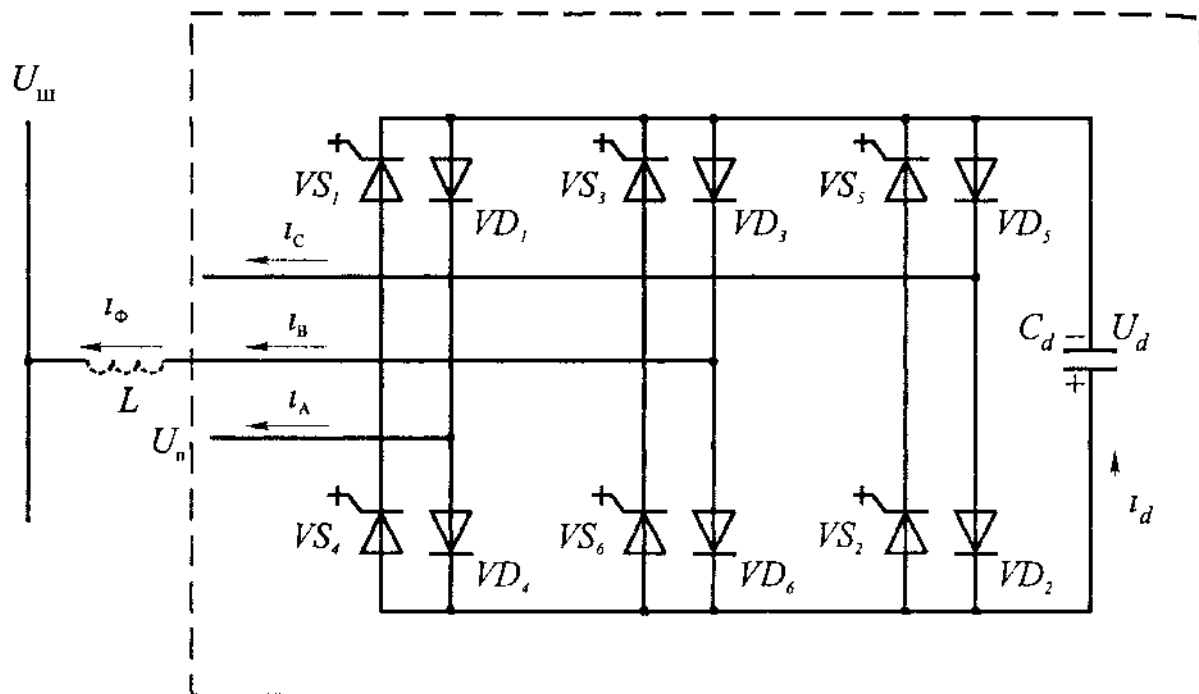


Рис. 5.2. Схема Статкома

электромагнитной энергии между сетью и реактивными элементами (конденсаторы и реакторы), что требует равенства мощности его элементов и компенсирующей мощности. В ПН и Статкоме тиристорный коммутатор осуществляет обмен реактивной мощностью между фазами, что значительно снижает установленную мощность реакторов и конденсаторной части. Так, мощность реакторов составляет 15–20%, а конденсаторов — около 10% мощности компенсатора. В сетевом токе однофазового ПН содержатся гармоники, кратные  $6k \pm 1$ , среди которых наибольшими являются 5-я и 7-я гармоники. Их устранение осуществляется несколькими путями:

организацией многофазовых 12-фазных (два преобразователя) или 24-фазных (четыре преобразователя) схем, в которых преобразователи к емкости  $C_d$  подключаются параллельно;

созданием многоуровневых преобразователей, форма напряжения которых соответствует 12-фазной схеме (рис. 5.3);

введением широтно-импульсной модуляции (ШИМ) в систему управления, которая по специальному алгоритму делает два дополнительных переключения запираемых тириستоров, образуя разрывы в ступенях фазного напряжения.

Схема запираемого вентиля с питанием через высокочастотный кабель показана на рис. 5.4. Возможна конструкция вентиля, блоки управления тиристорных ячеек которого питаются от силового напряжения на вентиле (рис. 5.5). Быстродействие Статкома

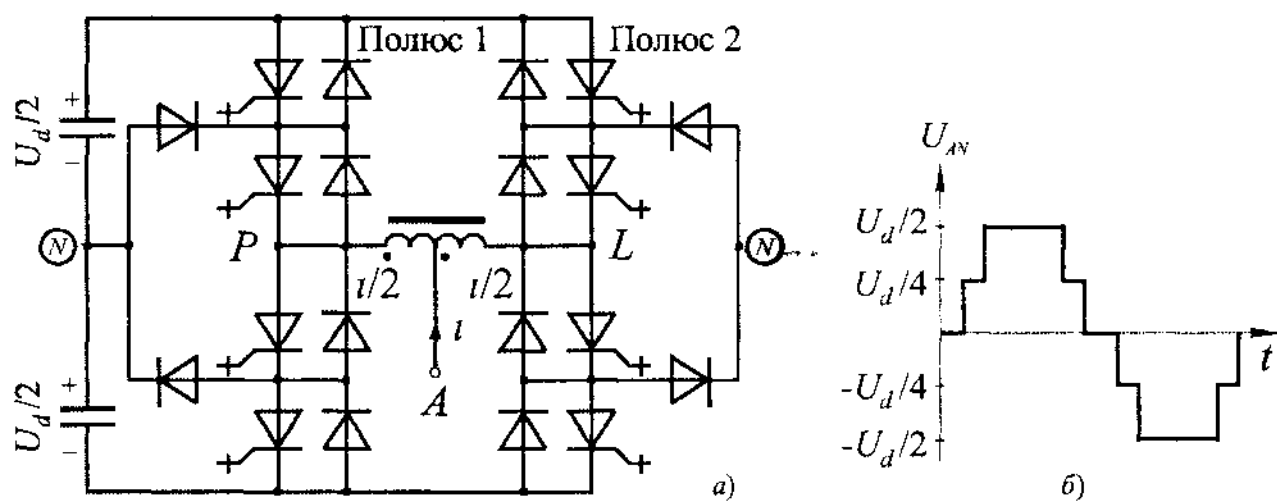


Рис. 5.3. Многоуровневый преобразователь

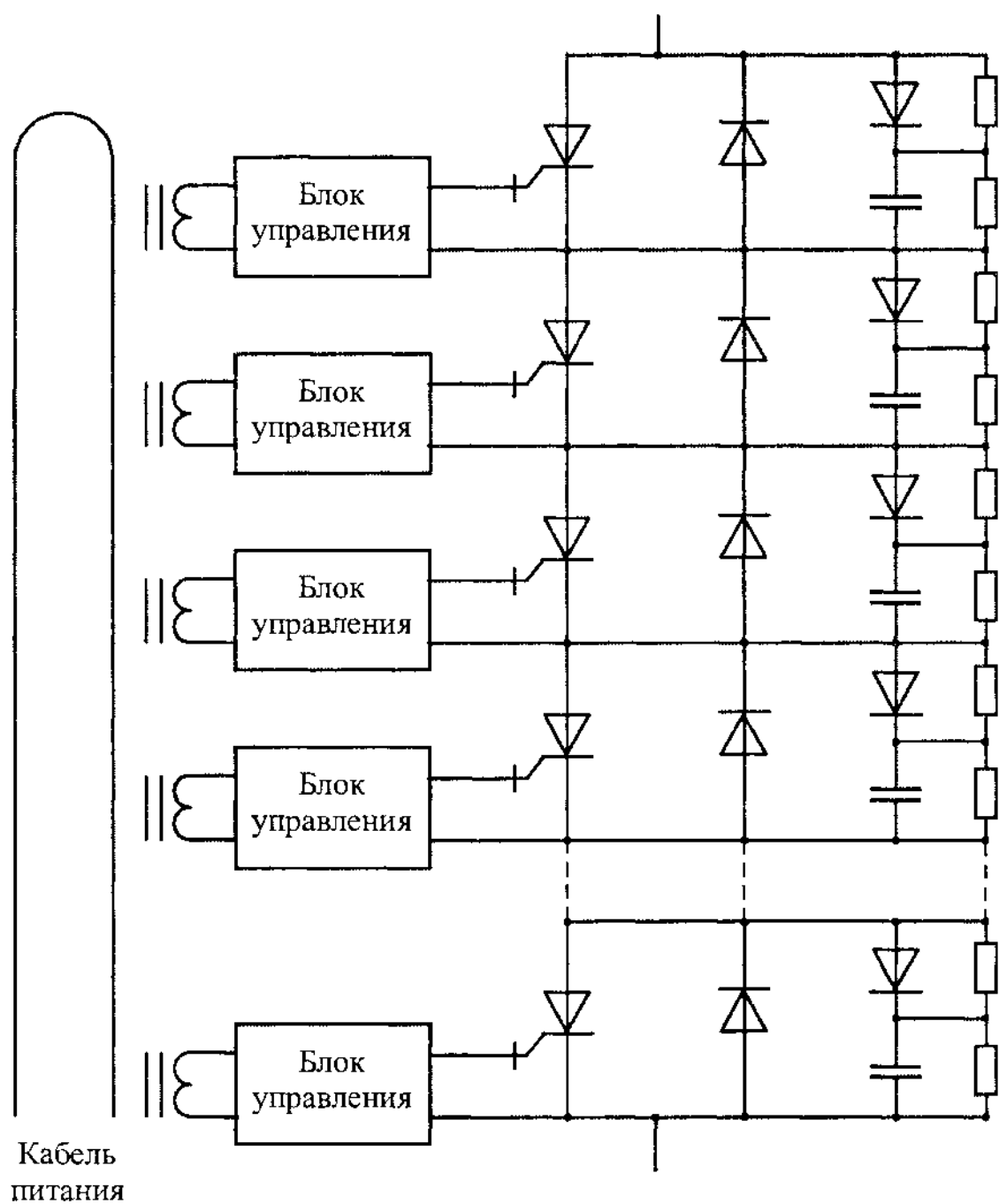


Рис. 5.4. Схема запираемого вентиля

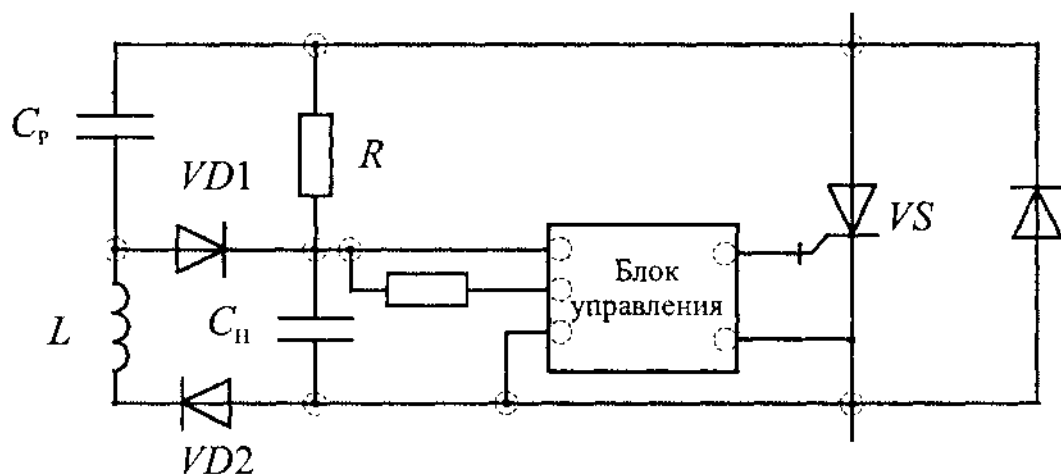


Рис. 5.5. Питание блоков управления

иллюстрируется осциллограммой перехода реального однофазного компенсатора из режима генерации в режим потребления реактивной мощности (рис. 5.6). Продолжительность перехода составляет менее 20 мс.

В начале 80-х годов в АО ВНИИЭ была разработана научно-методическая основа расчетов параметров элементов Статкома [50-60], а также создан экспериментальный образец мощностью 1,7 Мвар на напряжение 10 кВ. Проведенные экспериментальные исследования этой установки подтвердили высокую эффективность данного класса преобразователя при использовании в качестве компенсатора реактивной мощности [51].

Работы в этом направлении проводились и ведутся в США и Японии. Научно-технический центр корпорации Westinghouse Electric с участием института EPRI и энергокомпании TVA разработал и создал экспериментально-промышленную установку Statcom. Установка включена в эксплуатацию в ноябре 1995 г. на подстанции Sullivan в Tennessee Valley Authority (TVA) [72].

Статком содержит восемь параллельных преобразователей мощностью 12,5 Мвар каждый, образующих 48-пульсную схему, что позволяет получать практически синусоидальную форму трехфазного напряжения компенсатора. Общая мощность компенсатора  $\pm 100$  Мвар, диапазон регулирования 200 Мвар. Статком через трансформатор 5,1/161 кВ подключен к шинам 161 кВ подстанции. Номинальное выпрямленное напряжение на конденсаторе преобразователей, подключенных к нему параллельно, составляет 6,6 кВ.

Каждый вентиль инвертора состоит из пяти последовательно соединенных модулей — один из них избыточный. Запирание ти-

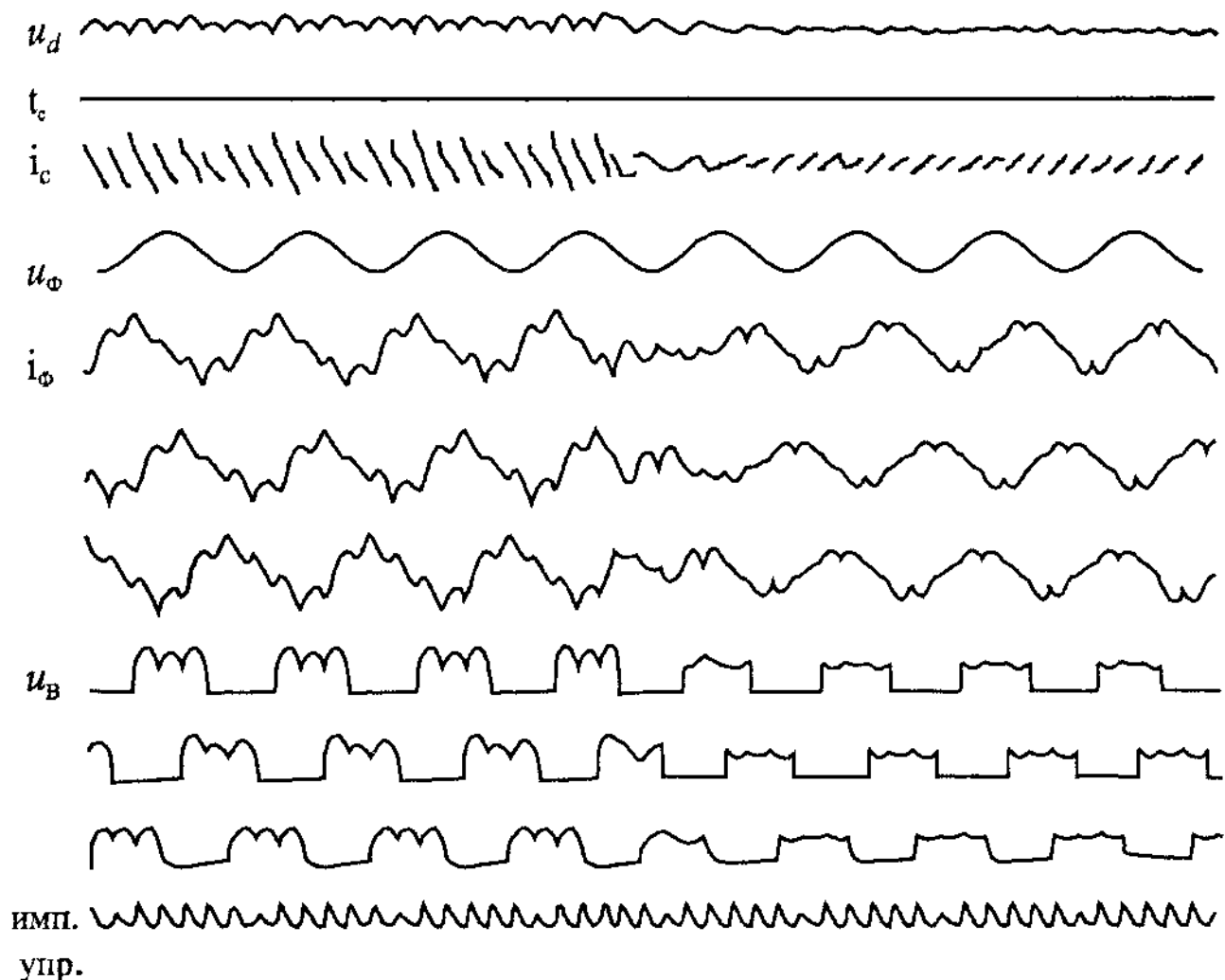


Рис. 5.6. Осциллограмма переходного процесса Статкома

ристоров автоматически выполняется так, чтобы обеспечивалось равномерное распределение напряжений между тиристорами. Тиристоры имеют номинальное напряжение 4 500 В и ток 4 000 А (максимум отключаемого тока) и охлаждаются водой. Общее число тиристоров 200. Общая занимаемая установкой площадь имеет размеры 30×16 м.

Подстанция Sullivan расположена на периферии энергетического региона, обслуживаемого TVA, и имеет достаточно слабые связи с системой по сети 500 кВ. Шины 500 кВ подстанции связаны с шинами 161 кВ через трансформатор мощностью 1 200 МВ·А. Подстанцию питают также четыре линии 161 кВ. В периоды малых нагрузок наблюдается повышение напряжения на шинах 500 кВ из-за зарядной мощности сети, а в периоды максимальных нагрузок напряжение на шинах 161 кВ оказывается пониженным. Установленный на подстанции Статком обеспечивает необходимый диапазон регулирования реактивной мощности. Устранение колебаний напряжения с помощью Статкома позволило резко снизить число пере-

ключения устройств РПН на трансформаторах 500 кВ, что существенно снизило их повреждаемость.

Для расширения диапазона изменения реактивной мощности Статком дополнен конденсаторной батареей 84 Мвар, которая управляется с помощью выключателя общей системой регулирования.

### 5.3. Параллельно-последовательный регулятор мощности

Следующий пример применения преобразователя напряжения, два комплекта которых объединяются параллельно на стороне постоянного напряжения, показан на рис. 5.7,а. При этом преобразователь ПН1 подключается к линии (шинам ПС) параллельно,

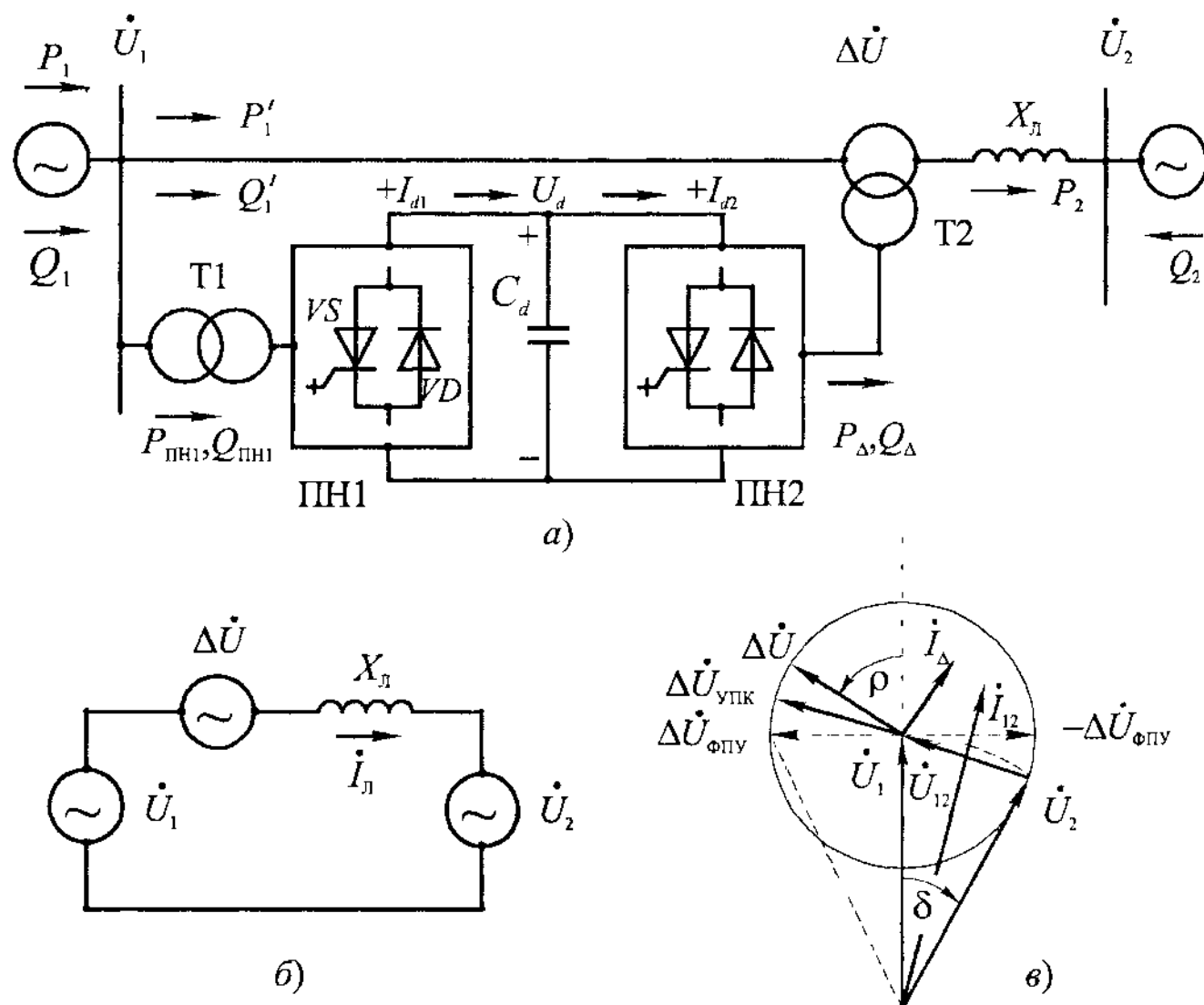


Рис. 5.7. Схема объединенного регулятора мощности

а выходное переменное напряжение преобразователя ПН2 через трансформатор Т2 включается последовательно в линию, образуя дополнительный последовательный вектор напряжения  $\Delta \dot{U}$ , значение и фаза  $\rho$  которого изменяются с помощью систем управления ПН1 и ПН2 в широких диапазонах  $\Delta U = 0 \div \Delta U_{\text{зад}}$ ,  $\rho = 0 \div 360^\circ$  по отношению к синхронизирующему напряжению  $U_1$  (рис. 5.7, в). Образованная преобразователями ПН1 и ПН2 вставка постоянного тока пониженной по сравнению с передаваемой по линии мощностью может управлять режимами работы ЛЭП [73].

В качестве расчетной принята упрощенная схема линии, связывающей две энергосистемы бесконечной мощности. Для удобства рассмотрения напряжения в начале и в конце линии считаются одинаковыми и неизменными по амплитуде ( $U_1 = U_2 = \text{const}$ ) во всем диапазоне изменения режимов работы линии. Фазовый угол  $\delta$  между векторами  $U_1$  и  $U_2$  изменяется от 0 до  $90^\circ$ . Заданная максимальная амплитуда  $\Delta U = 0,5U_1$ . Активные потери и зарядная мощность линии не учитываются. Преобразователь напряжения ПН1 работает с нулевой реактивной мощностью ( $Q_{\text{ПН1}} = 0$ ).

Учитывая эквивалентную схему рис. 5.7, б, а также векторную диаграмму напряжений и токов рис. 5.7, в и используя метод наложения, определим ток линии как

$$\dot{I}_\text{л} = \Delta \dot{I} + \dot{I}_{12}, \quad (5.4)$$

где  $\Delta \dot{I}$  — вектор тока с амплитудой  $\Delta U/X_\text{л}$ , отстающий от соответствующего вектора  $\Delta U$  на  $90^\circ$ ;  $\dot{I}_{12}$  — вектор тока с амплитудой  $U_{12}/X_\text{л}$ , отстающий от вектора  $U_{12}$  также на  $90^\circ$ .

Ток линии, протекая по трем последовательным источникам напряжения, образует в них активные и реактивные мощности, которые нетрудно вычислить, проецируя составляющие тока линии  $\Delta I$  и  $I_{12}$  на соответствующие векторы напряжения  $\dot{U}_1, \dot{U}_2$  и  $\Delta \dot{U}$  при нахождении активных токов и мощностей и на ортогональные к ним векторы при нахождении реактивных токов и мощностей. Для относительных значений  $U_1 = U_2 = 1$ ;  $\Delta U = 0,5$ ;  $X_\text{л} = 1$  получим следующие выражения активных и реактивных мощностей:

источник 1 (мощности в начале линии)

$$\left. \begin{aligned} P'_1 &= \sin \delta + 0,5 \sin \rho; \\ Q'_1 &= (1 - \cos \delta) + 0,5 \cos \rho; \end{aligned} \right\} \quad (5.5)$$

источник 2 (мощности в конце линии)

$$\left. \begin{aligned} P_2 &= \sin\delta + 0,5\sin(\delta + \rho); \\ Q_2 &= (1 - \cos\delta) - 0,5\cos(\delta + \rho); \end{aligned} \right\} \quad (5.6)$$

дополнительный источник (мощности преобразователя ПН2)

$$\left. \begin{aligned} P_{\Delta} &= 0,5\sin(\delta + \rho) - 0,5\sin\rho = \sin\frac{\delta}{2}\cos(\frac{\delta}{2} + \rho); \\ Q_{\Delta} &= 0,25 + 0,5\cos\rho - 0,5\cos(\rho + \delta) = 0,25 + \sin\frac{\delta}{2}\sin(\frac{\delta}{2} + \rho). \end{aligned} \right\} \quad (5.7)$$

Отметим, что дополнительный источник  $\Delta U$  забирает необходимую активную мощность  $P_{\Delta}$  из энергосистемы 1 через преобразователи ПН1 и ПН2. Поэтому, учитывая, что  $P_1 = P'_1 + P_{\Delta}$ , а  $Q_1 = Q'_1$ , мощности для энергосистемы 1 определяются как

$$\left. \begin{aligned} P_1 &= \sin\delta + 0,5\sin(\delta + \rho); \\ Q_1 &= (1 - \cos\delta) + 0,5\cos\rho. \end{aligned} \right\} \quad (5.8)$$

Справедливость полученных выражений подтверждается балансом активных и реактивных мощностей. Кроме того, при отсутствии дополнительного источника ( $\Delta U = 0$ ) выражения образуют известные зависимости передаваемой по линии активной мощности и потребляемой по концам линии реактивной мощности от угла передачи

$$P = \sin\delta, \quad Q = 1 - \cos\delta, \quad (5.9)$$

или в абсолютных значениях

$$P = \frac{U_1 U_2}{X_{\pi}} \sin\delta, \quad Q = \frac{U_1 U_2}{X_{\pi}} (1 - \cos\delta).$$

На рис. 5.8 с использованием выражений (5.5)–(5.8) построены регулировочные характеристики управляемой линии в координатах  $P - Q$ . Области регулирования при углах передачи  $\delta = 0 \div 90^\circ$  отображаются окружностью с центром, определяемым выражением (5.9), и с радиусом, равным амплитуде  $\Delta U = 0,5$ . Окружность  $P_1 - Q_1$  при углах  $\delta > 0$  трансформируется в эллипс, а при  $\delta = 90^\circ$  переходит в прямую линию. Центр окружности  $P_{\Delta} - Q_{\Delta}$  имеет координаты  $[0; 0,25]$ , а радиус  $\sin(\delta/2)$ . На графиках показано направление увеличения угла  $\rho$  от 0 до  $360^\circ$ .

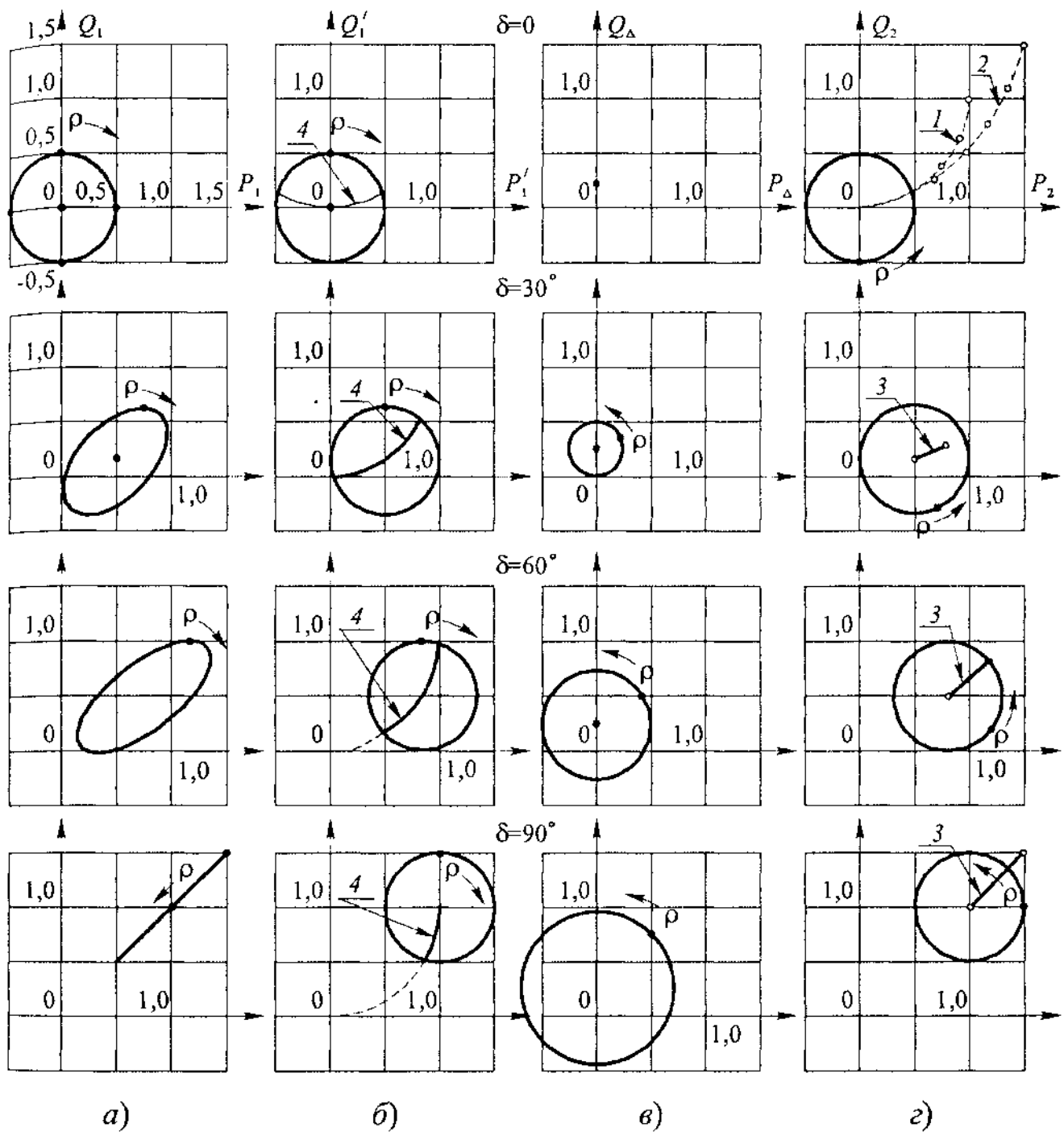


Рис. 5.8. Регулировочные характеристики управляемой линии

Аналитически это подтверждается преобразованием выражений (5.5)–(5.7) в выражения вида:

$$\left. \begin{aligned} (P_1' - \sin\delta)^2 + [Q_1' - (1 - \cos\delta)]^2 &= 0,5^2; \\ (P_2 - \sin\delta)^2 + [Q_2 - (1 - \cos\delta)]^2 &= 0,5^2; \\ P_\Delta^2 + (Q_\Delta - 0,25)^2 &= \sin^2 \frac{\delta}{2}. \end{aligned} \right\} \quad (5.10)$$

Следует отметить, что при  $\rho = \pm 90^\circ$  (вектор  $\pm \Delta U_{\text{ФПУ}}$  на рис. 5.7, в) получаем режим, эквивалентный работе известного фазоповоротного устройства (ФПУ). При постоянном  $\rho$  изменение амплитуды  $\Delta U_{\text{ФПУ}}$

в диапазоне  $+0,5 \div (-0,5)$  приведет к дополнительному изменению угла  $\delta$  на  $+27 \div (-27^\circ)$  и соответствующему изменению передаваемой мощности.

Если  $\rho$  принимает значение, равное  $(90 - \delta/2)$ , то получаем режим (рис. 5.7,в), эквивалентный работе регулируемого устройства продольной компенсации линии (УПК), в котором введение последовательно в линию емкостного сопротивления увеличивает передаваемую по линии мощность.

Выражение (5.9) в координатах  $P - Q$  будет иметь вид:

$$P^2 + (Q - 1)^2 = 1^2, \quad (5.11)$$

откуда следует, что регулировочный диапазон ФПУ представляет собой часть окружности с центром  $[Q = 1, P = 0]$  и радиусом  $R = 1$  (кривая 4, рис. 5.8,б).

Регулировочный диапазон УПК (кривая 3, рис. 5.8,з) определяется участком прямой линии, располагаемой между окружностями с  $R = 1$  (некомпенсированная линия, кривая 1, рис. 5.8,з) и  $R = 1,5$  с центром  $[Q = 1,5; P = 0]$  (компенсированная до  $P = 1,5$  линия, кривая 2, рис. 5.8,з).

Таким образом, режимы работы ФПУ и УПК являются частными случаями режимов работы более общего устройства — управляемого источника напряжения (УИН), вектор которого может изменяться по амплитуде от 0 до  $\Delta U$  и фазе от 0 до  $360^\circ$ .

В табл. 5.1 с использованием полученных выше аналитических зависимостей приведены результаты расчетов максимальных активных передаваемых мощностей ( $P_{max}$ ) и диапазона их регулирования ( $\Delta P$ ) для ФПУ, УПК и УИН.

Т а б л и ц а 5.1

Тип линии	$\delta = 0^\circ$		$\delta = 30^\circ$		$\delta = 60^\circ$		$\delta = 90^\circ$	
	$P_{max}$	$\Delta P$	$P_{max}$	$\Delta P$	$P_{max}$	$\Delta P$	$P_{max}$	$\Delta P$
Неуправляемая	0	0	0,5	0	0,866	0	1,0	0
Управляемая с ФПУ	0,454	0,908	0,839	0,787	0,999	0,454	1,0	0,109
Управляемая с УПК	0	0	0,75	0,25	1,299	0,433	1,5	0,5
Управляемая с УИН	0,5	1,0	1,0	1,0	1,366	1,0	1,5	1,0

Из анализа полученных энергетических характеристик и их сравнения следует, что наиболее эффективным средством регулирования перетока мощности по линии является управляемый источник напряжения как по значению передаваемой активной мощности, так и по значению диапазона ее регулирования с возможностью получения оптимальных реактивных мощностей по концам линии.

В общем виде, когда амплитуда  $\Delta U$  может иметь любое значение, равное в относительных единицах  $\Delta U_*$ , в выражениях (5.5), (5.6), (5.8) и (5.10) необходимо заменить 0,5 на  $\Delta U_*$ , а выражения (5.7) и (5.10) будут иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} P_{\Delta} &= 2\Delta U_* \sin \frac{\delta}{2} \cos \left( \frac{\delta}{2} + \rho \right); \\ Q_{\Delta} &= (\Delta U_*)^2 + 2\Delta U_* \sin \frac{\delta}{2} \sin \left( \frac{\delta}{2} + \rho \right); \\ P_{\Delta}^2 + (Q_{\Delta} - \Delta U_*^2)^2 &= \left( 2\Delta U_* \sin \frac{\delta}{2} \right)^2. \end{aligned} \right\} \quad (5.12)$$

Распределение тока линии между запираемыми тиристорами  $VS$  и обратными диодами  $VD$  преобразователя  $ПН2$  показано на оси 7 (см. рис. 5.1,б). Ток  $I_{d2}$  на стороне постоянного напряжения определится как

$$I_{d2} = \frac{P_d}{U_d} = \frac{3P_{\Delta}}{2U_d}. \quad (5.13)$$

Очевидно, такой же ток потребуется от  $ПН1$ , работа которого рассмотрена в §5.1. Учитывая, что  $I_{d1} = I_{d2}$ , получим связь между  $ПН1$  и  $ПН2$  в виде

$$\sin \beta_1 = \frac{\pi P_{\Delta} X_{\phi}}{2 U_d U_1}. \quad (5.14)$$

Таким образом, изменением угла управления  $\beta_1$  первого преобразователя можно регулировать напряжение  $U_d$  и соответственно амплитуду  $\Delta U$ , а также обеспечивать прохождение активной мощности в источник напряжения  $\Delta U$  [74].

Значение реактивной мощности, необходимое для параллельной компенсации в начале линии ( $Q_{1ПН1}$ ), устанавливается изменением отпаек трансформатора  $Т1$  (см. рис. 5.7,а) или введением ШИМ в систему управления преобразователей. Увеличение мощности вставки постоянного тока и снижение высших гармоник тока

достигается, как отмечалось выше, многомостовыми схемами преобразователей.

Впервые в мировой практике проект такого регулятора мощностью 160 Мвар сделан в США для ЛЭП 138 кВ в штате Кентукки [76] в целях увеличения пропускной способности существующей линии и установления перетока мощности, указанного в соглашении о покупке-продаже электроэнергии. Параллельный преобразователь *ПН1* (см. рис. 5.7,а) по схеме Статкома введен в работу в 1997 г. для регулирования напряжения. В настоящее время ведутся работы по внедрению последовательного преобразователя *ПН2* для реализации полной схемы регулятора. В основу преобразователей положены запираемые тиристоры с повторяющимся напряжением 4 500 В и запираемым током 4 000 А. ГТО-тиристор и соединенный с ним обратный диод, демпфирующие цепи и охладители смонтированы в конструкцию, названную ГТО-модулем. Несколько последовательно соединенных модулей образуют вентиль. Четыре вентиля, смонтированных на горизонтальной конструкции, образуют фазу преобразователя. В каждый вентиль включено по одному избыточному тиристор. ГТО-модуль имеет драйвер с цепью управления и дополнительную электронику для контроля и защиты фазы инвертора, которая связана с центральной системой управления, расположенной на потенциале земли, с помощью оптических световодов.

Основная задача при конструировании вентиля состояла в обеспечении равномерного деления напряжения по последовательным ГТО-тиристорам как в установившихся, так и в переходных режимах. ГТО-тиристоры характеризуются запаздыванием по включению и разбросом накопленных зарядов при выключении. Установленная электроника учитывает особенности индивидуальных тиристоров и компенсирует управляющие сигналы таким образом, чтобы все последовательные тиристоры включались одновременно.

Кроме того, в США ведутся работы по проектированию и разработке более мощного параллельно-последовательного регулятора мощности для межсистемной связи 500 кВ между штатами Аризона и Южная Каролина [70]. Активизируются работы в этом направлении и в европейских странах (Франции, Италии, Англии, Швеции).

## 5.4. Последовательный статический компенсатор

Как следует из рис. 5.7, в, при угле  $\rho = 90 - \frac{\delta}{2}$  управляемого источника напряжения (УИН), когда вектор дополнительного напряжения  $\Delta U_{\text{УИН}}$  находится в фазе с основным вектором  $U_{12}$  линии, обеспечивается режим продольной компенсации ЛЭП. Для этого режима полученные в §5.3 общие выражения будут иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} P_1 &= P_2 = \sin \delta + \Delta U \cos \frac{\delta}{2}; \\ Q_1 &= Q_2 = (1 - \cos \delta) + \Delta U \sin \frac{\delta}{2}; \\ P_{\Delta} &= 0; \\ Q_{\Delta} &= \Delta U^2 + 2\Delta U \sin \frac{\delta}{2}; \\ -Q_{\text{л}} &= 4 \sin \frac{\delta}{2} \left( \sin \frac{\delta}{2} + \Delta U \right) + \Delta U^2, \end{aligned} \right\} \quad (5.15)$$

где  $P_1, Q_1, P_2, Q_2$  — активные и реактивные мощности по концам электропередачи;  $P_{\Delta}, Q_{\Delta}$  — активная и реактивная мощности УИН;  $Q_{\text{л}}$  — реактивная мощность линии;  $\Delta U$  — напряжение УИН, отн. ед., при  $U = 1$ ;  $P_{\text{баз}} = \frac{U^2}{X_{\text{л}}}$  — базовая предельная мощность;  $U$  — линейное напряжение в начале и в конце электропередачи;  $X_{\text{л}}$  — индуктивное сопротивление линии.

Из этих выражений видно, что продольная компенсация линии не требует передачи активной мощности ( $P_{\Delta} = 0$ ) в последовательно включенный преобразователь. Поэтому необходимость в преобразователе ПНН (см. рис. 5.7, а) отпадает, что упрощает схему компенсации. На рис. 5.9 показаны характеристики управляемой линии с последовательным компенсатором, построенные по выражениям (5.15).

В качестве примера рассмотрим ЛЭП 500 кВ длиной 730 км с двумя участками по 365 км. Зарядная мощность линии определяется примерно как  $Q_{\text{зар}} = 730$  Мвар. Полная компенсация зарядной мощности осуществляется четырьмя УШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый. Предварительная оценка показывает, что при натуральной мощности линии 900 МВт ( $\delta = 45^\circ$ ) предельная

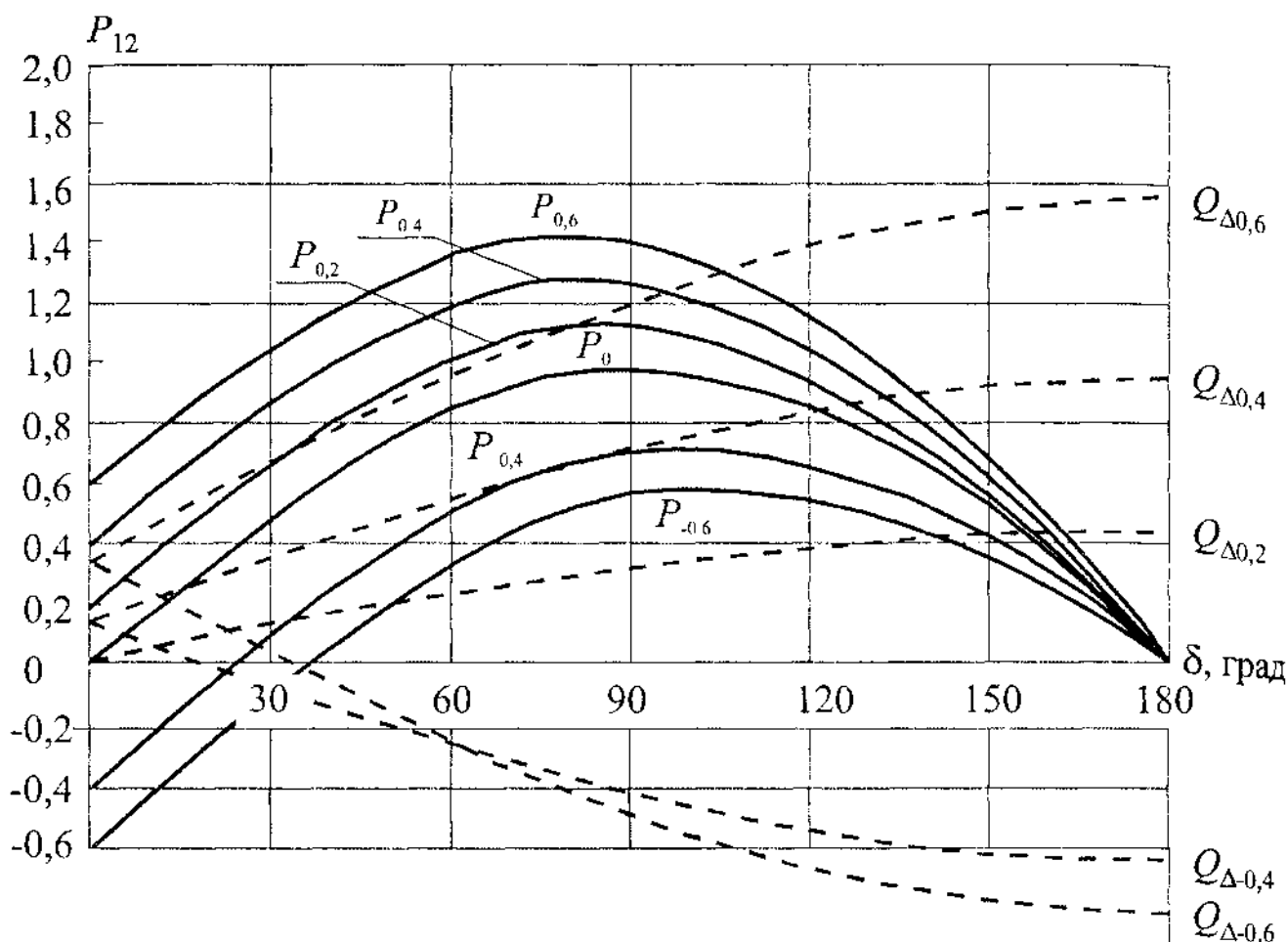


Рис. 5.9. Характеристики управляемой линии с последовательным компенсатором

мощность линии составляет примерно 1300 МВт. Дальнейшее увеличение передаваемой мощности при сохранении  $\delta = 45^\circ$  может быть достигнуто включением в линию последовательного компенсатора (УИН), напряжение которого

$$\Delta U = 0,4 \frac{500}{\sqrt{3}} = 115,5 \text{ кВ},$$

что изменит передаваемую мощность с 900 до 1400 МВт при мощности компенсатора  $Q = 600$  Мвар (рис. 5.9). С учетом изменения полярности  $\Delta U$  с  $+0,4$  на  $-0,4$  и значения напряжения в этом диапазоне можно регулировать передаваемую мощность от 1400 до 440 МВт и обратно, обеспечивая управляемость линии в диапазоне 960 МВт. На рис. 5.10,а показан один участок линии с УИН. С точки зрения оптимизации уровней напряжения вдоль всей линии целесообразна установка УИН на промежуточной ПС в точке 2, т.е. в середине ЛЭП. При отказе от регулирования мощности в сторону уменьшения ниже натурального значения в схему про-

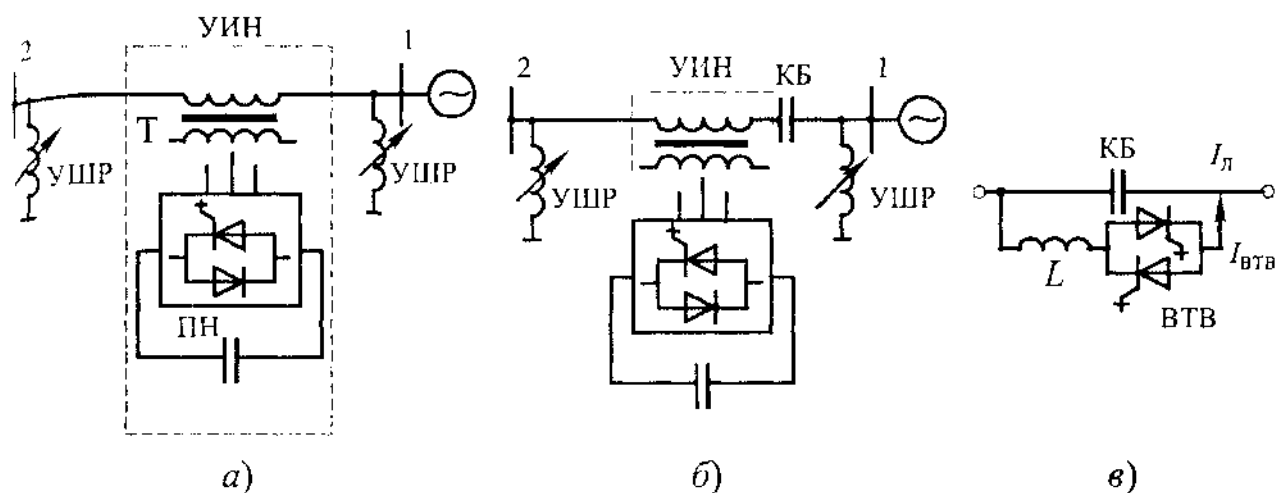


Рис. 5.10. Схема управляемой линии

дольной компенсации можно ввести перегулируемую конденсаторную батарею *КБ* половинной мощности, снизив тем самым мощность *УИН* (рис. 5.10,б) вдвое.

Имеющиеся в составе линии *УШР* выполняют функцию регулирования напряжения при изменении передаваемой мощности до натурального значения, а также осуществляют гашение дуги в паузе ОАПВ и снижают коммутационные перенапряжения.

Альтернативой рассмотренному техническому решению может быть схема УПК с управлением обычными тиристорами (рис. 5.10,в), состоящая из конденсаторной батареи и параллельно ей подключенной тиристорно-реакторной группы с плавным регулированием. Такая установка была введена в эксплуатацию в 1991 г. энергокомпанией «American Electric Power» на подстанции Kanawha River в США.

В 1992 г. компания «Siemens» установила на подстанции Kayenta в Аризоне (энергообъединение «Western Area Power Administration») одномодульный блок продольной компенсации с тиристорным управлением на ВЛ 230 кВ длиной 320 км. Установка продольной компенсации расположена примерно на середине линии. Ее использование позволило повысить передаваемую по линии мощность с 300 до 400 МВт, при этом достигнут предел нагрузки линии по нагреву. Срок окупаемости установки составил 4 года. Установка состоит из двух обычных продольных конденсаторных батарей на 230 кВ с номинальной мощностью 165 Мвар и фазным сопротивлением 55 Ом. Одна из батарей разделена на две последовательные секции по 40 и 15 Ом каждая. Парал-

лельно секции с сопротивлением 15 Ом включена тиристорно-реакторная группа, с помощью которой осуществляется плавное регулирование результирующего сопротивления продольной компенсации.

В том же году в энергообъединении «Bonneville Power Administration» введена в эксплуатацию управляемая с помощью тиристоров модульная система продольной компенсации на подстанции Slatt (линия 500 кВ Slatt — Baelly). Номинальный ток линии 2900 А, ток перегрузки в течение 30 мин 4350 А, в течение 10 с 5800 А. Передаваемая мощность 2500 МВт. Максимальное действующее значение тока через установку при трехфазном КЗ 20,3 кА, максимальное пиковое значение тока через тиристоры 60 кА. Эта установка до настоящего времени является самой мощной в мире. Она состоит из шести последовательно включенных модулей, представляющих собой параллельное соединение батарей конденсаторов, ограничителя перенапряжения и встречно включенных тиристоров с токоограничивающими реакторами. Регулирование ступенчатое. Номинальное емкостное сопротивление 8 Ом, что соответствует реактивной мощности 202 Мвар. Максимальное емкостное сопротивление 24 Ом. Работа с сопротивлением 12 Ом может продолжаться 30 мин, с сопротивлением 16 Ом — 10 с. Реакция установки на управляющие воздействия находится в пределах одного периода рабочей частоты. В установке использованы специальные тиристоры диаметром 100 мм, разработанные компанией «General Electric», США. Проведенные на подстанции Slatt испытания показали, что помимо основных функций продольной компенсации система устраняет наблюдавшийся ранее подсинхронный резонанс и демпфирует колебания передаваемой по линии мощности.

Сравнение двух технических решений (рис. 5.10, а, в) управляемой продольной компенсации показывает, что первое имеет определенные достоинства, так как позволяет образовывать регулируемое, вне зависимости от тока линии, напряжение как в емкостном, так и в индуктивном диапазоне. Это дает возможность более эффективно демпфировать колебания мощности в переходных процессах, распределять передаваемую по сечению мощность между шунтирующими связями и иметь более широкий регулировочный диапазон по управлению передаваемой мощностью. Кроме того, тиристорное оборудование в первом

случае находится на потенциале земли за трансформатором, что упрощает его эксплуатацию.

### **5.5. Параллельный компенсатор активно-реактивной мощности**

Применение дозированного торможения и демпфирования колебаний роторов генераторов передающей станции при помощи накопителей электрической энергии положительно влияет на динамическую устойчивость системы в целом. Существует два типа накопителей электрической энергии:

- на основе сверхпроводникового реактора, в котором накопленная в индуктивности энергия может передаваться в сеть или поглощаться из сети с помощью преобразователя тока, параллельно подключенного к сети или линии;

- на основе конденсаторной батареи или источника напряжения, энергия которых передается в сеть или поглощается из сети с помощью преобразователя напряжения (аналог Статкома с мощной батареей или дополнительным источником напряжения). При этом целесообразно использовать накопитель электроэнергии для компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в точке подключения, превращая его таким образом в компенсатор активно-реактивной мощности (КАРМ). Однако использование располагаемой энергии накопителя оказывается не всегда оптимальным. Например, при установке КАРМ в середине линии дозированные импульсы энергии будут распределяться на оба участка линии и тем самым воздействовать на генераторы как передающей, так и приемной энергосистемы, незначительно влияя на взаимное движение векторов напряжений. Поэтому в ряде случаев требуется специальное направленное регулирование КАРМ по двум параметрам ( $\Delta P$  и  $Q$ ) для повышения эффективности его применения на ЛЭП. Теоретически наличие КАРМ в середине ЛЭП при стабилизации напряжения в точке подключения по амплитуде и фазе делит линию на два участка (схема Баума), тем самым позволяя управлять передаваемой мощностью и повышая ее пределы. Однако от КАРМ требуется значительная мощность, что снижает эффективность поперечного управления режимом работы ЛЭП.

## 5.6. Сравнение эффективности статических компенсирующих устройств

Приведенные в гл. 4 и 5 материалы и анализ опубликованных работ дают возможность сделать предварительную оценку областей и эффективности применения статических компенсирующих устройств для регулирования напряжения, повышения устойчивости и демпфирования колебаний мощности как в линиях электропередачи, так и в сложнзамкнутой сети энергосистем, которые систематизированы в табл. 5.2.

Т а б л и ц а 5.2

Функция	Тип КУ					
	СТК	Статком	КАРМ	УПКТ	ПК	ППРМ
Регулирование напряжения	+++	+++	+++	+	+	+++
Регулирование перетоков мощности (сложнзамкнутая сеть)	—	—	—	+	++	+++
Устойчивость в переходных режимах (динамическая устойчивость ЛЭП)	+	+	+	+++	+++	+++
Гашение колебаний мощности ЛЭП	+	+	++	+++	+++	+++
Гашение колебаний в сложнзамкнутой сети	+	+	+	+	++	+++

### П р и м е ч а н и я:

1. — — отсутствие влияния; + — слабое влияние; ++ — среднее влияние; +++ — сильное влияние.

2. Принятые сокращения:

СТК — статический тиристорный компенсатор реактивной мощности; Статком — статический компенсатор на основе преобразователя напряжения; КАРМ — параллельный компенсатор активно-реактивной мощности; УПКТ — управляемая тиристорами последовательная конденсаторная батарея; ПК — последовательный компенсатор на основе преобразователя напряжения; ППРМ — параллельно-последовательный регулятор мощности на основе двух преобразователей напряжения.

Из рассмотрения таблицы следует, что переход от поперечного (параллельного) к продольному (последовательному) регулированию

усиливает управляемость ЛЭП по активной мощности и улучшает динамическую устойчивость передачи. Наибольшими техническими возможностями обладает параллельно-последовательный регулятор мощности, выполняющий функции продольного, поперечного и фазового управления.

В заключение отметим, что при выборе конкретного типа регулируемых статических устройств для применения в линиях электропередачи с целью придания им новых гибких свойств следует, на наш взгляд, руководствоваться следующими критериями оценки их эффективности:

1) поддержание требуемого уровня напряжений в заданных точках линии (в начале, конце и на промежуточных ПС) в установившихся и переходных режимах работы;

2) обеспечение необходимых пределов передаваемой по ЛЭП активной мощности и минимальных реактивных мощностей передающей и приемной системы в установившихся режимах;

3) обеспечение диапазона управления передаваемой по ЛЭП активной мощности;

4) влияние на распределение активной мощности между параллельными линиями различных уровней напряжения;

5) соответствие уровней напряжений вдоль ЛЭП нормативным значениям;

6) обеспечение устойчивости работы электропередачи и регулирующих устройств при малых изменениях параметров режима (устойчивость «в малом») и предельных передаваемых мощностях;

7) обеспечение устойчивости работы электропередачи и регулирующих устройств при расчетных динамических возмущениях (устойчивость «в большом») для полученных в установившихся режимах предельных значений передаваемой мощности;

8) обеспечение степени демпфирования электромагнитных и электромеханических колебаний после динамических возмущений во всем диапазоне изменения передаваемой мощности.

Экономическое сравнение различных вариантов проводится на основе полученных дополнительных технических эффектов (повышение пропускной способности ЛЭП, демпфирование колебаний, отказ от строительства новых ЛЭП и т.д.) с учетом стоимости оборудования регулирующих устройств, его КПД и передачи в целом.

## **Глава 6**

### **Статические компенсирующие устройства для промышленных предприятий**

Широкое применение вентильных электроприводов, выпрямительных электролизных установок, мощных электродуговых печей и других потребителей электроэнергии с резкопеременной нагрузкой и несинусоидальным током сопровождается значительным потреблением электрической мощности и искажением питающего напряжения, что может привести к росту потерь электроэнергии и нарушению нормального функционирования потребления электроэнергии.

Для компенсации реактивной мощности, ограничения и поддержания напряжения и параметров качества электроэнергии в допустимых пределах в последние десятилетия нашли применение статические компенсирующие устройства. Различают устройства следующих типов:

- конденсаторные установки, коммутируемые выключателями или встречно-параллельными тиристорными вентилями;
- фильтрокомпенсирующие устройства;
- статические тиристорные компенсаторы.

Выбор типа и мощности статического компенсирующего устройства для систем электроснабжения общего назначения должен производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97 и «Правилами применения скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию за потребление и генерацию реактивной мощности» Главгосэнергонадзора от 01.01.94.

## 6.1. Конденсаторные установки

Конденсаторной установкой называется электроустановка, состоящая из конденсаторов, относящегося к ним вспомогательного электрооборудования (выключателей, разъединителей, разрядных резисторов, устройств регулирования, защиты и т.д.) и ошиновки. Она предназначена для генерации реактивной мощности. Суммарная генерируемая мощность установки на основной частоте определяется исходя из условия обеспечения требуемого значения коэффициента мощности  $\text{tg } \varphi_{\text{дон}}$  в режиме максимального потребления реактивной мощности. С целью получения экономичного режима работы электрических сетей с переменным графиком реактивной нагрузки используют автоматическое регулирование мощности конденсаторной установки путем включения или отключения ее в целом или отдельных ее частей.

Простота в изготовлении и относительно низкая стоимость конденсаторных установок обеспечили им широкое применение в сетях электроснабжения промышленных предприятий. В табл. 6.1 приведены типы установок, выпускаемых научно-производственным центром «Энерком».

Электрические схемы конденсаторных установок 0,4, 6,3 и 10,5 кВ показаны на рис. 6.1 и 6.2. В режиме автоматического регулирования при изменении значения реактивной мощности потребителя регулятор производит отключение или включение ступени конденсаторной установки с выдержкой времени с помощью электромагнитных контакторов в установках типа УКМ 0,4 кВ или вакуумных контакторов в установках 6,3 — 10,5 кВ.

Основным элементом конденсаторных установок и рассматриваемых ниже фильтрокомпенсирующих устройств является конденсаторная батарея, которая комплектуется из единичных конденсаторов, электрически связанных между собой. Разработчик и поставщик отечественных косинусных и фильтровых конденсаторов — Серпуховский завод «Конденсатор». В табл. 6.2 — 6.4 приведены типонималы выпускаемых конденсаторов. Все конденсаторы пропитаны экологически безопасной жидкостью и имеют встроенные разрядные резисторы, снижающие после отключения конденсаторов напряжение до значения не более 0,05 кВ за 1 мин для конденсаторов на напряжение ниже 0,66 кВ и за 5 мин для конденсаторов на напряжение выше 0,66 кВ. Конденсаторы на

Т а б л и ц а 6.1

Тип установки	Мощность, квар	Количество ступеней	Габариты, мм	Масса, кг
УКМ-0,4-75 УЗ	75	3	680/440/1515	175
УКМ-0,4-93 УЗ	93	3	680/440/1515	180
УКМ-0,4-100 УЗ	100	3	680/440/1515	180
УКМ-0,38-108 УЗ	108	3	740/440/1910	250
УКМ-0,38-120 УЗ	120	3	740/440/1910	300
УКМ-0,38-144 УЗ	144	2-4	740/440/1910	300
УКМ-0,38-168 УЗ	168	3-4	740/440/1910	310
УКМ-0,38-192 УЗ	192	3-4	740/440/1910	320
УКМ-0,4-200 УЗ	200	6	870/440/1515	290
УКМ-0,38-216 УЗ	216	3-5	870/440/1910	430
УКМ-0,38-240 УЗ	240	4-5	870/440/1910	435
УКМ-0,38-264 УЗ	264	4	870/440/1910	440
УКМ-0,38-288 УЗ	288	4-8	1500/440/1910	600
УКМ-0,38-312 УЗ	312	5-9	1500/440/1910	610
УКМ-0,38-336 УЗ	336	5-9	1500/440/1910	620
УКМ-0,38-360 УЗ	360	6-9	1500/440/1910	630
УКМ-0,38-384 УЗ	384	6-8	1500/440/1910	640
УКМ-0,38-402 УЗ	402	7-9	1500/440/1910	650
УКМ-0,38-432 УЗ	432	7-9	1500/440/1910	660
УКМ-0,38-456 УЗ	456	8	1500/440/1910	670
УКМ-0,38-480 УЗ	480	8	1500/440/1910	680
УКМ-0,38-504 УЗ	504	9	1630/440/1910	740
УКМ-0,38-540 УЗ	540	9	1630/440/1910	790
КУ-6,3(10,5)-450	450	—	1120/780/1780	—
КУ-6,3(10,5)-900	900	—	1920/780/1780	—
КУ-6,3(10,5)-1350	1350	—	2720/780/1780	—
КУ-6,3(10,5)-1800	1800	—	3520/780/1780	—
КУ-6,3(10,5)-2250	2250	—	4320/780/1780	—

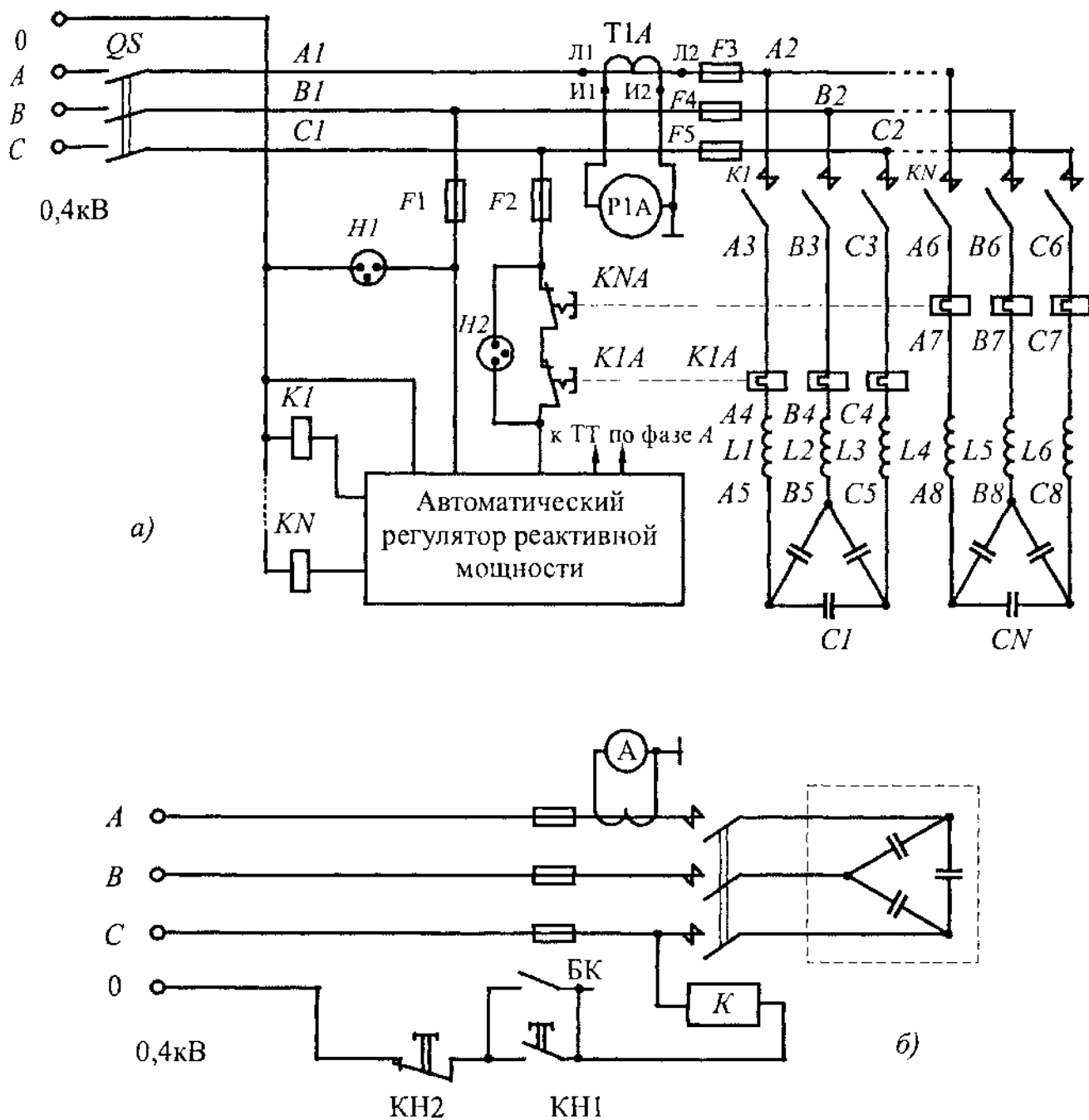


Рис. 6.1. Принципиальная схема конденсаторной установки на напряжение 0,4 кВ

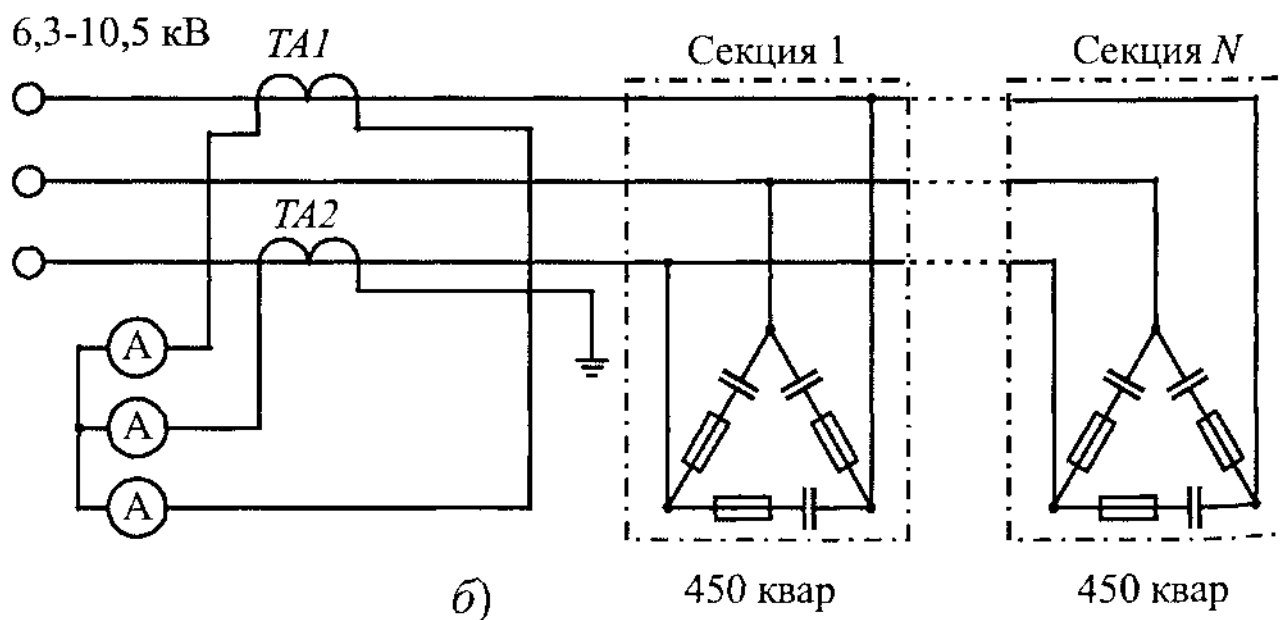
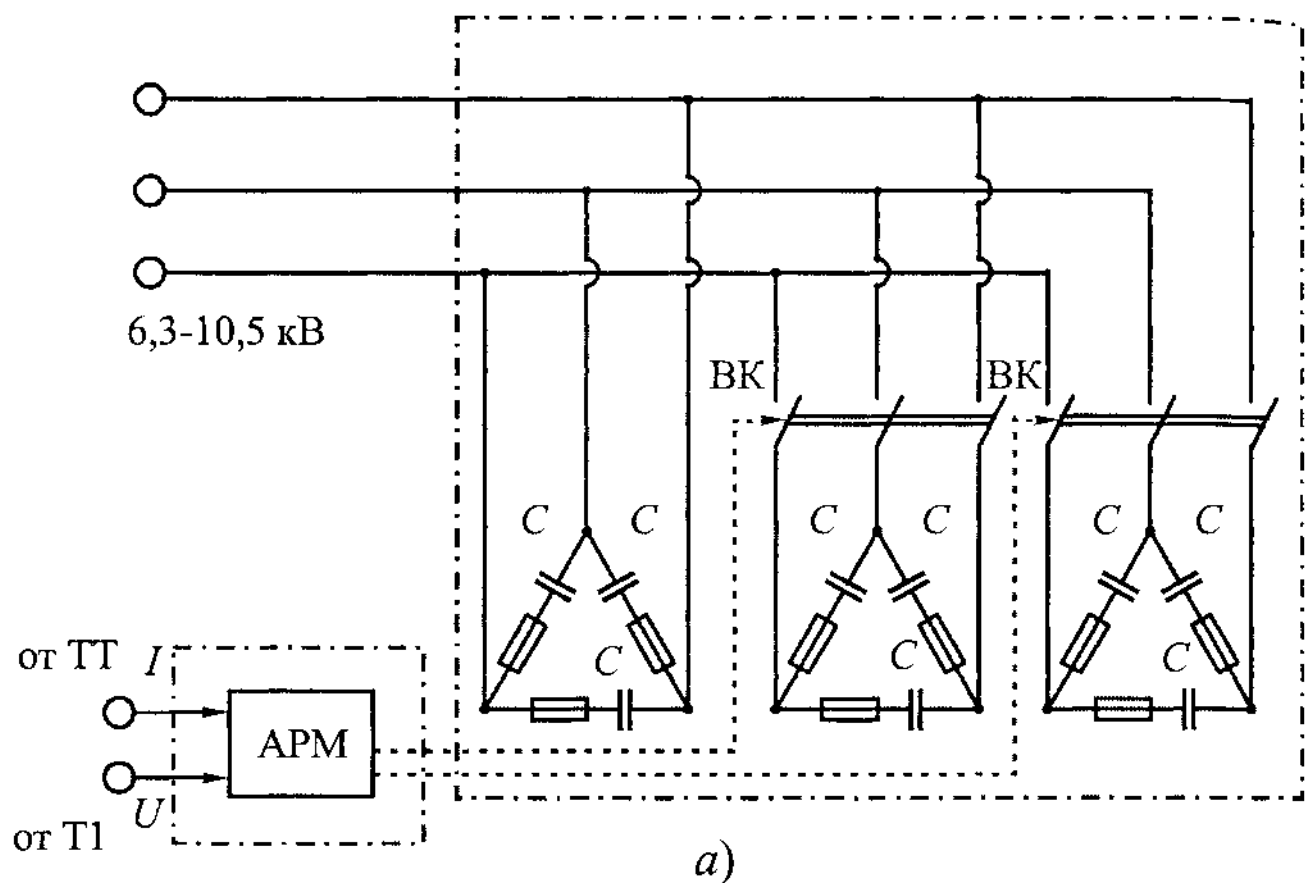


Рис. 6.2. Принципиальная схема конденсаторной установки на напряжение 6,3 — 10,5 кВ

Т а б л и ц а 6.2

Типономинал	Номиналь- ное напря- жение, кВ	Номиналь- ная мощ- ность, квар	Ем- кость, мкФ	Частота тока, Гц	Тангенс угла потерь	Высота, мм, сизо- ляторами	Мас- са, кг	
КЭК1-1,05-63 1У1	1,05	63	182	50	1,2•10 <sup>-3</sup>	472	26	
КЭК1-1,05-63 2У1	1,05	63	182			472	26	
КЭК2-1,05-125 1У1	1,05	125	362			787	52	
КЭК2-1,05-125 2У1	1,05	125	362			787	52	
КЭК1-3,15-75 2У1	3,15	75	24		1,0•10 <sup>-3</sup>	466	25	
КЭК1-6,3-75 2У1	6,3	75	6			506	25	
КЭК1-10,5-75 2У1	10,5	75	2,2			546	25	
КЭК2-3,15-150 2У1	3,15	150	48			787	50	
КЭК2-6,3-150 2У1	6,3	150	12			821		
КЭК2-10,5-150 2У1	10,5	150	4,3			861		
КЭК2-6,3-200 2У1	6,3	200	16		821			
КЭК2-10,5-200 2У1	10,5	200	5,8		0,8•10 <sup>-3</sup>	861		
КЭП-3,15-30 2УХЛ1	3,15	30	9,63	50	0,5•10 <sup>-3</sup>	321	17	
КЭП-6,3-30 2УХЛ1	6,3		2,41			361		
КЭП-6,3-37,5 2УХЛ1	10,5	37,5	3,01					
КЭП-10,5-25 2УХЛ1		25	0,72					
КЭП-10,5-25 2Т2			0,60			60		
КЭП-10,5-30 2УХЛ1		30	0,87			50		
КЭП-10,5-30 2Т2			0,72			60		
КЭП-10,5-37,5 2УХЛ1		37,5	1,08			50		
КЭП-10,5-37,5 2Т2			0,90			60		
КЭП-1,05-125 2У1	1,05	125	361			50		722
КЭП-3,15-75 2У1	3,15	75	24,0				421	25
КЭП-3,15-150 2У1	6,3	150	48,0				647	45
КЭП-6,3-75 2У1		75	6,00	461			25	
КЭП-6,3-150 2У1	6,6	150	12,0	681		45		
КЭП-6,6-150 2У1			10,97	687		45		
КЭП-6,6-150 2Т2			3,29	60		687	45	
КЭП-10,5-75 2У1	10,5	75	2,17	50		501	25	
КЭП-10,5-150 2У1	11,0	150	4,33			721	45	
КЭП-11-150 2У1			3,95			721	45	
КЭП-11-150 2Т2			3,29	60		721	45	
КЭП-6,3-200 2У1	6,3	200	16,0	50		756	55	
КЭП-10,5-200 2У1	10,5	300	5,78			796	55	
КЭП-6,3-300 2У1	6,3		24,0			1027	75	
КЭП-10,5-300 2У1	10,5		8,67			1061	75	

**П р и м е ч а н и я:**

1. Конденсаторы косинусные высоковольтные.
2. Назначение — для повышения коэффициента мощности электроустановок переменного тока частотой 50 и 60 Гц, а также для комплектации конденсаторных установок.
3. Допустимые превышения напряжения 110%; тока 130%. Диапазон рабочих температур  $-45 \div +55^\circ\text{C}$ .
4. Конденсаторы пропитаны экологически безопасной диэлектрической жидкостью и снабжены внутренними разрядными резисторами.

Т а б л и ц а 6.3

Типономинал	Номиналь- ное напря- жение, кВ	Номиналь- ная мощ- ность, квар	Ем- кость, мкФ	Частота тока, Гц	Тангенс угла потерь	Высота, мм, с изо- ляторами	Мас- са, кг	
КЭЭК-1,2-150 УЗ*	1,2	150	332	50	1,3•10 <sup>-3</sup>	640	49	
КЭЭК-1,05-150 УЗ*	1,05	200	433			787	53	
КЭКФ-4-200 2УХЛ1**	4,0		39,8			827	55	
КЭКФ-4,4-200 2УХЛ1**	4,4		32,9			867		
КЭКФ-6,3-200 2УХЛ1,1У1**	6,3		16,0					
КЭКФ-6,6-200 2УХЛ1**	6,6		14,6					
КЭКФ-6,6-200 1У1**			14,6					
КЭКФ-6,9-200 2У1	6,9		13,4			864		
КЭКФ-7,3-200 2УХЛ1**	7,3		12,0			867		
КЭКФ-4,4-150 2У1,2ХЛ1,2Т2**	4,4		150			24,7	60	827
КЭКФ-4,4-150 2Т2**				20,6		50	792	
КЭКФ-4,4-150 2Т3**		24,7		60				
КЭКФ-4,4-150 2Т3**		20,6		50				
КЭКФ-6,6-150 2У1,2ХЛ1,2Т2**	6,6	11,0		60		861		
КЭКФ-6,6-150 2Т2**		9,1		50		841		
КЭКФ-6,6-150 2Т3**		11,0		60				
КЭКФ-6,6-150 2Т3**		9,1		50				
КЭКФ-7,3-150 2У1,2ХЛ1,2Т2**	7,3	9,0		60		861		
КЭКФ-7,3-150 2Т2**		7,5		50		841		
КЭКФ-7,3-150 2Т3**		9,0		60				
КЭКФ-7,3-150 2Т3**				7,5				

**П р и м е ч а н и я:**

1. Конденсаторы специальные высоковольтные.
  2. Допустимые превышения напряжения 110%; тока 130%. Диапазон рабочих температур  $-45 \div +55^{\circ}\text{C}$ .
  3. Конденсаторы пропитаны экологически безопасной диэлектрической жидкостью и снабжены внутренними разрядными резисторами.
- \* Для работы в батареях индукционных печей и других электротермических установках.
- \*\* Для комплектации силовых фильтров высших гармоник, в том числе работающих в составе статических компенсаторов реактивной мощности блоков конденсаторов и конденсаторных установок.

Т а б л и ц а 6.4

Типономинал	Номиналь- ное напря- жение, кВ	Номиналь- ная мощ- ность, квар	Ем- кость, мкФ	Частота тока, Гц	Тангенс угла потерь	Высота, мм, с изо- ляторами	Мас- са, кг				
КЭК2-0,4-67 2У3,3У3	0,4	67	1330	50	2,5•10 <sup>-3</sup>	725	54				
КЭК2-0,4-67 2Т3,3Т3			1110	60							
КЭК2-0,415-67 2Т3,3Т3	0,415		1240	50							
КЭК2-0,415-67 2Т3,3Т3			1030	60							
КЭК2-0,44-67 2Т3,3Т3	0,44		919	60							
КЭК2-0,5-67 2У3	0,5		853	50							
КЭК2-0,4-60 2У3,3У3	0,4	60	1200	50	2,0•10 <sup>-3</sup>	424	27				
КЭК2-0,4-60 2Т3,3Т3			995	60							
КЭК1-0,66-40 2У3,3У3	0,66	40	292	50				739	54		
КЭК2-0,66-80 2У3,3У3		80	584					472	27		
КЭК1-0,66-40 2У1,3У1		40	292					787	54		
КЭК2-0,66-80 2У1,3У1		80	584					410	27		
КЭК1-0,4-33,3 2У3	0,4	33,3	663	60	404						
КЭК1-0,4-33,3 3У3			410								
КЭК1-0,4-33,3 2Т3			553		472						
КЭК1-0,4-33,3 2Т2					404						
КЭК1-0,4-33,3 3Т3					466						
КЭК1-0,4-33,3 3Т2					466						
КЭК1-0,415-33,3 2Т3,3Т2	0,415		616	50	410						
КЭК1-0,415-33,3 2Т3			514	60	472						
КЭК1-0,415-33,3 2Т2			616	50	404						
КЭК1-0,415-33,3 2Т2			514	60	466						
КЭК1-0,415-33,3 3Т3			616	50	410						
КЭК1-0,415-33,3 3Т3			514	60	472						
КЭК1-0,415-33,3 3Т3	404										
КЭК1-0,415-33,3 3Т2	466										
КЭК1-0,44-33,3 2Т3	0,44		457		410						
КЭК1-0,44-33,3 2Т2				472							
КЭК1-0,44-33,3 3Т3				404							
КЭК1-0,44-33,3 3Т2		466									
КЭК1-0,4-30 2У3	0,4	30	597	50	2,5•10 <sup>-3</sup>	410	27				
КЭК1-0,4-30 3У3			498	60		404					
КЭК1-0,4-30 2Т3						410					
КЭК1-0,4-30 3Т3						404					
КЭНС-0,4-20 2У3,3У3	0,4	20	398	50	0,8•10 <sup>-3</sup>	193	8				
КЭНС-0,4-30 2У3,3У3		30	597			258	12				
КЭНС-0,4-33,3 2У3,3У3		33,3	663								
КЭНС-0,4-40 2У3,3У3		40	796			323	18				
КЭНС-0,4-60 2У3,3У3		60	1194			398	25				
КЭНС-0,4-67 2У3,3У3		67	1334			323	18				
КЭНС-0,4-80 2У3,3У3		80	1592								
КЭНС-0,5-67 2У3,3У3	0,5	67	853			472	25				
КЭНС-0,66-40 2У3,3У3	0,66	40	292					473	28		
КЭНС-0,66-40 2У1,3У1		60	439								
КЭНС-0,66-60 3У1											
КЭНС-0,66-80 2У3,3У3											
КЭНС-0,66-80 2У1,3У1		80	584			547					

**П р и м е ч а н и я:**

1. Конденсаторы косинусные низковольтные типов КЭК и КЭНС.
2. Назначение — для повышения коэффициента мощности электроустановок переменного тока частотой 50 и 60 Гц, а также для комплектации конденсаторных установок.

напряжение 1,05 кВ и ниже и на напряжение 6,3 и 10,5 кВ мощностью 200 квар изготавливаются со встроенными внутрь корпуса и последовательно соединенными с каждой секцией конденсатора плавкими предохранителями. При необходимости конденсаторы мощностью 200 квар могут изготавливаться и без плавких предохранителей. В случае пробоя любой секции остальные разряжаются на нее, что вызывает перегорание предохранителя поврежденной секции и надежное ее отключение. При этом конденсатор теряет часть своей емкости, но может длительно оставаться в работе. При коротком замыкании вне конденсатора предохранители не срабатывают.

Схема соединения конденсаторов в батарее определяется технико-экономической целесообразностью и условиями эксплуатации. Не допускается длительная работа единичных конденсаторов с напряжением более номинального. Допустимые эксплуатационные уровни напряжения представлены в табл. 6.5.

Т а б л и ц а 6.5

Вид перенапряжения	Коэффициент эксплуатационного повышения по отношению к номинальному напряжению	Максимальная длительность
Промышленная частота	1,00	Длительно
Промышленная частота	1,10	12 ч каждые 24 ч
Промышленная частота	1,15	30 мин каждые 24 ч
Промышленная частота*	1,20	5 мин
Промышленная частота*	1,30	1 мин
Максимальная амплитуда коммутационного перенапряжения длительностью не более 10 мс	$2\sqrt{2}$	Не более 1000 раз в год
Промышленная частота + гармоники	Такой, чтобы ток батарей не превышал 1,3 действующего значения тока, который имеет место при номинальном синусоидальном напряжении и номинальной частоте, за исключением переходных процессов, при этом значение пикового напряжения не должно превышать значения пикового напряжения промышленной частоты, допустимого в течение ограниченного периода времени, как указано в таблице	

\*Перенапряжения, имеющие величину более  $1,15U_{\text{ном}}$ , должны иметь место не более 200 раз за весь срок службы батареи.

Коммутация конденсаторной батареи или ее частей обычно осуществляется выключателями. Каждое включение сопровождается переходным процессом, при котором имеют место значительные импульсы тока и перенапряжения на фазах сети, достигающие 1,8 номинального значения. При выключении батареи к контактам выключателя прикладывается напряжение, равное 2,5 номинального значения фазного напряжения. Поэтому в состав конденсаторных установок могут входить токоограничивающие реакторы для снижения бросков тока и демпфирующие цепочки для защиты от перенапряжений на выключателе.

Конденсаторная батарея и питающая сеть образуют контур, относительная резонансная частота которого определяется из соотношения

$$\nu = \sqrt{\frac{S_{к.з}}{Q_{КБ}}}, \quad (6.1)$$

где  $S_{к.з}$  — мощность КЗ на шинах питающей сети;  $Q_{КБ}$  — генерируемая мощность батареи.

При наличии на питающих шинах нелинейной нагрузки, создающей гармонику тока  $\nu$ -го порядка, возникает резонансное усиление гармоники в сети и перенапряжение на шинах. Следует обратить внимание на то, что различного рода коммутационные операции, приводящие к изменению схемы сети, а также коммутации батареи частями, приводят к перемещению полюсов частотной характеристики входного сопротивления сети и соответственно к изменению порядка высших гармоник тока, приводящих к резонансным явлениям. При проектировании конденсаторных установок для сетей с источниками гармоник необходимо учитывать перегрузку конденсаторов по току и мощности за счет высших гармоник. Кроме того, должны быть исключены резонансные явления на частоте одной из гармоник источника во всех режимах работы сети.

Для получения требуемой частоты коммутации конденсаторных установок, а также ограничения токов и напряжений при включении применяют тиристорные встречно-параллельные вентили, включаемые последовательно с конденсаторной батареей. Тиристорный вентиль отпирается в момент равенства напряжения на батарее амплитудному значению напряжения сети, что соответствует нулевому напряжению на вентиле. Отпирание вентилей в

другие моменты, например, когда напряжения батарей и сети в противофазе, связано с недопустимым увеличением напряжения на батарее и должно быть полностью исключено защитой. Тирсторные вентили должны быть рассчитаны на приложение как минимум двойного напряжения сети.

Аппараты и токоведущие части в конденсаторной батарее допускают длительное протекание тока значением 130% номинального тока батареи. Повторное включение установок допускается проводить лишь после снижения остаточного напряжения на любом из конденсаторов до уровня, не превышающего 0,05 кВ.

Если в конденсаторных установках используются конденсаторы без встроенных разрядных резисторов, то на выводы единичного конденсатора или последовательного ряда конденсаторов подключается разрядное устройство. Разрядные устройства могут не устанавливаться на батареях до 1 кВ, если они присоединены к сети через трансформатор и если между батареей и трансформатором отсутствуют коммутационные аппараты. Для установок с напряжением выше 1 кВ в качестве разрядных устройств могут также применяться трансформаторы напряжения или устройства с активно-индуктивным сопротивлением, а для установок с напряжением до 1 кВ — устройства с активным или активно-индуктивным сопротивлением.

Конденсаторные установки имеют защиту, действующую на сигнал и отключение при отказах единичных конденсаторов. Конденсаторная батарея, состоящая из двух или более параллельных ветвей, имеет защиту, срабатывающую при неравенстве токов ветвей.

При монтаже батарей требуется соблюдать несколько простых правил, сводящих к минимуму повреждения конденсаторов. Во-первых, конденсаторы нельзя переносить и передвигать за изоляторы. Во-вторых, во избежание недопустимых изгибающих усилий подключение изолированных выводов должно осуществляться гибкой ошиновкой либо алюминиевыми шинами с компенсационным изгибом. Гибкая ошиновка может выполняться из алюминиевого провода А-35 с применением концевых или аппаратных зажимов. В-третьих, во избежание срыва резьбы и нарушения пайки затяжку гаек на контактном стержне следует производить двумя ключами с таким расчетом, чтобы крутящий момент не превышал 150 кг·см. При этом одним ключом затягивается верхняя

гайка, а вторым поддерживается нижняя, в результате чего снимается нагрузка с изолятора и исключается повреждение гайки. Более подробные сведения по конденсаторам можно найти в [77,78].

## 6.2. Фильтрокомпенсирующие устройства

Состав нагрузки с нелинейной характеристикой зависит от типа промышленного предприятия [79]. На металлургических заводах основным источником высших гармоник тока являются тиристорные преобразователи, которые относятся к мощным концентрированным источникам гармоник. Мощность преобразователей достигает 80 — 90% мощности всего электрооборудования. На химических заводах и предприятиях цветной металлургии наиболее мощными и энергоемкими потребителями являются электролизные установки, питание которых в основном осуществляется от управляемых преобразователей. Преобразователи применяются на заводах по получению химического волокна, для электрохимической обработки металлов. На целлюлозно-бумажных комбинатах внедряются картонно-бумагоделательные машины, оснащенные регулируемыми приводами с тиристорными преобразователями. На многих предприятиях широко применяются установки электродуговой и контактной сварки с преобразователями в качестве источников питания. Источником высших гармоник являются также газоразрядные лампы, устанавливаемые в цехах промышленных предприятий.

Порядок высших гармоник тока преобразователей определяется по выражению:

$$\nu = mk \pm 1, \quad (6.2)$$

где  $m$  — фазность (пульсность) преобразователя;  $k = 1, 2, 3, \dots$

Например, для 6-фазного мостового преобразователя ряд канонических гармоник определяется как  $\nu = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, \dots$ , а для 12-фазного преобразователя  $\nu = 11, 13, 23, 25, \dots$ . При работе реальных установок могут появляться неканонические гармоники, вызванные нарушением симметрии импульсов управления тириستоров преобразователя и несимметрией напряжения. Значения гармоник тока зависят от мощности преобразователя, угла управления и длительности коммутации тока. Применяемые в ряде случаев

для привода прокатных станов преобразователи частоты с непосредственной связью (циклоконверторы) отличаются от обычных преобразователей наличием интергармоник.

Работа дуговых сталеплавильных печей (ДСП) сопровождается появлением высших гармоник тока за счет нелинейной характеристики электрической дуги. Уровень гармоник тока сравнительно невелик. Однако с ними приходится считаться из-за постоянного возрастания мощности ДСП. Случайный характер высших гармоник ДСП делает проблематичным их аналитический расчет. Поэтому они в основном определяются экспериментальным путем. В качестве примера в табл. 6.6 приведено процентное по отношению к первой гармонике содержание высших гармоник тока дуговой печи производительностью 200 т (ДСП-200).

Т а б л и ц а 6.6

Режим плавки	Процентное содержание тока гармоники, с номером											
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Начало расплавления	1,79	10	4,17	2,96	2,5	1,6	1,2	0,6	0,41	0,58	0,34	0,33
	1,35	3,17	1	0,6	0,73	0,48	0,18	0,16	0,15	0,14	0,06	0,06
Середина расплавления	6	6,9	3,28	2,84	1,23	1	0,46	0,31	0,22	0,2	0,1	0,13
	1,85	2,77	0,9	0,67	0,32	0,38	0,18	0,07	0,07	0,06	0,04	0,03
Рафинирование	4,62	8,6	1,58	2,6	0,65	0,51	0,33	0,48	0,22	0,42	0,11	0,17
	1,33	2,1	0,44	0,5	0,22	0,1	0,11	0,13	0,07	0,15	0,05	0,06

**Примечание.** В числителе приведены максимальные, а в знаменателе — средние значения высших гармоник тока, %

Снижение уровней высших гармоник является частью задачи по уменьшению влияния нелинейных нагрузок на питающую сеть и улучшению качества электрической энергии в электрических сетях предприятий. В таких режимах используются фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ), содержащие конденсаторные батареи и последовательно соединенные с ними фильтровые реакторы с резисторами или без них и предназначенные для фильтрации высших гармоник тока и одновременно генерации реактивной мощности на основной частоте.

Разработаны и внедрены ФКУ в широком диапазоне мощностей и напряжений. На рис. 6.3 представлено разработанное научно-производственным центром «Энерком» ФКУ в шкафном исполнении на напряжение 0,4 кВ, ток частоты 50 Гц — 400 А, ток частоты 250 Гц — 250 А и ток частоты 350 Гц — 180 А. Рисунок 6.4 иллюстрирует внешний вид ФКУ на напряжение 33 кВ и мощность 8 МВ·А.

Мощность ФКУ определяется как арифметическая сумма реактивных мощностей на основной частоте и частоте настройки  $\nu$

$$Q_{\text{ФКУ}} = Q_1 + Q_{\nu}. \quad (6.3)$$

Реактивная мощность, генерируемая ФКУ на основной частоте

$$Q_1 = \frac{U^2}{X_c} \cdot \frac{\nu^2}{\nu^2 - 1}, \quad (6.4)$$

где  $U$  — линейное напряжение на шинах подключения ФКУ;  $X_c$  — сопротивление фазы конденсаторной батареи ФКУ.

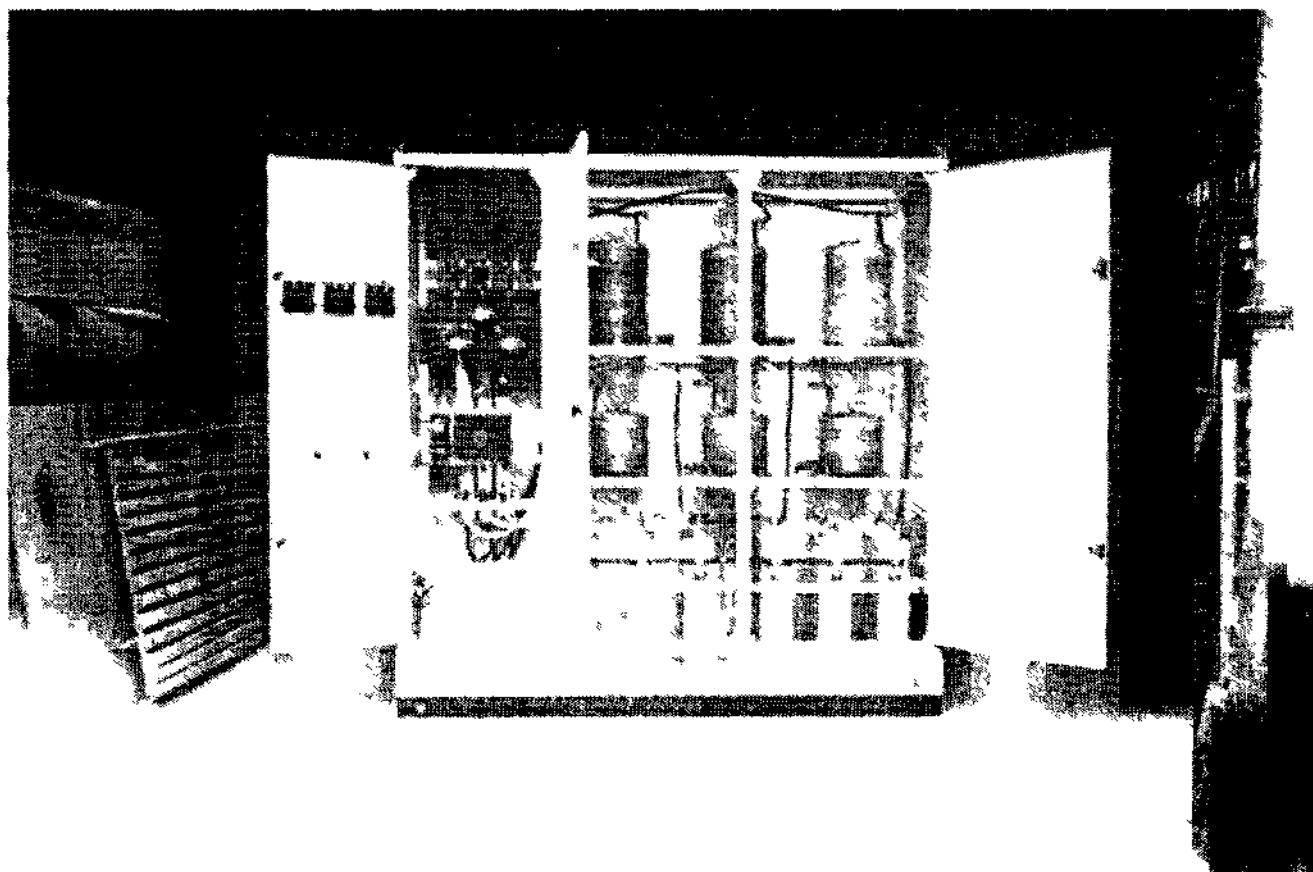


Рис. 6.3. Фильтрокомпенсирующее устройство 5-й и 7-й гармоник на напряжение 0,4 кВ и мощность 400 квар

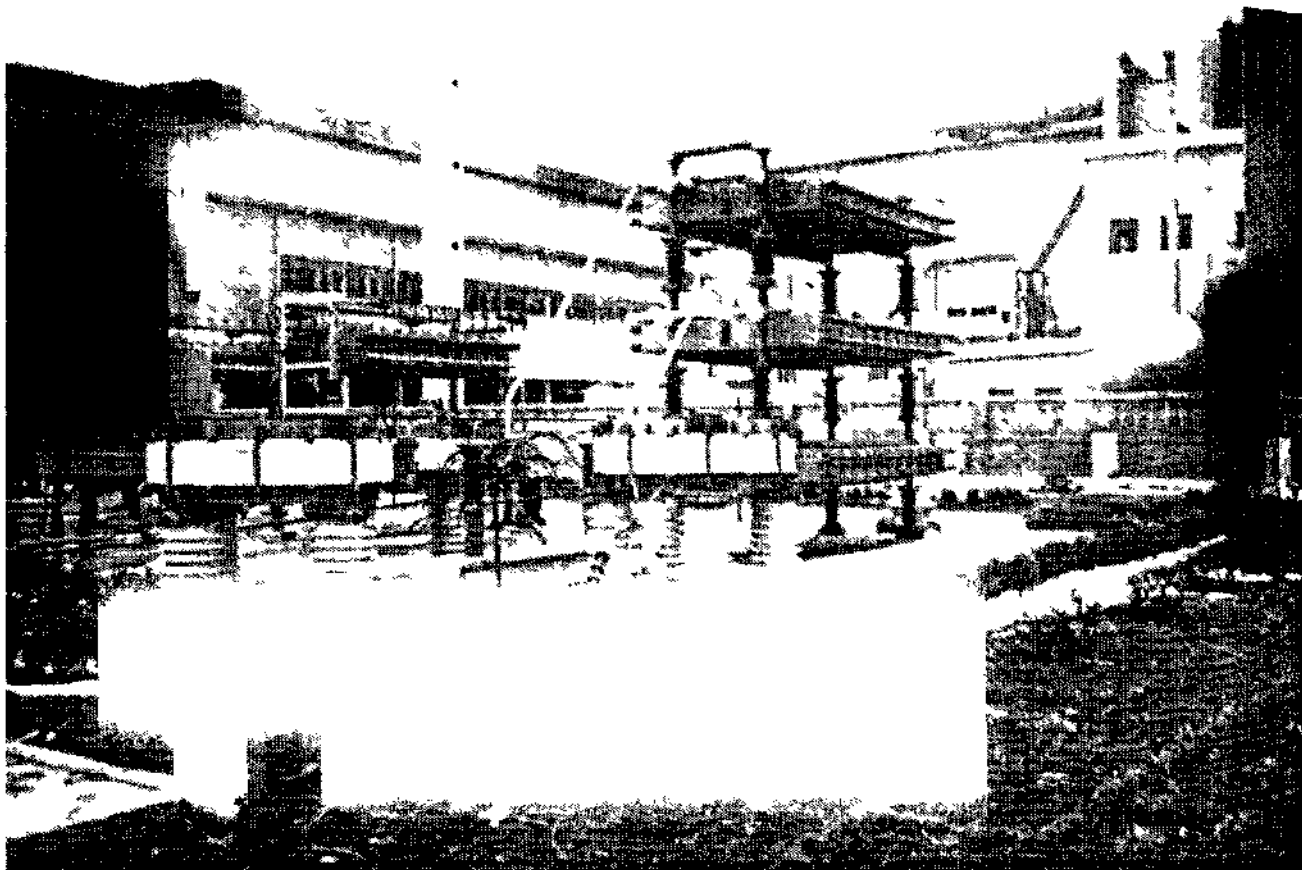


Рис. 6 4. Внешний вид ФКУ-4 на напряжение 33 кВ и мощность 8 МВ·А

Реактивная мощность на частоте настройки

$$Q_v = 3I_v^2 \frac{X_c}{v}, \quad (6.5)$$

где  $I_v$  — ток частоты гармоники настройки.

Наиболее простую схему имеет узкополосный фильтр (рис. 6.5,а), представляющий собой последовательную  $RLC$ -цепочку, настроенную на одну частоту.

Индуктивное сопротивление фильтрового реактора

$$X_L = X_c / v^2. \quad (6.6)$$

Активное сопротивление  $R$  такого фильтра определяется из соотношения

$$R = X_v / q, \quad (6.7)$$

где  $X_v$  — сопротивление батареи или фильтрового реактора на частоте настройки;  $q$  — добротность фильтра.

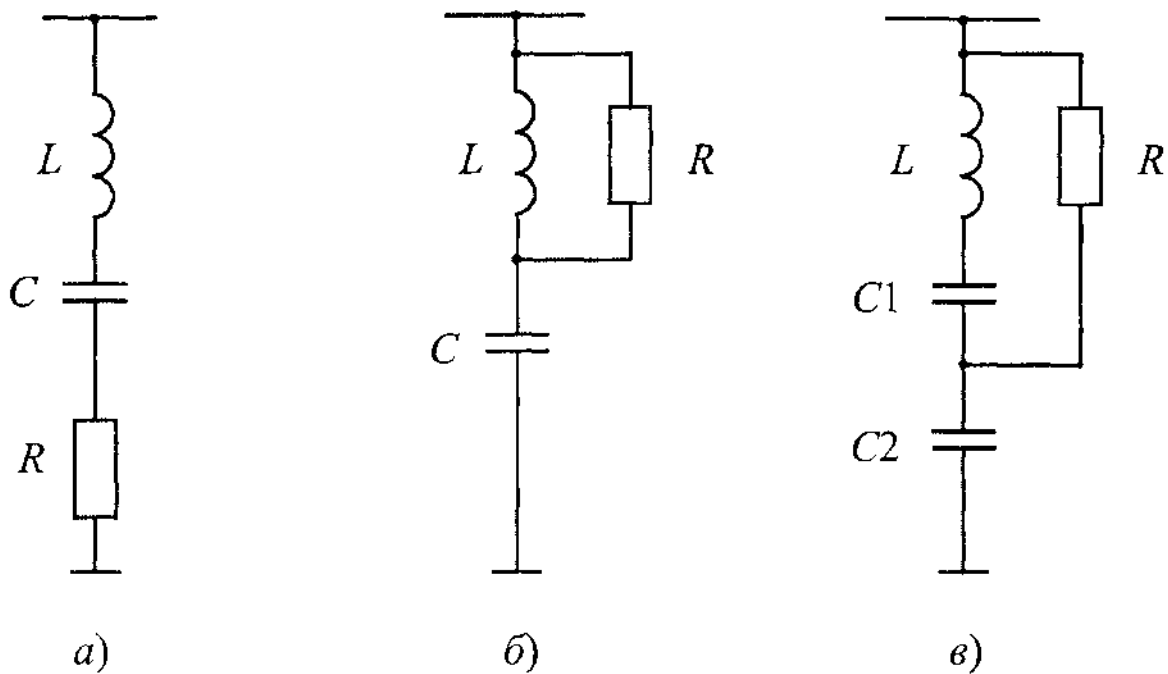


Рис 6.5 Схемы фильтров. а — узкополосного; б — широкополосного; в —  $C$ -типа

Полоса пропускания ФКУ ограничена частотой, на которой модуль полного сопротивления равен  $R\sqrt{2}$ , и частотой, на которой  $X_{ФКУ} = R$ .

Общая расстройка фильтра на единицу частоты настройки

$$\delta = \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} + \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta L}{L_{\text{ном}}} + \frac{\Delta C}{C_{\text{ном}}} \right), \quad (6.8)$$

где  $\Delta f$ ,  $\Delta L$ ,  $\Delta C$  — отклонения от номинального значения соответственно частоты, индуктивности и емкости ФКУ,  $f_{\text{ном}}$ ,  $L_{\text{ном}}$ ,  $C_{\text{ном}}$  — номинальные значения частоты, индуктивности и емкости ФКУ.

При  $q \rightarrow \infty$  и  $\delta = 0$  фильтрация гармоник тока идеальная, но полоса пропускания уменьшается. При конечном  $q$  полоса пропускания расширяется и возрастает коэффициент отвлечения гармоник тока в сеть. Применение нескольких узкополосных фильтров связано с наличием полюсов в частотной характеристике системы между частотами настроенных фильтров. Избежать этого можно обеспечением малого сопротивления фильтра в широком спектре частот. Для этого используют широкополосные фильтры (рис. 6.5, б). Недостатком их являются относительно большие потери в резисторах, равные

$$\Delta P_R = \frac{1}{R} \left[ \frac{U^2}{(v^2 - 1)^2} + \sum_{v=v_0}^{\infty} I_v^2 X_L^2 v^2 \right]. \quad (6.9)$$

Первую составляющую в приведенном соотношении можно исключить, если выполнить ФКУ по схеме рис. 6.5,в, в которой контур  $C_1 - L$  настроен на основную частоту.

За номинальное напряжение конденсаторной батареи ФКУ принимается арифметическая сумма действующих значений напряжения основной частоты и напряжения частоты гармоники настройки при номинальном напряжении сети. При этом номинальное напряжение конденсаторной батареи должно быть не меньше значения, определяемого из соотношения

$$U_{\text{ном}} = U_c \frac{v^2}{v^2 - 1} + \sqrt{3} I_v X_v, \quad (6.10)$$

где  $U_c$  — номинальное напряжение сети.

Зависимость коэффициента повышения напряжения основной частоты  $K = v^2/(v^2 - 1)$  на конденсаторной батарее из-за предвключенного фильтрового реактора от относительной частоты настройки приведена ниже:

Относительная частота .....	2	3	4	5	6	7	8	9	11
Коэффициент $K$ .....	1,333	1,125	1,067	1,042	1,029	1,021	1,016	1,012	1,008

Испытательное напряжение переменного тока частоты 50 Гц между выводами конденсатора для конденсаторной батареи ФКУ, как правило, должно быть не менее значения, определяемого по формуле:

$$U_{\text{исп}} = 2,15U_1 + 1,5U_v, \quad (6.11)$$

где  $U_1$  — действующее значение напряжения основной частоты на батарее ФКУ;  $U_v$  — действующее значение напряжения на батарее на частоте настройки.

Конденсаторные батареи ФКУ должны быть пригодны для эксплуатации при уровнях напряжения согласно табл. 6.5. Допустимые отклонения емкости конденсаторной батареи ФКУ обычно согласовываются заказчиком и изготовителем. При этом необходимо учитывать следующие факторы: отклонения индуктивности фильтровых реакторов, изменения емкости в зависимости от температуры и старения за время эксплуатации.

Кроме того, электрическую связь между фильтровыми реакторами и конденсаторной батареей рекомендуется выполнять с помощью ошиновки, так как их изоляция даже в стационарном режиме находится под воздействием повышенного напряжения, в том числе повышенного напряжения с частотой свыше 50 Гц. Установлено [79], что время жизни диэлектриков, в том числе составляющих изоляцию кабелей, существенно уменьшается с повышением частоты переменного электрического поля. Присутствие гармоник обуславливает дополнительные потери в изоляции, что сказывается на явлении теплового старения. Токи утечки в кабелях при уровне высших гармоник 6 — 8,5% в напряжении через 2,5 года эксплуатации становились на 31%, а через 5,5 года — на 43% больше, чем в сети, где гармоники отсутствуют.

Фильтровые реакторы рекомендуется выполнять без магнитной системы. При их выполнении с магнитной системой должна быть обеспечена линейность вебер-амперной характеристики при значении тока, не меньшем арифметической суммы амплитуд тока основной частоты и частоты гармоники настройки, за исключением переходных режимов.

При включении ФКУ с незаряженной конденсаторной батареей к фильтровому реактору теоретически может быть приложено двойное напряжение. Поэтому его продольная изоляция должна быть рассчитана на приложение не менее 1000 раз в год напряжения амплитудой, равной двойной амплитуде номинального напряжения последовательно соединенной конденсаторной батареи ФКУ.

При исполнении фильтровых реакторов без магнитной системы ферромагнитные тела должны располагаться относительно обмоток реакторов на расстоянии, не меньшем половины диаметра обмотки. Расстояние между обмотками реакторов соседних фаз — не менее диаметра обмотки.

В паспортных данных фильтровых реакторов помимо номинального напряжения, номинальной частоты и индуктивности следует указывать также номинальный ток гармоники и резонансную частоту настройки, а также проходную мощность фильтрового реактора, которая определяется из соотношения

$$Q_{\text{ф.р}} = I_{50}^2 X_L + I_v^2 v X_L. \quad (6.12)$$

Конструктивно фильтровые реакторы выполняются в виде многослойной обмотки и каркаса для ее крепления. Обмотки реакторов, предназначенные для установки в помещении, пропитываются кремнийорганическим лаком. Для охлаждения реакторов предусмотрены межслойные воздушные каналы. Реакторы трех фаз каждого фильтра могут располагаться вертикально друг над другом либо горизонтально на одной площадке в виде отдельной конструктивной единицы (рис. 6.6) с соблюдением расстояний, указанных выше. Реакторы наружной установки имеют также многослойную обмотку, изготовленную с использованием специального термостойкого провода по ТУ 16 К80-02 88 с изоляцией из кремнийорганической резины. Реакторы рассмотренных конструкций прошли длительную проверку в составе ФКУ на 0,4–10–35 кВ при эксплуатации на заводах России и Китая.

Система защиты и сигнализации ФКУ включает в себя защиту от токов короткого замыкания, действующую на отключение без выдержки времени, защиту от перегрузки, действующую на отключение с выдержкой времени при действующем значении тока, равном 1,3 номинального тока, защиту от выхода конденсаторов из строя, защиту от замыканий на землю, защиту от повторного включения на заряженную конденсаторную батарею. Широкое применение в качестве защиты от выхода конденсаторов из строя нашла балансная защита, для которой требуется соединение двух нулевых точек звезд отдельных групп конденсаторов, составляющих батарею ФКУ.

### 6.3. Статические тиристорные компенсаторы

Статический тиристорный компенсатор — комбинированная электроустановка, содержащая одну или несколько ТРГ, ФКУ и (или) конденсаторные установки и систему автоматического управления СТУ.

Статические тиристорные компенсаторы для промышленных предприятий решают одновременно задачу компенсации реактивной мощности и поддержания параметров качества напряжения, в том числе фликерных колебаний, в соответствии с ГОСТ 13109-97. Они нашли широкое применение на металлургических комбинатах с дуговыми сталеплавильными печами (ДСП) и прокатными станами.



Рис. 6 6 Внешний вид реактора на напряжение 10 кВ и ток 630 А

Режим работы ДСП — непрерывно-циклический, который характеризуется чередованием плавки с остановками для слива жидкого металла, заправки печи и завалки шихты. Длительные остановки печей происходят только при профилактических ремонтах. Наиболее распространенная плавка твердой завалки с окислением [80] имеет три последовательных периода: расплавление, окисление и рафинирование. В период расплавления, занимающий

от 30 до 70% времени плавки, расходуется до 80% электроэнергии при общем расходе 700 — 950 кВт·ч/т выплавленного металла и цикле плавки до 4,5 ч. Наиболее сильно активная и реактивная мощности ДСП изменяются в период расплавления и в начале периода окисления, колебания которых во времени являются случайными величинами. Особенно большие колебания нагрузки происходят при эксплуатационных КЗ, например при погружении электродов в расплавленный металл, когда колебания тока могут достигать 1,5–2-кратных значений номинального тока ДСП большой емкости и 2,5–3,5-кратных значений для печей малой и средней емкости. Вероятностные характеристики нагрузки печей обычно получают экспериментальным путем. Нагрузки ДСП неравномерны по фазам, что вызывает значительную несимметрию токов и напряжений в питающей электрической сети. Эта несимметрия носит также случайный характер с динамикой изменения в течение 0,03 с, что требует высокого быстродействия от симметрирующих устройств. Кроме того, нелинейность дуги и характеристики печного трансформатора приводит к появлению высших гармоник тока (см. табл. 6.6). Резкопеременные нагрузки ДСП со скоростью изменения реактивной мощности до 500 Мвар/с приводят к колебаниям напряжения на шинах питающей сети. Различают нерегулярные колебания напряжения, вызванные КЗ электродов с шихтой, обрывами дуг при обвалах шихты и неустойчивым их горением в период расплавления, и регулярные колебания напряжения из-за действия электромагнитных сил на дуги, вибраций электродов и изменения проводимости дуг при испарении различных материалов [80]. Размах реактивной мощности, как правило, находится в пределах (0,65 — 1) мощности печного трансформатора.

Слитки массой 10 — 40 т, получаемые в сталеплавильных цехах (заводах), поступают в прокатное производство, где на начальном этапе после нагрева прокатываются в мощном реверсивном стане в блюмы квадратного сечения или слябы прямоугольного сечения. Первые являются заготовкой для сортопрокатного производства, а вторые — для листопрокатного производства, основой которых являются непрерывные станы горячего и холодного проката. Состав электроприемников всех прокатных станов характеризуется большим количеством электродвигателей переменного и постоянного тока большой мощности, многие из которых управляются тиристорными преобразователями.

Первые СТК мощностью 160 Мвар на напряжение 35 кВ были введены в эксплуатацию в 1985—1986 гг. на Молдавском (г.Рыбин-ца) и Дальневосточном (г.Комсомольск-на-Амуре) переделных металлургических заводах, каждый из которых обеспечивает выплавку 700 тыс.т стали в год на двух дуговых сталеплавильных печах емкостью 100 т каждая. Работа СТК обеспечила быстроедействующую компенсацию реактивной мощности нагрузки и улучшение показателей качества электроэнергии. Так, коэффициент реактивной мощности нагрузки  $\cos\phi$  увеличился с 0,7 до 0,97, колебания напряжения в питающей сети были снижены в 3 раза. Кроме этого, работа СТК улучшила использование электропечного оборудования и повысила производительность работы ДСП. При этом время одной плавки снизилось в среднем на 20 мин при исходной длительности 150 мин, удельный расход электроэнергии на тонну выплавленной стали снизился на 3,3%, а также уменьшился расход графитовых электродов.

В 1990 г. на двух металлургических заводах в г.Волжском и г.Жлобине были смонтированы два СТК мощностью 160 и 110 Мвар соответственно на напряжение 33 кВ совместного производства СССР и фирмы «Нокиа» (Финляндия). Советская часть СТК — высоковольтные тиристорные вентили и система водяного охлаждения. В марте-апреле 1991 г. они введены в промышленную эксплуатацию.

К настоящему времени накоплен достаточный опыт проектирования и эксплуатации СТК. На первом внедренном СТК в Молдавии были проведены в полном объеме измерения электрических воздействий на электрооборудование компенсатора [81, 82]. Схема СТК в однолинейном исполнении приведена на рис. 6.7. Компенсатор включает в себя тиристорно-реакторную группу мощностью 160 МВ·А и набор из восьми фильтрокомпенсирующих устройств с суммарной мощностью 138 МВ·А, настроенных на 2, 3, 4, 5, 7, 11-ю гармоники. Коммутация ФКУ осуществляется выключателями ВВЭ-35-20/1600. В качестве общего выключателя СТК используется выключатель ВВУ-35-40/3200. Для защиты от перенапряжений применены разрядники РМВ-35, установленные на шинах СТК и каждом ФКУ. Подключение ФКУ к шинам 35 кВ, а также связь между фильтровыми реакторами и конденсаторными батареями выполнена кабелями.

Для определения соответствия расчетных и реальных воздействий на оборудование были проведены испытания ФКУ при их

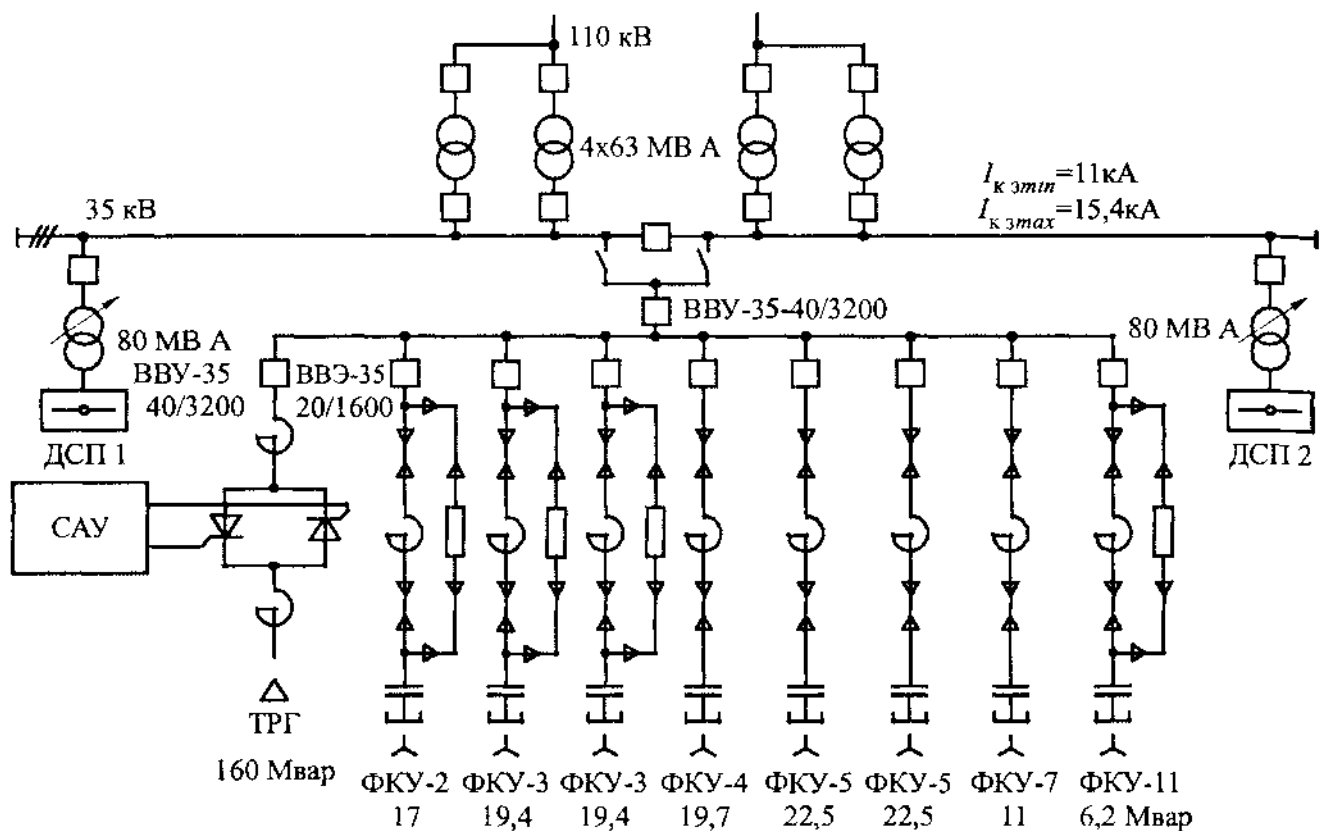


Рис. 6.7. Однолинейная электрическая схема СТК-16038-35

различном сочетании и различных режимах работы электродуговых печей. На рис. 6.8 и 6.9 представлены токи в ФКУ-2 при его включении и напряжение на шинах 35 кВ и потенциал в точке X соединения фильтрового реактора и конденсаторной батареи. Таблица 6.7 иллюстрирует максимальное значение тока ФКУ при его включении и потенциал точки X.

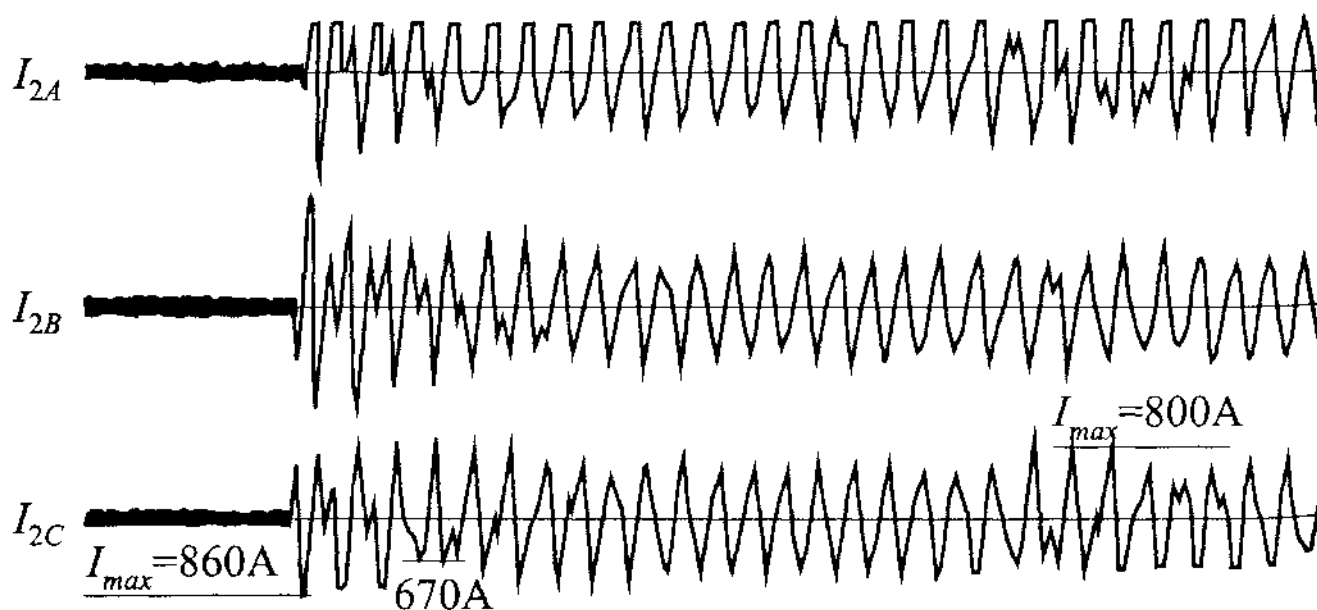
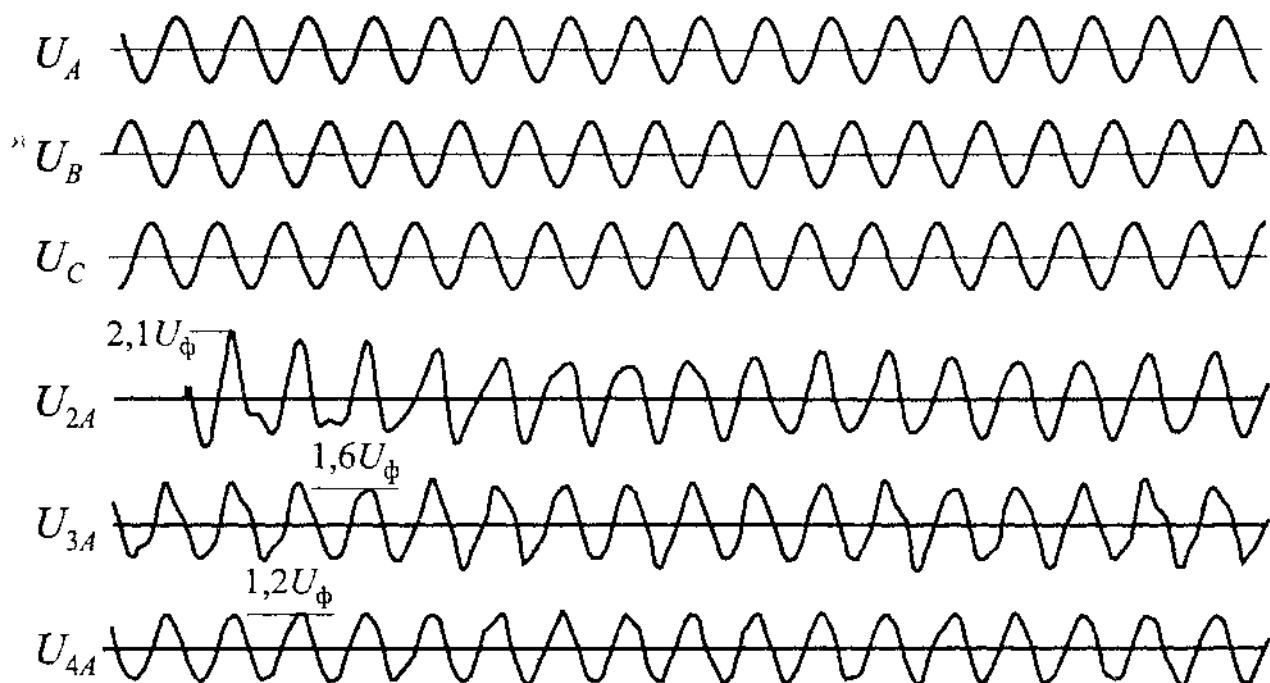


Рис. 6.8. Осциллограмма токов при включении ФКУ-2



**Рис. 6.9.** Осциллограмма напряжений при включении ФКУ-2:

$U_A, U_B, U_C$  — напряжение на шинах 35 кВ;  $U_{2A}, U_{3A}, U_{4A}$  — напряжение в точке соединения фильтрового реактора и конденсаторной батареи в фазе А соответственно ФКУ-2, ФКУ-3, ФКУ-4

**Т а б л и ц а 6.7**

Испыту- емая ФКУ	Состав СТК	Режим ДСП	Номер опыта	Максималь- ный ток при включении ФКУ, А	Допустимый максималь- ный ток, А	Потенциал точки X
ФКУ-2	ФКУ 3,4, 5,5,7,11 и ТРГ	Расплав двух ДСП	1	1000	633	$2,0U_\phi$
			2	1100	633	$2,5U_\phi$
			3	1170	633	$1,8U_\phi$
			4	930	633	$2,1U_\phi$
ФКУ-3	ФКУ 2,4, 5,5,7,11 и ТРГ	Одна ДСП — расплав, другая — рафиниро- вание	1	1270	1330	$2,0U_\phi$
			2	1450	1330	$1,4U_\phi$
ФКУ-4	ФКУ 2,3, 5,5,7,11 и ТРГ	Одна ДСП — расплав, другая — рафиниро- вание	1	1230	1900	$1,5U_\phi$
			2	1200	1900	$1,2U_\phi$

Из приведенных данных следует, что токи при включении ФКУ-4 меньше допустимых значений, в ФКУ-3 превышают их

на 9%, в ФКУ-2 — на 85%. Превышение амплитуды тока при включении ФКУ-2 имеет место в течение 2 — 3 периодов. Учитывая допустимую перегрузку фильтрового реактора (100% в течение 10 мин), а также то, что коммутация ФКУ при работе СТК практически не производится, значение тока включения (1170 А) для ФКУ-2 можно считать не опасным.

При опытах включение ФКУ сопровождалось повышением напряжения на шинах 35 кВ СТК. Зафиксировано максимальное значение напряжения на уровне  $1,75U_{\phi}$ . Такое повышение напряжения не представляется опасным для оборудования, изоляция которого рассчитана на напряжение  $3,5U_{\phi}$ . Потенциал в точке X достигал значения  $2,5U_{\phi}$ . Длительность этого повышения составила несколько периодов частоты 50 Гц.

В табл. 6.8 приведены результаты измерений тока и напряжений ФКУ-2, ФКУ-3 и ФКУ-4 в режиме максимальной (расплав) и минимальной (рафинирование) нагрузок печей при следующем составе СТК: ФКУ-2, ФКУ-3, ФКУ-5, ФКУ-7, ФКУ-11 и ТРГ.

Т а б л и ц а 6.8

Фильтр	Режим печей	Номер опыта	Максимальное значение тока ФКУ, А	Допустимая амплитуда тока, А	Потенциал точки X
ФКУ-2	Расплав	1	400 — 675	633	$2,1U_{\phi}$
		2	400 — 695		$1,8U_{\phi}$
		28	565, имеются выбросы тока до 745 А		—
		3	400 — 530		$1,8U_{\phi}$
ФКУ-3	Расплав	1	550 — 690	750	$2,0U_{\phi}$
		2	500 — 780		$1,4U_{\phi}$
		28	650, в отдельных случаях до 900		$1,3U_{\phi}$
	Рафинирование	9	500		$1,3U_{\phi}$
ФКУ-4	Расплав	1	540 — 685, один импульс 795	645	$1,5U_{\phi}$
		2	500 — 795, один импульс 795		$1,2U_{\phi}$
		3	570 — 680		$1,2U_{\phi}$
	Рафинирование	4	500		$1,1U_{\phi}$

Наибольшее значение токов имеет место при работе дуговых печей в режиме расплава. Для ФКУ-4 токи в основном не превышают 625 А. В отдельных случаях импульсы тока достигают 825 А (при допустимом пусковом токе 1 900 А). В ФКУ-3 токи имеют амплитуду около 560 А, отдельные импульсы тока достигают 900 А (при допустимом пусковом токе 1 330 А). Для ФКУ-2 амплитудные значения тока лежат в диапазоне 560 — 620 А и лишь в отдельных случаях достигают 745 А, что превышает допустимые значения на 17%.

Существенное влияние на режим работы ФКУ оказывают броски тока намагничивания при включении электропечного трансформатора (ЭПТ) в режиме холостого хода при другом неработающем. Броски тока ЭПТ по амплитуде достигают 6 — 7 кА и затухают с постоянной времени 0,3 с. Частота их появления — 10 — 15 раз в сутки. При этом электропечной трансформатор является источником гармоник, который в течение каждого периода генерирует однополярные импульсы синусоидальной формы. При длительности импульса 180° гармонический состав тока включает в себя первую и четные гармоники:

$$i_{\text{ЭПТ}} = \frac{2I_m}{\pi} \left( \frac{1}{2} + \frac{\pi}{4} \cos \omega t + \frac{1}{1 \cdot 3} \cos 2\omega t - \frac{1}{3 \cdot 5} \cos 4\omega t \dots \right), \quad (6.13)$$

где  $I_m$  — амплитуда броска тока намагничивания.

Амплитуда второй гармоники составляет примерно 20%  $I_m$  и достигает 1 200 — 1 400 А. С учетом основной гармоники максимальное значение тока в ФКУ-2 составляет 1 600 — 1 800 А, что в 2,5 — 3 раза превышает допустимый пусковой ток ФКУ-2. При таких значениях следует ожидать насыщения фильтрового реактора, выполненного с магнитной системой. В качестве фильтрового в ФКУ-2 используется реактор типа РФТМ-15000/35-2-У1, масляный двухстержневой с зазорами, имеющий три активные части в одном баке. Для определения тока насыщения реактора ниже приведен простейший расчет.

Исходные данные для расчета:

число витков  $w = 354 - 396$  ступенями по три витка;

сечение стали  $S_{\text{ст}} = 0,0941 \text{ м}^2$ ;

сечение зазоров  $S_{\text{зав}} = 0,105 \text{ м}^2$ ;

зазоры  $l_{\text{зав}} = (12 \times 8 + 4 \times 4) \times 2 = 2 \times 112 \text{ мм} = 0,224 \text{ м}$ ;

диаметр стержня 390 мм;

диаметр обмотки 480/600 мм;  
 высота обмотки 890 мм, окна 1062 мм;  
 межосевое расстояние 650 мм.

Поток между стержнем и обмоткой добавляет 13% индуктивности (считаем константой на всех ступенях).

Расчет ведется по простейшей (по одному излому) методике [84]. Влияние бака не учитывается, влияние взаимной индуктивности обмоток двух стержней после насыщения учитывается коэффициентом 1,04. Индуктивность реактора на 1, 6 и 15-й отпайках в насыщенном состоянии

$$L_1 = \mu_0 w^2 \frac{S_{\text{зав}}}{l_{\text{зав}}} K_{\text{рас}} = 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot 396^2 \cdot \frac{0,105}{0,224} \cdot 1,13 = 104 \text{ мГн}; \quad (6.14)$$

$$L_6 = 96 \text{ мГн}; L_{15} = 83 \text{ мГн}.$$

$$\text{При } B_{\text{ст}} = B_s = 2,05 \text{ Тл}; B_{\text{зав}} = \frac{2,05 \cdot 0,0941}{0,105} = 1,84 \text{ Тл};$$

$$i w_{\text{зав}} = \frac{1,84}{4\pi \cdot 10^{-7}} \cdot 0,224 = 328 \text{ кА}. \quad (6.15)$$

На рис. 6.10 представлены стилизованные зависимости потоко-сцепления от тока. Ток насыщения реактора на соответствующих отпайках

$$I_{s1} = \frac{328}{396} = 0,83 \text{ кА} = 830 \text{ А}; I_{s6} = 860 \text{ А}; I_{s15} = 930 \text{ А}. \quad (6.16)$$

Потоко-сцепление насыщения на соответствующих отпайках

$$\Psi_{s1} = L_1 I_{s1} = 0,104 \cdot 830 = 86,5 \text{ Вб};$$

$$\Psi_{s6} = 82,5 \text{ Вб}; \Psi_{s15} = 77 \text{ Вб}.$$

Индуктивность насыщения реактора

$$L_{s1} = 2 \cdot 1,04 \mu_0 \left(\frac{w}{2}\right)^2 \cdot \frac{\pi D^2}{4h} K_L = 2,08 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot 396^2 \times \\ \times \frac{\pi \cdot 0,54^2}{4 \cdot 4 \cdot 0,89} \cdot 0,72 = 19 \text{ мГн} = 0,18 L_1, \quad (6.17)$$

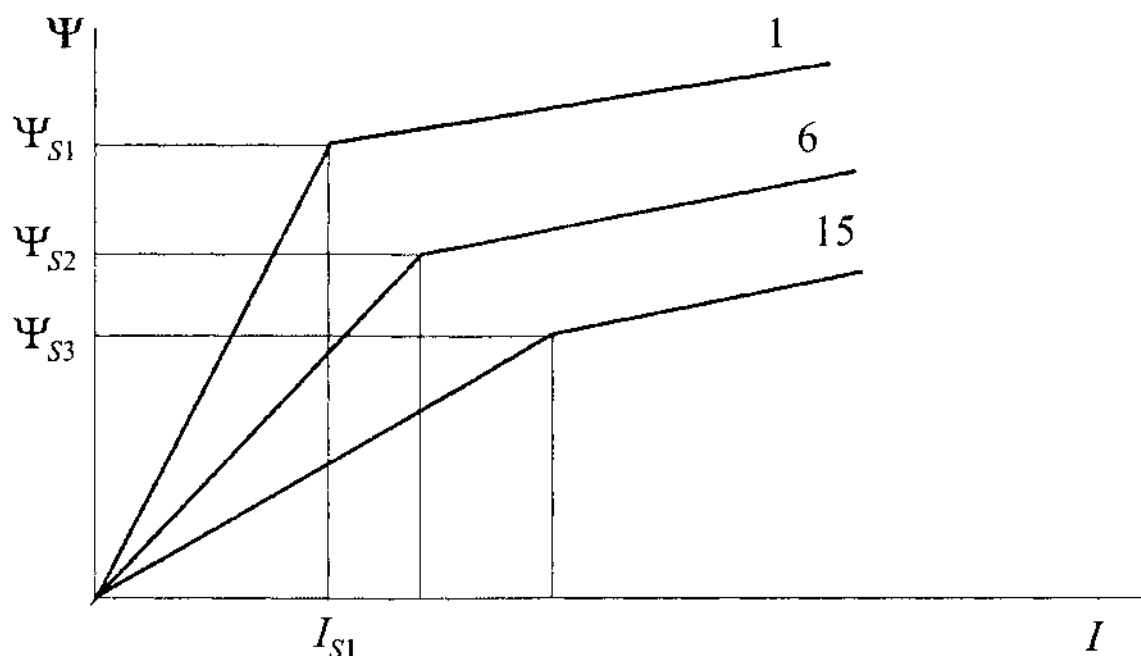


Рис. 6.10. Стилизованная вебер-амперная характеристика

где  $K_L = 0,72$  — коэффициент для расчета индуктивности цилиндрической обмотки без стали;  $L_{s6} = 17,7$  мГн;  $L_{s15} = 15,3$  мГн.

Результаты расчета сведены в табл. 6.9.

Т а б л и ц а 6.9

Ступень	$L$ , мГн	$\Psi_s$ , Вб	$I_s$ , А	$L_s$ , мГн
1	104	86,5	830	19
6	96	82,5	860	17,7
15	83	77	930	15,3

Таким образом, при бросках тока намагничивания ЭПТ индуктивность фильтрового реактора снижается с номинального значения (96 мГн на 6-й отпайке) до 17,7 мГн. Проведенные опыты подтвердили это утверждение. При амплитудных значениях тока ХХ ЭПТ не более 2 000 А перегрузки по току ФКУ-2 и ФКУ-4 не превосходят допустимых значений. В диапазоне амплитуд тока ХХ 2 500 — 3 500 А ток в ФКУ-2 достигает значений 1 300 — 1 700 А, что недопустимо для обеспечения надежной работы ФКУ-2. При амплитудных значениях тока ХХ ЭПТ свыше 3 500 А имеют место сверхперегрузки ФКУ-2 и ФКУ-4, приводящие к их отключению защитой. В полученных результатах имеется несоответствие между

ожидаемыми и реальными значениями тока ФКУ-2. Так, в опыте 1 (табл. 6.10) ожидаемое значение должно бы равняться сумме амплитуд тока основной гармоники (около 400 А) и 2-й гармоники ( $0,2 \cdot 3\,720 \approx 750$  А), т.е. 1 150 А. Реальное же значение (2 780 А) в 2 раза с лишним превышает полученное. Это объясняется тем, что при перегрузочных токах из-за насыщения сердечника реактора частота настройки ФКУ-2 увеличивается примерно вдвое.

Т а б л и ц а 6.10

Но мер опыта	Максималь- ный ток XX ЭПТ, А	Максимальный ток ФКУ-2, А, в период, с			Потенциал точки X в ФКУ-2	Максимальный ток ФКУ-4, А, в период, с		
		0,1	0,1-0,2	1,0-2,0		0,1	0,1-0,2	1,0-2,0
1	3 720	2 780	2 245	820	$4,9U_{\phi}$	1 300	855	510
2	1 000	780	490	420	$1,8U_{\phi}$	625	570	510
3	1 200	675	520	420	$1,6U_{\phi}$	625	590	740
4	4 800	2 400	2 100	1 250	$4,9U_{\phi}$	1 150	870	540
5	2 580	1 350	740	490	$2,3U_{\phi}$	660	540	570
6	3 450	1 725	675	455	$2,4U_{\phi}$	855	700	500
7	3 200	1 540	740	430	$3,0U_{\phi}$	920	625	465

При мощности КЗ на шинах СТК 560 — 600 МВ·А и суммарной генерируемой мощности ФКУ 138 МВ·А первый полюс частотной характеристики системы имеет место при относительной частоте

$$\nu_1 = \sqrt{\frac{560 \div 600}{138}} \approx 2 \div 2,08, \quad (6.18)$$

т.е. в области частоты 100 Гц практически имеет место резонанс тока. Таким образом, указанная выше расстройка ФКУ-2 из-за насыщения фильтрового реактора приводит к резонансным явлениям. В результате возникает недопустимая перегрузка фильтра. Кроме того, большой ток XX ЭПТ приводит к существенным искажениям формы напряжения на шинах 35 кВ, что, в свою очередь, ведет к асимметричному режиму работы ТРГ, которая также начинает генерировать 2-ю гармонику. На осциллограммах рис. 6.11 и 6.12 представлены токи в ФКУ-2 и ТРГ, а также напряжение на шинах 35 кВ и в точке X ФКУ.

Для исключения недопустимых воздействий в режиме XX одним из решений является ограничение бросков тока намагничивания. Это достигается, например, включением в цепь ЭПТ на 1 с токо-

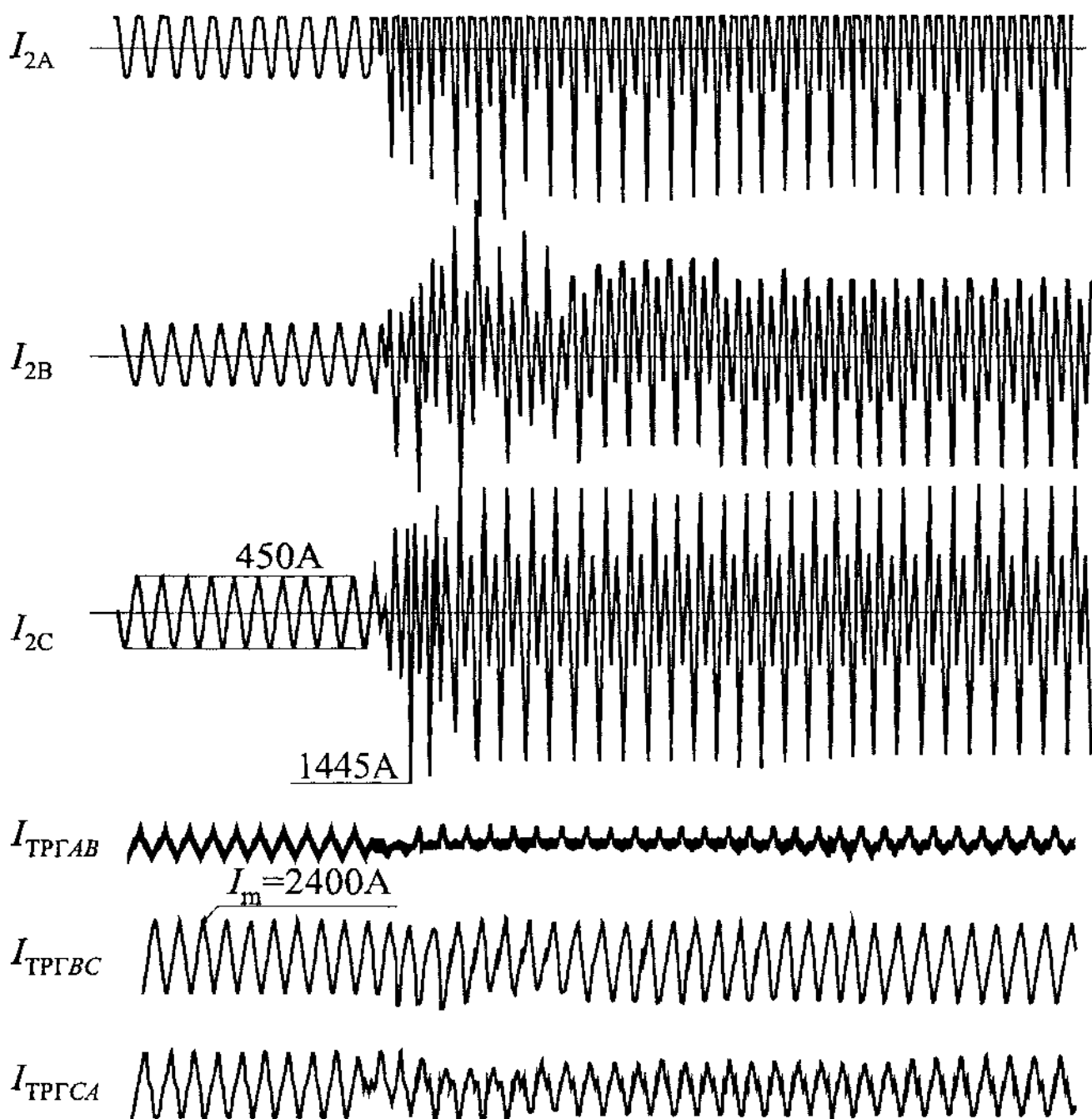


Рис. 6.11. Осциллограмма токов в ФКУ-2 и фазах ТРГ в режиме холостого хода электропечного трансформатора

ограничивающих резисторов сопротивлением 5 Ом. Опыты показали, что установка резисторов обеспечивает уменьшение второго импульса тока ХХ в 2,9 раза, третьего — в 4,7 раза, четвертого — в 10 раз по сравнению с амплитудой первого импульса. Максимальное значение тока ХХ в 30 проведенных опытах с резисторами составило 2,5 кА, что по крайней мере вдвое меньше максимальных значений амплитуды тока в опытах по включению ЭПТ без резисторов. При этом ток переходного процесса в ФКУ-2 не превышает допустимых значений и имеет малую длительность. Искажение сетевого напряжения незначительно. Введение резис-

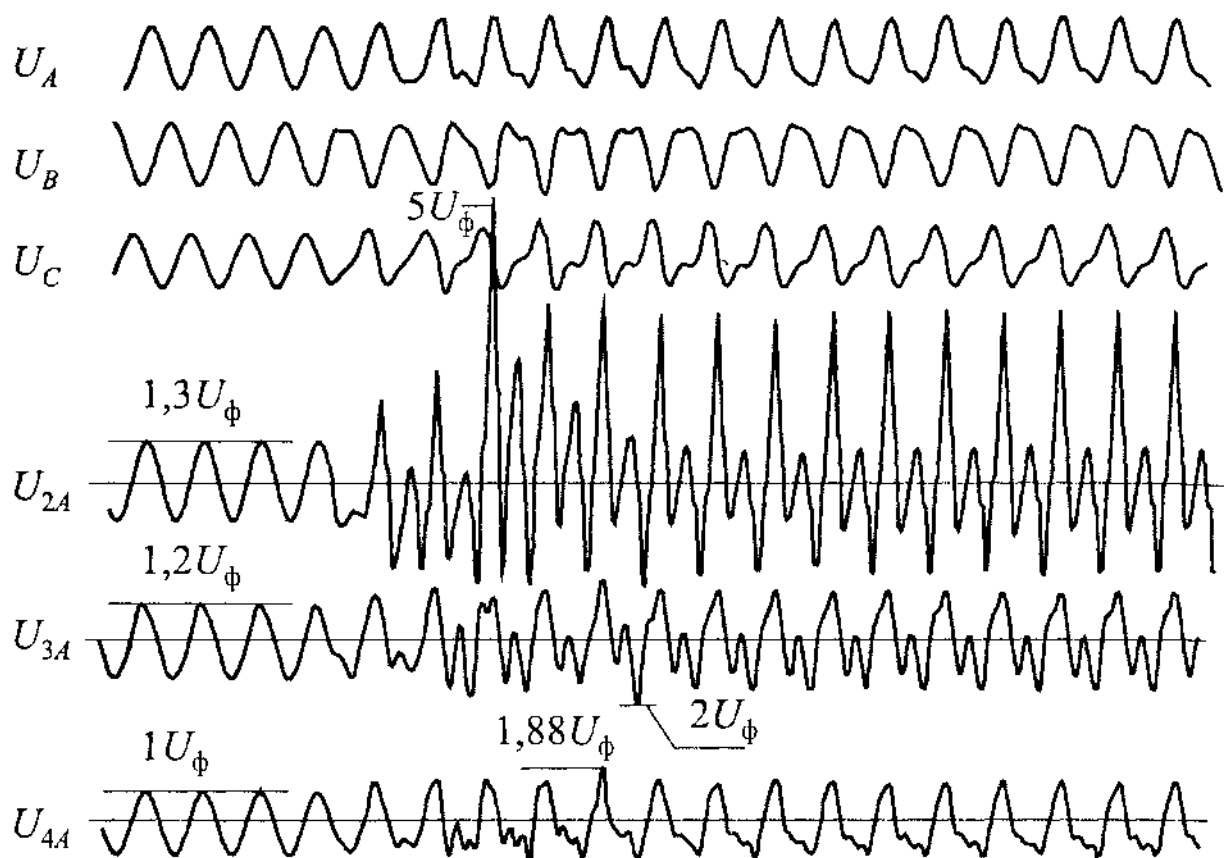


Рис. 6.12. Осциллограмма напряжений на шинах 35 кВ ( $U_A$ ,  $U_B$ ,  $U_C$ ) и в точке соединения (точке X) фильтровых реакторов и КБ в фазе А соответственно ФКУ-2, ФКУ-3, ФКУ-4 в режиме холостого хода электропечного трансформатора

торов позволило ограничить воздействие не только на оборудование СТК, но и на электропечные и сетевые трансформаторы и автотрансформатор 330 кВ.

Проведенные исследования и испытания СТК позволили сделать важный вывод о необходимости замены в последующих разработках насыщающихся масляных фильтровых реакторов с магнитопроводом на сухие реакторы без магнитопровода, имеющие линейную характеристику во всем диапазоне изменения их токов.

Как показано на рис. 6.7, оперативное включение и отключение ФКУ осуществляется модернизированным выключателем ВВЭ-35-20/1600. Этот выключатель в заводском исполнении не был предназначен для коммутации емкостной нагрузки. При его испытании в режиме коммутации конденсаторной батареи наблюдались повторные зажигания и пробой межконтактного промежутка. Испытания выключателя при снятых шунтирующих резисторах и разновременности размыкания контактов не более 3 мс показали,

что повторных зажиганий и пробоев не наблюдалось. Поэтому был принят следующий вариант модернизации выключателя ВВЭ-35-20/1600 — выключатель с двумя дугогасительными камерами без шунтирующих резисторов и с одновременной подачей напряжения на катушки отключения обеих камер. Таким образом были переделаны все восемь выключателей. Для определения способности модернизированного выключателя осуществлять коммутацию ФКУ проведено более 30 опытов по отключению ФКУ с регистрацией напряжений и токов на полюсах. В большинстве случаев выключатель обрывал токи ФКУ без повторных зажиганий и пробоев.

При этом скачок восстанавливающегося напряжения между контактами находился в пределах  $(0,2-1,0)U_\phi$ , амплитуда восстанавливающегося напряжения (спустя 10 мс) достигала  $2,4U_\phi$ . Напряжение на линии ФКУ не превышало  $1,88U_\phi$ , что практически в 2 раза меньше напряжения срабатывания разрядника РВМ-35. Имело место несколько случаев повторных зажиганий выключателя. Осциллограмма напряжений (рис. 6.13) на контактах выключателя

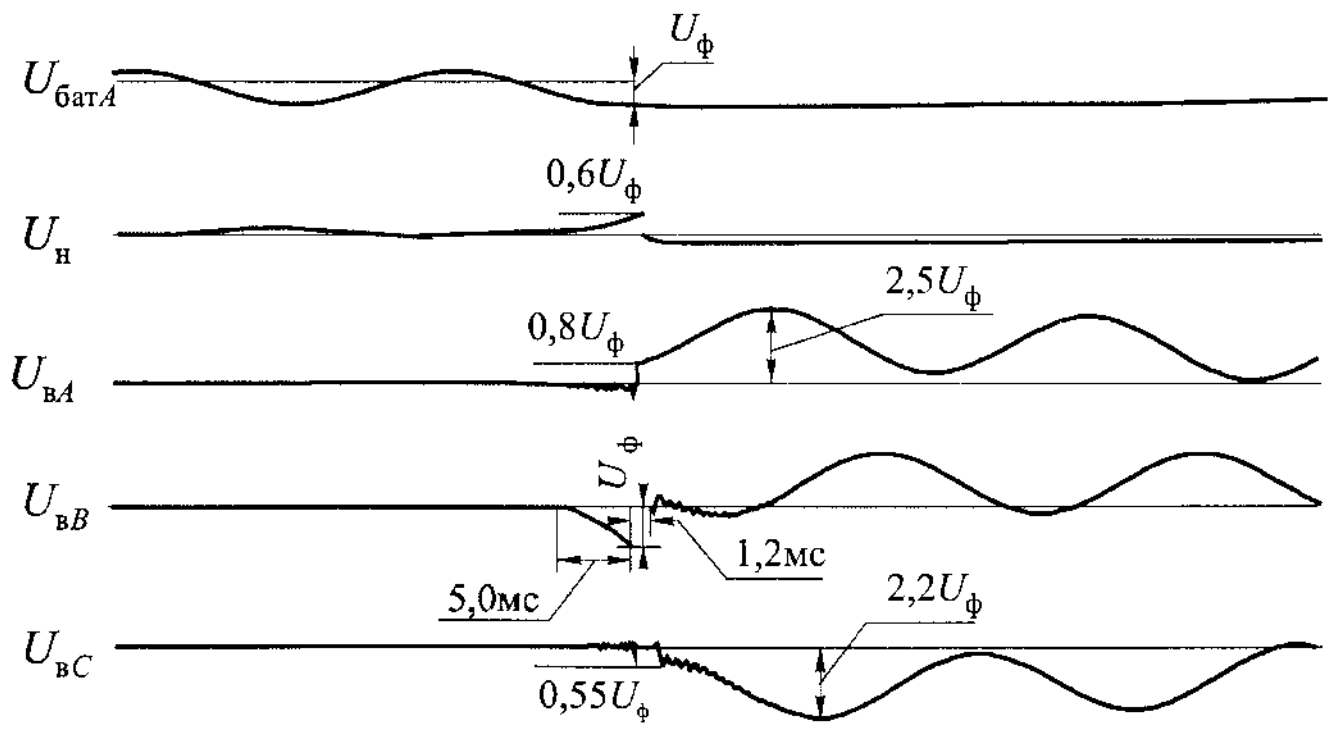


Рис. 6.13. Осциллограмма напряжений при повторном зажигании выключателя ФКУ-11:

$U_{\text{бат}А}$  — напряжение на батарее в фазе А;  $U_{\text{н}}$  — напряжение нейтрали ФКУ-11 относительно земли;  $U_{\text{в}А}$ ,  $U_{\text{в}В}$ ,  $U_{\text{в}С}$  — напряжения на полюсах выключателя в фазах А, В, С

( $U_{BA}$ ,  $U_{BB}$ ,  $U_{BC}$ ) при отключении ФКУ-11 с последующим повторным зажиганием выключателя показывает, что после прохождения тока фазы  $B$  через нуль на контактах этой фазы относительно медленно начинает восстанавливаться напряжение, которое спустя 5 мс становится равным  $U_{\phi}$  и в этот момент происходит повторное зажигание этой фазы. После прохождения тока через нуль в фазе  $A$  напряжение между контактами этой фазы восстанавливается скачком до  $0,8U_{\phi}$  и в дальнейшем достигает максимального значения  $2,5U_{\phi}$ . Однако это не приводит к повторному пробое выключателя этой фазы. Повторное зажигание приводит к повышению напряжения на всех фазах ФКУ (по отношению к земле) до  $1,6U_{\phi}$ . В силу вероятностного характера и малого числа повторных зажиганий выключателя выявить какую-либо их закономерность не удалось. Анализ полученных осциллограмм показал, что возможно повторное зажигание при напряжении между контактами выключателя, не превышающем  $1,25U_{\phi}$ , и четкий обрыв токов, когда напряжение между контактами достигает значения  $2,7U_{\phi}$ .

Аналогичные испытания были проведены и с выключателями ВВУ-35-40/3200. Испытания показали, что при напряжении сети 35 — 40,5 кВ выключатель отключает СТК при любых сочетаниях подключенных ФКУ без повторных зажиганий и пробоев. При этом напряжение на шинах 35 кВ СТК повышается до  $2,14U_{\phi}$ , а при аварийных ситуациях — до  $2,63U_{\phi}$ , что представляется опасным для электрооборудования. Для надежной коммутации ФКУ целесообразно использовать другие выключатели, в которых электрическая прочность межконтактного промежутка должна быть не менее амплитуды восстанавливающегося напряжения при отключении ФКУ. В общем случае амплитуда восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя определяется как

$$U_{*max} = \frac{U_{max}}{\sqrt{2}U_{\phi}} \frac{1,5v^2}{v^2 - 1} \left(1 + \frac{I_v}{I_1}\right) + 1, \quad (6.19)$$

где  $I_v = I_v/I_1$  — отношение действующих значений токов частоты наработки и основной частоты.

В табл. 6.11 приведены значения  $U_{*max}$  для выключателей ФКУ при различных токах гармоник.

Т а б л и ц а 6.11

$I_v$	Значения $U_{*max}$ при $v$					
	2	3	4	5	7	11
0	3,0	2,69	2,60	2,56	2,53	2,51
0,25	3,25	2,83	2,70	2,64	2,59	2,55
0,50	3,50	2,97	2,80	2,72	2,64	2,58
0,75	3,75	3,11	2,90	2,80	2,70	2,62
1,0	4,00	3,25	3,00	2,87	2,75	2,65

Из таблицы следует, что определяющим является ФКУ второй гармоники. Реально значения  $I_v$  не превышают 0,25. Для получения некоторого запаса принято, что  $U_{*max} = 3,5$ .

Проведенные испытания и расчеты коммутационных процессов позволили разработать основные требования к выключателям фильтров СТК 35 кВ (табл. 6.12). По предварительной оценке этим требованиям в наибольшей степени удовлетворяют элегазовые выключатели, что следует учитывать в дальнейших разработках. Кроме того, для упрощения выбора типа выключателя можно разделить выполняемые функции между выключателями фильтров и общим выключателем СТК, например, на общий выключатель возложить отключение токов КЗ в элементах СТК, а на выключатели фильтров — оперативное их переключение.

Рассмотрим другие задачи, выполняемые СТК. В соответствии с техническими условиями СТК должен обеспечить снижение колебаний напряжения на шинах 110 кВ с мощностью КЗ не менее 2 000 МВ·А до уровня, регламентированного ГОСТ 13109-67, а также поддерживать значение  $\lg\phi$  на уровне не более 0,25 при 30-минутном максимуме реактивной мощности нагрузки не более 82 МВ·А. Это значение соответствует проектному графику нагрузки, при котором циклы плавов ДСП смещены относительно друг друга на половину длительности плавки (75 мин) и периоды расплавов двух ДСП не совпадают. В этом случае при выбранной суммарной мощности ФКУ 138 Мвар допускается потребление из сети 18 Мвар реактивной мощности. Для исключения недопустимых воздействий в режиме XX ЭПТ путем смещения первого полюса частотной характеристики системы в область частот, больших 100 Гц, длительная работа СТК сначала производилась с шестью включенными ФКУ с суммарной мощностью 99 Мвар. Чтобы

Т а б л и ц а 6.12

Характеристика	Значения технических параметров по техническим требованиям
Наибольшее рабочее напряжение (действующее), кВ	40,5
Номинальный ток, А, при промышленной частоте:	
50 Гц	1600
60 Гц	2500
Амплитуда восстанавливающегося напряжения при отключении токов, не превышающих номинальный, кВ/время	30/10 мкс; 116/10 мс
Климатическое исполнение	ХЛ
категория размещения	1
температура окружающего воздуха, °С	
нижняя	—50
верхняя	35
Испытательные напряжения промышленной частоты, кВ:	
по отношению к земле	105
между контактами одного и того же полюса	95
Амплитуда грозового импульса, кВ:	
полной волны по отношению к земле	185
срезанной волны по отношению к земле	230
Номинальный ток отключения, кА	
при промышленной частоте ( $\beta=35\%$ ):	
50 Гц	10; 31,5
Амплитуда восстанавливающегося напряжения, кВ/время:	
при отключении номинального тока	69,3/99 мкс
при отключении 60% номинального тока	74,4/42,4 мкс
при отключении 30% номинального тока	74,4/21,2 мкс
Коммутационный ресурс при:	
номинальном токе, циклов В—О	—
номинальном токе отключения, циклов В—О	30 (суммарное число операций О и В)
Механический ресурс, циклов В—О	5 000
Время отключения, мс (полное/собственное)	80/50±10
Собственное время включения, мс	280
Срок службы, лет:	
до капитального ремонта	10
полный	25

получить в этих условиях реальную картину работы СТК с точки зрения снижения колебаний напряжений пришлось увеличить уставку регулятора СТК до значения

$$Q_{\text{уст}} = (138 - 99) + 18 = 57 \text{ Мвар.}$$

Измерение колебания напряжения на шинах 35 кВ производилось с помощью разработанного в ВЭИ измерителя колебаний напряжения ИКН-1. Работа прибора основана на интегрировании входного напряжения в течение половины периода и последующей записи полученного значения динамическим запоминающим устройством. Выходной сигнал записывался на шлейфовый осциллограф одновременно с сигналами токов нагрузки, ТРГ и суммарного тока сетевых трансформаторов, а также мгновенного напряжения на шинах 35 кВ. Осциллограммы токов и напряжений в проектном режиме, когда одна печь находится в стадии начального расплавления, а другая — в стадии рафинирования, показали, что при изменении уставки регулятора с 0 до 60 Мвар рабочая точка ТРГ смещалась в середину регулировочной характеристики и происходило выравнивание токов сетевых трансформаторов и стабилизация напряжения шин 35 кВ. Максимальный размах колебаний напряжения снизился с 10 до 3%. С учетом мощности КЗ на шинах 35 кВ, равной примерно 600 Мвар, было определено, что максимальный размах колебаний на шинах 110 кВ с мощностью КЗ, равной 2 000 МВ·А, не превышает 1%. В более спокойных режимах размах колебаний напряжения на шинах 35 кВ не превышает 1,5 — 2%. Таким образом, при проектном графике нагрузки и шести включенных ФКУ СТК обеспечивал снижение колебаний и стабилизацию напряжения до требуемого уровня, а также исключение недопустимых воздействий при включениях на ХХ ЭПТ.

Реально же график работы ДСП отличается от проектного. Работа печей ведется по принципу «плавка на плавку». При этом пачала плавок сдвинуты всего на 10 — 15 мин и режимы расплава двух ДСП совпадают в течение 20 — 25 мин. Вследствие этого увеличивается среднее значение суммарной реактивной мощности ДСП до 110 Мвар. Из алгоритма работы регулятора СТК

$$Q_{\text{ТРГ}} = Q_{\text{ФКУ}} - Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{уст}}$$

следует, что при мощности ФКУ 99 Мвар ТРГ полностью заперта и, следовательно, ограничение размаха колебаний напряжения

ухудшается. Поэтому в дальнейшем были включены восемь ФКУ, причем мощность ФКУ-2 была увеличена до значения, обеспечивающего настройку фильтра на частоте 85 Гц. Кроме этого, на время включения ЭПТ (1–3 с) было введено принудительное открытие ТРГ с углами, близкими к  $90^\circ$  (полное открытие).

Отметим, что мощность СТК выбирается как наибольшее значение из двух: мощности, необходимой для компенсации фликера, и мощности, обеспечивающей требуемое значение коэффициента мощности. При анализе фликера в процессе работы ДСП непрерывный спектр колебаний напряжения, определяемый из спектральных характеристик ДСП [84], обычно заменяется дискретным, в котором интервалу  $\Delta f$  соответствует свое амплитудное значение периодического колебания  $\delta U$  частотой  $f$ . Интенсивность совокупного воздействия дискретных колебаний на человека характеризуется эквивалентным размахом изменения напряжения

$$\delta U_{\text{экв}} = \frac{\pi}{4} \sqrt{\sum_{i=1}^N \delta U_i^2 g_{fi}^2}, \quad (6.20)$$

где  $g_{fi}$  — коэффициент приведения колебаний частоты  $f$  к колебанию с частотой 8,8 Гц;  $\frac{\pi}{4}$  — коэффициент пересчета синусоидальных колебаний к прямоугольным.

В [84] показано, что эквивалентный размах изменения напряжения можно выразить через изменение реактивной мощности

$$\delta U_{\text{экв}} = \frac{3 \cdot 1,1 \cdot 0,1 S_{\text{ЭПТ}} \delta Q_{\text{экв}}}{S_{\text{к.з}}},$$

где  $S_{\text{к.з}}$  — мощность КЗ в точке общего присоединения;  $Q_{\text{экв}}$  — эквивалентный размах изменения реактивной мощности.

Приведенное выражение справедливо для одной ДСП. В случае  $n$  одновременно работающих печей рекомендуется  $U_{\text{экв}}$  увеличить в  $\sqrt{n}$  при работе печей со сдвигом во времени и в  $\sqrt{n}$  при работе без сдвига. Если  $\delta U_{\text{экв}}$  превышает допустимое значение, то необходима установка фликеркомпенсатора. При

этом коэффициент ослабления фликерных колебаний определяется как

$$K_{о.ф} = \frac{\delta U_{эКВ} - 0,29}{\delta U_{эКВ}} \cdot 100\%. \quad (6.21)$$

На рис. 6.14 приведена зависимость  $K_{о.ф}$  от относительной мощности фликеркомпенсатора  $K_{фк}$  и времени задержки его системы регулирования

$$K_{фк} = S_{фк}/S_{эп}, \quad (6.22)$$

где  $S_{фк}$  — мощность фликеркомпенсатора;  $S_{эп}$  — мощность ДСП при эксплуатационном КЗ.

В паспортных данных на ДСП задается кратность эксплуатационного тока КЗ с учетом постоянства напряжения на шинах питающей системы. На рис. 6.14 данному значению  $K_{о.ф}$  соответствует определенное значение  $K_{фк}$ , откуда искомая мощность фликеркомпенсатора

$$S_{фк} = K_{фк} S_{эп}.$$

Изложенный способ оценки колебаний напряжения при работе ДСП математически строг, базируется на экспериментальных

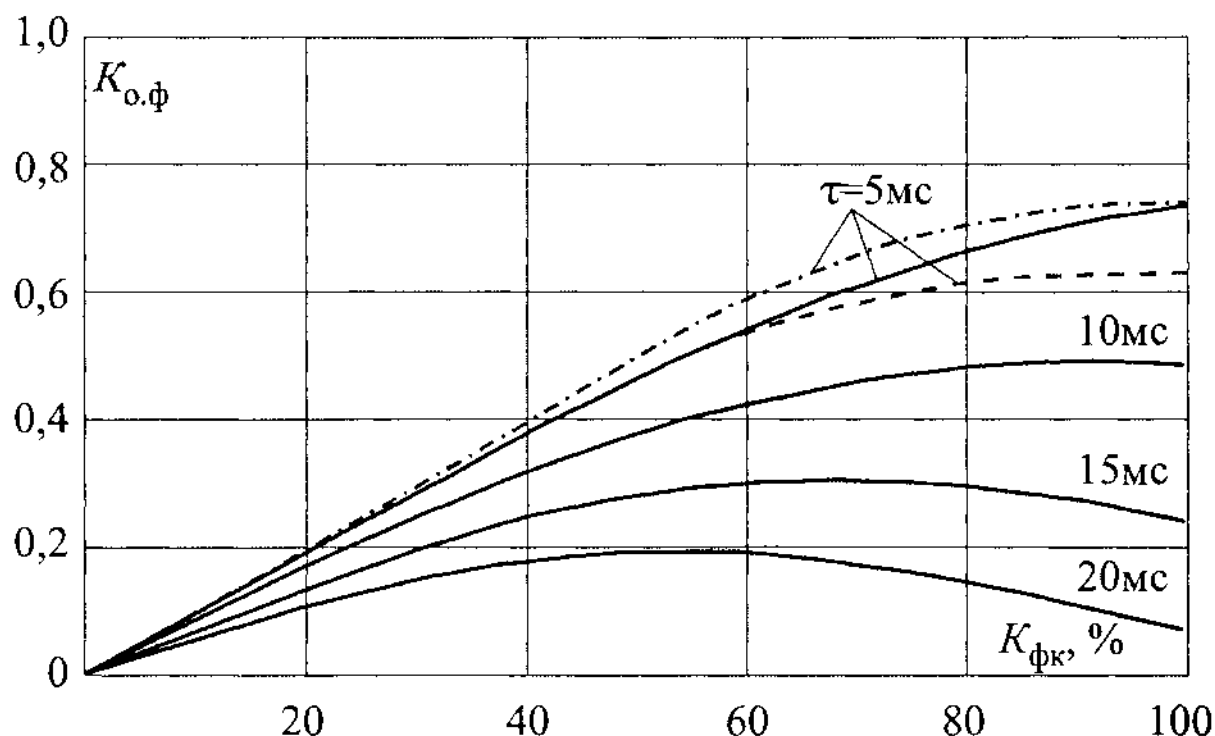


Рис. 6.14. Зависимость коэффициента ослабления  $K_{о.ф}$  от относительной мощности фликеркомпенсатора  $K_{фк}$  и времени задержки его системы регулирования

данных, но требует проведения сложных измерений по получению достоверных спектральных характеристик. Более простой способ рекомендован международным комитетом по электротерминам. Он нормирует среднее за 1 мин значение  $V_{fg}$  колебаний, не взвешенных по частоте. Количество колебаний, выходящих за норму, не должно превышать 1% их общего числа. В соответствии с [85] допустимое значение  $V_{fg}$  составляет 0,25% для  $U \leq 132$  кВ и 0,2% для  $U > 132$  кВ. Ожидаемое значение  $V_{fg}$  определяется из соотношения

$$V_{fg} = V_f K_\delta, \quad (6.23)$$

где  $V_f = S_{\text{эп}}/S_{\text{кз}}$ ;  $K_\delta = 0,03 \div 0,15$ .

При отсутствии данных по ДСП принимается  $K_\delta = 0,12$ . Далее определяются, как указано выше,  $K_{\text{оф}}$  и  $K_{\text{фк}}$  (см. рис. 6.14).

Мощность, необходимая для обеспечения требуемого  $\text{tg } \varphi$ , определяется как

$$S_{\text{комп}} = Q_{30} - P_{30} \text{tg } \varphi_{\text{доп}}, \quad (6.24)$$

где  $P_{30}$ ,  $Q_{30}$  — средние за 30 мин значения потребляемой соответственно активной и реактивной мощностей;  $\text{tg } \varphi_{\text{доп}}$  — допустимое значение коэффициента мощности.

Из двух значений  $S_{\text{фк}}$  и  $S_{\text{комп}}$  выбирается наибольшее, которое определяет мощность компенсатора. Если алгоритм управления ТРГ включает в себя компенсацию несимметрии, обусловленной работой ДСП, то мощность ТРГ должна быть увеличена дополнительно на 15 — 20%.

Основным элементом СТК, обеспечивающим выполнение его функциональных задач, является система автоматического управления (САУ). На рис. 6.15 изображена структурная схема САУ, которая нашла применение в СТК на Молдавском металлургическом заводе и на металлургическом заводе в г. Нанкин (КНР).

Входными сигналами САУ являются сигналы от трансформаторов тока, установленных в линии, соединяющей питающий трансформатор с шинами 35 кВ, трансформаторов тока ДСП, ТРГ, ФКУ и от трансформатора напряжения на шинах 35 кВ.

Выходные сигналы САУ (шесть каналов) усиливаются и преобразуются в импульсы необходимой формы в шкафу управления тиристорными вентилями и через световоды или электромагнитные связи поступают на тиристоры высоковольтных вентилях СТК.

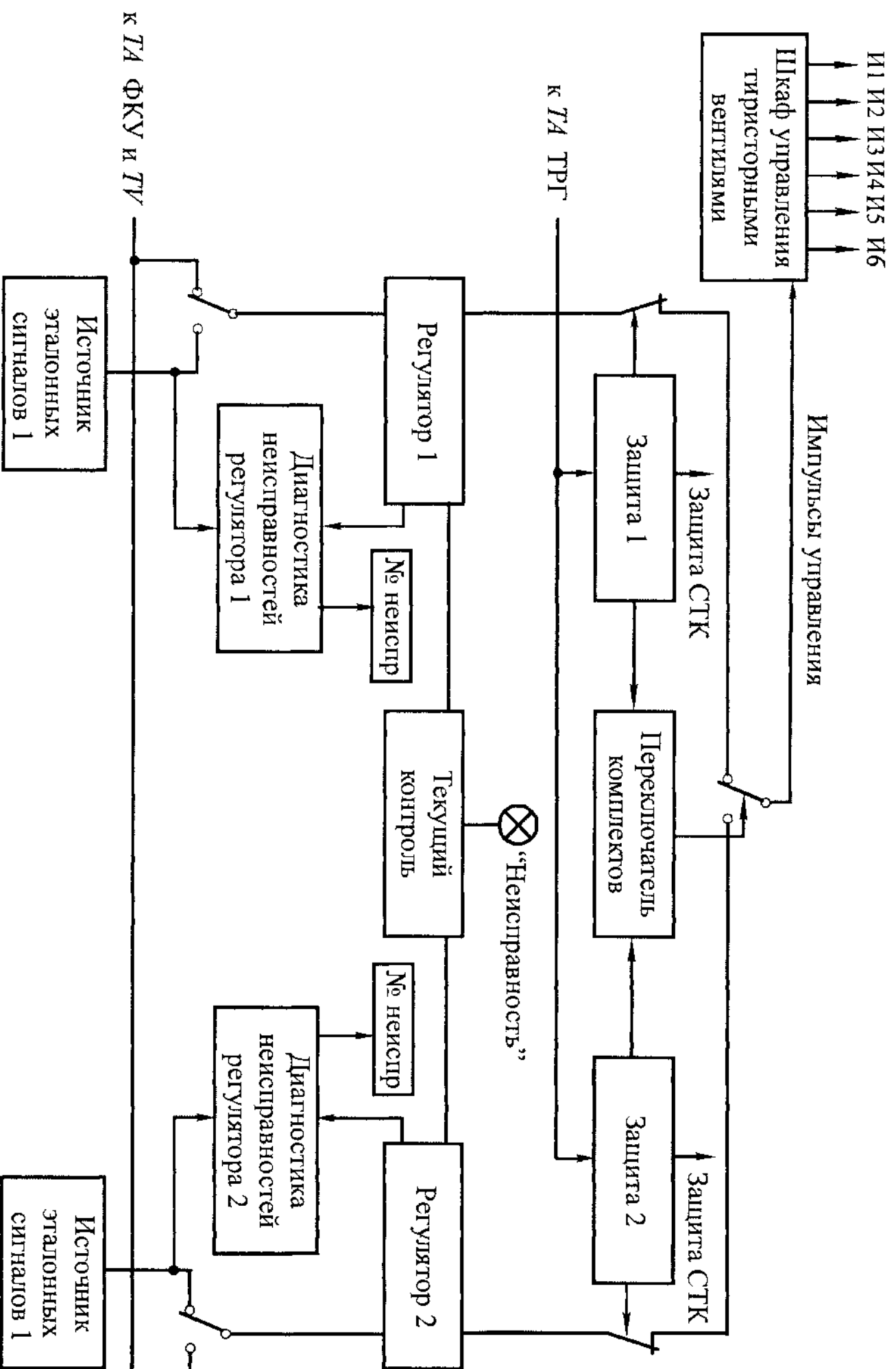


Рис. 6.15. Структурная схема системы управления СТК

Система автоматического управления включает в себя:

систему регулирования тока ТРГ;

систему защит ТРГ;

систему автоматики ТРГ;

систему сигнализации, контроля и диагностики тиристорных вентилях и САУ.

Система регулирования тока ТРГ обеспечивает быстродействующую пофазную компенсацию колебаний реактивного тока нагрузки путем автоматического изменения фазы импульсов управления ТРГ в соответствии с преобразованием Штейнмеца.

Система защит ТРГ осуществляет блокировку импульсов управления при перегрузке ТРГ и превышении постоянной составляющей тока фазы допустимого значения.

Система автоматики обеспечивает отпирание и запираание импульсов управления ТРГ при нажатии на кнопки «Пуск» и «Стоп», режим работы с фиксированным углом управления в течение 2 с после подачи сигнала о включении электропечного трансформатора и однократное АПВ после записания ТРГ от защит САУ.

Система сигнализации контроля и диагностики отказов выполняет индикацию состояния неисправности САУ, постоянную индикацию основных параметров СТК и контроль неисправности основных узлов САУ и поиск неисправных элементов системы.

Система автоматического управления СТК состоит из двух однотипных шкафов, представляющих единую дублированную систему управления. При этом один шкаф находится в работе, а второй — в горячем резерве. Входы и выходы основного и резервного шкафов соединены параллельно, а токовые входные цепи последовательно. При выявлении неисправности основного шкафа осуществляется снятие питания с его выходных цепей и включение питания на выходные цепи резервного шкафа. Выявление неисправностей и переключение питания осуществляется автоматически при помощи защит и переключателя комплектов. Размеры каждого шкафа не более 2200×600×600 мм, масса — не более 300 кг.

В течение 1995—1997 гг. Научно-производственным центром «Энерком», г.Москва внедрены СТК на 10 кВ и мощность 20 МВ·А на металлургическом комбинате в г.Бао-Тоо (Китай) [86], а также СТК на 10 кВ и мощность 7 МВ·А на металлургическом комбинате

в г.Ухань (Китай). В качестве нелинейной нагрузки на названных объектах выступают прокатные станы.

В отличие от дуговых печей колебания нагрузки прокатных станов носят не случайный, а циклический характер. Наличие тиристорных преобразователей практически исключает пофазную несимметрию нагрузки, но не снимает вопрос фильтрации высших гармоник тока. Цикл работы зависит от технологического процесса проката. Например, цикл проката блюма или сляба в 12–15 проходов занимает время от десятка секунд до нескольких минут. В момент сжатия металла возникает нагрузка в десятки мегаватт, которая в конце цикла сбрасывается до холостого хода главного привода. Коэффициент мощности преобразователей находится в пределах 0,3–0,8, а фронт наброса реактивной мощности для блюмингов и слябингов не более 200 Мвар/с и для станов холодного проката не более 2 000 Мвар/с [80]. Поэтому колебания напряжения на шинах 10 кВ могут достигать более 20% номинального значения.

В качестве примера рассмотрим нагрузочные характеристики электропривода стана горячего проката Орско-Халиловского металлургического комбината. Электропривод выполнен на основе непосредственного преобразователя частоты (НПЧ). Номинальная активная мощность привода 5 000 кВт, коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,7$ . Максимальные значения мощности нагрузки имеют место в режиме пропусков. На рис. 6.16 изображен график типовой программы пропусков прокатного стана на интервале времени 60 с. Данный график содержит семь пропусков, характеризующихся разными значениями активной и реактивной мощности. В табл. 6.13 приведены значения мощности нагрузки (для одного НПЧ) в семи расчетных точках А ÷ Г.

Т а б л и ц а 6.13

Расчетные точки	$S$ , кВ·А	$\cos \varphi$	$P$ , кВт	$Q$ , квар
А	14364	0,595	8548	11545
В	15260	0,626	9555	11904
С	15379	0,657	10104	11594
Д	14505	0,688	9980	10527
Е	13139	0,718	9434	9145
Ф	10494	0,779	8174	6579
Г	11298	0,723	8168	6805

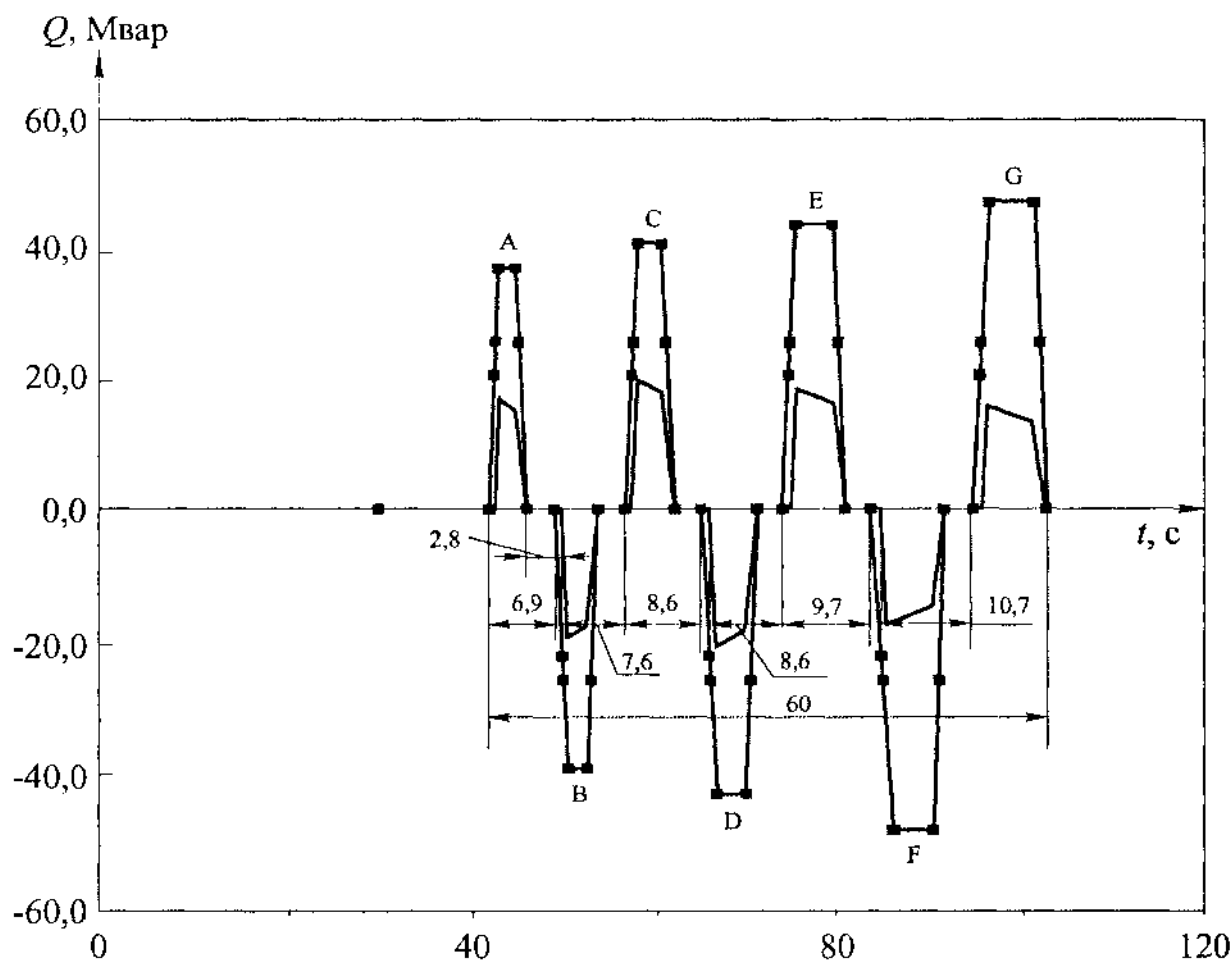


Рис. 6.16. График типовой программы пропусков

Пропуски осуществляются циклами, каждый из которых состоит из интервала нагружения и интервала паузы. Из рис. 6.16 следует примерное равенство длительности циклов, а также пауз. В среднем длительность интервала нагружения составляет 5,9 с, паузы — 2,8 с. Продолжительность включения

$$\text{ПВ} = \frac{5,9}{5,9 + 2,8} = 0,68.$$

Для обеспечения допустимого значения  $\cos \varphi_{\text{доп}}$  требуемая мощность компенсации определяется из соотношения

$$Q_{\text{ку}} = \sum Q_{\text{нагр}} \text{ПВ} - \sum P_{\text{нагр}} \text{ПВ} \text{tg} \varphi_{\text{доп}}, \quad (6.25)$$

где  $Q_i$ ,  $P_i$  — максимальные значения реактивной и активной мощности в расчетных точках.

Полученное значение мощности  $Q_{\text{ку}}$  должно также обеспечить установившееся отклонение напряжения  $\delta U$  согласно ГОСТ 13109-97. Метод расчета  $\delta U$  приведен в приложении Б упомянутого ГОСТ. Для каждого  $i$ -го наблюдения за период времени, равный 24 ч,

измеряют действующие значения междуфазного (фазного) напряжения прямой последовательности основной частоты. При коэффициенте искажения синусоидальности напряжения, не превышающем 5%, это напряжение можно принимать равным действующему значению с учетом гармонических составляющих.

Вычисляют значения усредненного  $U_y$  напряжения как результат усреднения  $N$  наблюдений напряжений  $U_i$  за 1 мин по формуле

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{\infty} U_i^2}{N}}, \quad (6.26)$$

где  $U_i$  — значение напряжения в  $i$ -м наблюдении.

Число наблюдений за 1 мин должно быть не менее 18.

Вычисляют значение установившегося отклонения напряжения

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (6.27)$$

где  $U_{\text{ном}}$  — номинальное значение напряжения.

При графике пропусков, изображенном на рис. 6.16, суммарное число  $N$  наблюдений распределяется следующим образом:  $\text{ПВ} \cdot N$  приходится на интервалы нагружения,  $(1 - \text{ПВ}) \cdot N$  — на интервалы паузы. Значение напряжения  $i$ -го наблюдения на интервале нагружения определяется как

$$U_i = \frac{S_{\text{к.з}}}{S_{\text{к.з}} + Q_i - Q_{\text{кв}}} U_{\text{ном}},$$

на интервале паузы

$$U_i = \frac{S_{\text{к.з}}}{S_{\text{к.з}} - Q_{\text{кв}}} U_{\text{ном}},$$

где  $S_{\text{к.з}}$  — мощность КЗ на шинах питания прокатного стана.

Усредненное значение напряжения определяется из соотношения

$$U_y = U_{\text{ном}} \sqrt{\text{ПВ} \sum \left( \frac{S_{\text{к.з}}}{S_{\text{к.з}} + Q_i - Q_{\text{кв}}} \right)^2 + (1 - \text{ПВ}) \left( \frac{S_{\text{к.з}}}{S_{\text{к.з}} - Q_{\text{кв}}} \right)^2}. \quad (6.28)$$

Вычисленное по соотношению (6.27) установившееся отклонение напряжения не должно превышать допустимых значений  $\pm 5\%$  (по ГОСТ 13109-97). Если не имеется ограничений по выдаче

реактивной мощности в энергосистему в бестоковую паузу, то в качестве компенсирующего устройства может быть использовано ФКУ. В противном случае необходимо предусмотреть динамическую компенсацию (ТРГ) с мощностью равной  $Q_{\text{КУ}}$ , которая также существенно уменьшит колебания напряжений. В некоторых странах, в частности в КНР [87], регламентируются максимальные значения колебаний напряжения  $\delta U_{\text{доп}}$ . Этому значению соответствует допустимое колебание реактивной мощности нагрузки

$$\Delta Q = \frac{\delta U_{\text{доп}}}{1 - \delta U_{\text{доп}}} S_{\text{к.з.}} \quad (6.29)$$

При  $Q_i > \Delta Q$  необходима динамическая компенсация с мощностью

$$Q_{\text{ТРГ}} = Q_i - \Delta Q \quad (6.30)$$

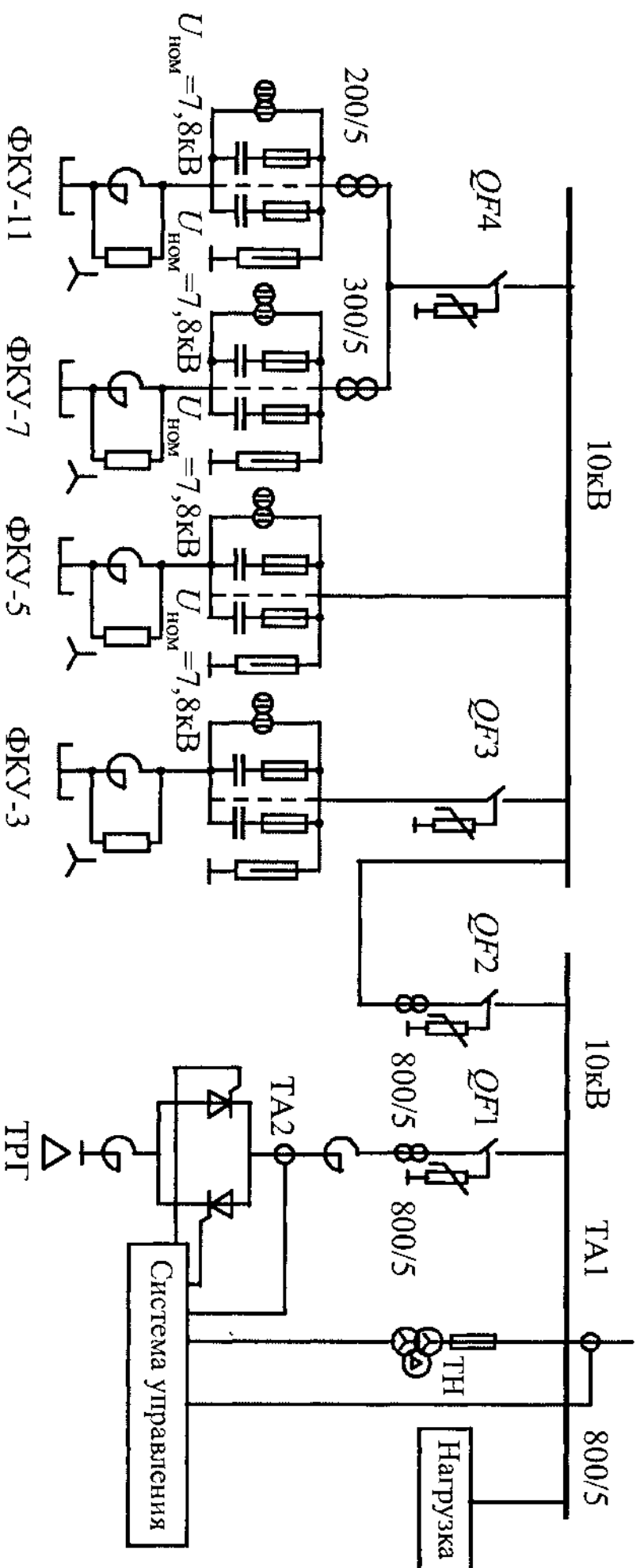
и мощностью ФКУ, не меньшей мощности ТРГ.

Состав ФКУ определяется гармониками тока нагрузки и требованиями стандартов по качеству электроэнергии. Таблица 6.14 иллюстрирует гармонический состав рассматриваемого непосредственного преобразователя частоты в разных точках типовой программы пропусков. Приведенный спектр характеризуется наличием как канонических гармоник тока, так и интергармоник. Для фильтрации канонических гармоник тока обычно используют однопорционные фильтры. Однако в области частот между нулями частотной характеристики, соответствующими частотам настройки фильтров, может иметь место резкое усиление интергармоник, что приведет к недопустимому возрастанию коэффициента искажения синусоидальности напряжения. Для снижения уровня усиления интергармоник в состав фильтров обычно вводят демпфирующие резисторы. На рис. 6.17 изображена схема СТК для прокатного стана в г.Ухань (КНР). В табл. 6.15 представлены параметры ФКУ и ТРГ. Мощность электропривода 5 400 кВт. В качестве электропривода используется непосредственный преобразователь частоты. Статический тиристорный компенсатор включает в себя динамическую часть (ТРГ) и набор фильтрокомпенсирующих цепей, настроенных на частоты 150, 250, 350 и 550–650 Гц. Тиристорно-реакторная группа состоит из полупроводникового стабилизатора мощности и компенсирующих реакторов. Стабилизатор содержит три встречно-параллельно соединенных тиристорных

Т а б л и ц а 6.14

Поряд- ковый номер гармоник	Часто- та, Гц	$I_v, A, \text{ в точках}$		Часто- та, Гц	$I_v, A, \text{ в точках}$		Часто- та, Гц	$I_v, A, \text{ в точках}$		
		A	B		C	D		E	F	G
5	20	22,8	24,0	17,0	23,6	21,8	13,0	18,6	13,0	16,0
	80	24,0	25,6	83,0	25,4	23,6	88	20,8	14,6	17,8
	110	5,8	6,2	117	6,2	6,0	125	5,4	4,4	4,6
	190	2,2	2,4	183	2,6	2,4	175	2,8	2,4	2,4
	220	21,6	25,8	217	29,4	31,2	213	32,4	34,4	28,4
	250	110	110	250	105,2	92,6	250	77,6	49,2	66,4
	280	22,0	26,2	283	31,6	32,4	275	63,2	57,0	55,0
	290	7,2	8,4	317	33,6	35,2	288	37,0	40,0	32,4
	310	10,6	12,8	—	—	—	313	34,8	35,6	30,4
	—	—	—47,2	—	—	—	325	53,2	43,8	46,0
7	350	56,2	31,0	350	51,8	60,4	350	38,6	27,8	32,8
	380	26,2	2,0	383	35,0	36,6	388	36,8	36,4	32,2
	410	1,8	4,7	417	2,2	2,2	425	2,2	1,7	19,0
	490	3,6	32,2	483	5,9	6,9	475	8,2	10,7	7,2
	520	29,0	29,6	517	33,4	32,0	513	29,0	20,8	24,8
11	550	28,4	30,0	55,0	29,0	26,1	550	26,2	23,2	19,4
	580	27,4	29,2	583	28,8	32,4	575	28,4	28,4	24,8
	590	24,0	22,8	617	32,4	29,4	613	37,0	30,0	32,0
	610	18,8	29,0	—	—	—	—	—	—	—
	620	27,2	23,2	—	—	—	—	—	—	—
13	650	23,2	27,8	650	21,0	18,0	650	144	12,2	13,2
	680	26,0	7,4	683	27,2	24,2	688	20,2	12,2	17,0
	710	5,6	13,0	717	9,0	10,4	725	11,0	13,4	9,8
	790	10,6	16,0	783	15,0	10,4	775	152	13,2	13,2
	820	16,2	13,8	817	14,8	13,2	813	11,2	9,6	9,6
17	850	13,8	20,0	850	11,4	11,4	850	5,2	14,8	5,2
	880	16,6	26,8	883	9,4	12,6	875	23,8	13,2	20,2
	890	25,4	26,6	917	9,2	4,8	888	11,0	8,2	9,2
	910	23,0	13,2	—	—	—	925	25,2	16,2	21,6
	950	13,2	13,2	950	12,4	9,0	950	4,8	10,6	3,4
19	980	12,6	14,4	983	13,4	12,4	988	10,4	5,8	8,6
	1010	12,0	12,0	1017	16,0	16,4	1025	15,0	15,2	13,0
	1090	11,4	10,6	1083	12,0	10,2	1075	8,6	4,0	7,2
	1120	10,2	13,2	1117	10,8	8,8	1113	9,0	2,4	7,4
	1150	12,4	20,6	1150	15,0	16,8	1150	16,0	10,2	13,6
23	1180	20,0	9,8	1183	13,4	12,4	1175	10,8	6,0	9,2
	1190	19,6	19,0	1217	8,0	9,8	1188	5,0	4,0	4,2
	1210	—	—	—	—	—	1213	7,4	2,0	6,2
	—	13,0	17,4	—	—	—	1225	11,8	5,6	9,8
	1220	7,2	9,8	—	—	—	—	—	—	—
25	1250	8,4	8,4	1250	12,0	15,2	1250	14,6	11,8	13,0
	1280	10,0	9,4	1283	8,2	9,0	1288	12,8	7,4	11,2
	1310	6,8	7,0	1317	9,0	5,6	1325	15,4	9,6	13,2
	1390	5,6	5,4	1383	6,8	5,6	1375	9,2	11,0	8,8
	1420	5,2	1,2	1417	3,6	7,6	1413	5,4	9,2	5,4
29	1450	11,8	11,6	1450	7,8	4,4	1450	10,4	5,8	8,8
	1480	5,4	5,2	1483	11,2	9,8	1475	6,4	3,4	5,2
	1490	13,8	13,8	1517	7,8	8,6	1513	4,2	0,6	3,4
	1520	10,8	9,4	—	—	—	1525	6,2	3,6	5,2
	1550	7,2	6,2	1550	13,4	9,4	1550	8,8	7,8	7,2
31	1580	6,8	8,8	1583	4,6	2,8	1588	8,4	10,2	7,0
	1610	6,6	6,2	1617	4,6	7,4	1625	7,4	10,2	6,6
	1690	7,8	9,6	1683	10,4	7,0	1675	6,4	3,2	5,0
	1720	5,0	7,2	1717	11,6	10,8	1713	10,8	3,4	9,0
	1750	7,6	7,2	1750	1,8	0,8	1750	7,2	2,8	6,2
35	1780	—	—	1783	9,0	7,8	1788	1,6	2,0	1,2
	—	—	—	1817	6,8	7,2	—	—	—	—

Рис. 6.17. Схема СТК для Ухальского меткомбината



Т а б л и ц а 6.15

Параметр	ФКУ-3	ФКУ-5	ФКУ-7	ФКУ-11	ТРГ
Генерируемая мощность, Мвар	1,56	4,8	2,2	1,45	—
Установленная мощность, Мвар	2,4	8,4	3,6	2,4	—
Емкость КБ, мкФ	44,1	146,8	66,2	44,1	—
Число параллельно включенных конденсаторов в фазе	4	14	6	4	—
Индуктивность фильтрового реактора, мГн	26,1	2,8	3,2	2,0	—
Сопротивление демпфирующего резистора, Ом	66,32	43,9	69,44	66,32	—
Мощность ТРГ, Мвар	—	—	—	—	7
Индуктивность компенсирующего реактора, мГн	—	—	—	—	2×53,1

вештиля, систему управления и регулирования, а также воздушную систему охлаждения. Компенсирующий реактор выполнен в виде двух полуобмоток, в расщелку которых включен тиристорный вештиль. Фильтры 5, 7 и 11-й гармоник выполнены с демпфирующими резисторами. Коммутация фильтров осуществляется малообъемными масляными выключателями. Для фильтра 5-й гармоники используются конденсаторы 200 квар на номинальное напряжение 7,8 кВ, для других фильтров — конденсаторы мощностью 200 квар на напряжение 7,6 кВ. Конденсаторы изготовлены без встроенных разрядных резисторов. Поэтому для их разряда после отключения используются параллельно включенные трансформаторы напряжения. Каждый конденсатор комплектуется внешним предохранителем. Наличие демпфирующих резисторов приводит к существенным потерям и необходимости выполнения мероприятий по отводу тепла из помещения. Поэтому на этапе проектирования ФКУ следует по возможности снижать количество резисторов.

В заключение отметим некоторые рекомендации, которые необходимо соблюдать при проектировании СТК для повышения надежности его работы:

при наличии индивидуальных выключателей фильтрокомпенсирующих устройств необходимо предусмотреть порядок их под-

ключения к шинам подстанции, начиная с низшего порядка, а при отключении — начиная с высшего порядка;

необходимо предусмотреть питание электронных устройств СТК от двух независимых систем шин собственных нужд 380 В, как правило, не имеющих других потребителей;

шкафы САУ и шкафы управления тиристорных вентилях должны устанавливаться в помещениях с обеспечением возможности их обслуживания и климатических условий по категории 4.2 УХЛ в соответствии с ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543-70. При этом должен поддерживаться температурный диапазон  $+15 \div +30^{\circ}\text{C}$ , относительная влажность не более 80% при  $25^{\circ}\text{C}$ , окружающая среда должна быть невзрывоопасной, не содержать токопроводящей пыли или химически активных газов, испарений и осадков в концентрациях, разрушающих изоляцию и металл, а содержание не токопроводящей пыли в помещении не должно превышать  $0,7 \text{ мг/м}^3$ ;

по возможности для электронных устройств СТК необходимо предусмотреть отдельный контур заземления, не связанный с общим контуром подстанции, с сопротивлением растекания не более 4 Ом.

## **Глава 7**

# **Объемы и нормы приемо-сдаточных испытаний оборудования статических компенсирующих устройств**

### **7.1. Конденсаторы**

Вновь вводимое в работу электрооборудование статических компенсирующих устройств должно быть подвергнуто приемо-сдаточным испытаниям. В настоящее время отсутствуют единые правила по устройству компенсирующих установок и их испытаниям. В настоящей главе сделана попытка изложить объем и нормы приемо-сдаточных испытаний компенсирующих устройств. В их основу положены полученный авторами опыт при внедрении устройств компенсации и рекомендации заводов-изготовителей.

Данный параграф написан с учетом предложений ОАО Серпуховский конденсаторный завод «КВАР».

Конденсаторы связи, отбора мощности, конденсаторы для делителей напряжения, конденсаторы продольной компенсации и конденсаторы для повышения коэффициента мощности испытываются в объеме, предусмотренном настоящим параграфом: конденсаторы для повышения коэффициента мощности — по пп.1,2,4 и 5; конденсаторы продольной компенсации — по пп.1,2 и 4; конденсаторы связи, отбора мощности и конденсаторы для делителей напряжения — по пп.1 — 4.

**1. Измерение сопротивления изоляции относительно корпуса** производится мегаомметром на напряжение 2,5 кВ. Сопротивление изоляции относительно корпуса и отношение  $R_{60}/R_{15}$  не нормируются.

**2. Измерение емкости** производится при температуре 15–35°C. Измеренная емкость должна соответствовать паспортным данным с учетом погрешности измерений и приведенных в табл. 7.1 допусков.

Т а б л и ц а 7.1

Тип конденсатора	Допустимое отклонение, %
Конденсаторы для повышения коэффициента мощности	+10 –5
Конденсаторы продольной компенсации	±7,5
Конденсаторы связи и отбора мощности с номинальным напряжением, кВ:	
20/ $\sqrt{3}$	±5
15	±5
66/ $\sqrt{3}$	+10 –5
110/ $\sqrt{3}$	±10 –5
133/ $\sqrt{3}$	±5
166/ $\sqrt{3}$	±5
Конденсаторы для делителей напряжения с номинальным напряжением, кВ:	
55	±10
60	±10
80	±10
100	±10
200	±5

**3. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь** производится при напряжении практически синусоидальной формы с действующим значением не менее 5 кВ и не более номинального и температуре 15–35°C. Значение тангенса угла диэлектрических потерь не нормируется.

**4. Испытание повышенным напряжением.** Испытательные напряжения промышленной частоты конденсаторов для повышения коэффициента мощности между выводами приведены в табл. 7.2, относительно корпуса в зависимости от уровня изоляции конден-

сатора — в табл. 7.3; для конденсаторов связи, отбора мощности и конденсаторов для делителей напряжения — в табл. 7.4; конденсаторов продольной компенсации — в табл. 7.5. При отсутствии источника тока достаточной мощности испытания повышенным напряжением промышленной частоты между выводами могут быть заменены испытанием выпрямленным напряжением удвоенного значения по отношению к указанному в табл. 7.2, 7.4 и 7.5.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты относительно корпуса изоляции конденсаторов, имеющих вывод, соединенный с корпусом, не производится.

Т а б л и ц а 7.2

Тип конденсатора	Испытательное напряжение для конденсаторов с номинальным напряжением		Продолжительность приложения испытательного напряжения, с
	$U_{\text{ном}} < 1 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} > 1 \text{ кВ}$	
Самовосстанавливающийся	$2,15U_{\text{ном}}$	—	2
Несамовосстанавливающийся	$1,61U_{\text{ном}}$		10

Т а б л и ц а 7.3

Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Продолжительность приложения испытательного напряжения, с
0,66	3	10
1,2	6	
2,4	8	
3,6	10	
7,2	20	
12	28	
17,5	38	
24	50	
36	70	
40,5	85	

Т а б л и ц а 7.4

Тип конденсатора	Испытательное напряжение, кВ	Продолжительность приложения испытательного напряжения, с
Конденсаторы связи и отбора мощности с номинальным напряжением, кВ: $20/\sqrt{3}$ 15 $66/\sqrt{3}$ $110/\sqrt{3}$ $133/\sqrt{3}$ $166/\sqrt{3}$	33,6 44,0 80,0 172,0 160,0 209,6	60
Конденсаторы для делителей напряжения с номинальным напряжением, кВ: 60 80 190 200	100 128 256 344	60

Т а б л и ц а 7.5

Номинальное напряжение конденсатора, кВ	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ		Продолжительность приложения испытательного напряжения, с
	между выводами	относительно корпуса	
0,66	1,06	16	10
1,05	1,69		

**5. Испытание конденсаторной батареи трехкратным включением** производится включением на номинальное напряжение с контролем значений токов на каждой фазе. Токи в различных фазах должны отличаться один от другого не более чем на 5%.

**6. Испытание встроенного разрядного устройства.** Проверка сопротивления разрядного резистора производится омметром с внутренним источником питания. Значение сопротивления не должно

превышать 10 МОм для конденсаторов на напряжение свыше 0,66 кВ. Для других типов конденсаторов нормированные сопротивления разрядных резисторов задаются заводом-изготовителем.

## 7.2. Фильтровые и компенсирующие реакторы

**1. Внешний осмотр.** Проверяется наличие таблички с техническими данными и наименованием изготовителя. Проверяется отсутствие механических дефектов и надежность крепления деталей и узлов; чистота изоляции и целостность всех элементов и сборочных узлов; качество соединений (резьбовых, паяных, сварных); состояние защитных покрытий и отсутствие течи масла в масляных реакторах.

**2. Измерение сопротивления обмотки постоянному току.** Сопротивление должно соответствовать паспортным данным завода-изготовителя.

**3. Измерение индуктивности.** Индуктивность измеряется на всех ответвлениях реактора. Измерение производится методом амперметра—вольтметра. Измеренное значение должно отличаться не более чем на 2% от заводского.

**4. Испытание опорной изоляции реактора напряжением промышленной частоты.** Значение испытательного напряжения выбирается из табл. 7.6. Концы обмотки закорачиваются и между ними и землей прикладывается напряжение. Время приложения 60 с.

Т а б л и ц а 7.6

Номинальное напряжение, кВ	Испытательное напряжение, кВ	
	Исполнение 1	Исполнение 2
3	18	26
6	25	34
10	35	45
15	45	60
20	55	70
35	85	105

**П р и м е ч а н и е.** Исполнение 1 относится к масляным реакторам, исполнение 2 — к сухим.

### 7.3. Высоковольтный тиристорный клапан

Каждый тиристорный клапан должен быть подвергнут испытаниям в объеме, предусмотренном настоящим параграфом. Испытаниям может быть подвергнут как клапан в целом, так и его модули.

**1. Испытание опоры клапана переменным напряжением.** Между выводами клапана, соединенными вместе, и землей прикладывается испытательное напряжение. Уровень испытательного напряжения определяется из табл. 7.6. Время испытания 60 с. Если на уровне ниже испытательного напряжения возникнут частичные разряды, то должны быть измерены напряжения их возникновения и исчезновения. При наличии кабельной системы распределения импульсов управления кабели управления, питающиеся с потенциала земли, должны быть закорочены и заземлены.

**2. Испытание системы управления, контроля и защиты на функционирование.** Входной контроль системы предусматривает проверку ее комплектности и технического состояния в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Проверка системы управления на функционирование производится подачей первичных импульсов управления (с потенциала «земли») на блоки формирования импульсов (на потенциале клапана). Проверяется работоспособность блока формирования импульсов при отклонении первичных импульсов в пределах, заданных техническими условиями. При этом контролируется устойчивая работа формирователя импульсов при его нагрузке на эквивалент или на систему распределения импульсов управления клапана.

Проверка правильности работы контроля и защиты производится поочередным закорачиванием одного, двух и более тиристоров клапана. Полное число закорачиваемых тиристоров равно числу избыточных тиристоров в клапане. После каждого варианта закоротки на клапан подается номинальное напряжение и фиксируется правильность индикации числа закороченных тиристоров, а также выдача предупредительного и защитного сигналов.

**3. Испытание клапана повышенным переменным напряжением.** Испытательное напряжение клапана определяется по формуле:

$$U_{\text{исп}} = U_{\text{наиб}} K_{\text{пер}} K_{\text{уд}} K_z,$$

где  $U_{\text{наиб}}$  — наибольшее рабочее напряжение вентиля;  $K_{\text{пер}}$  — коэффициент повышения напряжения частотой 50 Гц в системе переменного тока, включая динамические повышения напряжения при сбросе нагрузки. Обычно  $K_{\text{пер}} = 1,4 - 1,5$ ;  $K_{\text{уд}}$  — коэффициент, характеризующий отношение амплитуды восстанавливающего на вентиле напряжения при его выключении к теоретическому скачку напряжения частоты 50 Гц при заданном угле управления. Коэффициент запаса при испытаниях  $K_s = 1,15$ .  
Время испытания — 15 с.

**4. Испытание на периодическое включение и отключение при рабочем напряжении** проводится подачей на вентиль номинального напряжения и изменением углов управления в заданных пределах. При длительном протекании номинального тока измеряются параметры охлаждающего агента (расход, температура и давление на входе и выходе вентиля). Определяется отсутствие многократного перехода тока через нуль при включении. Необходимо убедиться, что длительность импульса управления на тиристорах обеспечивает ток в вентиле, превышающий ток удержания тиристоров. Измеряется максимальное значение восстанавливающего на вентиле напряжения. Измеренные величины не должны выходить за пределы, указанные в технических характеристиках вентиля.

## **7.4. Статический тиристорный компенсатор**

До начала испытаний СТК должны быть измерены токи гармоник, генерируемые нелинейной нагрузкой, потребляемая реактивная мощность нагрузки и несинусоидальность напряжения в точке общего присоединения СТК.

**1. Измерение мощности ТРГ.** На ТРГ подается номинальное напряжение. Проверяется фазировка импульсов управления от шкафа системы управления осциллографированием напряжения на вентиле и его импульса управления. Выставляется угол управления, соответствующий номинальному току ТРГ. Измеряется потребляемая ТРГ реактивная мощность.

**2. Измерение генерируемой мощности ФКУ** осуществляется подключением ФКУ к питающим шинам с регистрацией тока, мощности и напряжения на шинах. Если напряжение на шинах отличается от номинального значения, то пересчет к номинальному значению производится по выражению

$$Q_{\text{ФКУном}} = Q_{\text{ФКУизм}} \left( \frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{изм}}} \right)^2. \quad (7.1)$$

Проверяется частота настройки ФКУ по соотношению

$$Q_{\text{ФКУном}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{X_c} \cdot \frac{\nu^2}{\nu^2 - 1}, \quad (7.2)$$

где  $X_c$  — сопротивление конденсаторной батареи ФКУ на частоте 50 Гц;  $\nu$  — относительная частота настройки.

**3. Проверка работы СТК в автоматическом режиме управления** производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Определяется время отклика системы управления как временной интервал между моментом изменения реактивной мощности (например при включении ФКУ) и моментом начала изменения тока ТРГ. При этом измеряется время достижения напряжением на шинах СТК 90 и 100% установившегося значения. Определяется диапазон плавного изменения мощности СТК с полным набором ФКУ, проверяется диапазон изменения уставки системы регулирования, измеряется быстродействие системы регулирования как время отработки скачка уставки до уровня 90% и до установившегося значения. Производится проверка диапазона изменения уставки статизма системы регулирования и распределение нагрузки между двумя СТК, включенными на одной подстанции.

**4. Измерение параметров качества энергии.** Измеряются следующие показатели в соответствии с ГОСТ 13109-97:

отклонение напряжения;

гармонический состав напряжения;

коэффициенты напряжения обратной и нулевой последовательности,

доза колебаний напряжения.

Измерения производятся в точке общего присоединения СТК.

## Приложение 1

### Показатели качества электроэнергии (КЭ).

Извлечения из ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия.

Совместимость технических средств электромагнитная.

Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»

#### 1. Показатели КЭ

1.1. Показателями КЭ являются:

установившееся отклонение напряжения  $\delta U_y$ ;

размах изменения напряжения  $\delta U_r$ ;

доза фликера  $P_f$ ;

коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения  $K_U$ ;

коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей напряжения  $K_{U(n)}$ ;

коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_{2U}$ ;

коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K_{0U}$ ;

отклонение частоты  $\Delta f$ ;

длительность провала напряжения  $\Delta t_{ц}$ .

#### 2. Нормы КЭ

2.1. Установлены два вида норм КЭ: нормально допустимые и предельно допустимые.

Оценка соответствия показателей КЭ указанным нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 ч, в соответствии с требованиями раздела 3.

2.2. Отклонение напряжения характеризуется показателем установившегося отклонения напряжения, для которого установлены следующие нормы:

нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения  $\delta U_y$  на выводах приемников электрической энергии равны соответственно  $\pm 5$  и  $\pm 10\%$  номинального напряжения электрической сети по ГОСТ 721 и ГОСТ 21128 (номинальное напряжение);

нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения в точках общего присоединения потребителей электрической энергии к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ и более должны быть установлены в договорах на пользование электрической энергией между энерго-снабжающей организацией и потребителем с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта на выводах приемников электрической энергии.

Определение указанных нормально допустимых и предельно допустимых значений проводят в соответствии с нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

**2.3.** Колебания напряжения характеризуются следующими показателями:  
размахом изменения напряжения;  
дозой фликера.

Нормы приведенных показателей установлены в пп.2.3.1 — 2.3.5.

2.3.1. Предельно допустимые значения размаха изменений напряжения  $\delta U_i$  в точках общего присоединения к электрическим сетям при колебаниях напряжения, огибающая которых имеет форму меандра (рис. П1), в зависимости от частоты повторения изменений напряжения  $F_{U_i}$  или интервала между изменениями напряжения  $\Delta t_{i,i+1}$  равны значениям, определяемым по кривой 1 на рис. П2, а для потребителей электрической энергии, располагающих лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, — равны значениям, определяемым по кривой 2. Перечень помещений с разрядами работ, требующих значительного зрительного напряжения, устанавливают в нормативных документах, утверждаемых в установленном порядке.

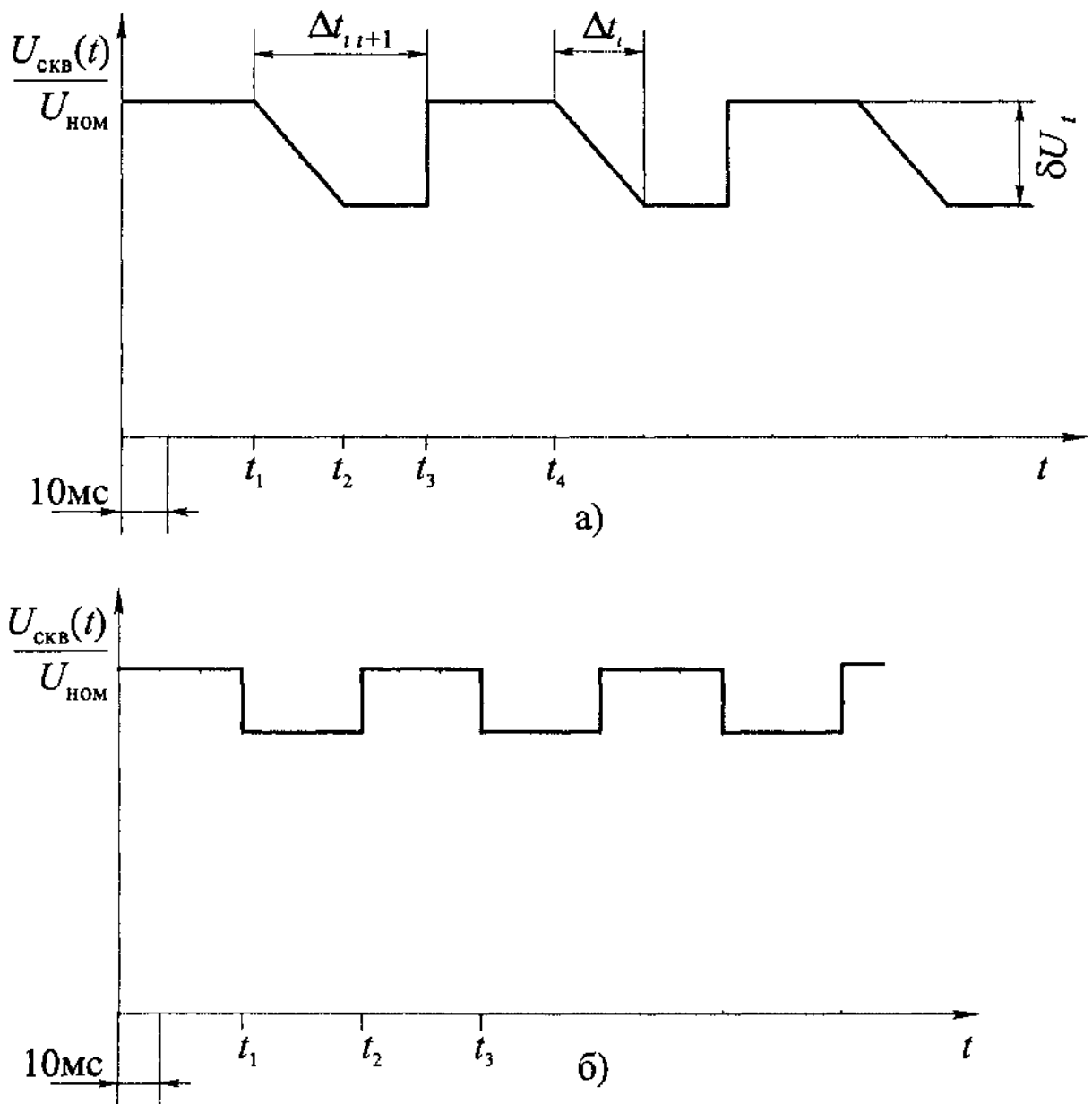


Рис. П1. Колебания напряжения произвольной формы (а) и имеющие форму меандра (б)

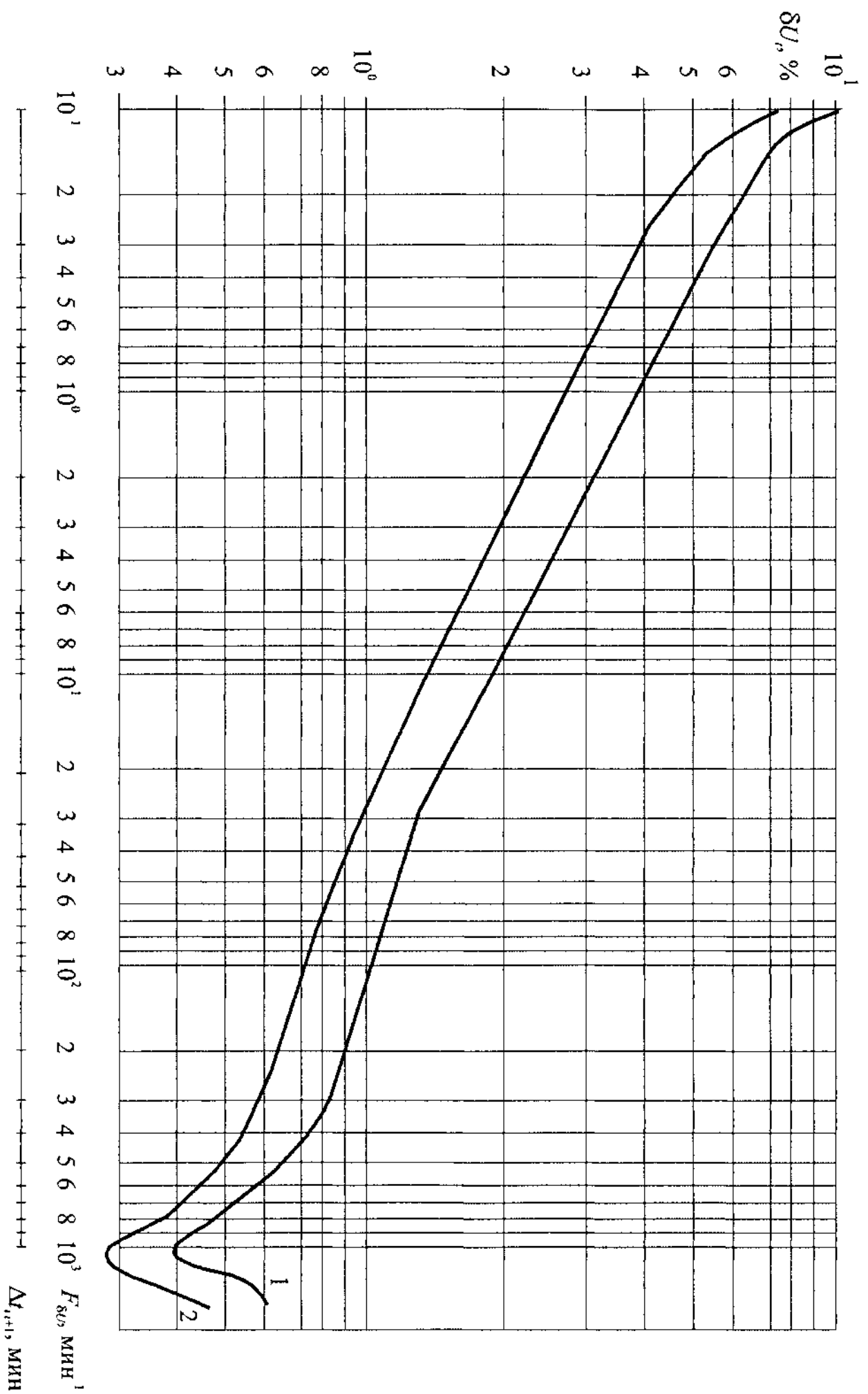


Рис. 112. Допустимые значения размаха изменений напряжения

2.3.2. Предельно допустимое значение суммы установившегося отклонения напряжения  $\Delta U_y$  и размаха изменений напряжения  $\Delta U_i$  в точках присоединения к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ равно  $\pm 10\%$  номинального напряжения.

2.3.3. Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера  $P_{st}$  при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, равно 1,38, а для длительной дозы фликера  $P_{it}$  при тех же колебаниях напряжения равно 1,0.

Кратковременную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 10 мин. Длительную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 2 ч.

2.3.4. Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера  $P_{st}$  в точках общего присоединения потребителей электрической энергии, располагающих лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, равно 1,0, а для длительной дозы фликера  $P_{it}$  в этих же точках равно 0,74.

2.4. Несинусоидальность напряжения характеризуется следующими показателями:

коэффициентом искажения синусоидальности напряжения;

коэффициентом  $n$ -й гармонической составляющей напряжения.

Нормы приведенных показателей установлены в пп.2.4.1, 2.4.2.

2.4.1. Нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением приведены в табл. П1.

**Таблица П1.** Значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения, %

Нормально допустимое значение при $U_{ном}$ , кВ				Предельно допустимое значение при $U_{ном}$ , кВ			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

2.4.2. Предельно допустимые значения коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением  $U_{ном}$  приведены в табл. П2.

Предельно допустимое значение коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения вычисляют по формуле:

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

где  $K_{U(n)норм}$  — нормально допустимые значения коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения, определяемые по табл. П2.

2.5. Несимметрия напряжений характеризуется следующими показателями: коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности; коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Нормы приведенных показателей установлены в пп.2.5.1, 2.5.2.

**Таблица П2. Значения коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения, %**

Нечетные гармоники, не кратные 3	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$				Нечетные гармоники, кратные 3*	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$				Четные гармоники	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$			
	$n$	0,38	6-20	35 110-330		$n$	0,38	6-20	35 110-330		$n$	0,38	6-20	35 110-330
5	6,0	4,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2,0	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	2,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	1,5	1,0	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,0	1,0	0,4										
>25	0,2+	0,2+	0,2+	0,2+										
	1,3×	0,8×	0,6×	0,2×										
	25/ $n$	25/ $n$	25/ $n$	25/ $n$										

**П р и м е ч а н и я.**  $n$  — номер гармонической составляющей напряжения.

\* — нормально допустимые значения, приведенные для  $n$ , равных 3 и 9, относятся к однофазным электрическим сетям. В трехфазных трехпроводных электрических сетях эти значения принимают вдвое меньшими приведенных в таблице.

2.5.1. Нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в точках общего присоединения к электрическим сетям равны 2,0 и 4,0% соответственно.

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

**2.6.** Отклонение частоты напряжения переменного тока в электрических сетях характеризуется показателем отклонения частоты, для которого установлены следующие нормы:

нормально допустимые и предельно допустимые значения отклонения частоты равны  $\pm 0,2$  и  $\pm 0,4$  Гц соответственно.

**2.7.** Провал напряжения характеризуется показателем длительности провала напряжения, для которого установлена следующая норма:

предельно допустимое значение длительности провала напряжения в электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно равно 30 с. Длительность автоматически устраняемого провала напряжения определяется выдержками времени релейной защиты и автоматики

### **3. Оценка соответствия показателей КЭ установленным нормам в условиях эксплуатации**

**3.1.** Для определения соответствия значений измеряемых показателей КЭ нормам настоящего стандарта, за исключением длительности провала напряжения, импульсного напряжения, коэффициента временного перенапряжения, устанавливается минимальный интервал времени измерений, равный 24 ч, соответствующий расчетному периоду по п.2.1.

**3.2.** Наибольшие значения размаха изменения напряжения и дозы фликера, определяемые в течение минимального интервала времени измерений по п.3.1, не должны превышать предельно допускаемых значений, установленных в п.2.3.

Наибольшие значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения, коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей напряжения, коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности и коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности, определяемые в течение минимального интервала времени измерений по п.3.1, не должны превышать предельно допустимых значений, установленных в пп.2.4, 2.5 соответственно, а значения тех же показателей КЭ, определяемые с вероятностью 95% за тот же период измерений, не должны превышать нормально допустимых значений, установленных в пп.2.4, 2.5 соответственно.

Наибольшие и наименьшие значения установившегося отклонения напряжения и отклонения частоты, определяемые с учетом знака в течение расчетного периода времени по п.3.1, должны находиться в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями, установленными в пп.2.2 и 2.6 соответственно, а верхнее и нижнее значения этих показателей КЭ, являющиеся границами интервала, в котором с вероятностью 95% находятся измеренные значения показателей КЭ, должны находиться в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями, установленными в пп.2.2 и 2.6 соответственно.

## **Приложение 2**

**Извлечения из материалов  
«РУКОВОДЯЩИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО ВЫБОРУ СРЕДСТВ  
КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ  
И РЕГУЛИРУЕМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ  
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110 – 1150 кВ»  
(Утверждены РАО «ЕЭС России» 4.04.97)**

**Энергосетьпроект, ВНИИЭ,  
ЦДУ «ЕЭС России»**

### **СОДЕРЖАНИЕ**

<b>1. Область применения .....</b>	<b>232</b>
<b>2. Назначение средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110 – 1150 кВ .....</b>	<b>232</b>
<b>3. Расчетные условия для выбора типа, мощности и размещения средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110 – 1150 кВ .....</b>	<b>233</b>
<b>4. Рекомендации по применению средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110 – 1150 кВ ..</b>	<b>237</b>
<b>Список литературы .....</b>	<b>241</b>

# **1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ**

**1.1.** Настоящие Руководящие указания (РУ) распространяются на выбор средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), их вида, мощности, размещения и способа присоединения к электрической сети, а также регулируемых трансформаторов и автотрансформаторов (далее «трансформаторов») в сооружаемых и реконструируемых электрических сетях 110 — 1150 кВ и не распространяются на выбор и размещение источников реактивной мощности для повышения коэффициента мощности электрической нагрузки потребителей.

**1.2.** Настоящие РУ следует применять при разработке схем развития энергосистем и схем выдачи мощности электростанций, при разработке проектов линии электропередачи и подстанций как при новом строительстве, так и при их расширении, реконструкции и техническом перевооружении, а также при проектировании отдельных установок компенсации реактивной мощности в связи с изменением режимов и конфигурации электрической сети.

**1.3.** Настоящие РУ основываются на ранее разработанных нормативных документах [1–6], исследованиях, опыте проектирования и эксплуатации электрических сетей энергосистем.

## **2. НАЗНАЧЕНИЕ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРУЕМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110 — 1150 кВ**

**2.1.** Средства компенсации реактивной мощности и регулируемые трансформаторы в электрических сетях 110 — 1150 кВ предназначены для поддержания уровней напряжения в пределах, рекомендуемых ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Normы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», а также действующими Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей [6] с целью обеспечения нормируемых сроков службы оборудования, снижения влияния напряженности электрического поля на окружающую среду вблизи линий электропередачи 330 — 1150 кВ, снижения электромагнитных и акустических помех от короны на проводах ВЛ и ОРУ подстанций, улучшения условий работы коммутационной аппаратуры.

Средства компенсации реактивной мощности могут применяться также для: поддержания реактивной мощности генераторов в допустимых пределах; снижения потерь мощности в электрических сетях энергосистем; повышения пропускной способности линии электропередачи по условиям статической и динамической устойчивости;

повышения устойчивости нагрузки и предотвращения «лавины напряжения».

Возможно использование СКРМ также для снижения перенапряжений при плановых и аварийных коммутациях, а регулируемых трансформаторов — при

плановых коммутациях длинных линий сверхвысокого напряжения, а также для уменьшения перевозбуждения магнитопроводов трансформаторов и автотрансформаторов.

Кроме того, СКРМ и регулируемые трансформаторы при пофазном управлении могут использоваться для симметрирования режимов работы трехфазных линий электропередачи, для гашения дуги при применении однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) линий электропередачи.

**2.2.** СКРМ могут применяться самостоятельно для выполнения функций, указанных в п.2.1. Однако комплексное использование СКРМ и регулируемых трансформаторов в системообразующих и распределительных сетях 100 – 500 кВ расширяет их функциональные возможности и дает наибольший технико-экономический эффект.

Средства компенсации реактивной мощности должны обеспечивать допустимые уровни напряжения, как правило, при нормальных режимах работы электрической сети, в том числе при минимальных ее нагрузках, и номинальных коэффициентах трансформации у трансформаторов.

За счет регулируемых трансформаторов должны обеспечиваться допустимые уровни напряжения в ремонтных схемах и в послеаварийных режимах при выбранной мощности и расстановке СКРМ.

### **3. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ВЫБОРА ТИПА, МОЩНОСТИ И РАЗМЕЩЕНИЯ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРУЕМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110 – 1150 кВ**

**3.1.** Выбор СКРМ и регулируемых трансформаторов следует основывать на расчетах потокораспределения мощности, уровней напряжения и устойчивости в электрической сети, которые выполняются для нормальной (полной) схемы и для ремонтных схем электрической сети при отключении одного или двух ее элементов, наиболее сильно влияющих на режим сети. В качестве таких элементов могут быть рассмотрены: трехфазная группа шунтирующих реакторов, наиболее мощный трансформатор, генератор, линия электропередачи.

**3.2.** Для выбора СКРМ и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110 – 1150 кВ следует рассматривать максимальный диапазон изменения реактивной мощности по линиям электропередачи распределительных и системообразующих сетей.

**3.2.1.** Для выбора установленной мощности СКРМ и необходимого диапазона регулирования должны рассматриваться режимы максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы в пределах суток в летний и зимний периоды.

Если известно, что потоки по линиям электропередачи могут изменяться в более широких пределах в другие периоды года или суток, то такие режимы также должны быть рассмотрены и рассчитаны.

Кроме того, при большой доле участия ГЭС в балансе мощности энергосистемы следует рассматривать режимы в паводковый период.

3.2.2. При проектировании энергосистем на перспективу 5–10 лет, когда имеются данные только о предполагаемом режиме суточного максимума нагрузки в зимний период, для получения расчетного режима суточного минимума рекомендуется снизить нагрузку во всех узлах энергосистемы на 30%.

При этом в зависимости от предполагаемых условий регулирования напряжения на каждой электростанции рекомендуется сохранять неизменными уровни напряжения на шинах среднего или высшего напряжения электростанции либо на шинах генераторов, не изменять коэффициенты трансформации трансформаторов напряжением 500 кВ и выше, не изменять число включенных шунтирующих реакторов (ШР) и батарей конденсаторов (БК) во всех узлах.

При расчете режима суточного максимума нагрузки в летний период рекомендуется расчетную нагрузку в узлах сети принять равной 70% уровня нагрузки зимнего максимума, а режим суточного минимума нагрузки рассчитывать при уровне нагрузок на 30% ниже, чем в режиме максимума нагрузки летнего периода.

При рассмотрении режимов, относящихся к различным периодам года, число включенных ШР, БК, коэффициенты трансформации трансформаторов и уровни напряжения на шинах электростанций могут быть разными и должны выбираться в соответствии с требованиями нормализации напряжения для каждого периода.

3.3. В качестве расчетного режима при выборе СКРМ для линий электропередачи напряжением 110 кВ\* и выше необходимо рассматривать также режим одностороннего включения линии, особенно тогда, когда линия подключается к энергосистеме небольшой мощности. Такой расчетный режим должен рассматриваться, если отношение зарядной мощности линии к мощности короткого замыкания в месте ее включения больше 0,1.

3.4. При выборе СКРМ для энергосистем, нагрузка которых содержит более 20% крупных синхронных двигателей (например единичной мощностью 4 МВт и выше), необходимо выполнять расчеты послеаварийных режимов при расчетных возмущениях, указанных в п.3.13, чтобы с помощью СКРМ обеспечить допустимый уровень напряжений в этих режимах.

Выбор СКРМ и их размещение в распределительных сетях энергосистем, питающих потребителей с синхронными двигателями, следует выполнять таким образом, чтобы синхронные двигатели, как правило, работали с выдачей реактивной мощности, что повышает их устойчивость.

3.5. Расчетные напряжения на шинах электростанций в режиме максимума нагрузок в соответствии с требованиями «Руководящих указаний и нормативов по проектированию развития энергосистем и электрических сетей» [2] принимаются выше номинальных для 750 кВ — на 2,5%, для 500 и 330 кВ — на 5%, для 220 и 110 кВ — на 10% и сохраняются неизменными при переходе к расчету минимального режима в пределах суток.

---

\* При длине ВЛ 110 кВ свыше 200 км.

**3.6.** Выбор СКРМ должен производиться с учетом ограничений, установленных для генераторов по значению и длительности потребления ими реактивной мощности в соответствии с «Типовой инструкцией по эксплуатации генераторов на электростанциях» [5], требованиями заводов-изготовителей и эксплуатационных директивных материалов РАО «ЕЭС России».

**3.7.** Если сведения об указанных в п.3.6 ограничениях отсутствуют, то при выборе СКРМ должны быть учтены следующие ограничения на режимы работы генераторов:

для синхронных турбогенераторов единичной мощностью 100 – 300 МВт, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток прием реактивной мощности не допускается в нормальных режимах;

для синхронных турбогенераторов 500, 800, 1 000, 1 200 МВт прием реактивной мощности не допускается в любых режимах;

для асинхронизированных турбогенераторов должна учитываться возможность их использования для потребления реактивной мощности из сети в зависимости от загрузки по активной мощности во всех режимах энергосистем.

**3.8.** Для гидрогенераторов с косвенным охлаждением допускаются следующие режимы работы:

потребление реактивной мощности при выдаче активной мощности при условии, чтобы полная мощность генератора не превышала его номинальное значение ( $S < S_{ном}$ );

выдача или потребление реактивной мощности, не превышающей номинальное значение, при работе в режиме синхронного компенсатора с отжатием воды из гидротурбины.

**3.9.** При расчетах режимов работы системообразующих сетей допускается использование эквивалентных нагрузок на шинах среднего или низшего напряжения подстанций.

Реактивная составляющая или коэффициент реактивной мощности ( $\lg \varphi$ ) эквивалентной нагрузки на шинах соответствующих подстанций при проектировании должны быть заданы на основании данных энергосистем проектных данных по схемам развития отдельных энергосистем либо в пределах, установленных Руководящими указаниями и нормативами по проектированию развития энергосистем и электрических сетей [2].

**3.10.** При распределении суммарной мощности СКРМ между сетями 110 – 220 кВ и системообразующими сетями более высокого напряжения следует стремиться к полной компенсации потоков реактивной мощности в сетях на каждом уровне напряжения.

**3.11.** Выбор СКРМ при проектировании [8] должен производиться таким образом, чтобы уровень напряжения в электрических сетях 110 – 1 150 кВ не превышал наибольшего рабочего напряжения электрооборудования (126, 252, 363, 525, 787 и 1 200 кВ соответственно).

В расчетном режиме максимальной нагрузки энергосистемы на понижающих подстанциях, являющихся центрами питания распределительных сетей, уровень напряжения на вторичной стороне трансформаторов, как правило, должен быть не ниже 1,05 номинального, а в послеаварийном режиме не ниже номинального [2].

**3.12.** При выборе СКРМ, предназначенных для снижения перенапряжений, следует учитывать, что повышение напряжения на разомкнутом конце линии в режиме одностороннего включения не должно превышать 1,1 от наибольшего рабочего напряжения на время до 20 минут и 1,07 на время до 60 минут.

Определяющими для установки СКРМ по условиям перенапряжений являются квазиустановившиеся перенапряжения на промышленной частоте и при самовозбуждении 2-й гармоники.

Выбор вида, мощности и расстановки СКРМ определяется этими перенапряжениями при односторонних включениях и отключениях линий (при неполнофазных коммутациях, ОАПВ, отключениях несимметричных КЗ на линиях и при асинхронном ходе).

При этом уровни установившихся перенапряжений не должны превышать допустимые для применяемых ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН). Если эти перенапряжения выше допустимых для данного типа ОПН, то при проектировании рекомендуется либо выбрать другой тип ОПН, либо дополнительно установить СКРМ (или изменить мощность и расстановку уже выбранных СКРМ).

**3.13.** Выбор СКРМ для повышения пропускной способности электропередачи должен производиться на основе расчетов статической и динамической устойчивости в соответствии с требованиями, определяемыми «Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем» [3].

Достаточность выбранных СКРМ допустимо проверять только в тех расчетных схемах и режимах и при тех расчетных видах возмущений первой группы, регламентированных в [3], при которых устойчивость должна сохраняться без применения управляющих воздействий от устройств противоаварийной автоматики.

**3.14.** Расчет потокораспределения высших гармоник тока в электрической сети, генерируемых СКРМ, следует производить с такими углами управления СКРМ, при которых значение тока каждой гармоники максимально, чтобы исключить возникновение резонансных повышений напряжения на оборудовании энергосистемы и влияние на технические средства связи.

**3.15.** С помощью СКРМ следует обеспечить степень компенсации зарядной мощности линий не менее 80 — 100% — на 500 кВ, 100 — 110% — на 750 кВ и 110 — 120% — на 1150 кВ.

Целесообразно равномерно распределить суммарную мощность реакторов вдоль линий 500, 750 и 1150 кВ.

В узлах примыкания сети к электростанциям должна быть обеспечена компенсация зарядной мощности примерно половины длины всех примыкающих

линий с учетом ограничений по реактивной мощности генераторов и с учетом потребления реактивной мощности местной нагрузкой.

В линиях электропередачи, питающих тяговую нагрузку, необходимо выбирать размещение и мощность СКРМ с учетом неравномерности потоков мощности по их отдельным участкам.

**3.16.** Технический эффект от применения СКРМ рекомендуется оценивать с помощью соотношений, характеризующих изменение напряжения, уменьшение потерь мощности или энергии на единицу установленной мощности СКРМ соответственно:

$$\Delta U/\Delta Q \text{ (кВ/кВ}\cdot\text{А)}; \Delta P/\Delta Q \text{ (кВт/кВ}\cdot\text{А)}; \Delta \mathcal{E}/\Delta Q \text{ (кВт}\cdot\text{ч/кВ}\cdot\text{А)}.$$

Эффект от использования непрерывно регулируемых СКРМ дополнительно оценивается по отношению  $\Delta P/\Delta Q$  (кВт/кВ·А), характеризующему увеличение пропускной способности сети.

Ближние к оптимальному варианты размещения СКРМ в электрической сети отбираются по наибольшим значениям этих соотношений, определенным для совокупности узлов сети.

**3.17.** Места размещения, тип и мощность СКРМ следует выбирать на основе технико-экономических расчетов.

Экономический эффект от применения СКРМ зависит от их стоимости, ущерба от ускоренного износа оборудования из-за повышения напряжения, стоимости потерь мощности и энергии, стоимости дополнительно полученной пропускной способности линий электропередачи, а также затрат на альтернативные мероприятия, направленные на нормализацию уровней напряжения в энергосистеме.

#### **4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРУЕМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110 – 1150 кВ**

**4.1.** В распределительных и системообразующих электрических сетях 110 – 1150 кВ могут применяться средства компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения следующих видов:

- 4.1.1. нерегулируемые или регулируемые с недельным (сезонным) циклом, в том числе:
  - шунтирующие реакторы,
  - шунтовые батареи конденсаторов,
  - трансформаторы с переключением ответвлений обмоток без возбуждения (ПБВ);
- 4.1.2. непрерывно автоматически регулируемые, в том числе:
  - синхронные генераторы,
  - синхронные компенсаторы,
  - синхронные двигатели,

асинхронизированные турбогенераторы (АСТГ),  
статические тиристорные компенсаторы,  
управляемые реакторы\*;

- 4.1.3. дискретно автоматически регулируемые, в том числе:  
трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РНН),  
статические компенсаторы со ступенчатым управлением.

**4.2.** Для компенсации зарядной мощности линий электропередачи 110 — 1150 кВ, регулирования напряжения и снижения перенапряжений в системообразующих и распределительных сетях следует применять шунтирующие реакторы.

Шунтирующие реакторы могут присоединяться к линиям электропередачи или к сборным шинам электростанций и подстанций.

Шунтирующие реакторы следует подключать к линии электропередачи для снижения перенапряжений при односторонних включениях и отключениях линии, а также для гашения дуги на линии в цикле ОАПВ, причем, как правило, они должны подключаться к линии через коммутационные аппараты и лишь в редких случаях без них.

Для коммутации шунтирующих реакторов на напряжении 750 и 1150 кВ следует использовать включатели-отключатели (в том числе с демонтированными искровыми промежутками). Элегазовые выключатели следует применять на напряжении 110 и 500 кВ.

Для ограничения перенапряжений при аварийных коммутациях линий электропередачи 500 — 1150 кВ следует использовать быстродействующее включение реакторов с помощью искровых промежутков, шунтирующих часть контактов выключателей.

Для ограничения перенапряжений при плановых коммутациях линий рекомендуется применять шунтирующие реакторы в сочетании с регулированием трансформаторов.

В случае, когда нет необходимости подключать шунтирующие реакторы к линиям электропередачи по условиям одностороннего включения, отключения и ОАПВ отходящих линий, их следует подключать через коммутационные аппараты к сборным шинам электростанций и подстанций.

Рекомендуется при проектировании предусматривать возможность переключения шунтирующих реакторов с линий на сборные шины подстанций при ремонте линий.

При использовании на подстанции нескольких групп однофазных шунтирующих реакторов одного напряжения рекомендуется предусматривать установку резервной фазы на две-три группы, а на напряжении 1150 кВ — при установке даже одной группы.

Допускается применение неполнофазного включения шунтирующих реакторов при условии, что будет выполнена соответствующая отстройка в действии на отключение последних ступеней резервных релейных защит линий и трансформаторов на подстанции, где они установлены.

---

\* Находятся в стадии разработки и освоения промышленностью России.

**4.3.** Для нормализации уровней напряжения и снижения потерь мощности в распределительных сетях на узловых подстанциях 110 кВ и выше применяются шунтовые конденсаторные батареи с установленной мощностью 52 и 108 Мвар.

При проектировании новых объектов в сетях 110 кВ рекомендуется применять шунтовые конденсаторные батареи модульного типа из блоков заводского изготовления с конденсаторами с экологически безопасными материалами.

При установке на подстанции конденсаторных батарей общее число нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) по условиям гашения энергии при кратности перенапряжений 3,0 для сетей 110 кВ должно быть увеличено с двух (обычно устанавливаемых на шинах или трансформаторах) до четырех-шести в зависимости от мощности конденсаторных батарей, а также от схемы первичных соединений и типа оборудования распределительного устройства подстанции.

**4.4.** Для непрерывного плавного регулирования реактивной мощности и напряжения в системообразующей сети и повышения ее пропускной способности по условиям статической и динамической устойчивости следует применять автоматически регулируемые СКРМ (п.4.1), автоматические регуляторы которых должны обеспечивать устойчивую работу и полное использование их регулировочного диапазона.

4.4.1. Синхронные компенсаторы обеспечивают непрерывное регулирование реактивной мощности во всем диапазоне выдачи-потребления. При этом для синхронных компенсаторов типа КСВБ-50, КСВБ-100, КСВБ-160 с единичной мощностью 50, 100 и 160 МВ·А максимальное значение потребляемой реактивной мощности составляет примерно 50% их номинальной мощности. Синхронные компенсаторы типа КСВБО с двумя обмотками на роторе и реверсивной быстродействующей системой возбуждения со специальным автоматическим регулятором возбуждения обеспечивают потребление реактивной мощности до 80%.

В режиме выдачи реактивной мощности синхронные компенсаторы допускают кратковременную полуторакратную перегрузку [6], которая необходима для повышения устойчивости энергосистемы в переходных режимах.

4.4.2. Статические тиристорные компенсаторы (СТК) реактивной мощности являются наиболее быстродействующими из всех непрерывно автоматически регулируемых средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения, указанных в п.4.1.

СТК содержат модули в виде тиристорно-реакторных групп наружной установки, которые совместно с конденсаторными батареями подключаются к третичным обмоткам трансформаторов.

Требуемая по условиям расчетов мощность статических компенсаторов обеспечивается выбором соответствующего количества параллельно включенных модулей с общей системой регулирования.

Наряду с непрерывно регулируемыми СТК могут применяться статические компенсаторы со ступенчатым управлением, в которых реакторные группы коммутируются дискретно с помощью вакуумных выключателей. Следует выбирать степень управления такого статического компенсатора и сравнивать техническую

и экономическую эффективность его использования с непрерывно регулируемым статическим тиристорным компенсатором реактивной мощности.

Для повышения устойчивости нагрузки и предотвращения «лавины напряжения» в распределительных сетях 35 — 220 кВ следует применять непрерывно регулируемые быстродействующие статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности.

4.4.3. В системообразующих сетях 500 кВ при необходимости непрерывного регулирования реактивной мощности и напряжения в суточном или недельном циклах следует применять управляемые реакторы.

4.4.4. При технико-экономическом обосновании новых электростанций, а также при расширении, реконструкции и техническом перевооружении существующих электростанций следует рассматривать различные варианты по выбору СКРМ, в том числе по применению асинхронизированных турбогенераторов (АСТГ).

Асинхронизированные турбогенераторы могут длительно работать с глубоким потреблением реактивной мощности при номинальном значении активной мощности и более устойчивы по сравнению с синхронными генераторами.

Применение АСТГ позволяет в ряде случаев отказаться от использования шунтирующих реакторов, устанавливаемых с целью нормализации уровней напряжения вблизи электростанций.

4.5. Для регулирования напряжения и перераспределения реактивной мощности, а также уменьшения потерь мощности в распределительных сетях 110 — 330 кВ, необходимо применять трансформаторы и автотрансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

При применении регулирования трансформаторов с помощью РПН рекомендуется выбирать коэффициенты трансформации, близкие к оптимальным, на заданный период времени (неделю, месяц, сезон) и тем самым снизить требуемое количество переключений (метод так называемых временно-стабильных коэффициентов).

Для обеспечения требуемого коэффициента трансформации и его сезонного изменения на автотрансформаторах с номинальным напряжением обмоток 750/330 кВ взамен РПН устанавливают переключатели без возбуждения в диапазоне  $\pm(2 \times 2,5)\%$  в нейтрали.

Для автотрансформаторов с номинальным напряжением обмоток 1150/500 кВ предусмотрено применение переключения перегулируемых последовательных трансформаторов в нейтрали.

4.6. Эффективность регулирования напряжения с помощью регулируемых трансформаторов обеспечивается только при достаточной располагаемой реактивной мощности в узлах электрической сети. Поэтому рекомендуется использовать регулируемые трансформаторы совместно с различными средствами компенсации реактивной мощности с целью нормализации уровней напряжения и уменьшения потерь мощности в электрических сетях, в том числе и потерь на корону в электропередачах напряжением 500 кВ и выше.

4.7. Для повышения эффективности непрерывно и дискретно регулируемых СКРМ в аварийных режимах следует рассматривать их применение в комплек-

се с другими средствами противоаварийного управления, предназначенными для повышения устойчивости и автоматического ограничения снижения (или повышения) напряжения, например форсировка возбуждения генераторов, форсировка конденсаторов, отключение шунтирующих реакторов [9].

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. **Правила устройства электроустановок.** — М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. **Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем и электрических сетей.** — М.: Энергосетьпроект, 1995.
3. **Руководящие указания по устойчивости энергосистем.** — М.: СПО Союзтехэнерго, 1984.
4. **Методические указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности на подстанциях и в линиях электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения при проектировании.** ЦДУ ЕЭС СССР, Энергосетьпроект. — М.: 1987.
5. **Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях/ РД 34.45.501-88.** — М.: Союзтехэнерго, 1989.
6. **Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.** — М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. **ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.** — М.: Изд-во стандартов, 1997.
8. **Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро.** — М.: Энергоатомиздат, 1985.
9. **Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения).** — М.: Союзтехэнерго, 1987.

### Приложение 3

#### Гармонический состав тока ТРГ, %

β, град	ν										
	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21
90	100,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
89	97,778	0,740	0,444	0,317	0,246	0,201	0,169	0,146	0,129	0,115	0,103
88	95,557	1,478	0,884	0,628	0,486	0,394	0,330	0,483	0,240	0,214	0,193
87	93,339	2,212	1,318	0,931	0,713	0,573	0,474	0,400	0,344	0,290	0,257
86	91,126	2,939	1,741	1,219	0,923	0,730	0,593	0,490	0,408	0,342	0,287
85	88,917	3,657	2,150	1,489	1,110	0,861	0,682	0,546	0,450	0,351	0,279
84	86,715	4,364	2,542	1,736	1,270	0,960	0,736	0,565	0,451	0,322	0,234
83	84,522	5,057	2,914	1,957	1,398	1,023	0,752	0,546	0,385	0,258	0,158
82	82,337	5,736	3,264	2,148	1,491	1,050	0,730	0,490	0,307	0,167	0,061
81	80,164	9,397	3,588	2,307	1,548	1,037	0,671	0,401	0,202	0,058	0,041
80	78,002	7,039	3,884	2,432	1,567	0,988	0,578	0,286	0,080	0,057	0,140
79	75,854	7,660	4,150	2,521	1,548	0,902	0,457	0,151	0,048	0,165	0,219
78	73,720	8,258	4,384	2,572	1,492	0,785	0,313	0,008	0,171	0,255	0,268
77	71,602	8,832	4,584	2,586	1,400	0,640	0,154	0,135	0,278	0,316	0,282
76	69,561	9,379	4,749	2,561	1,274	0,472	0,012	0,268	0,360	0,342	0,258
75	67,418	9,900	4,879	2,500	1,119	0,289	0,175	0,381	0,411	0,331	0,200
74	65,354	10,391	4,971	2,403	0,939	0,098	0,328	0,468	0,428	0,285	0,117
73	63,311	10,852	5,027	2,272	0,737	0,096	0,463	0,522	0,404	0,208	0,019
72	61,290	11,282	5,046	2,110	0,520	0,283	0,573	0,542	0,348	0,109	0,081
71	59,292	11,680	5,027	1,918	0,292	0,459	0,652	0,522	0,258	0,000	0,169
70	57,317	12,045	4,973	1,702	0,060	0,616	0,698	0,469	0,150	0,108	0,233
69	55,368	12,376	4,882	1,463	0,170	0,748	0,708	0,386	0,031	0,203	0,266
68	53,444	12,672	4,758	1,206	0,393	0,852	0,681	0,276	0,090	0,274	0,264
67	51,547	12,934	4,601	0,935	0,604	0,923	0,621	0,150	0,201	0,319	0,226
66	49,678	13,161	4,413	0,655	0,796	0,960	0,530	0,015	0,293	0,322	0,160
65	47,838	13,350	4,199	0,369	0,967	0,962	0,414	0,118	0,358	0,294	0,074
64	46,028	13,509	3,952	0,083	1,112	0,928	0,279	0,244	0,392	0,234	0,021
63	44,248	13,629	3,683	0,200	1,227	0,862	0,132	0,348	0,391	0,151	0,111
62	42,500	13,715	3,393	0,475	1,311	0,766	0,019	0,426	0,353	0,052	0,186
61	40,784	13,762	3,083	0,737	1,361	0,644	0,167	0,475	0,291	0,050	0,234
60	39,100	13,783	2,757	0,985	1,378	0,501	0,303	0,492	0,203	0,145	0,251
59	37,450	13,767	2,417	1,212	1,362	0,343	0,421	0,476	0,098	0,223	0,234
58	35,835	13,717	2,067	1,418	1,313	0,176	0,516	0,427	0,012	0,274	0,187
57	34,284	13,636	1,710	1,599	1,233	0,006	0,582	0,352	0,120	0,296	0,117
56	32,709	13,523	1,348	1,753	1,126	0,160	0,618	0,254	0,214	0,285	0,033
55	31,200	13,381	0,982	1,877	0,994	0,317	0,621	0,142	0,288	0,243	0,054
54	29,727	13,209	0,624	1,972	0,841	0,459	0,594	0,022	0,335	0,177	0,131
53	28,291	13,011	0,267	2,036	0,672	0,580	0,537	0,095	0,353	0,093	0,189
52	26,892	12,788	0,082	2,069	0,491	0,678	0,455	0,204	0,339	0,002	0,221
51	25,531	12,536	0,422	2,071	0,303	0,748	0,352	0,295	0,297	0,088	0,223
50	24,208	12,264	0,749	2,043	0,114	0,790	0,234	0,365	0,230	0,165	0,196
49	22,923	11,969	1,061	1,987	0,073	0,802	0,108	0,408	0,146	0,223	0,144
48	21,677	11,655	1,356	1,904	0,253	0,785	0,020	0,422	0,052	0,255	0,075
47	20,469	11,323	1,633	1,796	0,421	0,740	0,143	0,408	0,044	0,258	0,002
46	19,300	10,974	1,889	1,666	0,574	0,670	0,255	0,367	0,133	0,234	0,076

$\beta$ , град	$v$										
	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21
45	18,169	10,610	2,122	1,516	0,707	0,579	0,350	0,303	0,208	0,186	0,138
44	17,077	10,234	2,332	1,349	0,820	0,470	0,424	0,223	0,264	0,120	0,180
43	16,624	9,846	2,519	1,169	0,908	0,348	0,475	0,129	0,292	0,043	0,197
42	15,010	9,649	2,680	0,979	0,972	0,218	0,500	0,028	0,296	0,036	0,187
41	14,034	9,045	2,816	0,782	1,010	0,085	0,499	0,069	0,275	0,107	0,154
40	13,097	9,635	2,926	0,582	1,023	0,046	0,473	0,158	0,430	0,165	0,102
39	12,198	8,221	3,011	0,381	1,011	0,169	0,426	0,232	0,168	0,203	0,039
38	11,337	7,805	3,071	0,184	0,975	0,282	0,357	0,288	0,095	0,217	0,026
37	10,513	7,380	3,107	0,008	0,918	0,379	0,276	0,323	0,016	0,208	0,086
36	9,727	6,973	3,118	0,190	0,841	0,459	0,183	0,334	0,069	0,177	0,131
35	8,978	6,560	3,107	0,362	0,748	0,518	0,085	0,323	0,128	0,129	0,157
34	8,265	6,152	3,074	0,520	0,644	0,556	0,011	0,291	0,182	0,069	0,162
33	7,588	5,751	3,021	0,662	0,526	0,573	0,102	0,241	0,217	0,006	0,146
32	6,946	5,356	2,950	0,788	0,403	0,568	0,184	0,178	0,232	0,056	0,114
31	6,339	4,970	2,861	0,896	0,278	0,544	0,251	0,107	0,223	0,107	0,064
30	5,797	4,594	2,757	0,985	0,153	0,501	0,303	0,033	0,203	0,145	0,012
29	5,228	4,230	2,639	1,054	0,032	0,444	0,336	0,039	0,163	0,165	0,039
28	4,722	3,877	2,510	1,103	0,082	0,374	0,351	0,104	0,112	0,167	0,082
27	4,248	3,538	2,372	1,137	0,188	0,295	0,348	0,159	0,054	0,151	0,111
26	3,806	3,213	2,225	1,150	0,282	0,212	0,328	0,199	0,006	0,120	0,125
25	3,394	2,903	2,074	1,147	0,362	0,126	0,293	0,223	0,058	0,078	0,121
24	3,012	2,609	1,918	1,127	0,429	0,043	0,246	0,231	0,103	0,032	0,103
23	2,658	2,330	1,761	1,094	0,480	0,036	0,191	0,224	0,136	0,014	0,072
22	2,333	2,069	1,604	1,047	0,516	0,108	0,130	0,202	0,155	0,058	0,035
21	2,034	1,824	1,449	0,990	0,538	0,169	0,069	0,169	0,159	0,088	0,004
20	1,762	1,596	1,297	0,924	0,544	0,220	0,009	0,128	0,150	0,108	0,038
19	1,514	1,382	1,150	0,853	0,538	0,258	0,046	0,083	0,150	0,115	0,065
18	1,290	1,191	1,009	0,773	0,520	0,283	0,093	0,036	0,100	0,109	0,081
17	1,089	1,014	0,876	0,693	0,491	0,297	0,131	0,008	0,066	0,093	0,085
16	0,910	0,854	0,751	0,614	0,455	0,298	0,158	0,047	0,020	0,069	0,078
15	0,751	0,711	0,935	0,531	0,412	0,289	0,175	0,078	0,005	0,041	0,062
14	0,612	0,583	0,528	0,453	0,365	0,272	0,181	0,101	0,038	0,012	0,041
13	0,491	0,471	0,432	0,388	0,316	0,247	0,178	0,114	0,058	0,014	0,017
12	0,387	0,373	0,347	0,312	0,267	0,218	0,167	0,118	0,074	0,036	0,006
11	0,298	0,289	0,272	0,249	0,219	0,185	0,150	0,114	0,081	0,050	0,024
10	0,224	0,219	0,208	0,193	0,174	0,152	0,129	0,104	0,080	0,057	0,037
9	0,164	0,160	0,154	0,145	0,134	0,120	0,106	0,089	0,079	0,058	0,043
8	0,115	0,110	0,110	0,105	0,098	0,090	0,082	0,072	0,062	0,052	0,042
7	0,077	0,072	0,074	0,072	0,068	0,064	0,059	0,054	0,049	0,043	0,037
6	0,049	0,048	0,047	0,046	0,044	0,043	0,040	0,038	0,035	0,032	0,029
5	0,028	0,028	0,028	0,027	0,026	0,026	0,025	0,024	0,022	0,021	0,020
4	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,013	0,013	0,013	0,012	0,012
3	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,005
2	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волков Э.П., Баринов В.А. Направления развития электроэнергетики России с учетом долгосрочной перспективы // Электрические станции. — 1998. — №7.
2. Беркович Е.И. Реактивная мощность как информационное понятие // Электричество. — 1996. — №2.
3. Статические источники реактивной мощности в электрических сетях. / В.А. Веников, Л.А. Жуков, И.М. Карташев и др. // М.: Энергия, 1975.
4. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
5. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — М.: Изд-во стандартов, 1997.
6. Методика расчета частотных характеристик электрических сетей, примыкающих к мощным передачам постоянного тока / Ю.С. Крайчик, М.И. Мазуров, И.Б. Набутовский и др. // Труды НИИПТ. — Вып. 23. — Л.: Энергия, 1976.
7. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна и С.А. Бажанова. — М.: Энергоатомиздат, 1989.
8. Основные направления нормализации уровней напряжения в основных электрических сетях Единой энергосистемы России / К.М. Антипов, А.А. Окин, М.Г. Портной и др. // Электрические станции. — 1995. — №9.
9. Лысков Ю.И. Защита от внутренних перенапряжений электропередач 330—750 кВ // Труды Энергосетьпроект. — 1970. — №1.
10. Результаты измерения перенапряжений при первоочередных испытаниях на ВЛ-1 150 кВ Экибастуз—Кокчетав / Н.П. Беляков, О.В. Волкова, В.В. Ильиничин и др. // Электрические станции. — 1987. — №12.
11. Эффективность применения ограничителя перенапряжений на шунтирующих реакторах 750 кВ / Н.Н. Беляков, Е.И. Казачкова, В.С. Рашкес и др. // Электрические станции. — 1986. — №2.
12. Майкопар А.С., Беляков Н.Н. Дуговые замыкания на линиях 400 кВ и способы их ликвидации // Электричество. — 1958. — №1.
13. Беляков Н.Н., Рашкес В.С. Испытания ОАПВ на ВЛ 750 кВ Западно-украинская—Альбертирша с четырехлучевыми реакторами // Электрические станции. — 1983. — №10.
14. Крюков А.А., Либкинд М.С., Сорокин В.М. Управляемая поперечная компенсация электропередачи переменного тока. — М.: Энергоатомиздат, 1981.
15. Дорожко Л.И., Либкинд М.С. Основы теории управляемых реакторов энергетического назначения // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. — 1982. — №5.
16. Брянцев А.М. Подмагничиваемые ферромагнитные устройства с предельным насыщением участков магнитной системы // Электричество. — 1986. — №2.
17. Кочкин В.И., Якимец И.В. Работа преобразователя в круговом режиме при подмагничивании силового трансформатора // Изв. вузов. Электромеханика. — 1977. — №6.

18. Пат. 6952 СССР, МКИ<sup>3</sup>6H02J3/18. Устройство для регулирования потребления реактивной мощности / В.И. Кочкин, А.П. Обязуев // Открытия. Изобретения. 1977.
19. Дорожко Л.И., Лейтес Л.В. Сравнительный анализ различных конструкций управляемых реакторов // Электротехника. — 1991. — №2.
20. Перспективы применения магнито-вентильных управляемых реакторов в энергетических системах / Е.Н. Бродовой, А.М. Брянцев, В.В. Ильиничнин и др. // Электротехника. — 1991. — №2.
21. Александров Г.Н., Альбертинский Б.И., Шкуропат И.А. Принципы работы управляемого шунтирующего реактора трансформаторного типа // Электротехника. — 1995. — №11.
22. Кочкин В.И. Управляемые шунтирующие реакторы для высоковольтных линий электропередачи // Энергетик. — 1999. — №5.
23. Применение тиристорных компенсаторов для снижения коммутационных перенапряжений в линиях электропередачи / В.В. Ильиничнин, В.И. Кочкин, О.А. Никитин и др. // Электрические станции. — 1990. — №1.
24. Пусковые испытания и исследования первой электропередачи 1150 кВ перед вводом ее в эксплуатацию / А.Ф. Дьяков, В.В. Ильиничнин, О.А. Никитин и др. // Электрические станции. — 1986. — №7.
25. Тетерин В.П. Использование статических тиристорных компенсаторов в электрических сетях // Тр. НИИПТ. Преобразовательная техника в энергетике. — 1986.
26. Использование статических тиристорных компенсаторов в паузе ОАПВ ВЛ / А.А. Каложный, В.И. Кочкин, М.Л. Левинштейн и др. // Электрические станции. — 1990. — №2.
27. Либкинд М.С. Управляемый реактор для линий передач переменного тока. — М.: АН СССР, 1961.
28. Современное состояние и перспективы развития статических компенсаторов реактивной мощности / В.В. Веников, И.И. Карташев, В.Г. Федченко и др. // Электричество. — 1981. — №8.
29. Азарьев Д.И., Белоусов И.В. Повышение пропускной способности электропередач сверхвысокого напряжения с помощью реверсивных статических компенсаторов // Электричество. — 1982. — №4.
30. Ивакин В.Н., Худяков В.В. Методика расчета установившихся режимов статических компенсаторов реактивной мощности // Электротехника. — 1978. — №8.
31. Статические компенсаторы для регулирования реактивной мощности / Под ред. Р.М. Матура. Пер. с англ. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
32. Кочкин В.И. Построение схем статических компенсаторов // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. — 1984. — №5.
33. Давыдов И.С., Кочкин В.И., Никитин О.А. Тиристорные компенсаторы в электроэнергетических системах // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. — 1986. — №5.
34. Кочкин В.И., Обязуев А.П., Сальников О.Е. Тиристорные компенсаторы на основе конденсаторных батарей // Электрические станции. — 1988. — №6.
35. Исследования тиристорного компенсатора / З.С. Зражевская, В.В. Ильиничнин, В.И. Кочкин и др. // Электрические станции. — 1988. — №11.

36. Применение статических источников реактивной мощности для повышения устойчивости и надежности электропередачи / В.И. Кочкин, А.А. Калужный, Л.Б. Назарева и др. // Электрические сети и системы. — Вып. 1. — 1989. Информэнерго.
37. Дискретно коммутируемые реакторы для управления установившимися режимами протяженных электропередач / С.К. Асланян, В.И. Кочкин, В.А. Строев и др. // Электротехника. — 1991. — №2.
38. Вишняков Н.Г., Кочкин В.И., Стрючков В.К. Применение микропроцессорной техники для регулирования напряжения в электрических сетях // Средства и системы управления в энергетике. — 1990. — Вып. 2.
39. Новые разработки тиристорных компенсаторов для электрических сетей / В.И. Кочкин, С.Л. Безуглый, А.П. Обязуев и др. // Энергетик. — 1991. — №10.
40. Kochkin V.I., Stroeve V.I. Operating control of long transmission lines with the help of stepcontinuous SVC // International Conference in Romania. — 1992.
41. Кочкин В.И., Обязуев А.П., Фокин В.К. Статические тиристорные компенсаторы для электрических сетей высокого и сверхвысокого напряжения // Электрические станции. — 1993. — №11.
42. Тиристорный компенсатор реактивной мощности / В.И. Кочкин, В.В. Мишта, А.П. Обязуев и др. // Энергетик. — 1995. — №4.
43. Компенсатор реактивной мощности ступенчатого регулирования для стабилизации напряжения и повышения пропускной способности линий электропередачи напряжением 110–1150 кВ / В.И. Кочкин, В.Г. Киракосов, В.В. Мишта и др. // Вестник ВНИИЭ. — 1996.
44. Статический тиристорный компенсатор на подстанции 220 кВ «Могоча» АО Читаэнерго / Н.Г. Вишняков, В.Г. Киракосов, В.И. Кочкин и др. // Вестник ВНИИЭ. — 1996.
45. Кочкин В.И., Нечаев О.П., Обязуев А.П. Регулируемые средства компенсации реактивной мощности и пути снижения их стоимости // Вестник ВНИИЭ. — 1997.
46. Кочкин В.И., Зражевская З.С., Кравцова И.А. Особенности применения тиристорных вентилей в статических компенсаторах // Электротехника. — 1984. — №7.
47. Особенности тиристорного ключа наружной установки для статических компенсаторов / Л.А. Антонова, З.С. Зражевская, В.И. Кочкин и др. // Труды ИИИПТ. — 1989.
48. Маслов А.А., Нечаев О.П., Федотов А.И. Высоковольтные тиристорные вентили для статических компенсаторов реактивной мощности // Вестник ВНИИЭ. — 1997.
49. Мишта В.В., Филатов В.И. Автоматический регулятор СТК секционного типа // Вестник ВНИИЭ. — 1997.
50. Кочкин В.И., Обязуев А.П. Расчет преобразователя напряжения с учетом конечной величины входной емкости // Изв. вузов. Сер. Электромеханика. — 1981. — №7.
51. Кочкин В.И., Обязуев А.П., Толстов Ю.Г. Высоковольтный электронный преобразователь напряжения // Техническая электродинамика. — 1982. — №4.
52. Кочкин В.И., Обязуев А.П. Аварийные режимы преобразователя напряжения, ведомого ЭДС энергосистемы // ВИНТИ. Депонированные научные работы. — 1983. — №4.

53. Кочкин В.И., Обязуев А.П., Толстов Ю.Г. Расчет зависимого одномостового преобразователя напряжения // Техническая электродинамика. — 1985. — №3.
54. Кочкин В.И., Обязуев А.П., Толстов Ю.Г. Гармоники токов и напряжений преобразователя напряжения, ведомого сетью // Техническая электродинамика. — 1985. — №4.
55. Кочкин В.И., Обязуев А.П. Перспективы применения преобразователей напряжения в энергетике // Тезисы докладов «Преобразовательная техника в энергетике». Информэнерго. — 1984.
56. Кочкин В.И. Особенности применения электронных вентилях в преобразователях // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. — 1982. — №5.
57. Кочкин В.И., Обязуев А.П. Пусковые режимы зависимого преобразователя напряжения // Техническая электродинамика. — 1990. — №1.
58. Кочкин В.И., Обязуев А.П. Новые схемы статических компенсаторов реактивной мощности // Электрические сети и системы. — Вып. 2. — 1991. Информэнерго.
59. Kochkin V.I., Obyasuev A.P. The characteristics of Static compensator of reactive power with blocking Thyristors for AC Power Transmission. USA—Russia Symposium. — 1993.
60. Кочкин В.И., Обязуев А.П. Преобразователь напряжения как элемент энергосистемы // Пятая всесоюзная научно-техническая конференция «Проблемы преобразовательной техники». Киев: 1991.
61. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. — М.: Энергоиздат, 1981.
62. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В.М. Горюштина. — М.: Энергоиздат, 1981.
63. Ковалев И.Н. Оптимизация выбора компенсирующих устройств в электрических сетях // Электричество. — 1986. — №5.
64. Пекелис В.Г., Розенберг А.Е. О размещении шунтовых конденсаторных батарей в высоковольтных распределительных сетях энергосистем // Электричество. — 1986. — №12.
65. Особенности применения источников реактивной мощности для снижения потерь электроэнергии в электрических сетях / И.Б. Владимирова, В.И. Кочкин, О.Е. Сальников и др. // Электрические станции. — 1991. — №1.
66. Эффективность применения управляемых реакторов для снижения потерь электроэнергии / И.Б. Владимирова, В.И. Кочкин, О.Е. Сальников и др. // Электротехника. — 1991. — №2.
67. Кочкин В.И., Обязуев А.П., Сальников О.Е. Тиристорные компенсаторы на основе конденсаторных батарей // Электрические станции. — 1988. — №6.
68. Калюжный А.А., Левиштейн М.Л. Неполнофазные режимы линий электропередачи высокого напряжения // Электрические станции. — 1986. — №2.
69. А.с. 690587 СССР. Способ перевода в неполнофазный режим линии электропередачи с шунтирующими реакторами // В.Г. Богрунов, Ю.Ф. Королюк, М.С. Крупович и др. // Открытия. Изобретения. 1979. №37.
70. The unified power flow controller: a new approach to power transmission control / L.Gyugyi et al. // IEEE Transmission on Power Delivery. — 1995 10, №2.
71. Power system control in the next century / W.R.Lachs et al. // IEEE Transmission on Power Systems. — 1996.11, №1.

72. Development of  $\pm 100$  Mvar Static Condenser for Voltage control of Transmission systems / C.Schader, E.Stacey and oth. // IEEE Transactions on power Delivery. V10, №3, 1995.
73. А.с. 826496 СССР, МКИ<sup>3</sup>Н02J1/00. Вставка постоянного тока / В.И. Кочкин, В.А. Мержеевский, А.П. Обязуев // Открытия. Изобретения. 1981. №16.
74. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Режимы работы управляемых линий электропередачи // Электричество. — 1997. — №9.
75. Кочкин В.И., Дементьев Ю.А. Управляемые линии электропередачи // Электрические станции. — 1999. — №2.
76. World's first unified flow controller on the AER system / B.A.Renz and oth. // Paper 14—107. CIGRE Session — 1998, Paris.
77. Конденсаторы силовые и установки конденсаторные. М.: ВНИИСтандарт-электро. 1989.
78. Объем и нормы испытания электрооборудования. — М.: Изд-во ИЦ ЭНАС, 1998.
79. И.В.Жежеленко. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. М.: Энергоатомиздат, 1984.
80. Влияние дуговых сталеплавильных электропечей на системы электроснабжения. / Ю.Л.Рыжнев, Р.В.Минсеев и др. // М.: Энергия, 1975.
81. О.П.Нечаев, И.П.Таратута, В.С.Чуприков. Электрические воздействия на оборудование статического тиристорного компенсатора на Молдавском металлургическом заводе // Электротехника. — 1989. — №8.
82. Коровин А.И., Нечаев О.П., Таратута И.П. Расчет воздействий на элементы статического тиристорного компенсатора в режиме включения печного трансформатора на холостой ход // Электротехника. — 1989. — №7.
83. Блаватская Н.А., Лейтес Л.В. Расчет вебер-амперных характеристик реакторов с помощью схем магнитных цепей // Электротехника. — 1985. — №5.
84. Нечаев О.П. Оценка колебаний напряжения и определение мощности фликер-компенсатора // Электротехника. — 1990. — №9.
85. Engineering Recommendation P7/2. Supply to arc Furnaces, Electricity Journal, Millbank, London. — 1988.
86. Внедрение статических тиристорных компенсаторов на предприятиях черной металлургии / Н.Г. Вишняков, В.Г. Киракосов, В.И. Кочкин и др. // Вестник ВНИИЭ. — 1996.
87. Стандарт КНР GB 12326-90. Quality of electric energy supply Admissible voltage fluctuation and flicker.