

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

**А.С. Васильев, Р.А. Уфа**

# **УПРАВЛЯЕМЫЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА БАЗЕ СИЛОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ**

## **ЧАСТЬ 1. Методическое и технологическое обеспечение управления режимом по напряжению и реактивной мощности**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия  
Редакционно-издательским советом  
Томского политехнического университета*

Издательство  
Томского политехнического университета  
2021

УДК 621.315.1+621.314.632(075.8)  
ББК 31.279+31.261.8я73  
В19

**Васильев А.С.**

В19 Управляемые электропередачи на базе силовой электроники : учебное пособие. Часть 1. Методическое и технологическое обеспечение управления режимом по напряжению и реактивной мощности / А.С. Васильев, Р.А. Уфа ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2021. – 142 с.

ISBN 978-5-4387-1030-1 (ч. 1)  
ISBN 978-5-4387-1029-5

В пособии рассмотрены общемировые тенденции развития электроэнергетических систем, а также особенности развития отечественной энергосистемы. Изложены основные теоретические и практические вопросы управления режимом энергосистемы по напряжению и реактивной мощности. Подробно рассмотрены принцип действия и характеристики устройств на базе силовой электроники и особенности их влияния на электрический режим.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлениям 13.03.02 и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», уровней бакалавриата и магистратуры соответственно.

УДК 621.315.1+621.314.632(075.8)  
ББК 31.279+31.261.8я73

*Рецензенты*

Доктор технических наук, доцент НГТУ  
*А.Г. Русина*

Кандидат технических наук  
заместитель генерального директора – научный руководитель,  
заведующая отделом постоянного тока  
*Н.Г. Лозинова*

ISBN 978-5-4387-1030-1 (ч. 1)  
ISBN 978-5-4387-1029-5

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2021  
© Васильев А.С., Уфа Р.А., 2021  
© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2021

## ВВЕДЕНИЕ

Эффективное использование имеющихся земельных ресурсов, добыча и переработка полезных ископаемых, территориальные и климатические особенности, потребность в транспортировке людей и грузов и многое другое определяют структуру потребителей энергии. Локальная выработка энергии в месте её потребления, ввиду непостоянства технологических процессов, в большинстве случаев нецелесообразна, т. к. требует наличия больших резервов выработки энергии и соответствующих затрат на поддержание этих резервов в рабочем состоянии, а также развития транспортной сети для доставки первичного энергоносителя.

Электрическая энергия дает хорошую опору для территориального развития благодаря простому и эффективному производству электроэнергии, передачи, распределению и дальнейшему преобразованию в другие виды энергии в месте её потребления. Эффективная передача энергии производится на высоком напряжении, уровень которого зависит от значения перетока. В связи с этим характерной особенностью электрической сети является наличие электропередач различного класса напряжения, которые могут работать параллельно.

Непрерывность процесса производства, передачи и распределения электроэнергии, а также переменный характер нагрузки, обусловленный технологическим процессом или суточным и сезонным её изменением, являются причиной изменений перетоков мощности в электрической сети. Известным фактом является зависимость напряжения в электрической сети от значения перетока мощности. От уровня напряжения зависит устойчивость энергосистемы, а также эффективность её производства, передачи, распределения и потребления. Вопрос качества электрической энергии, в том числе уровни напряжений, регулируется соответствующими нормативными документами, однако на сегодняшний день в России существуют части электрической сети, напряжение в узлах которых систематически или кратковременно выходит за пределы, установленные нормативными документами. Особенно явно данная проблема наблюдается на длинных слабых связях, объединяющих территориально удаленные энергорайоны с Единой энергетической системой России.

В XX в. для управления напряжением в электрической сети в основном использовались системы автоматического регулирования возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов, коммутируемые средства компенсации реактивной мощности (конденсаторные батареи и шунтирующие реакторы) и трансформаторы с устройствами регулирования под нагрузкой и переключения без возбуждения. Плавно регулировать напряжение и реактивную мощность могли только генераторы

и синхронные компенсаторы. Неэффективность передачи реактивной мощности на большие расстояния приводило к необходимости частых переключений коммутируемых средств регулирования напряжения и быстрому расходу ресурса коммутационного оборудования. Отсутствие плавного автоматического управления реактивной мощностью приводило к снижению пропускной способности линий электропередачи и устойчивости работы нагрузки.

В конце XX в. появились статические плавно регулируемые сетевые компенсаторы реактивной мощности. В зарубежной, а затем и в отечественной литературе такие устройства получили название FACTS-устройства (от англ. – *Flexible Alternative Current Transmission System* – гибкие/управляемые системы электропередачи переменного тока), созданные на базе силовой электроники. Развитие устройств FACTS за последние 20 лет позволило заменить отработавшие свой ресурс синхронные компенсаторы, а также коммутируемые шунтирующие реакторы и конденсаторные батареи на ряде подстанций, где вследствие частого и значительного изменения перетоков наиболее интенсивно менялось напряжение. В результате широкого распространения устройств FACTS значительно возросла пропускная способность электрической сети, повысилась устойчивость работы генерирующего оборудования и потребителей, в том числе удаленных энергорайонов, снизились удельные потери на передачу и распределение электрической энергии. Устанавливаемые последнее десятилетие устройства FACTS оснащаются информационными каналами для управления технологической автоматикой верхнего уровня, что повышает эффективность регулирования напряжения в электрической сети.

В настоящее время в отдельных частях электрической сети сохраняются проблема регулирования напряжения, вызванная недостатком резервов реактивной мощности электростанций и плавно регулируемых средств компенсации реактивной мощности, а также проблемы ограничения выдаваемой мощности электростанций, устойчивости работы нагрузки и повышенные потери на передачу электроэнергии. Во многом данные проблемы будут решаться с применением устройств FACTS.

Стоит отметить, что в последние годы в отдельных энергорайонах наблюдается значительное увеличение доли генерации на базе возобновляемых источников энергии. Особенно сильное влияние на электроэнергетический режим оказывают солнечные и ветроэлектростанции (СЭС и ВЭС). Это объясняется несколькими факторами: зависимостью выдаваемой мощности от погодных условий, которые меняются достаточно часто интенсивно; уменьшением (из-за их большей стоимости) резервов активной и реактивной мощности на СЭС и ВЭС по сравнению

с традиционной генерацией; снижением доли маневренных генерирующих мощностей тепловых электростанций. Данные особенности развития энергосистемы требуют увеличения мощности компенсаторов реактивной мощности в электрической сети и создают предпосылки для развития системы накопителей электрической энергии. Исходя из мировых тенденций, следует ожидать появления в ближайшем десятилетии систем электрохимических накопителей, подключение которых к электрической сети производится через статические преобразователи (инверторы) напряжения. Поэтому описание режимов работы преобразователей напряжения приведено в четвертом разделе не только для рассматриваемого устройства СТАТКОМ, но и для устройств на его основе.

# 1. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ И РОЛЬ УСТРОЙСТВ НА БАЗЕ СИЛОВОЙ ПОЛУПРОВОДНИКОВОЙ ТЕХНИКИ В ИХ РЕШЕНИИ

## 1.1. Общемировые особенности существующей организации и развития энергосистем

Одной из главных особенностей энергетических систем постоянное стремление к их укрупнению путем объединения с множеством взаимодействующих субъектов. Это связано с пока еще низкой технико-экономической эффективностью применения технологий накопления электроэнергии и высокой стоимостью поддержания в рабочем состоянии резервов электрической мощности.

На 2013 г. мощность установленных по всему миру накопителей составляла 128 ГВт. Однако согласно отчету Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (от англ. – *International Renewable Energy Agency*, IRENA) [1] на 2018 г. мощность установленных по всему миру накопителей составляла уже 175 ГВт, что примерно равно 2 % от мировой выработки мощности. При этом 161 ГВт (92 %) приходится на ГАЭС. В России мощность накопителей составляет около 1 % (Загорская ГАЭС – 1200 МВт). Данный факт не позволял говорить о широком участии устройств на базе силовой электроники с накопителями энергии в управлении режимом крупных энергосистем по частоте и активной мощности.

Однако ситуация в проблеме первичного регулирования стремительно менялась. На начало 2016 г. одна лишь компания AES установила в США, Северной Ирландии и Нидерландах массив электрохимических накопителей мощностью  $\pm 116$  МВт (или диапазон регулирования 232 МВт) или 3 млн мегаватт-часов предоставленных услуг. Самый мощный накопитель, установленный в США в декабре 2020 г., имеет мощность 300 МВт / 1200 МВт·ч. Данные накопители используются как альтернатива резервам ТЭС, доля которых с каждым годом уменьшается.

Толчком к увеличению доли устройств на базе силовой электроники в крупных энергосистемах стало увеличение доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Это вторая особенность современных энергетических систем – постоянный рост доли ВИЭ.

По данным IRENA, глобальная установленная мощность ВИЭ увеличилась на 7,4 % в 2019 г., в котором были введены в эксплуатацию 176 ГВт новых электростанций, работающих на основе возобновляемых источников энергии. В результате мощности ВИЭ по итогам года выросли до 2537 ГВт.

Более половины новых возобновляемых мощностей было установлено в Азии (95,5 ГВт, рост на 9 %), за которой следуют Европа (+35 ГВт, +6,6 %), Северная Америка (+22 ГВт, +6 %), Южная Америка (+8,4 ГВт, +4 %), Океания (+6,2 ГВт, +18 %), Евразия (+3,1 ГВт, +3 %), Ближний Восток (+2,5 ГВт, +13 %), Африка (+2 GW, +4,3 %) и Центральная Америка (+0,6 GW, +4,1 %).

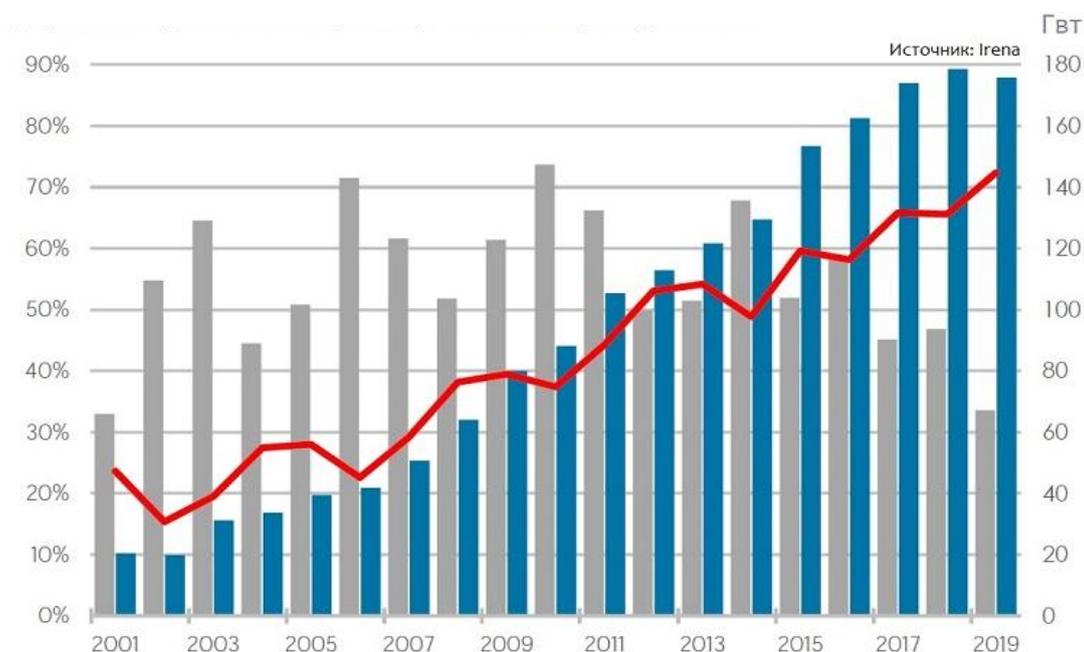


Рис. 1.1. Прирост мощностей электроэнергетики в мире и доля ВИЭ

На рис. 1.1 использованы следующие цветовые обозначения: серый – рост установленной мощности не ВИЭ; синий – рост установленной мощности ВИЭ; красный – доля ВИЭ в приросте генерирующих мощностей.

Большая часть новых мощностей ВИЭ (почти 90 %) – это солнечные и ветровые электростанции. В солнечной энергетике, по данным IRENA, было введено в строй 98 ГВт, что увеличило общую мощность сектора примерно на 20 %. Ветроэнергетика выросла на 59 ГВт, включая 26 ГВт, добавленных в Китае, и 9 ГВт в США.

Остальная часть новых мощностей ВИЭ – это гидроэнергетика (+12 ГВт, в основном в Китае и Бразилии), биоэнергетика (+6 ГВт) и геотермальная энергетика (+700 МВт).

По итогам 2019 г. солнечная (586 ГВт) и ветровая (623 ГВт) энергетика вместе взятые впервые обошли гидроэнергетику (1190 ГВт) по установленной мощности (без учёта ГАЭС). На графике выше показано, что доля ВИЭ в приросте генерирующих мощностей в мире за 2019 г. впервые превысила 70 %. По оценке IRENA, доля ВИЭ в установленной мощности мировой электроэнергетики по итогам 2019 г. достигла 34,7 %.

Солнечная генерация вырабатывает электроэнергию на постоянном токе, поэтому она вся подключается к сети через инверторы напряжения. Часть ВЭС также выдает мощность в сеть через инвертор. Кроме того, большинство офшорных ВЭС выдают энергию в сеть переменного тока через передачи постоянного тока.

Для поддержания рентабельности ВИЭ-генерации на них не закладывается резерв на увеличение выдачи мощности, поэтому, по мере увеличения доли ВИЭ – переменной генерации, доля ТЭС сокращается, что приводит к уменьшению суммарных резервов на увеличение генерации активной мощности. Таким образом, существенное увеличение доли ВИЭ в энергобалансе различных стран мира привело к необходимости усиления межсистемных связей и росту установленной мощности накопителей энергии.

С 2010 по 2018 г. стоимость литий-ионных аккумуляторов снизилась на 85 %. Это привело к строительству накопителей установленной мощностью десятки и даже сотни мегаватт. Прогноз на 20 лет обещает рост установленной мощности накопителей на два порядка.

Также стоит отметить тот факт, что в укрупнении энергосистем и усилении межсистемных связей все большее участие принимают передачи постоянного тока и вставки постоянного тока, соединяющие несинхронно работающие энергосистемы [2, 3]. Вставки и передачи постоянного тока высокого напряжения, основанные на полупроводниковых преобразователях тока и преобразователях напряжения, могут передавать заданную диспетчером или централизованной системой автоматического регулирования величину активной мощности. Подобная ситуация имеет место для случая соединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири через вставку постоянного тока  $\pm 200$  МВт на подстанции Могоча. Вставку планируется подключить в систему автоматического вторичного регулирования частоты и активной мощности ОДУ Востока, предельные же значения активной мощности и прочие ограничения устанавливаются в ОДУ Сибири.

Укрупнению энергосистем также способствует необходимость усиления надежности электроснабжения приграничных территорий и расширения зоны торговли электроэнергией и мощности.

Вышеуказанные особенности создают предпосылки для формирования крупных международных электроэнергетических объединений и формирования европейского рынка электроэнергии. Процессы объединения происходят достаточно стремительно.

Еще в 2009 г. структура Европейских энергообъединений имела три зоны:

**1. Северная синхронная зона (NORD EL)** включала энергосистемы Скандинавии – Норвегию, Швецию, Финляндию и восточную часть Дании. В настоящее время между ЕЭС России и NORDEL имеются три

высоковольтных линии (ВЛ) 400 кВ, на две из которых работает неревверсивная (с возможностью передачи мощности только в сторону Финляндии) вставка постоянного тока установленной мощности  $4 \times 355$  МВт, а по третьей с 1 января 2003 года – выделенный островом по цепочке ВЛ 330 кВ – АТ 330/400 кВ – ВЛ 400 кВ на энергосистему Финляндии парогазовый энергоблок № 1 Северо-Западной ТЭЦ мощностью 450 МВт, что позволило увеличить экспорт в Финляндию до 1400 МВт.

Имеется также ряд ВЛ 110...150 кВ между Россией и Финляндией, Норвегией, по которым в островном режиме работают мелкие гидроагрегаты.

**2. Западная синхронная зона (UCTE – Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity).** В данное энергообъединение входили энергосистемы 23 стран континентальной Европы. Великобритания и Ирландия связаны между собой и с Западной синхронной зоной подводными линиями постоянного тока. Характерной особенностью Западной синхронной зоны является большая плотность сети, образованной относительно короткими линиями электропередачи, что в сочетании с жесткими требованиями UCTE к качеству электроэнергии, прежде всего по поддержанию частоты и уровней напряжения, позволяет обеспечить высокий уровень надежности электроснабжения и управляемости системы. Среди западноевропейских стран Франция – ведущий экспортер благодаря выработке большого количества электроэнергии на атомных станциях.

**3. Восточная синхронная зона (ЕЭС/ОЭС)** включает энергосистемы стран СНГ, Балтии<sup>1</sup> и Монголии. Исключением являются энергосистемы Армении и Туркмении, которые работают синхронно с энергосистемой Ирана и не входят в состав ЕЭС/ОЭС.

Это наиболее протяженное в мире энергообъединение, расположенное в 9 часовых поясах. Необходимость энергоснабжения такой огромной территории обуславливает широкое использование длинных линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения, соединяющих крупные объединенные энергосистемы.

Наиболее длинные линии электропередачи в России и мире:

- в 40 км от Омска (в Прииртышье) линия «Заря–Барабинск–Таврическая». Протяженность – 734 км;

---

<sup>1</sup> В апреле 2021 г. системные операторы трех прибалтийских государств – Литвы, Латвии и Эстонии – провели испытания по выделению своих энергосистем на изолированную работу в течение двух суток. Спрос на электроэнергию в Литве, Латвии и Эстонии в течение испытаний будет обеспечиваться за счет собственной генерации прибалтийских стран, Финляндии (через подводные кабели Estlink 1 и Estlink 2 (суммарная номинальная мощность – 1000 МВт). Страны Балтии планируют выход из энергосистемы БРЭЛЛ (Белоруссия, Россия, Эстония, Латвия и Литва) к 2025 г. и войти в западную синхронную зону UCTE с передачей мощности через энергосистему Польши.

- самая длинная в мире линия электропередачи будет соединять юго-запад с востоком Китая. Линия электропередачи проходит между городами Ичан и Шанхай. ГЭС Санься (р. Янцзы «Три ущелья») 26 гидротурбин мощностью по 700 МВт. Общая протяженность линии электропередачи составляет порядка 2000 километров. Суммарная мощность, передаваемая по линии, – 7 ГВт; напряжение – 800 кВ (ABB).

В июле 2009 г. системные операторы Северной и Западной синхронных зон Европы были объединены: создана европейская сеть системных операторов (European Network of Transmission System Operators for Electricity или ENTSO-E). Позднее к ней присоединились системные операторы Турции, Албании и стран Балтии для осуществления интеграции энергосистем.

Кроме того, рассматриваются возможности расширения континентальной синхронной зоны за счет присоединения ЭС Ливии, Египта, Иордании, Сирии, Ливана через ЭС Испании.

Рассматривая процессы объединения энергосистем, необходимо знать возможные пути их реализации:

- полное синхронное объединение сетей;
- несинхронное объединение посредством подстанций (вставок) постоянного тока, расположенных на концах существующих линий межсистемной связи переменного тока;
- выделенная работа электростанций по радиальной схеме или питание выделенных узлов нагрузки («островов») по электропередачам переменного и/или постоянного тока;
- комбинированное объединение, сочетающее элементы вышеперечисленных сценариев.

Каждый из этих способов обладает преимуществами и недостатками и выбирается исходя из конкретных условий.

Стоит отдельно отметить особенность, связанную с увеличением доли ВИЭ в энергосистеме и снижением резервом реактивной мощности на электростанциях. Это объясняется тем, что для снижения стоимости ВИЭ-генерации, подключаемой через инверторы, выбираются вентили с меньшим номинальным током и напряжением. Это приводит к значительному снижению регулировочного диапазона по реактивной мощности и для обеспечения баланса требует установки дополнительных средств регулирования напряжения в электрической сети. В последние два десятилетия наблюдается тенденция отказа от синхронных компенсаторов в пользу устройств на базе силовой электроники.

Для обобщенного наименования данной технологии используется термин FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) [4, 5], определение которого согласно IEEE звучит следующим образом: «Системы, осно-

ванные на силовой электронике, и другое статическое оборудование, обеспечивающие управление параметрами одной или более систем передачи переменного тока для повышения управляемости и увеличения пределов передачи мощности». В России данное определение несколько расширено для включения в область таких устройств вставок и передач постоянного тока.

Первые установки FACTS появились в 1970-х гг. и связаны с развитием технологии тиристорных управляемых ключей [2, 6].

Первым и наиболее примитивным устройством стал статический компенсатор реактивной мощности (SVC – static var compensator), или статический тиристорный компенсатор.

На 2013 г. по всему миру установлено более 800 СТК, 55 % из которых произведено компанией АВВ.

Столь продолжительный период времени между появлением устройств FACTS и наблюдаемым в настоящее время активным периодом их внедрения прежде всего связан с высокой стоимостью полупроводниковой техники, которая значительно снизилась и составляет от 8 до 50 долларов за квар, хотя и осталась достаточно высокой. Стоит отметить также, что дальнейшее развитие технологий производства силовых полупроводниковых вентилях связано не со снижением их стоимости, а со снижением потерь мощности при эксплуатации. Поэтому ввиду ограниченности количества устройств FACTS, находящихся в эксплуатации, вопрос о месте их установки носит индивидуальный характер и требует отдельных исследований.

В настоящее время развитие технологии FACTS привело к тому, что в арсенале сетевых компаний есть целый ряд устройств, отличающихся по номенклатуре используемых для управления параметров (подраздел 2.1). Эти устройства, их принцип действия и элементная база будут подробно рассмотрены в рамках данного пособия (разделы 3, 4).

В отличие от активно развивающейся аппаратной базы устройств FACTS, задачи разработки методов их управления решаются гораздо медленнее.

Дело в том, что внедрение устройств FACTS оказывает влияние на поведение энергосистемы не только в квазиустановившихся, но и в переходных режимах, а следовательно, и на работу систем защиты и противоаварийной автоматики, поэтому уровень этого влияния с повышением количества установленных устройств FACTS требует проведения дополнительных исследований. В рамках пособия мы рассмотрим подходы к управлению режимами на базе FACTS, но необходимо учитывать, что исследования в этой области все еще ведутся.

В России темпы внедрения устройств FACTS в данный момент сравнительно небольшие. Большинство из существующих проектов свя-

зано с реализацией концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью, разработанной по инициативе ПАО «ФСК ЕЭС» и в рамках реализации ряда пилотных проектов.

## Электроэнергетика России

Современное состояние энергетики России характеризуется наличием следующих актуальных проблем в области управления энергосистемами:

- недостаточная пропускная способность межсистемных и системообразующих линий электропередачи: ОЭС Сибири – Европейская часть ОЭС (с 21 июля 2015 г. введен в работу транзит 500 кВ «Курган–Витязь–Восход»<sup>2</sup>), Тюмень – Урал, ОЭС Центра – ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Сибири – ОЭС Востока и др.;

- ограничения по выдаче мощности ряда электростанций (Березовская ГРЭС, Печерская ГРЭС, Кольская АЭС, энергосистемы Бурятии, Читы и др.);

- слабая управляемость сети, недостаточный объем устройств регулирования напряжения, как следствие повышенные до опасных значений напряжения в периоды суточного и сезонного снижения нагрузки;

- недостаточная степень устойчивости (ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Сибири и др.);

- неоптимальное распределение потоков мощности по параллельным линиям различного класса напряжений, как следствие недоиспользование сетей, повышенные потери в сетях (ОЭС Северо-Запада, линии 330/220/110 кВ, ПАО «Мосэнерго», линии 500/220/110 кВ и т. д.).

Необходимо понимать, что, говоря о проблемах энергосистем в части повышения управляемости режимами, мы говорим не только про районы, входящие в состав ЕЭС, но и про изолированные зоны, задачи управления которыми хоть и отличаются по масштабам, но в целом схожи.

Сформулируем эти задачи:

- обеспечение устойчивости работы энергосистемы при различных возмущениях;

---

<sup>2</sup> С вводом в работу строящейся линии электропередачи 500 кВ «Витязь–Восход», протяженностью 342 км, будет обеспечена связь объединенных энергосистем Урала и Сибири по территории Российской Федерации дополнительно к существующей связи через энергосистему Казахстана. Новый транзит 500 кВ «Восход–Витязь–Курган» позволит увеличить пропускную способность электрических связей между энергосистемами Урала и Сибири на 400...600 МВт. Ввод ОРУ 500 кВ подстанции является важным этапом усиления транзита между объединенными энергосистемами Урала и Сибири. Для включения в сеть ОРУ 500 кВ подстанции «Восход» была разрезана действующая линия электропередачи (ВЛ) 500 кВ «Таврическая–Барабинская», в результате чего образованы ВЛ 500 кВ «Барабинская–Восход» и ВЛ 500 кВ «Восход–Таврическая».

- повышение пропускной способности линий электропередачи, вплоть до теплового предела по нагреву;
- обеспечение заданного (принудительного распределения) мощности в электрических сетях в соответствии с требованиями диспетчера;
- регулирование напряжения в сетях;
- снижение уровня потерь в электрических сетях.

Однако существовавшие долгое время в практике эксплуатации средства и методы управления режимами решают эти задачи не в полной мере и не всегда оптимально.

Кроме того, к обозначенным выше задачам может быть добавлена еще одна, в значительной мере определяющая будущее мировой энергетики и требующая внедрения новых технологий, – задача объединения энергосистем, в том числе и различных стран.

## 1.2. Общие положения теории передачи электрической мощности

Рассмотрим общие положения теории передачи электрической мощности, необходимые для понимания методов управления режимами на базе силовой полупроводниковой техники.

В большинстве случаев можно полагать, что параметры линии электропередачи (активное и реактивное сопротивления, активная и емкостная проводимости) равномерно распределены по ее длине. Для линии сравнительно небольшой длины распределенность параметров можно не учитывать и использовать сосредоточенные параметры: активное и реактивное сопротивления линии  $r_{\text{Л}}$  и  $x_{\text{Л}}$ , активную и емкостную проводимости линии  $g_{\text{Л}}$  и  $b_{\text{Л}}$ .

Линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше обычно представляются П-образной схемой замещения (рис. 1.2).

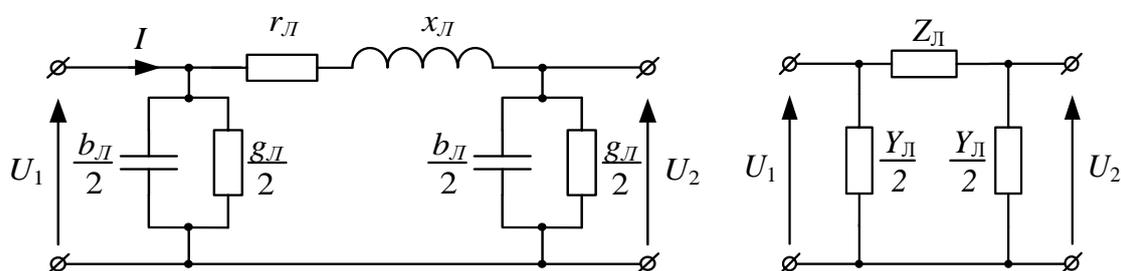


Рис. 1.2. П-образная схема замещения воздушной линии электропередачи

Активная проводимость линии относительно земли соответствует двум видам потерь активной мощности: от тока утечки через изоляторы и от коронного разряда.

Токи утечки через изоляторы малы, и потерями мощности в изоляторах можно пренебречь.

Емкостная проводимость линии  $b_{\text{л}}$ , обусловленная емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод – земля.

Индуктивные и емкостные сопротивления линии поглощают и генерируют реактивную мощность соответственно.

Вспомним основные выражения, описывающие процессы передачи мощности в энергосистемах. Допустим, что линия электропередачи (ЛЭП) обладает пренебрежимо малым активным сопротивлением, поперечные потери активной мощности и мощности, генерируемые поперечной емкостью, покрываются от источников напряжения, тогда схема замещения приведена на рис. 1.3.

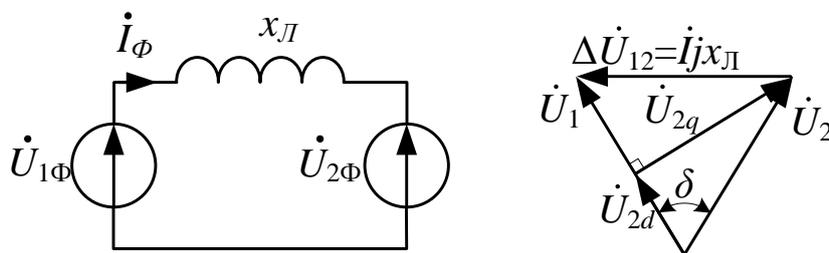


Рис. 1.3. Упрощенная схема замещения электропередачи (слева) и векторная диаграмма (справа)

Получим выражение для симметричного режима при синусоидальных токах и напряжениях для оценки мощности, передаваемой по ЛЭП при известных напряжениях по ее концам, через векторы фазных тока  $\dot{I}_{\Phi}$  (сопряженный) и напряжения  $\dot{U}_{1\Phi}$ :

$$\dot{S}_1 = \frac{3}{2} \cdot \dot{U}_{1\Phi} \cdot \bar{\dot{I}}_{\Phi}.$$

Фазный ток может быть определен из выражения по второму закону Кирхгофа

$$\dot{I}_{\Phi} = \frac{\dot{U}_{1\Phi} - \dot{U}_{2\Phi}}{jx_{\text{л}}}.$$

С учетом выражения для расчета тока и замены векторов фазных напряжений линейными можно рассчитать мощность следующим образом:

$$\dot{S}_1 = \frac{3}{2} \cdot \dot{U}_{1\Phi} \cdot \frac{\dot{U}_{1\Phi} - \dot{U}_{2\Phi}}{-jx_{\text{л}}} = \frac{1}{2} \cdot \dot{U}_1 \cdot \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{-jx_{\text{л}}} = \frac{1}{2} \cdot \dot{U}_1 \cdot \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_{2d} - \dot{U}_{2q}}{-jx_{\text{л}}},$$

где  $\dot{U}_1, \dot{U}_2$  – векторы линейных напряжений;  $\dot{U}_{2d}, \dot{U}_{2q}$  – векторы разложения  $\dot{U}_2$  на ортогональные составляющие: сонаправленную и перпендикулярную вектору  $\dot{U}_1$ .

Если сориентировать напряжение первого конца линии по вещественной оси на комплексной плоскости, то выражение для расчета мощности можно переписать в следующем виде:

$$S_1 = U_1 \cdot \frac{U_1 - U_2 \cdot \cos(-\delta) - jU_2 \cdot \sin(-\delta)}{-jx_{\text{Л}}} = \\ = \frac{U_1 \cdot U_2 \cdot \sin(\delta)}{x_{\text{Л}}} + j \frac{U_1^2 - U_1 \cdot U_2 \cdot \cos(\delta)}{x_{\text{Л}}} = P + jQ,$$

где  $U_1, U_2$  – действующие значения линейных напряжений по концам линии;  $\delta$  – разность углов векторов напряжения первого и второго концов ЛЭП.

Таким образом, для первого конца ЛЭП выражения для определения активной и реактивной составляющих мощности, выдаваемой первой системой, имеют следующий вид

$$P_1 = \frac{U_1 \cdot U_2 \sin(\delta)}{x_{\text{Л}}}; \quad Q_1 = \frac{U_1^2 - U_1 \cdot U_2 \cdot \cos(\delta)}{x_{\text{Л}}}. \quad (1.1)$$

Данные уравнения не учитывают поперечные составляющие активной и емкостной проводимостей, их можно упрощено учесть через величину зарядной мощности и активные потери, сосредоточенные по концам линии

$$Q_{31} = 3 \cdot \frac{U_1^2 \cdot b}{2}; \quad P_{G1} = 3 \cdot \frac{U_1^2 \cdot g}{2}; \quad Q_{32} = 3 \cdot \frac{U_2^2 \cdot b}{2}; \quad P_{G2} = 3 \cdot \frac{U_2^2 \cdot g}{2},$$

Таким образом, на перетоки можно воздействовать изменением параметров  $U_1, U_2, \delta_1, \delta_2, x_{\text{Л}}, b_{\text{Л}}$ , а также  $r_{\text{Л}}, g_{\text{Л}}$ .

Использование  $r_{\text{Л}}, g_{\text{Л}}$  в установившихся режимах нецелесообразно из-за увеличения потерь, но возможно в динамике (электрическое торможение генератора с использованием тормозного резистора для сохранения динамической устойчивости при коротких замыканиях в сети или использование сверхпроводниковых ограничителей тока короткого замыкания).

Стоит отметить, что изменение перетока активной мощности по полному сечению между двумя энергосистемами в установившихся режимах определяется только балансами выработки и потребления мощности. Иными способами изменение перетока может быть выполнено либо в переходном режиме, либо в неполном сечении в установившемся режиме, например по одной из двух параллельных связей. В последнем случае перетоки перераспределяются по параллельным связям при неизменном значении сальдо перетока.

При этом необходимо помнить, что в реальной энергосистеме изменение любых параметров, аналогично изменению параметров схемы замещения, приводит к изменению режима работы энергосистемы, т. е. параметры взаимосвязаны. При изменении  $x_{\text{Л}}$  линии одновременно изменяется активная и реактивная мощности.

Если напряжение вдоль линии увеличивается при регулировании до номинальных значений за счет регулятора напряжения, переток активной мощности возрастает.

При увеличении угла между напряжениями  $U_1$  и  $U_2$  фазорегулирующим устройством активная мощность также повышается. Таким образом, независимым эффектом от регулирования напряжения и угла является увеличение активной мощности.

В слабо загруженной линии реактивная мощность, поглощаемая индуктивностью линии, становится меньше в сравнении с реактивной мощностью, генерируемой емкостью линии. Как следствие, напряжение может повышаться сверх допустимых пределов. В сильно загруженной линии ситуация обратная.

Для электрической сети в целом требуется равенство генерации и потребления как для активной, так и для 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 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. Следует отметить, что многие случаи недопустимых уровней напряжения в узлах ряда энергосистем в основном связаны с местным дефицитом реактивной мощности, поэтому требуется установка компенсирующих устройств в местах, максимально приближенных к ее потреблению/генерации.

### **1.3. Управление напряжением и реактивной мощностью**

В настоящее время качество электрической энергии (КЭ) нормируется согласно действующему межгосударственному стандарту ГОСТ 32144–13 [8]. Данный стандарт устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии в точках передачи её потребителям на низком, среднем и высоком напряжении переменного тока частотой 50 Гц.

К установленным и нормируемым показателям качества электроэнергии относятся частота, значения и форма напряжения, а также симметрия напряжения в трехфазных системах электроснабжения. Данные характеристики подвержены изменениям из-за изменений нагрузки, создаваемых отдельными видами оборудования, и возникновения различного рода авариями.

Изменения характеристик напряжения электропитания подразделяют на две категории – продолжительные изменения характеристик напряжения и случайные события. Первые представляют собой длительные отклонения характеристик напряжения от номинальных значений и обусловлены, в основном, изменениями нагрузки или влиянием нелинейных нагрузок. Случайные события – внезапные и значительные изменения формы напряжения, приводящие к отклонению его параметров от номинальных.

Продолжительные изменения напряжения подразделяются на отклонение частоты; медленные изменения напряжения; колебания напряжения (продолжительностью менее 1 минуты), в том числе одиночные быстрые изменения напряжения, обуславливающие возникновение фликера; несинусоидальность напряжения; несимметрия напряжений.

Ухудшение КЭ приводит к повышению потерь активной мощности, возможности неправильных действий релейной защиты и автоматики (РЗА), а также негативно влияет на работу генерирующего оборудования, фильтро-компенсирующих установок и электроприёмников, что может повлечь за собой нарушение производственного процесса на предприятиях. Кроме того, КЭ связано с проблемами в социальной сфере. Примерами может служить снижение освещённости при недопустимом отклонении напряжения, что негативно влияет на органы зрения людей. Высшие гармоники приводят к высокочастотной вибрации рабочего инструмента, которая приводит к различным профессиональным заболеваниям.

Особенно ярко проблема качества электрической энергии выражена в магистральных сетях с примыкающими тяговыми подстанциями, питающими протяжённые перегоны электрифицированных железных дорог. Трёхфазные потребители, присоединённые к сетям питания электрической тяги, получают несимметричное и несинусоидальное напряжение. Это обстоятельство влияет на выбор способов повышения КЭ, которые могут быть эффективны в данном случае.

Потребление мощности электровозами приводит к резким и значительным отклонениям напряжения сети. В магистральных сетях с тяговой нагрузкой факторами, влияющими на КЭ, являются наличие токов высших гармоник, отклонение напряжения, а также междуфазное подключение тяговой нагрузки, приводящее к появлению токов и напряжений обратной последовательности. Именно последние факторы – несимметрия и понижение напряжения – оказывают наибольшее влияние на КЭ.

Согласно СТО 59012820.29.240.007-2008 «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем» [9], наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети 220 кВ (110 кВ) составляет 252 кВ (126 кВ).

Согласно ГОСТ Р 57382–2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений» [10], допустимые по величине и длительности повышения напряжения для электрических сетей общего назначения номинальным напряжением от 110 до 330 кВ, приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

*Допустимое повышение напряжения*

Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения (относительное значение <sup>1)</sup> ) не более, при длительности $t$							
	20 мин <sup>2)</sup>		20 с <sup>3)</sup>		1 с		0,1 с	
	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з	ф-ф-	ф-з	ф-ф	ф-з
110...330	1,10		1,25		1,50	1,90	1,58	2,00

*Примечания:*

<sup>1)</sup> Относительно наибольшего рабочего напряжения, указанного выше.

<sup>2)</sup> Количество повышений напряжения длительностью 20 мин не должно быть более 50 в течение одного года.

<sup>3)</sup> Количество повышений напряжения длительностью 20 с не должно быть более 100 за срок службы электрооборудования, указанный в стандартах на отдельные виды электрооборудования, или за 25 лет, если срок службы не указан. При этом количество повышений напряжения не должно быть более 15 в течение одного года и более двух в течение суток.

Исходя из данных значений выбирается верхняя граница напряжения, превышение которой может приводить к появлению напряжения сверх указанных в табл. 1.1 при возникновении различных возмущений.

Минимально допустимые и аварийно допустимые напряжения в узлах с мощной нагрузкой определяется нормируемыми коэффициентами запаса ( $K_{зап}$ ) и критическими напряжениями ( $U_{кр}$ ). Критическое напряжение в узлах электрической сети 110 кВ и выше с мощной нагрузкой при отсутствии более точных данных следует принимать равным  $U_{кр} = 0,7 \cdot U_{ном}$ . Если же по условию устойчивости такое напряжение недопустимо, то нижняя граница по напряжению должна быть увеличена.

При ведении режима напряжение в заранее определенных контрольных пунктах должно поддерживаться диспетчером в диапазоне верхних и нижних границ путем задействования средств регулирования напряжения. К ним относятся и средства компенсации реактивной мощности, включая устройства FACTS [7, 11].

Коэффициенты запаса по напряжению в узлах электрической сети должны быть не менее:

- в нормальном режиме:  $K_{\text{зап.норм}} = 1,15$ ;
- в послеаварийном режиме:  $K_{\text{зап.пав}} = 1,1$ .

При этом допустимые уровни напряжения составляют:

- минимально допустимое  $U_{\text{м.д}} = 1,15 \cdot U_{\text{кр}}$ ;
- аварийно допустимое  $U_{\text{ав.д}} = 1,1 \cdot U_{\text{кр}}$ .

Основным регламентирующим документом в области управления напряжением и реактивной мощностью в сетях класса напряжения 110 кВ и выше является документ Системного оператора СТО 59012820.27.010.002-2014 «Правила разработки графика напряжения в контрольных пунктах диспетчерского центра» [12]. На основании данного документа специалисты службы электрических режимов АО «Системного оператора ЕЭС» выбирают контрольные пункты и составляют графики напряжений, в соответствии с которыми должны поддерживаться напряжения в указанных контрольных пунктах.

### 1.3.2. Процесс управления напряжением с позиции теоретических основ электротехники

Рассмотрим вопрос регулирования напряжения с позиции теоретических основ электротехники. Проанализируем электрическую связь двух энергосистем, представленных на схеме замещения (рис. 1.4) источниками напряжения. Электропередача оборудована компенсатором реактивной мощности, который установлен на равном электрическом удалении от обеих энергосистем (в середине линии). Для упрощения представим электрическую связь индуктивными сопротивлениями. В середину линии установлен компенсатор реактивной мощности, например коммутируемая конденсаторная батарея или синхронный компенсатор (на схеме замещения представлен источником реактивного тока).

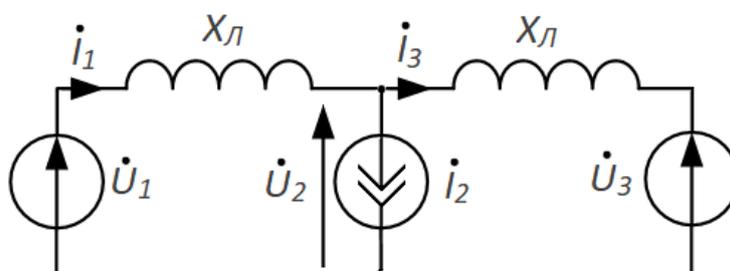


Рис. 1.4. Схема электропередачи, оборудованной устройством компенсации реактивной мощности

Воспользуемся построением векторных диаграмм для определения влияния поперечного компенсатора на режим работы электропередачи. Диаграммы напряжения и токов показаны на рис. 1.5–1.7: **неизменные векторы** напряжений – **черным цветом**, для режима **без компенсатора** – **синим** цветом, для двух значений мощности компенсатора – оттенком **зеленого для меньшей** мощности и оттенком **оранжевого – для большей**.

Для начала рассмотрим управление напряжением в середине линии с помощью компенсатора реактивной мощности (рис. 1.5), напряжения по концам линии  $U_1$  и  $U_3$  не меняются по амплитуде и фазе вне зависимости от передаваемой мощности.

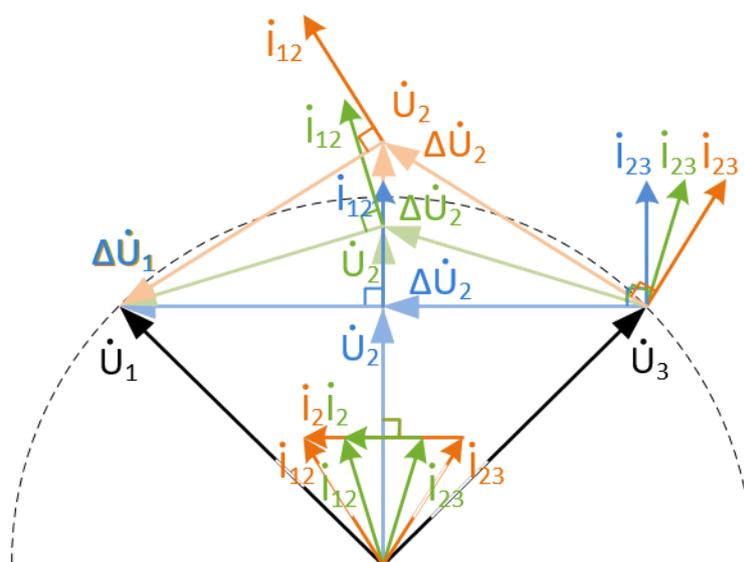


Рис. 1.5. Векторные диаграммы управления напряжением в середине линии с помощью компенсатора реактивной мощности

Если в середине линии отсутствует компенсатор реактивной мощности, то можно рассматривать линию электропередачи как последовательно соединенные индуктивные сопротивления.

Согласно уравнению баланса напряжений

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_3 + \Delta\dot{U}_1 + \Delta\dot{U}_2,$$

где  $\Delta\dot{U}_1$  и  $\Delta\dot{U}_2$  – падения напряжений на первом и втором участках линий, и при условии равенства сопротивлений двух участков линии, а следовательно, и падений напряжений, напряжение в середине линии делит угол между напряжениями  $U_1$  и  $U_3$  пополам. Токи линий первого  $I_{12}$  и второго  $I_{23}$  участка электропередачи идентичные и отстают от векторов падений напряжений на  $90^\circ$ .

Если подключить компенсатор, то токи линий  $I_{12}$  и  $I_{23}$  будут отличаться на ток  $I_2$ , который будет опережать вектор напряжения в середине линии на  $90^\circ$ . Пренебрегая потерями активной мощности в компенсаторе можно сделать вывод, что проекции токов  $I_{12}$  и  $I_{23}$  на вектор  $U_2$  останутся неизменными (т. к. неизменными остаются проекции векторов  $\Delta\dot{U}_1$  и  $\Delta\dot{U}_2$  на ось, перпендикулярную  $\dot{U}_2$ ). Однако угол между токами станет ненулевым. Следовательно, поменяется и угол между током и напряжением в начале линии, а также в конце линии. Векторы падений напряжений на линиях будут опережать токи  $I_{12}$  и  $I_{23}$  на  $90^\circ$  и будут отличаться от случая без компенсатора.

Поворот векторов падений напряжений, по мере увеличения емкостного тока компенсатора, будет приводить к увеличению напряжения в середине линии. Добавочное напряжение можно определить по следующему выражению

$$U_{2\text{доб}} = U_{2\text{СК}} - U_{2\text{БК}} = \frac{x_{\text{Л}} \cdot I_2}{2},$$

где  $U_{2\text{СК}}$ ,  $U_{2\text{БК}}$  – напряжения в середине линии с компенсатором и без компенсатора соответственно.

Другими словами, для увеличения напряжения на заданную величину требуется сгенерировать реактивный ток величиной

$$I_2 = \frac{2 \cdot U_{2\text{доб}}}{x_{\text{Л}}},$$

Как можно заметить, по мере увеличения емкостного тока компенсатора ток  $I_{23}$  увеличивается по амплитуде и сближается по фазе с напряжением  $\dot{U}_3$ . Это свидетельствует об уменьшении перетока реактивной мощности из узла 3 в ЛЭП и увеличении перетока активной мощности по ЛЭП.

Таким образом, генерация реактивной мощности компенсатором приводит к увеличению напряжения в узле его присоединения и снижает потребление реактивной мощности в ЛЭП из энергосистем 1 и 2.

Чтобы повысить напряжение в узле присоединения компенсатора  $U_2$  до значения, равного  $U_1$  и  $U_3$ , нужно создать добавочное напряжение

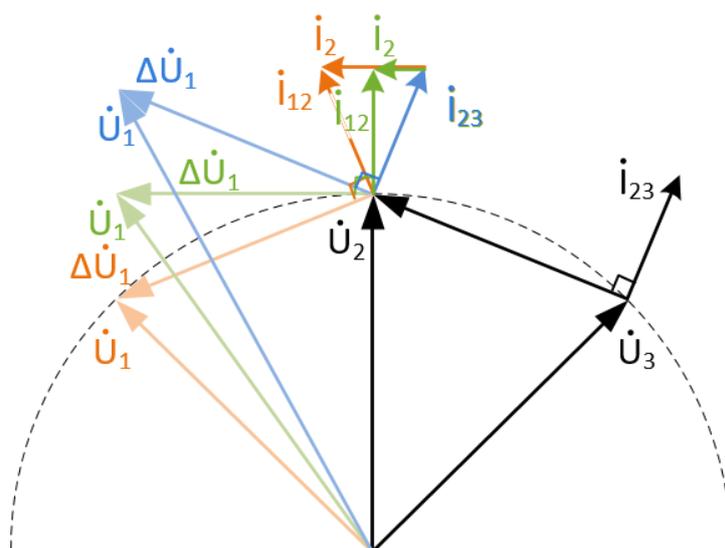
$$U_{2\text{доб}} = U_1 - U_1 \cdot \cos(\delta_{12}) = U_3 - U_2 \cdot \cos(\delta_{23}),$$

где  $\delta_{12}$ ,  $\delta_{23}$  – углы между векторами напряжений  $\dot{U}_1$ ,  $\dot{U}_2$  и  $\dot{U}_2$ ,  $\dot{U}_3$  соответственно.

Рассмотрим управление напряжением в середине линии с помощью компенсатора реактивной мощности (рис. 1.6). Считая нагрузку в узле 3 постоянной, можно определить реактивную мощность компен-

сатора в середине линии, необходимую для поддержания напряжения в узле подключения компенсатора реактивной мощности на неизменном уровне при изменяющемся напряжении в центре питания.

В соответствии с уравнением для расчета мощности (1.1) потребляемая мощность, как и ток линии электропередачи определяются напряжениями сопротивлением линии  $x_{л}$ ,  $U_2$ ,  $U_3$  и угла между ними. Без учета активных потерь активная мощность и активная составляющая тока неизменны в каждой точке ЛЭП. Поскольку активная составляющая тока определяется, как проекция вектора тока на соответствующий вектор напряжения, то в узле присоединения компенсатора реактивной мощности проекция вектора тока  $\dot{I}_{12}$  на вектор напряжения  $\dot{U}_2$  будет оставаться неизменной.



*Рис. 1.6. Векторные диаграммы стабилизации напряжения в узле присоединения компенсатора реактивной мощности при изменении напряжения в центре питания*

Создание активной составляющей тока  $\dot{I}_{12}$  в присоединении линии к узлу 2 обеспечивается исключительно вектором  $\dot{U}_1$ , а точнее его проекцией, опережающей активную составляющую тока на  $90^\circ$ . Таким образом, проекция вектора напряжения  $\dot{U}_1$  на ось, перпендикулярную  $\dot{U}_2$ , будет оставаться постоянной. Изменяться будет только составляющая вектора  $\dot{U}_1$  в направлении  $\dot{U}_2$ . Ток линии как вектор, отстающий от вектора падения напряжения на линии на  $90^\circ$ , с амплитудой в  $x_{л}$  раз меньше  $\Delta\dot{U}_1$ .

Требуемый реактивный ток в таком случае определяется как алгебраическая сумма проекций токов двух ЛЭП на ось, перпендикулярную вектору  $\dot{U}_2$ . Если за исходный режим взять какую-либо из векторных диа-

грамм, представленных на рис. 1.6, то для поддержания напряжения  $U_2$  неизменным, при изменении напряжения  $U_1$  в центре питания на величину  $\Delta U_1$ , необходимо изменить реактивный ток компенсатора на величину

$$\Delta \dot{I}_2 = \frac{U_{d11} - U_{d10}}{x_{\text{Л}}},$$

где  $U_{d10}$ ,  $U_{d11}$  – начальная и конечная величина проекции вектора  $\dot{U}_1$  на вектор  $\dot{U}_2$ .

Оперируя известными величинами напряжений и углов между ними до изменения напряжения, можно получить расчетное уравнение зависимости приращения тока компенсатора от приращения напряжения при стабилизации напряжения в узле присоединения компенсатора реактивной мощности

$$\Delta \dot{I}_2 = \frac{\sqrt{(U_1 - \Delta U_1)^2 - U_1 \cdot \sin(\delta_{12}) - U_1 \cdot \cos(\delta_{12})}}{x_{\text{Л}}}.$$

В случаях постоянства угла электропередачи (рис. 1.5) или постоянства активного и реактивного тока, протекающего от узла 2 к узлу 3 (рис. 1.6), приведенные формулы позволяют рассчитать требуемое значение реактивного тока для регулирования напряжения в узле присоединения компенсатора реактивной мощности. Однако мощность нагрузки обычно зависит от напряжения. Если рассмотреть задачу регулирования напряжения с целью управления напряжением на нагрузке (рис. 1.7), то задача является итерационной. В этом случае применение приведенных выше формул будет нецелесообразно.

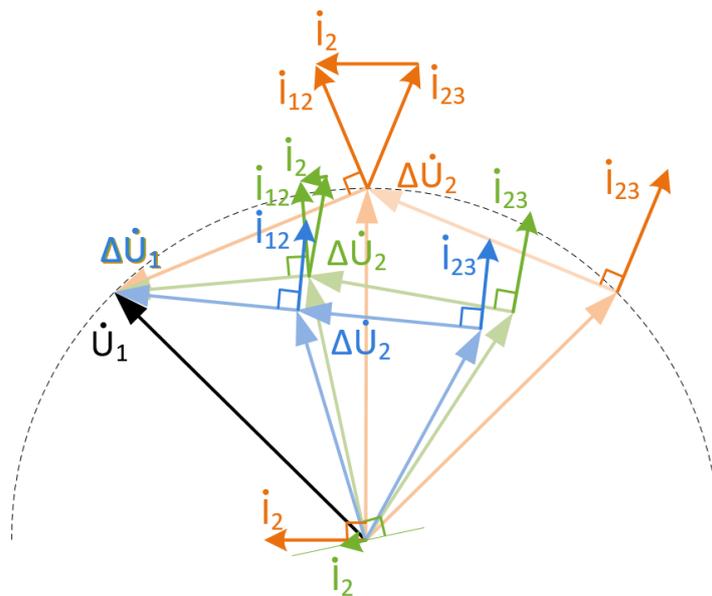


Рис. 1.7. Векторные диаграммы управления напряжением в узле нагрузки с помощью сетевого компенсатора реактивной мощности

Увеличение емкостного тока, приводящее к росту напряжения, соответствует увеличению генерации реактивной мощности. На практике именно связь реактивной мощности с напряжением в электрической сети используется для управления режимом по напряжению и реактивной мощности.

### **1.3.3. Основы управление режимом по напряжению и реактивной мощности**

Как уже было отмечено ранее, при управлении режимом по напряжению и реактивной мощности Системный оператор и Сетевой оператор используют шины – контрольные пункты по напряжению – заранее определенных подстанций в качестве индикаторов. Напряжения на данных шинах в наибольшей степени связаны с запасом устойчивости энергосистемы и нагрузки, а также с качеством электрической энергии в прилегающем к данной подстанции энергорайоне. При этом, контрольных пунктов (КП) значительно меньше, чем подстанций, что облегчает процесс диспетчерского управления.

Если в контрольном пункте в результате изменения перетока или переключения в близлежащей электрической сети произошло изменение напряжения, то для восстановления напряжения необходимо изменить баланс реактивной мощности путем изменения генерации/потребления реактивной мощности непосредственно в данном контрольном пункте или на шинах близлежащих подстанций/станций.

С точки зрения регулирования напряжения в электрических сетях нужно учитывать следующие особенности производства, передачи и распределения электроэнергии [4, 7]:

- обеспечение требуемого качества электроэнергии по напряжению имеет значение для потребителей, объектов генерации и сетевого оборудования;
- с энергетической позиции представления электрической сети уровень напряжения в каком-либо узле определяется балансом генерируемой и потребляемой реактивной мощности;
- генерируемая и потребляемая реактивная мощность, как составляющие баланса в узле, зависят от напряжения в этом узле (кривые  $Q_G$  и  $Q_H$  на рис. 1.8);
- напряжения в разных узлах электрической сети в общем случае отличаются по значению и фазе.

Представим, например, что из исходного режима, обозначенного на диаграмме статических характеристик (рис. 1.8) точкой А, напряжение снизилось в результате увеличения реактивной мощности нагрузки от  $Q_H$  до  $Q_{H1}$  или в результате увеличения перетока мощности по ЛЭП

(потери реактивной мощности в ЛЭП увеличились) до значения  $U_1$ . При этом режим соответствует точке  $B$ . Поскольку для нового сформированного баланса реактивной мощности напряжение ниже заданного (в данном случае номинального), то необходимо либо снизить реактивную нагрузку, либо увеличить генерацию реактивной мощности. В первом случае будет восстановлен исходный режим  $A$ , а во втором – система перейдет в новый режим  $C$ . В новом режиме напряжение будет соответствовать напряжению в точке  $A$ , но суммарная мощность генерируемой и суммарная мощность потребляемой реактивной мощности будет отличаться [7, 13].

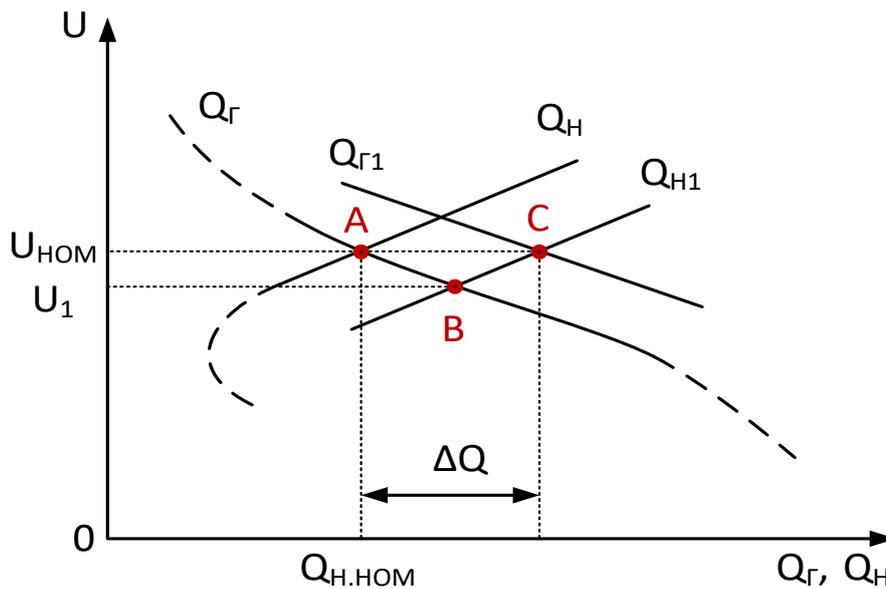


Рис. 1.8. Принцип регулирования напряжения

Кривая  $Q_G$  называется статической характеристикой генерируемой реактивной мощности, а  $Q_H$  – статической характеристикой потребляемой реактивной мощности. Глубина посадки напряжения при изменении потребляемой реактивной мощности зависит от крутизны этих статических характеристик.

Можно условно выделить два основных принципа управления напряжением в электрических сетях:

- управление балансом реактивной мощности непосредственно в узле (все, кроме указанных во втором пункте);
- управление потоками реактивной мощности между узлами (трансформаторы, плавно регулируемые и коммутируемые продольные компенсаторы).

Исходя из закона сохранения энергии можно записать уравнение баланса генерации и потребления реактивной мощности и разнести в левую

и правую части уравнения существующие компенсирующие устройства или средства компенсации реактивной мощности (СКРМ) (рис. 1.9):

$$Q_G = Q_H,$$

$$\pm \sum Q_G + \sum Q_L \pm \sum Q_{сд} \pm \sum Q_{кв} = \sum Q_{п} + \sum Q_{с},$$

где  $Q_G$  – реактивная мощность синхронных и асинхронизированных генераторов;  $Q_L$  – реактивная мощность линий электропередачи;  $Q_{сд}$  – реактивная мощность синхронных двигателей;  $Q_{кв}$  – реактивная мощность компенсирующих устройств;  $Q_{п}$  – реактивная мощность потребителей;  $Q_{с}$  – потери реактивной мощности в сети.

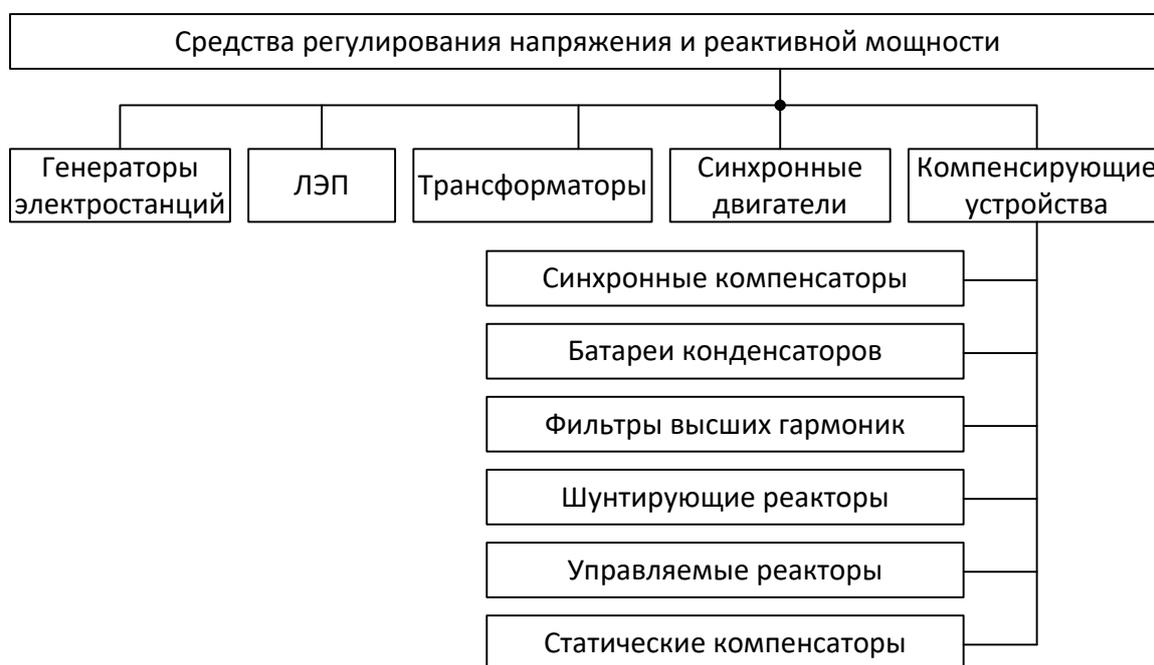


Рис. 1.9. Существующие средства регулирования напряжения

Если на электростанциях, в электрической сети или у потребителя есть средства регулирования напряжения, то они могут быть задействованы для восстановления баланса реактивной мощности. СКРМ, оснащенные системами автоматического управления, осуществляют самостоятельное поддержание напряжения в узле регулирования на заданном уровне, способствуя обеспечению нахождения напряжения в контрольном пункте внутри установленных границ. В случае выхода напряжения в контрольном пункте за допустимые границы может быть отдана команда на изменение заданного напряжения в узле регулирования компенсатора. Аналогичное влияние на режим по напряжению и реактивной мощности оказывают и генераторы, оснащенные автоматическими регуляторами

возбуждения. Однако при управлении генераторным оборудованием требуется учитывать и основной процесс генерации активной мощности.

Остальные средства регулирования напряжения (СРН) являются коммутируемыми и управляются оперативно в соответствии с командами диспетчеров системного оператора и центров управления сетями, или же дежурным оперативным персоналом подстанций при отсутствии договора на оказание услуг по диспетчерскому управлению.

В случае нахождения на подстанции нескольких СРН их управление может осуществляться групповым способом при помощи комплексного автоматического устройства управления, которое обеспечивает оптимальную загрузку по реактивной мощности каждого из СРН в установившихся и переходных режимах.

При диспетчерском управлении для снижения износа коммутационного оборудования и затрат на поддержание напряжения в заданных границах существует приоритет, в соответствии с которым сначала задействуются заранее выбранные плавно регулируемые СРН (СРКМ и генераторы электростанций), затем коммутируемые СКРМ (шунтирующие реакторы и конденсаторные батареи). Если данные СРН не обеспечивают ликвидацию нарушения нормального режима и входение напряжения в КП в допустимые границы, то задействуются устройства регулирования под нагрузкой (РПН) трансформаторов, после чего могут быть отданы команды на изменение перетока активной мощности по ЛЭП. Последним задействуется отключение ЛЭП, например, если к отпайке ЛЭП подключен шунтирующий реактор.

Стоит отметить, что управляющее воздействие на СРН может быть подано и с противоаварийной автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) и повышения напряжения (АОПН). Это способствует сохранению устойчивой работы энергосистемы и нагрузки.

#### **1.4. Причины ограничения пропускной способности линий электропередачи**

Пропускная способность электропередачи – это максимальная активная мощность, которую можно передать по линии с учетом всех технических ограничений.

Существуют два вида ограничений пропускной способности ЛЭП:

- по нагреву проводов;
- условиям сохранения устойчивости.

##### **Ограничения по нагреву проводов**

Максимально допустимая термическая нагрузка воздушной линии электропередачи – это функция температуры окружающей среды, ветровых условий, типа проводника и расстояния от проводов до земли.

Значения её могут отличаться более чем в два раза вследствие изменения графиков нагрузок и окружающей среды.

Номинальный предел термической устойчивости линии устанавливается консервативно, с помощью статистических методов, в которых допускаются наиболее тяжелые условия окружающей среды. Однако подобные условия наступают очень редко, что на практике означает то, что большую часть времени имеется большая пропускная способность, чем было заложено при проектировании.

Существующие программно-технические комплексы, способные подсчитывать нагрузочную способность линий, основываясь на показаниях измерительных датчиков в режиме реального времени, позволяют получить информацию о текущем резерве пропускной способности линии по нагреву. Данные системы активно внедряются в Европе.

Максимальная передаваемая мощность из условия по нагреву:

$$P_{\text{терм}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{нагр.мах}},$$

где  $I_{\text{нагр.мах}}$  – предельно допустимый ток из условия нагрева проводов;  
 $U_{\text{ном}}$  – номинальное линейное напряжение ЛЭП.

Существует несколько способов повышения нагрузочной способности линии по нагреву:

- замена материала провода на проводник с большим номинальным током;
- увеличение количества цепей линии;
- уменьшение потока реактивной мощности, поскольку реактивная мощность, протекающая по линиям, оказывает значительное влияние на предел передаваемой мощности.

Реактивный ток, проходя по сети, уменьшает допустимую активную составляющую тока в линиях электропередачи, т. к. нагрев проводов определяется величиной полного тока, а не только активной его составляющей

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U}.$$

Кроме того, передача реактивной мощности от генераторов к нагрузкам ведет к потерям напряжения

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_{\text{л}} + Q \cdot x_{\text{л}}}{U_2}.$$

Это, в свою очередь, приводит к снижению напряжения на шинах, а следовательно, к снижению предела передаваемой мощности.

Помимо этого, передача реактивной мощности по сети сопровождается таким отрицательным явлениям, как повышение активных потерь (т. к. величина потерь мощности пропорциональна квадрату полного тока).

## Ограничения по условию сохранения статической аperiodической устойчивости

*Устойчивость энергосистем* – способность сохранять синхронизм между электростанциями (или другими параллельно работающими системами), т. е. возвращаться к установившемуся режиму после различного рода возмущений.

В зависимости от характера, интенсивности возмущения и параметров предшествующего режима последствия возникших возмущений могут быть различными.

В качестве примера на рис. 1.10 приведены угловые характеристики мощности, соответствующие этим трем возможным ситуациям.

Возмущающим воздействием является короткое замыкание с отключением участка линии, в результате чего увеличивается сопротивление связи.

Угловые характеристики на рис. 1.10 различаются послеаварийным режимом:

- *a* – выполняются условия статической устойчивости послеаварийного режима и сохраняется синхронная динамическая устойчивость;
- *б* – выполняются условия статической устойчивости послеаварийного режима, но синхронная динамическая устойчивость нарушается;
- *в* – не выполняются условия статической устойчивости послеаварийного режима.

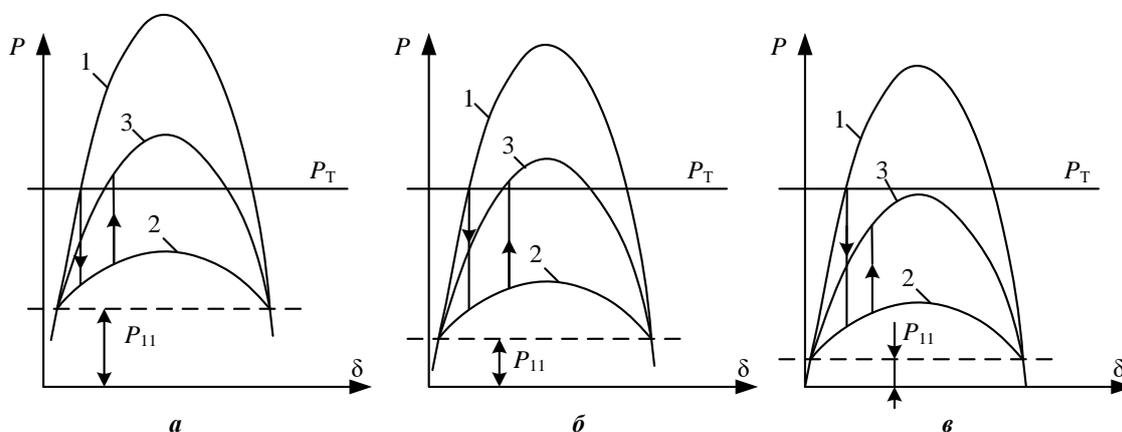


Рис. 1.10. Угловая характеристика мощности

Условием динамической устойчивости одномашинной системы является неравенство  $F_{в.тор} \geq F_{уск}$ .

Различные последствия по устойчивости в данном примере имеют место из-за различий предшествующего доаварийного установившегося режима. В частности, в трех рассматриваемых случаях в доаварийном режиме различны запасы статической аperiodической устойчивости, вследствие из-

менения нагрузки в передающей системе, что вызывает, в основном, изменение собственной мощности  $P_{11}$  (потери / активное сопротивление системы).

Очевидно, что во втором случае требуется применить воздействие для сохранения синхронной динамической устойчивости, а в третьем случае – прежде всего для обеспечения условий статической устойчивости в послеаварийном режиме.

Условие сохранения статической аperiodической устойчивости режима работы линий электропередачи  $dP / d\delta > 0$ , где  $P$  – собственная мощность линии;  $\delta$  – угол сдвига напряжений в начале линии  $U_1$  и в конце линии  $U_2$ .

Применение воздействий для обеспечения условий статической устойчивости в послеаварийном режиме с заданным запасом устойчивости в третьем случае не гарантирует сохранение синхронной динамической устойчивости. Поэтому дополнительно к управляющим воздействиям для обеспечения условий статической устойчивости в послеаварийном режиме может потребоваться применение каких-либо кратковременных воздействий для сохранения синхронной динамической устойчивости.

### 1.5. Предельные значения передаваемой мощности и дальности передачи электроэнергии

Для длинных линий П-образная схема замещения не позволяет точно рассчитывать установившийся режим – приходится учитывать факт распределенности параметров вдоль линии. Электрическими линиями с распределенными параметрами называются такие линии, в которых ток и напряжение непрерывно изменяются при переходе от одной точки линии к другой. А это значит, что для проведения точных расчетов потребуется разбивать линию на бесконечно малые участки и составлять дифференциальные уравнения.

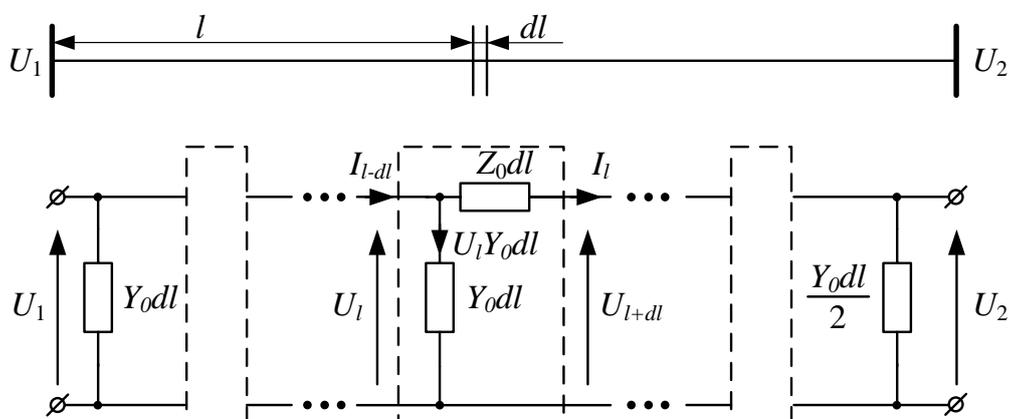


Рис. 1.11. Линия с распределенными параметрами и ее схема замещения

Замечание! Поскольку моделируется трехфазная сеть в однолинейном представлении, то в качестве напряжения используется линейное напряжение, и в качестве тока, соответственно, линейный ток, превышающие фазный ток в корень из трех раз  $I = \sqrt{3} \cdot I_{\phi}$ . Рассматривая вопросы статической апериодической устойчивости дальних электропередач переменного тока, можно сразу ограничиться только установившимися симметричными режимами и только синусоидальными токами и напряжениями в однородной линии электропередачи. Тогда дифференциальные уравнения, описывающие изменение тока и напряжения на ЛЭП в зависимости от расстояния до точки измерения, можно записывать в комплексной форме.

Итак, разобьём линию на участки бесконечно малой длины  $dl$ . На участке линии  $dl$  изменение тока составляет

$$-\frac{\partial I_l}{\partial l} dl = U_l \cdot Y_0 \cdot dl,$$

или просто

$$-\frac{\partial I_l}{\partial l} = U_l \cdot Y_0,$$

а изменение напряжения

$$-\frac{\partial U_l}{\partial l} dl = I_l \cdot Z_0 \cdot dl,$$

или по аналогии

$$-\frac{\partial U_l}{\partial l} = I_l \cdot Z_0.$$

Получилась система дифференциальных уравнений первого порядка, из которой

$$\begin{cases} -\frac{\partial I_l}{\partial l} = U_l \cdot Y_0; \\ -\frac{\partial U_l}{\partial l} = I_l \cdot Z_0. \end{cases} \quad (1.2)$$

Из этой системы путем преобразований получим выражение

$$\sin(\delta) = \frac{P_2 \cdot Z_B}{U_1 \cdot U_2} \cdot \sin(\beta \cdot l),$$

которое и будет проанализировано далее.

Решим данную систему уравнений. Для этого выразим из первого уравнения напряжение и подставим во второе, а из второго выразим ток и подставим в первое:

$$\begin{cases} -\frac{1}{Y_0} \cdot \frac{\partial I_l}{\partial l} = U_l; \\ -\frac{1}{Z_0} \cdot \frac{\partial U_l}{\partial l} = I_l, \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \frac{1}{Y_0 \cdot Z_0} \cdot \frac{\partial^2 U_l}{\partial l^2} = U_l; \\ \frac{1}{Y_0 \cdot Z_0} \cdot \frac{\partial^2 I_l}{\partial l^2} = I_l, \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \frac{\partial^2 U_l}{\partial l^2} - \gamma^2 \cdot U_l = 0; \\ \frac{\partial^2 I_l}{\partial l^2} - \gamma^2 \cdot I_l = 0, \end{cases}$$

где  $\gamma = \sqrt{Y_0 \cdot Z_0}$  – постоянная распространения волны напряжения/тока.

Найдем общее решение первого уравнения данной системы и, подставив его во второе уравнение системы (1.2), определим общее решение второго. Для этого найдем корни характеристического уравнения:

$$\begin{aligned} \lambda^2 - \gamma^2 = 0 &\Rightarrow \lambda_{1,2} = \pm\gamma \Rightarrow U_l = A_1 \cdot e^{-\gamma l} + A_2 \cdot e^{\gamma l} \\ -\frac{\partial(A_1 \cdot e^{-\gamma l} + A_2 \cdot e^{\gamma l})}{\partial l} &= I_l \cdot Z_0 \Rightarrow \\ \Rightarrow I_l = -\frac{1}{Z_0} \cdot (-\gamma \cdot A_1 \cdot e^{-\gamma l} + \gamma \cdot A_2 \cdot e^{\gamma l}) &= \frac{A_1}{Z_B} \cdot e^{-\gamma l} - \frac{A_2}{Z_B} \cdot e^{\gamma l}, \end{aligned}$$

где  $Z_B = \sqrt{\frac{Z_0}{Y_0}}$  – волновое сопротивление линии электропередачи;

$A_1$  и  $A_2$  – некоторые комплексные постоянные (константы).

Таким образом, мы получили общее решение системы дифференциальных уравнений

$$\begin{cases} U_l = A_1 \cdot e^{-\gamma l} + A_2 \cdot e^{\gamma l}; \\ I_l = \frac{A_1}{Z_B} \cdot e^{-\gamma l} - \frac{A_2}{Z_B} \cdot e^{\gamma l}. \end{cases} \quad (1.3)$$

Разберем алгоритм определения коэффициентов. К примеру, если известны векторы напряжения  $U_1$  и тока  $I_1$  на любом расстоянии от начала линии, например в начале ЛЭП ( $l=0$ ), то константы могут быть определены путем простого решения системы уравнений:

$$\begin{aligned} \begin{cases} U_1 = A_1 \cdot e^{-\gamma 0} + A_2 \cdot e^{\gamma 0}; \\ I_1 = \frac{A_1}{Z_B} \cdot e^{-\gamma 0} - \frac{A_2}{Z_B} \cdot e^{\gamma 0}, \end{cases} &\Rightarrow \begin{cases} U_1 = A_1 + A_2; \\ I_1 = \frac{A_1}{Z_B} - \frac{A_2}{Z_B}, \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} A_1 = U_1 - A_2; \\ I_1 = \frac{U_1 - A_2}{Z_B} - \frac{A_2}{Z_B}, \end{cases} \Rightarrow \\ \Rightarrow \begin{cases} A_1 = U_1 - A_2; \\ I_1 = \frac{U_1 - 2 \cdot A_2}{Z_B}, \end{cases} &\Rightarrow \begin{cases} A_1 = \frac{1}{2} \cdot (U_1 + Z_B \cdot I_1); \\ A_2 = \frac{1}{2} \cdot (U_1 - Z_B \cdot I_1). \end{cases} \end{aligned}$$

Для данных начальных условий получаем частное решение:

$$\begin{cases} U_l = \frac{1}{2} \cdot (U_1 + Z_B \cdot I_1) \cdot e^{-\gamma l} + \frac{1}{2} \cdot (U_1 - Z_B \cdot I_1) \cdot e^{\gamma l}; \\ I_l = \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{U_1}{Z_B} + I_1 \right) \cdot e^{-\gamma l} - \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{U_1}{Z_B} - I_1 \right) \cdot e^{\gamma l}. \end{cases}$$

Если же требуется определить **предел передаваемой мощности** по условию статической апериодической устойчивости, то можно воспользоваться первым уравнением системы (1.3) и подставить в него векторы напряжений начала и конца линии электропередачи.

Рассмотрим длинную линию, соединяющую две энергосистемы с заданными напряжениями по концам, и пусть угол между векторами этих напряжений будет  $\delta$ , причем напряжение второй энергосистемы будет отставать от первой. Сориентируем систему координат по вектору напряжения первой системы, тогда напряжение начала линии будет вещественной величиной  $U_1$ , а вектор напряжения конца линии – произведением вещественной величины на комплексную экспоненту  $U_2 \cdot e^{-j\delta}$ .

$$\begin{cases} U_1 = A_1 \cdot e^{-\gamma l_1} + A_2 \cdot e^{\gamma l_1}; \\ U_2 \cdot e^{-j\delta} = A_1 \cdot e^{-\gamma l_2} + A_2 \cdot e^{\gamma l_2}. \end{cases}$$

Решим полученную систему уравнений и, подставив полученные значения коэффициентов во второе уравнение системы (1.3), найдем выражение для расчета тока в начале и в конце линии:

$$\begin{cases} A_1 = U_1 - A_2; \\ U_2 \cdot e^{-j\delta} = U_1 \cdot e^{-\gamma l_2} - A_2 \cdot e^{-\gamma l_2} + A_2 \cdot e^{\gamma l_2}, \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} A_1 = U_1 - A_2; \\ U_2 \cdot e^{-j\delta} = U_1 \cdot e^{-\gamma l_2} + A_2 \cdot (e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2}), \end{cases}$$

$$\begin{cases} A_1 = \frac{U_1 \cdot e^{\gamma l_2} - U_2 \cdot e^{-j\delta}}{e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2}}; \\ A_2 = \frac{U_2 \cdot e^{-j\delta} - U_1 \cdot e^{-\gamma l_2}}{e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2}}. \end{cases}$$

Получим выражение для напряжения в любой точке линии:

$$U = \frac{U_1 \cdot e^{\gamma l_2} \cdot e^{-\gamma l} - U_2 \cdot e^{-j\delta} \cdot e^{-\gamma l} + U_2 \cdot e^{-j\delta} \cdot e^{\gamma l} - U_1 \cdot e^{-\gamma l_2} \cdot e^{\gamma l}}{e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2}};$$

$$U = \frac{U_1 \cdot (e^{\gamma l_2 - \gamma l} - e^{\gamma l - \gamma l_2}) + U_2 \cdot e^{-j\delta} (e^{\gamma l} - e^{-\gamma l})}{e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2}}.$$

Найдем выражение для расчета тока:

$$\begin{aligned}
 I_l &= \frac{U_1 \cdot e^{\gamma l_2} \cdot e^{-\gamma l} - U_2 \cdot e^{-j\delta} \cdot e^{-\gamma l}}{e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2}} - \frac{U_2 \cdot e^{-j\delta} \cdot e^{\gamma l} - U_1 \cdot e^{-\gamma l_2} \cdot e^{\gamma l}}{e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2}} = \\
 &= \frac{U_1 \cdot e^{\gamma l_2} \cdot e^{-\gamma l} + U_1 \cdot e^{-\gamma l_2} \cdot e^{\gamma l} - U_2 \cdot e^{-j\delta} (e^{\gamma l} + e^{-\gamma l})}{(e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2}) \cdot Z_B} = \\
 &= \frac{U_1 \cdot (e^{\gamma l_2 - \gamma l} + e^{\gamma l - \gamma l_2}) - U_2 \cdot e^{-j\delta} (e^{\gamma l} + e^{-\gamma l})}{(e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2}) \cdot Z_B}.
 \end{aligned}$$

Напомним, что в случае комплексного аргумента  $Z$

$$\sin(Z) = \frac{e^{jZ} - e^{-jZ}}{2j}, \cos(Z) = \frac{e^{jZ} + e^{-jZ}}{2}.$$

С учетом этого найдем токи в начале и в конце ЛЭП:

$$I_1|_{l=0} = \frac{U_1 \cdot (e^{\gamma l_2} + e^{-\gamma l_2}) - 2 \cdot U_2 \cdot e^{-j\delta}}{(e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2}) \cdot Z_B} = \frac{U_1 \cdot (e^{\gamma l_2} + e^{-\gamma l_2}) - U_2 \cdot e^{-j\delta}}{\frac{j \cdot (e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2})}{2} \cdot Z_B};$$

$$I_1 = \frac{U_1 \cdot \cos(-\gamma l_2) - U_2 \cdot e^{-j\delta}}{j \cdot \sin(-\gamma l_2) \cdot Z_B} = \frac{-j \cdot U_1 \cdot \cos(-j\gamma l_2) + j \cdot U_2 \cdot e^{-j\delta}}{\sin(-j\gamma l_2) \cdot Z_B};$$

$$I_2|_{l=l_2} = \frac{U_1 \cdot 2 - U_2 \cdot e^{-j\delta} (e^{\gamma l_2} + e^{-\gamma l_2})}{(e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2}) \cdot Z_B} = \frac{U_1 - U_2 \cdot e^{-j\delta} \frac{(e^{\gamma l_2} + e^{-\gamma l_2})}{2}}{\frac{j \cdot (e^{\gamma l_2} - e^{-\gamma l_2})}{2} \cdot Z_B},$$

$$I_2 = \frac{U_1 - U_2 \cdot e^{-j\delta} \cdot \cos(-j\gamma l_2)}{j \cdot \sin(-j\gamma l_2) \cdot Z_B} = \frac{-j \cdot U_1 + j \cdot U_2 \cdot e^{-j\delta} \cdot \cos(-j\gamma l_2)}{\sin(-j\gamma l_2) \cdot Z_B}.$$

Найдем полную мощность в начале линии как произведение напряжения на сопряженный ток:

$$\begin{aligned}
 S_1 = U_1 \cdot \bar{I}_1 &= \frac{-\bar{j} \cdot U_1 \cdot U_2 \cdot \cos(-j\gamma l_2) + \bar{j} \cdot U_1 \cdot U_2 \cdot e^{-j\delta}}{\sin(-j\gamma l_2) \cdot \bar{Z}_B} = \\
 &= \frac{-j \cdot U_1 \cdot U_2 \cdot e^{j\delta} + j \cdot U_1 \cdot U_1 \cdot \cos(-j\gamma l_2)}{\sin(-j\gamma l_2) \cdot \bar{Z}_B}.
 \end{aligned}$$

Без учета потерь активной мощности ( $R=0$ ,  $G=0$ ) в линии мощность в начале линии определена выражением

$$\begin{aligned}
S_1 &= \frac{-j \cdot U_1 \cdot U_2 \cdot e^{j\delta}}{\sin(\beta l_2) \cdot Z_B} + \frac{j \cdot U_1 \cdot U_1 \cdot \cos(\beta l_2)}{\sin(\beta l_2) \cdot Z_B} = \\
&= \frac{-j \cdot U_1 \cdot U_2 \cdot (\cos(\delta) + j \cdot \sin(\delta))}{\sin(\beta l_2) \cdot Z_B} + \frac{j \cdot U_1 \cdot U_1 \cdot \cos(\beta l_2)}{\sin(\beta l_2) \cdot Z_B} = \\
&= \frac{U_1 \cdot U_2 \cdot \sin(\delta)}{\sin(\beta l_2) \cdot Z_B} + j \frac{U_1 \cdot (U_1 \cdot \cos(\beta l_2) - U_2 \cdot \cos(\delta))}{\sin(\beta l_2) \cdot Z_B}.
\end{aligned}$$

Поскольку  $Z_B$  – вещественное число и  $\gamma$  – мнимое,

$$\cos(-j\gamma l_2) \Big|_{\gamma=\alpha+j\beta} = \cos(\beta l_2 - j\alpha l_2) = \cos(\beta l_2) \operatorname{ch}(\alpha l_2) - j \sin(\beta l_2) \operatorname{sh}(\alpha l_2),$$

$$\sin(-j\gamma l_2) \Big|_{\gamma=\alpha+j\beta} = \sin(\beta l_2 - j\alpha l_2) = \sin(\beta l_2) \operatorname{ch}(\alpha l_2) + j \cos(\beta l_2) \operatorname{sh}(\alpha l_2),$$

$$\cos(-j\gamma l_2) \Big|_{\gamma=j\beta} = \cos(\beta l_2), \quad \sin(-j\gamma l_2) \Big|_{\gamma=j\beta} = \sin(\beta l_2),$$

где  $\alpha$  – коэффициент затухания волны;  $\beta$  – коэффициент фазы (фазового сдвига).

Аналогично найдем полную мощность в конце линии

$$\begin{aligned}
S_2 &= U_2 \cdot e^{-j\delta} \cdot \overline{I_2} = \frac{-U_2 \cdot e^{-j\delta} \cdot \overline{j \cdot U_1} + U_2 \cdot e^{-j\delta} \cdot \overline{j \cdot U_2} \cdot \overline{\cos(-j\gamma l_2)}}{\sin(-j\gamma l_2) \cdot Z_B} = \\
&= \frac{U_2 \cdot e^{-j\delta} \cdot \overline{j \cdot U_1} - j \cdot U_2 \cdot U_2 \cdot \overline{\cos(-j\gamma l_2)}}{\sin(-j\gamma l_2) \cdot Z_B}.
\end{aligned}$$

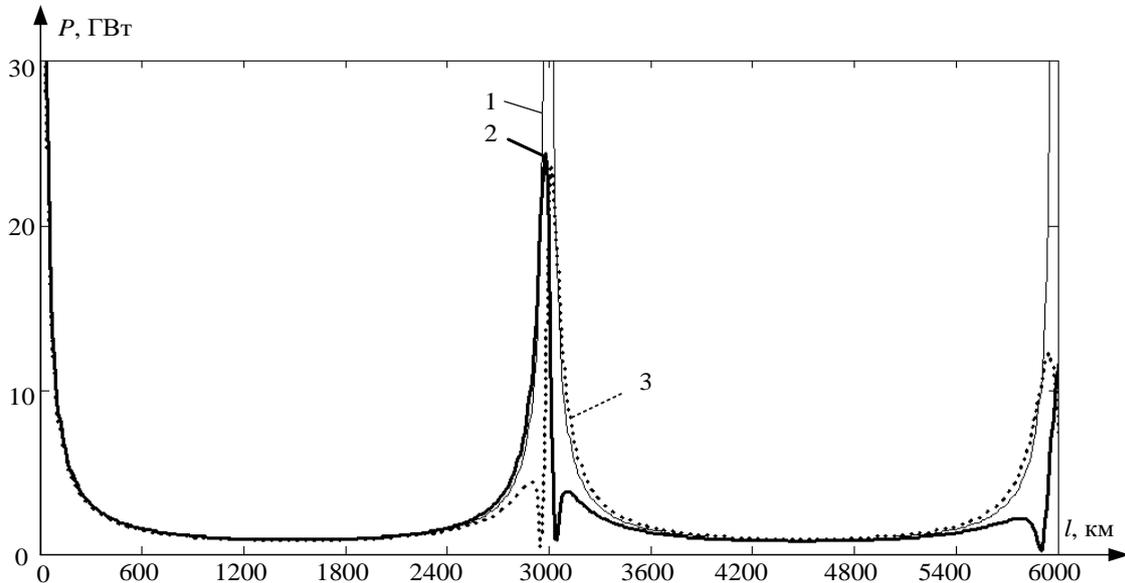


Рис. 1.12. Предел передаваемой мощности

На рисунке приведены следующие характеристики:

1 – передаваемая мощность первой ЭС без учета активных потерь;

2 – мощность, выдаваемая первой ЭС при угле между напряжениями по концам линии  $90^\circ$ ;

3 – мощность, принимаемая второй ЭС при угле между напряжениями по концам линии  $90^\circ$ .

Без учета потерь активной мощности в линии мощность в конце линии определена выражением

$$\begin{aligned}
 S_2 &= \frac{j \cdot U_1 \cdot U_2 \cdot e^{-j\delta} - j \cdot U_2 \cdot U_2 \cdot \overline{\cos(-j\gamma l_2)}}{\sin(-j\gamma l_2) \cdot Z_B} = \\
 &= \frac{j \cdot U_1 \cdot U_2 \cdot e^{-j\delta} - j \cdot U_2 \cdot U_2 \cdot \cos(\beta l_2)}{\sin(\beta l_2) \cdot Z_B} = \\
 &= j \cdot \frac{U_1 \cdot U_2 \cdot (\cos(\delta) + j \cdot \sin(\delta))}{\sin(\beta l_2) \cdot Z_B} - j \cdot \frac{U_2 \cdot U_2 \cdot \cos(\beta l_2)}{\sin(\beta l_2) \cdot Z_B} = \\
 &= -\frac{U_1 \cdot U_2 \cdot \sin(\delta)}{\sin(\beta l_2) \cdot Z_B} - j \cdot \frac{U_2 \cdot (U_2 \cdot \cos(\beta l_2) - U_1 \cdot \cos(\delta))}{\sin(\beta l_2) \cdot Z_B}.
 \end{aligned} \tag{1.4}$$

По полученным выражениям для расчета мощности построены характеристики пределов передаваемой мощности в зависимости от длины линии электропередачи.

Значения характеристик мощности взяты по модулю и на интервале до 3000 км – положительные значения мощности, от 3000 до 6000 – отрицательные.

Избавляясь от знака путем задания соответствующего угла между напряжениями, можно упрощено построить характеристики, представленные на рис. 1.13.

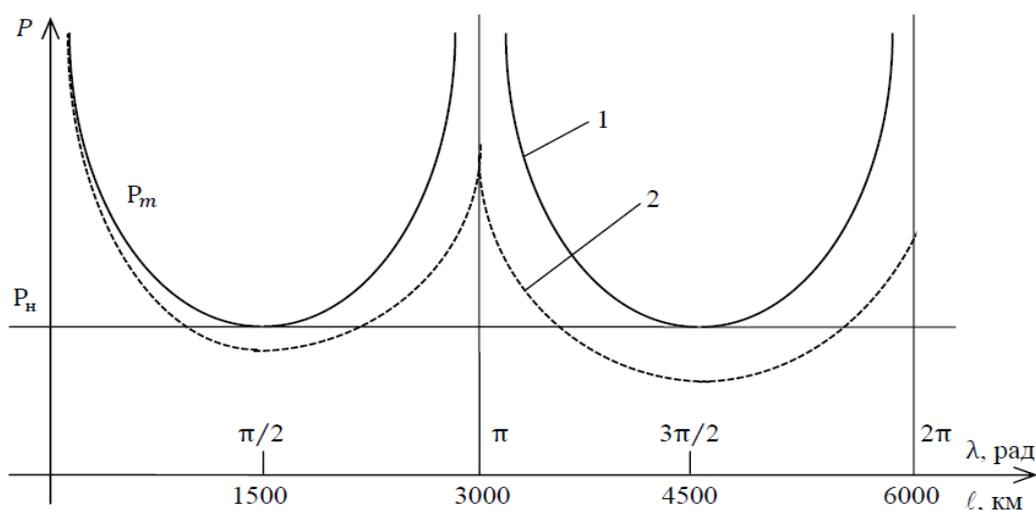


Рис. 1.13. Предел передаваемой мощности:  
1 – для идеальной ЛЭП; 2 – с учетом активных потерь

Угол  $\delta$  сдвига напряжений в начале линии  $U_1$  и в конце линии  $U_2$  определяется выражением

$$\sin(\delta) = \frac{P_2 \cdot Z_B}{U_1 \cdot U_2} \cdot \sin(\beta \cdot l), \quad (1.5)$$

где  $P_2$  – передаваемая активная мощность по линии электропередачи;  $Z_B$  – волновое сопротивление линии;  $\beta$  – коэффициент фазы;  $l$  – длина линии.

Анализ выражения (1.5) показывает, что при длине линии  $0 \leq l \leq 1500$  км угол сдвига напряжений в начале линии  $U_1$  и в конце линии  $U_2$  тем больше, чем больше передаваемая активная мощность  $P_2$ , волновое сопротивление линии  $Z_B$ , ее длина  $l$  и чем меньше модули напряжений  $U_1$  и  $U_2$ .

При равенстве напряжений в начале и в конце линии  $U_1 = U_2 = U$  и передаче натуральной мощности по линии  $P_2 = U^2 / Z_B$  получим:

$$\sin(\delta) = \sin(\beta \cdot l). \quad (1.6)$$

Натуральная мощность ЛЭП – активная мощность, передаваемая по ЛЭП, при которой зарядная мощность ЛЭП равна потерям реактивной мощности в ней.

Из (1.6) следует, что при увеличении длины линии угол  $\delta$  сдвига напряжений в начале линии  $U_1$  и в конце линии  $U_2$  возрастает, достигая при  $l = 1500$  км значения  $\delta = 90^\circ$ , а при  $l = 6000$  км и передаче натуральной мощности ( $U_1 = U_2 = U$ ) – значения  $\delta = 360^\circ$ .

Решим (1.5) относительно передаваемой активной мощности  $P_2$ , получим:

$$P_2 = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_B \cdot \sin(\beta \cdot l)} \cdot \sin(\delta). \quad (1.7)$$

Анализ (1.7), проведенный на предмет устойчивости режима электропередачи соответствует значению  $\delta = 90^\circ$ . В этом случае предельная передаваемая мощность  $P_{2пр}$  из условия статической апериодической устойчивости

$$P_{2пр} = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_B \cdot \sin(\beta \cdot l)}.$$

Предельная мощность  $P_{2пр}$  может быть передана по линии электропередачи только при наличии регуляторов напряжения сильного действия. Если длина линии равна длине волны (расстояние между двумя точками, колеблющимися в одинаковой фазе), то волновая длина линии  $\lambda_B = \beta \cdot l = 2\pi$ . В этом случае в линии без потерь  $P_{2пр} = \infty$ , т. к.  $\sin(\beta \cdot l) = 0$ .

На рис. 1.14 построены зависимости предельной передаваемой мощности  $P_{2пр}$  от длины линии  $l$ . Для идеализированной линии (кривая 1) при  $l = 1500$  км и  $l = 4500$  км предел передаваемой мощности минимальный и равен натуральной мощности  $P_{нат}$ . При  $l = 3000$  км и  $l = 6000$  км значение предельной передаваемой мощности не ограничивается по условиям устойчивости режима. Следует иметь в виду, что активная мощность в пределах  $3000 \leq l \leq 4500$  км так же, как и при  $1500 \leq l \leq 3000$  км, положительна, поскольку здесь  $\sin(\beta \cdot l) < 0$  и  $U_2 < 0$ .

Для реальной линии кривая 2 (рис. 1.14) предельной передаваемой мощности располагается несколько ниже кривой 1 идеализированной линии и в ней отсутствуют разрывы.

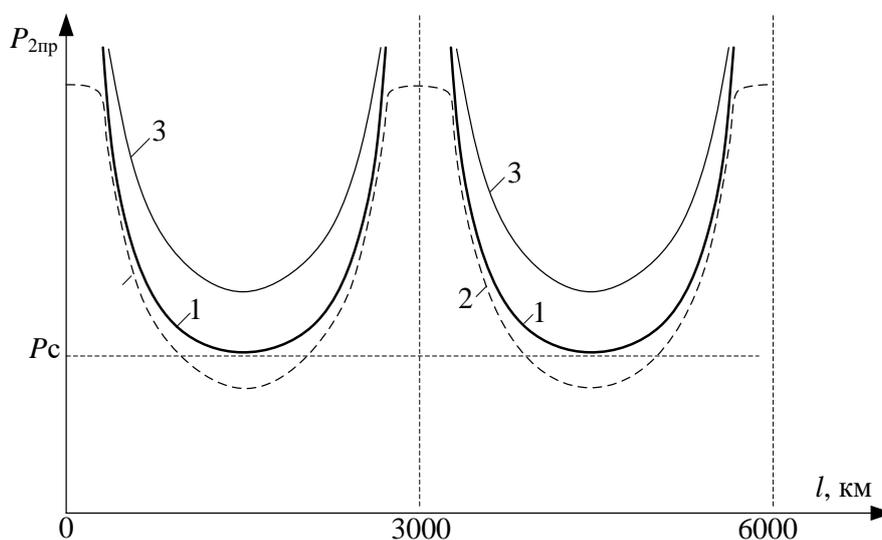


Рис. 1.14. Кривые предельной передаваемой мощности  $P_{2пр}$  от длины линии  $l$  (без учета активных потерь)

Как следует из (1.7), при неизменных напряжениях в начале и конце линии предельная передаваемая мощность определяется значениями волнового сопротивления  $Z_{\text{в}}$  и волновой длины  $\beta l$ . Волновая длина

$$\lambda_{\text{в}} = \beta \cdot l = \omega \sqrt{L \cdot C} \cdot l,$$

где  $L$  – индуктивность петли, образуемой прямым и обратным проводами (или с учетом влияния земли – рабочая индуктивность петли);  $C$  – емкость между проводами или с учетом емкости проводов по отношению к земле – рабочая емкость между проводами  $C = \frac{b}{\omega}$ .

При данной волновой длине можно увеличить предельную передаваемую мощность, уменьшив волновое сопротивление за счет одновременного

уменьшения индуктивности  $L$  и увеличения емкости  $C$  линии в одинаковое число раз  $n$ , тогда

$$\lambda_B = \omega \sqrt{(L/n) \cdot (C \cdot n)} \cdot l = \omega \sqrt{L \cdot C} \cdot l.$$

В этом случае

$$Z_B = \sqrt{(L/n) / (C \cdot n)} = \frac{1}{n} \sqrt{L/C},$$

что соответствует увеличению в  $n$  раз предела передаваемой мощности по линии (кривая 3, рис. 1.14).

При  $0 \leq l \leq 1500$  км и неизменном  $Z_B$  можно увеличить предел передаваемой мощности по линии, уменьшив ее волновую длину  $\lambda_B$  за счет одновременного уменьшения в одинаковое число раз  $n$  индуктивности и емкости линии. При этом

$$Z_B = \sqrt{(L/n) / (C/n)} = \sqrt{L/C},$$

$$\lambda_B = \omega \sqrt{(L/n) \cdot (C/n)} \cdot l = \frac{\omega}{n} \sqrt{L \cdot C} \cdot l.$$

Из приведенного анализа режимов дальней электропередачи на основе выражения предельной передаваемой мощности (1.7) следует, что в естественных условиях передача электрической энергии переменным током может осуществляться при длинах линии  $0 \leq l \leq 1500$  км и  $3000 \leq l \leq 4500$  км (длины линии  $l \geq 6000$  км как нереальные рассматривать нецелесообразно). При длинах линии  $1500 \leq l \leq 3000$  км и  $4500 \leq l \leq 6000$  км передача электрической энергии переменного тока частотой  $f=50$  Гц в связи с неустойчивостью режима без специальных мероприятий невозможна.

Кроме того, ограничения передаваемой мощности  $P_0$  вызваны необходимостью обеспечить статическую устойчивость в нормальном режиме с коэффициентом запаса по передаваемой мощности:

$$k_{P_{\text{зап}}} = \frac{P_{2\text{гр}} - P_0}{P_0} \cdot 100 \% > 20 \%,$$

где  $P_{2\text{гр}} = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_B \cdot \sin(\beta \cdot l)}$  – предельная мощность при  $\delta = \frac{\pi}{2}$ .

Также нужно обеспечить статическую устойчивость в аварийном режиме и передачу требуемой мощности по ЛЭП в послеаварийном с запасом  $k_{P_{\text{зап}}} \geq 8 \%$ .

Для оценки того, насколько влияет каждое из этих ограничений на пропускную способность ЛЭП, рассмотрим сводный график (рис. 1.15) зависимости мощности линии от ее длины.

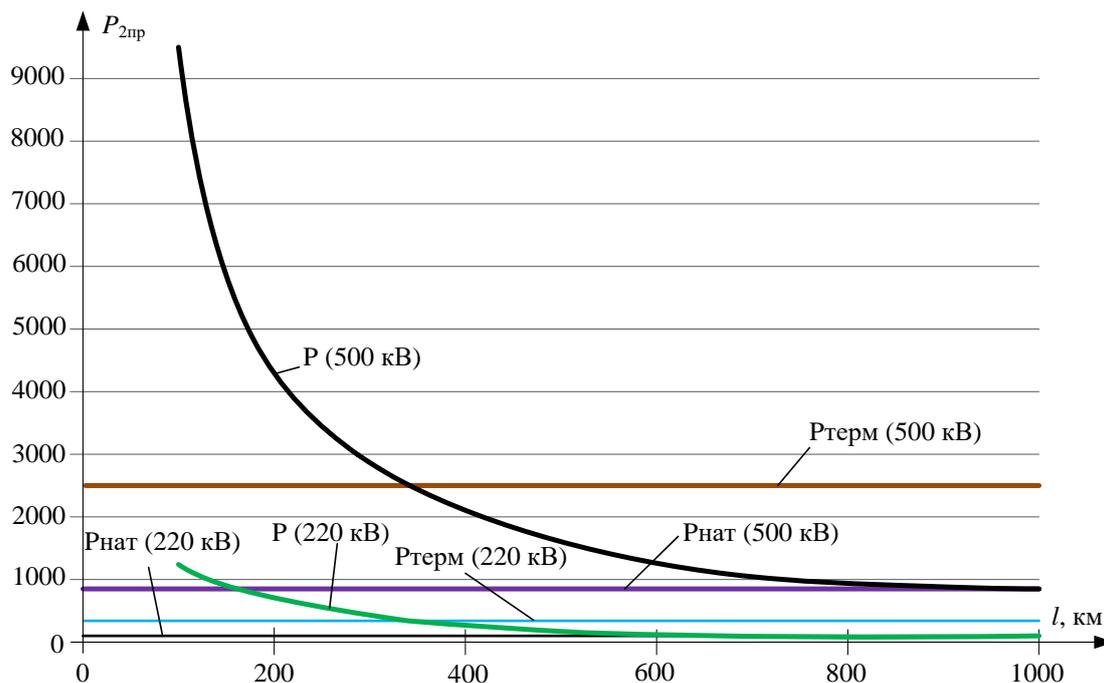


Рис. 1.15. Зависимость предела передаваемой мощности от длины линии

На рисунке  $P_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Z_{\text{в}}}$  – натуральная мощность.

С учетом характеристик линий электропередачи и ориентировочных их длин в табл. 1.2 приведены мощности линий для некоторых классов напряжений.

Таблица 1.2  
Показатели линий различных классов напряжений и длин

$U_{\text{ном}}$ , кВ	220	500	750	1150
$l$ , км	200	700	1500	2500
$X_{\text{л}}$ , Ом	84	210	450	675
$P_{2\text{пр}}$ , МВт	576	1190	1250	1960
$P_{\text{нат}}$ , МВт	125	870	2120	5400
$P_{\text{реком}}$ , МВт	350	1000	2200	6000

Анализ рис. 1.15 и табл. 1.2 показывает, что для решения задачи повышения пропускной способности необходимы управляемые технические средства, которые могли бы гибко регулировать систему электропередачи по реактивной мощности.

Важнейшим параметром линии электропередачи является натуральная мощность, поскольку известно, что полная компенсация генерируемой зарядной мощности, создаваемой емкостью  $C$ , происходит при передаче по линии натуральной мощности ( $P = P_{\text{нат}}$ ) за счет потребляемой индуктивностью линии  $L$  реактивной мощности, т. е. при равенстве энергий:

$$\frac{C \cdot U^2}{2} = \frac{L \cdot I_{\text{л}}^2}{2}. \quad (1.8)$$

В этом случае напряжения вдоль линии будут номинальными. Нарушение этого соотношения при изменениях передаваемой мощности приводит к изменению напряжений.

В частности, при  $P < P_{\text{нат}}$  фактическое напряжение  $U > U_{\text{ном}}$  и к линии должно быть подключено устройство, потребляющее реактивную мощность (эквивалентная индуктивность). При  $P > P_{\text{нат}}$  фактическое напряжение  $U < U_{\text{ном}}$  и к линии должно быть дополнительно подключено устройство, генерирующее реактивную мощность (эквивалентная ёмкость).

### Вопросы и задания для самоконтроля

1. Перечислите основные проблемы управления режимами энергосистем и покажите место устройств на базе силовой электроники в решении этих проблем.
2. Каковы на сегодняшний день приоритетные задачи в области управления режимами ЭЭС? Перечислите способы объединения энергосистем на параллельную работу.
3. Что такое контрольные пункты по напряжению и для чего их выделяют?
4. Перечислите основные средства регулирования напряжения и реактивной мощности в электрических сетях. В каком приоритете они задействуются при управлении режимом по напряжению?
5. На какие две основные группы можно разделить способы регулирования напряжения, в чем условность данного деления?
6. Дайте определение натуральной мощности.
7. Как изменится напряжение на линии электропередачи при увеличении передаваемой мощности сверх натуральной и снижении менее натуральной?
8. Запишите формулу для определения предельной по условию статической аperiodической устойчивости передаваемой мощности для длинных линий и дайте пояснение всем величинам в формуле.
9. Перечислите способы повышения пропускной способности длинной линии вплоть до предела по нагреву.

## 2. КЛАССИФИКАЦИЯ УСТРОЙСТВ FACTS И СИЛОВЫЕ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЕ КЛЮЧИ КАК ИХ ОСНОВА

### 2.1. Классификация устройств FACTS

Классифицировать устройства FACTS можно по различным признакам [13, 14]:

- по типу подключения к электрической сети;
- принципу управления реактивной мощностью;
- используемой силовой полупроводниковой элементной базе;
- возможности участия в управлении частотой и активной мощностью (по наличию накопителя энергии большой емкости).

Основные требования, предъявляемые к устройствам FACTS, определяются следующими характеристиками [13, 14]:

- диапазон регулирования (генерации и потребления РМ);
- тип управления (симметричное/пофазное);
- возможность задания статизма регулирования;
- диапазон рабочих напряжений/токов;
- перегрузочная способность;
- быстродействием процесса изменения реактивной мощности;
- уровень высших гармоник тока, создаваемых при нормальной работе;
- возможность участия в фильтрации высших гармоник электрической сети.

С точки зрения участия устройств FACTS в управлении напряжением и реактивной мощностью наиболее важно их классифицировать по типу подключения к электрической сети. По данному признаку устройства FACTS могут быть классифицированы по следующим категориям [15–17]:

- устройства продольного включения;
- устройства поперечного (шунтового) включения;
- комбинированные устройства продольного включения;
- комбинированные устройства продольно-поперечного включения.

Общее обозначение устройства FACTS (рис. 2.1, *a*) показано с условно-графическим тиристором. Между тем, основной силовой полупроводниковой элементной базой могут быть любые типы вентиляей.

#### **Продольные устройства**

Продольные устройства (рис. 2.1, *б*) представляют собой управляемое реактивное сопротивление, например конденсаторная батарея, реактор или регулируемый источник на полупроводниковых элементах с частотой сигнала равной или кратной частоте сети или равной подсинхронной частоте (частота вращения, при которой при включении произойдет надеж-

ное вхождение в синхронизм). В целом принцип действия устройств продольного включения основан на последовательном включении реактивного сопротивления в линию. При цифровом моделировании режимов и процессов в электроэнергетической системе устройство продольной компенсации может быть представлено источником напряжения или неизменной проводимостью в зависимости от режима работы системы автоматического управления (САУ).

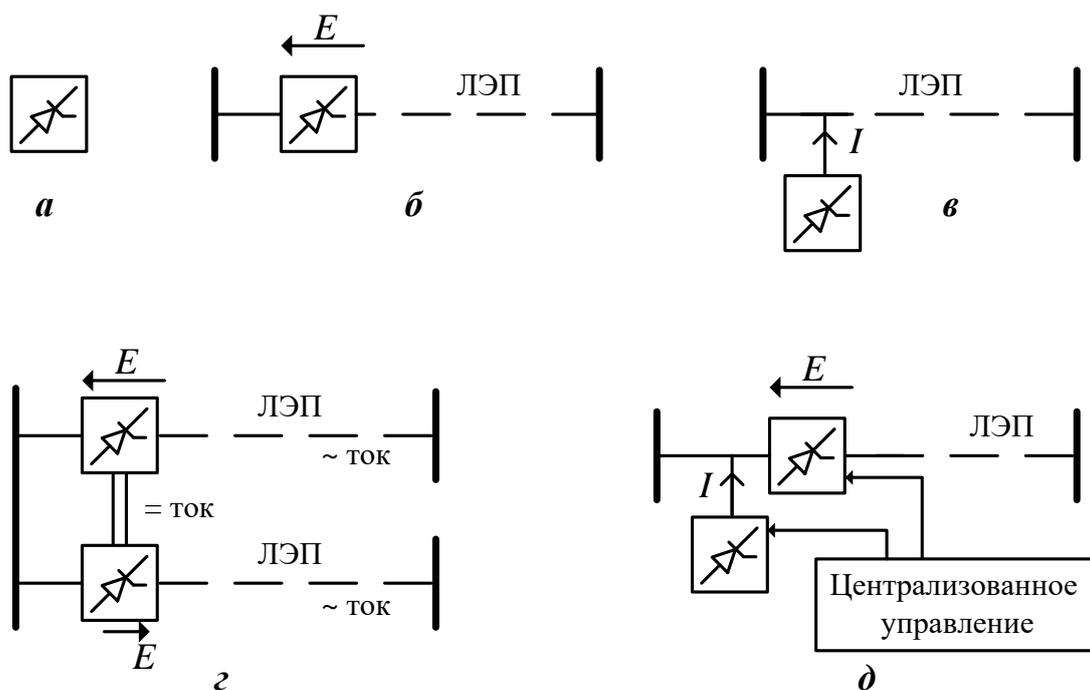


Рис. 2.1. Основные исполнения устройств FACTS:  
 а – общее обозначение устройства FACTS; б – продольное устройство;  
 в – поперечное устройство; г – объединенное устройство  
 продольно-продольного включения; д – скоординированные устройства  
 продольного и поперечного управления

При моделировании электромагнитных переходных процессов и глубоком анализе действия релейной защиты и автоматики устройство должно быть смоделировано с максимальным подобием с учетом САУ поскольку быстродействие САУ обычно достаточно высокое, чтобы оказать существенное влияние на процесс. Такой подход распространяется на все типы устройств FACTS.

### Поперечные устройства

Так же, как и в случае последовательных устройств, параллельные устройства представляют собой переменное комплексное сопротивление или регулируемый источник, или их комбинацию (рис. 2.1, в). При расчете режимов поперечный компенсатор обычно представляется шиной типа PU

с нулевым или малым потреблением активной мощности (для учета потерь) и поддержанием напряжения. Для учета статизма регулирования по напряжению может быть использовано добавочное сопротивление связи с сетью. При необходимости получения максимально точных расчетов должна быть возможность указания шин, на которых должно производиться регулирование напряжения (например, статический тиристорный компенсатор подключается к шинам низшего напряжения подстанции, а регулирование осуществляет на стороне высшего напряжения).

При моделировании электромеханических переходных процессов поперечные устройства могут быть достаточно достоверно представлены управляемыми источниками тока, присоединенными к узлам сети непосредственно или источниками напряжения, подключаемыми к сети через сопротивление связи.

### **Комбинированные продольно-продольные (последовательные) устройства**

Могут представлять собой комбинацию из отдельных последовательных устройств, управляемых совместно, в сетях с несколькими линиями (рис. 2.1, з). Или это может быть объединенное устройство, в котором последовательные компенсаторы обеспечивают независимое регулирование реактивной мощности в каждой линии, а также обеспечивают перераспределение активной мощности между линиями. Возможность перераспределения потоков активной мощности объединенным последовательным устройством позволяет регулировать поток как активной, так и реактивной мощности линии, тем самым максимально повышая пропускную способность системы передачи. Необходимо отметить, что термин «объединенный» регулятор означает, что выводы постоянного тока всех преобразователей устройства соединены вместе для перераспределения активной мощности.

*Примечание.* Устройства на базе преобразователя напряжения содержат цепь постоянного тока/выпрямленного напряжения с накопителем небольшой емкости, через который происходит междуфазный обмен энергией с помощью высокочастотных импульсов (в отличие от устройств первого поколения, у которого обмен энергией происходит между каждой фазой и накопителем в данной фазе). В случае комбинированных устройств FACTS цепь постоянного тока может быть объединена, что позволяет осуществлять обмен энергией между продольными компенсаторами. Таким же образом через общую цепь постоянного тока/выпрямленного напряжения происходит передача мощности между энергосистемами через вставку несинхронной связи.

Ввиду отсутствия устройств подобного класса в единой энергетической системе (ЕЭС) России, требования к модели продольно-

продольных устройств FACTS при создании и актуализации расчетной модели не предъявляются. В случае появления таких устройств соответствующее изменение должны претерпеть программные комплексы расчета режимов и процессов.

### Комбинированные продольно-поперечные устройства

Комбинированные продольно-поперечные устройства, или объединенные регуляторы потоков мощности (ОРПМ), представляют собой комбинацию из отдельных устройств продольного и поперечного включения, управляемых совместно (рис. 2.1, д), или объединенный регулятор с последовательными и параллельными элементами (рис. 2.2, е). Комбинированные продольно-поперечные компенсаторы по аналогии могут быть представлены источниками тока в поперечной части и источниками напряжения в продольной. Однако когда продольные и поперечные устройства объединены, то обеспечивается обмен активной мощностью между последовательными и параллельными элементами через силовую цепь.

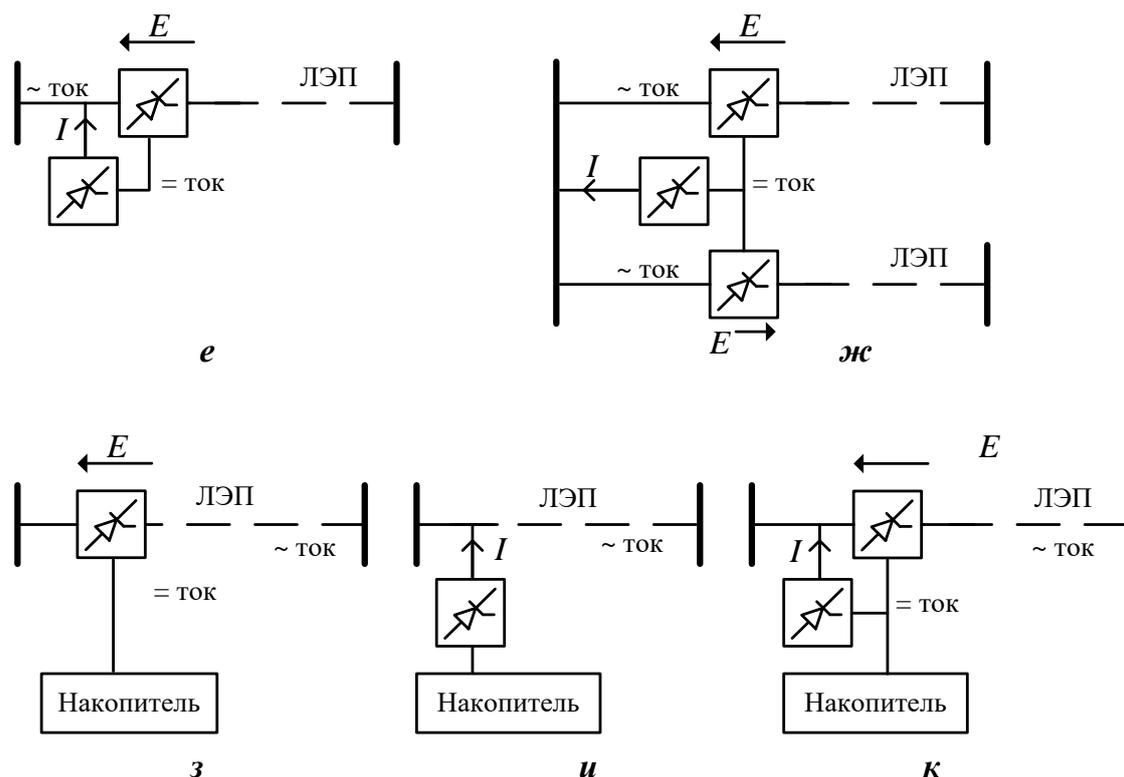


Рис. 2.2. Основные исполнения устройств FACTS:

- е* – объединенное устройство продольно-поперечного управления;
- ж* – объединенное устройство для управления несколькими линиями;
- з* – продольное устройство с накопителем; *и* – поперечное устройство с накопителем;
- к* – комбинированное продольно-поперечное устройство с накопителем

Устройством, подобным ОРПМ, является фазоповоротный трансформатор. В этом смысле ОРПМ может быть представлен элементом с неизменным комплексным коэффициентом трансформации, однако этот подход не учитывает влияние САУ.

Необходимо учитывать, что устройства продольного включения напрямую влияют на продольное напряжение, или, можно сказать, на эквивалентное сопротивление, а следовательно, на ток и поток мощности. Поэтому если цель их применения – управление током/поток мощности и снижение колебаний, то продольные устройства заданной мощности во много раз более эффективны, чем поперечные устройства.

Поперечные устройства, напротив, представляют собой источник тока, поэтому более эффективны для управления напряжением в узле присоединения или других узлах прилегающей электрической сети. Управление выполняется посредством ввода дополнительного реактивного тока (опережающего или отстающего) или активно-реактивного тока, что обеспечивает эффективное регулирование напряжения и снижение его колебаний.

Из этого не следует, что продольные устройства не могут быть использованы для поддержания напряжения в заданных пределах. Более того, колебания напряжения во многом являются последствием падения напряжения в продольных сопротивлениях линий, трансформаторов и генераторов. Поэтому увеличение или уменьшение напряжения с помощью продольного устройства может быть наиболее экономичным способом поддержания напряжения в заданных пределах. Тем не менее поперечные устройства намного более эффективны для поддержания напряжения на шинах подстанции. Одним из важных преимуществ поперечного устройства является то, что оно обеспечивает регулирование напряжения в узле шин независимо от отдельных линий, присоединенных к шинам.

С другой стороны, продольно-включенные устройства должны быть спроектированы таким образом, чтобы выдерживать аварийные и динамические перегрузки, а также пропустить ток короткого замыкания или шунтироваться при протекании через них тока короткого замыкания. Шунтирование может быть осуществлено металл-оксидными разрядниками или временно шунтирующими полупроводниковыми устройствами, ограничивающими ток короткого замыкания, когда он слишком высок.

Таким образом, комбинирование продольных и поперечных устройств позволяет реализовать наилучшие свойства обоих, т. е. эффективное управление потоком мощности/током и напряжением.

Устройства FACTS могут быть реализованы на однооперационных тиристорах (работающих только на отпирание) или на базе полностью управляемых полупроводниковых элементов (работающих как на отпирание

ние, так и на запирающие). В целом устройства с запираемыми элементами основаны на инверторах, которые могут обмениваться с внешней системой переменного тока активной и реактивной энергией. Когда обмен происходит только по реактивной мощности, устройства FACTS требуют минимального объема накопителя энергии на стороне постоянного тока. Однако если генерируемое напряжение или ток достаточно длительное время находятся в фазе, отличной от  $90^\circ$  по отношению к току или напряжению линии, требуемый объем накопителя должен быть увеличен в сравнении со случаем, когда устройство работает только как источник реактивной мощности. Это может быть сделано на уровне самого устройства для обеспечения кратковременного (порядка нескольких десятков периодов номинальной частоты) накопления. В дополнение к другой накопитель, например конденсаторная батарея или другой накопитель, могут быть подключены параллельно полупроводниковым элементам для восполнения запаса энергии в буфере устройства.

Преимущества использования накопителя значительны. Устройство с накопителем намного более эффективно для управления динамическими режимами системы.

Основные термины в области систем FACTS, номенклатура и классификация существующих устройств по их назначению представлены в прил. А.

Широкая номенклатура существующих в настоящее время устройств FACTS содержит большое число сокращений. Принятые обозначения устройств устанавливаются рабочей группой FACTS института IEEE.

Гибкость системы передачи переменного тока – способность системы приспосабливаться к изменениям топологии или режима работы системы при сохранении запасов устойчивости в установившихся и переходных режимах.

FACTS – системы передачи переменного тока, объединяющие устройства управления на базе силовой полупроводниковой техники или других статических устройств, повышающих управляемость систем и пределы передаваемой мощности [4, 6].

Устройство FACTS – основанное на силовой полупроводниковой технике устройство или другое статическое оборудование обеспечивающее управление одним или более параметрами системы передачи переменного тока.

### **Поперечно подключаемые устройства**

**Статический компенсатор реактивной мощности (SVC – static var compensator)** – поперечно-подключаемый статический источник, или поглотитель реактивной мощности, обеспечивающий подпитку емкост-

ным или индуктивным током для управления параметрами электроэнергетической системы (обычно напряжением на шинах). SVC в зарубежной практике обычно называют устройства на базе тиристоров, аналогично отечественному понятию «статический тиристорный компенсатор».

**Тиристорно-управляемые реакторы (ТУР; thyristor controlled reactor – TCR)** – тиристорно-управляемая индуктивность, подключаемая по схеме шунта, реактивное сопротивление которой плавно регулируется за счет изменения угла открытия тиристорного ключа (длительности нахождения в открытом состоянии на периоде сетевого напряжения).

**Тиристорно-коммутируемый реактор (ТКР; thyristor switched reactor – TSR)** – тиристорно-переключаемая индуктивность, подключаемая по схеме шунта, реактивное сопротивление которого изменяется ступенчато за счет изменения длительности нахождения в открытом состоянии тиристорного ключа на периоде сетевого напряжения между полностью открытым и полностью закрытым.

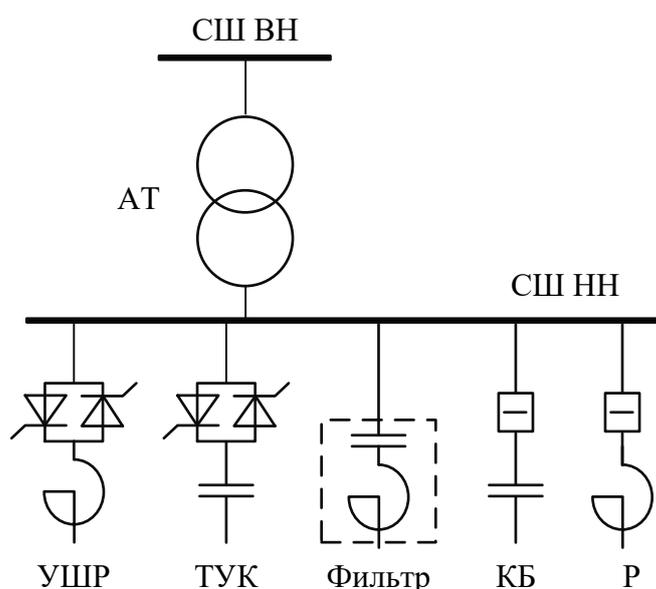


Рис. 2.3. Структурная схема СТК

**Тиристорно-коммутируемый конденсатор (ТУК; thyristor switched capacitor – TSC)** – тиристорно-переключаемая емкость, подключаемая по схеме шунта, реактивное сопротивление которой изменяется ступенчато за счет изменения состояния тиристорного ключа.

Для осуществления плавного регулирования генерируемой реактивной мощности требуется применение полностью управляемых ключей, которые более дорогие, поэтому экономически более эффективно использовать для плавного регулирования тиристорно-управляемые реакторы. *Однооперационные тиристоры, как следует из названия, не мо-*

гут быть переведены в закрытое состояние с помощью сигнала, подаваемого на управляющий электрод. Такие тиристоры закрываются, когда протекающий через них ток становится меньше тока удержания.

**Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ; static synchronous compensator – STATCOM)** – это устройство на базе статического преобразователя, работающее в качестве статического компенсатора реактивной мощности, чей емкостной или индуктивный выходной ток может изменяться независимо от переменного напряжения сети.

СТАТКОМ является одним из основных устройств FACTS. На его основе могут быть реализованы вставки постоянного тока и различные комбинированные устройства продольно-поперечной и продольно-продольной компенсации. При этом СТАТКОМ может быть реализован и на основе источника напряжения (предпочтительно), и на основе источника тока (обладает меньшим быстродействием).

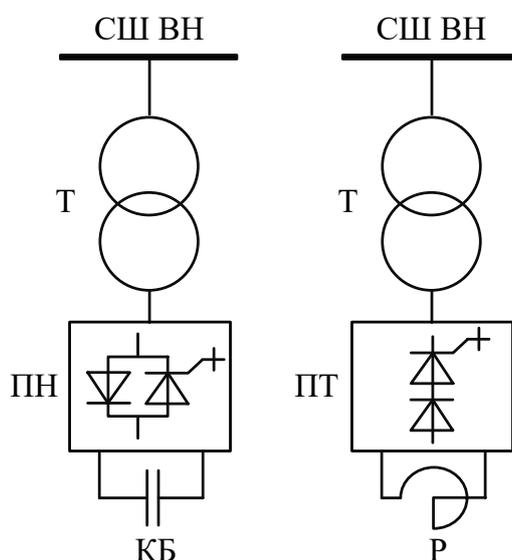


Рис. 2.4. СТАТКОМ на базе преобразователя напряжения (ПН) слева и преобразователя тока (ПТ) справа

### Продольно-подключаемые устройства

**Синхронный статический продольный компенсатор (ССПК; static synchronous series compensator – SSSC)** – Статический синхронный компенсатор, включенный в сеть как последовательный компенсатор и работающий без использования внешнего источника энергии. ССПК формирует на выводах напряжение, сдвинутое под углом  $90^\circ$  относительно тока линии и контролируемое независимо от тока линии для уменьшения или увеличения реактивного падения напряжения в линии, изменяя таким образом передаваемую мощность.

ССПК может иметь источник энергии, подключаемый на время переходных процессов, для улучшения динамической устойчивости энергосистемы путем дополнительной кратковременной компенсации активной мощности, для мгновенного уменьшения или увеличения суммарного активного (реактивного) падения напряжения на линии (рис. 2.5).

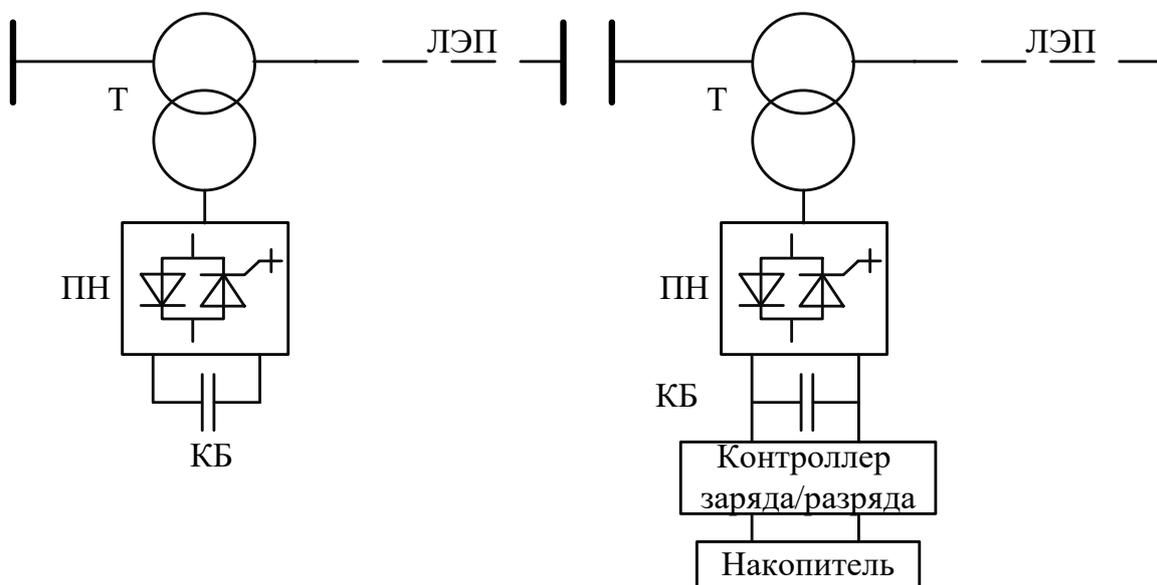


Рис. 2.5. Структуры ССПК с различными схемами реализации цепи постоянного тока

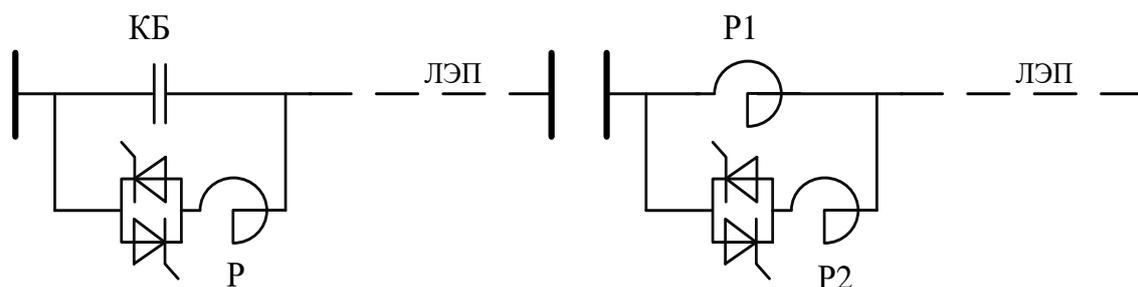
**Устройство управления распределением мощности между линиями Interline Power Flow Controller (УУРМ; interline power flow controller – IPFC).** Представляет собой комбинацию двух или более ССПК, связанных по общей цепи постоянного тока для обеспечения протекания потока активной мощности между выводами переменного тока ССПК в обоих направлениях. Система управления устройства обеспечивает независимую компенсацию реактивной мощности, регулирование потоков активной мощности в каждой линии и поддержание требуемого распределения потоков реактивной мощности между линиями.

**Тиристорно-управляемый последовательный конденсатор (ТУП; thyristor controlled series capacitor – TCSC)** – компенсатор на базе конденсаторов, который состоит из последовательной батареи конденсаторов, шунтированной тиристорно-управляемым реактором для обеспечения плавного регулирования реактивного сопротивления последовательно включенного конденсатора. В зависимости от соотношения емкости и индуктивности ТУПК может иметь либо только емкостное сопротивление (при больших индуктивностях), либо работать в диапазоне как емкостного, так и индуктивного эквивалентных сопротивлений.

**Тиристорно-переключаемый последовательный конденсатор (ТШК; thyristor switched series capacitor – TSSC)** – компенсатор на базе конденсаторов, который состоит из последовательной батареи конденсаторов, шунтированной тиристорно-переключаемым реактором для обеспечения ступенчатого регулирования емкости последовательно включенного конденсатора. При этом реактор может использоваться исключительно для ограничения тока при включении тиристора.

**Тиристорно-управляемый последовательный реактор (ТУПР; thyristor-controlled series reactor – TCSR)** – компенсатор, который состоит из последовательно-включенного в сеть реактора, шунтированного тиристорно-управляемым реактором для обеспечения плавного регулирования индуктивного сопротивления последовательно включенного реактора.

**Тиристорно-переключаемый последовательный реактор (ТШР; thyristor switched series reactor – TSSR)** – компенсатор, который состоит из последовательно-включенного в сеть реактора, шунтированного тиристорно-переключаемым реактором для обеспечения ступенчатого регулирования индуктивного сопротивления последовательно включенного реактора.



*Рис. 2.6. Структуры тиристорно-управляемых продольных компенсаторов*

**Объединенный регулятор потоков мощности (ОРПМ; unified power flow controller – UPFC)** – комбинация STATCOM и ССПК, связанных по общей цепи постоянного тока для обеспечения двустороннего обмена активной мощностью между последовательно присоединенным к сети выводами ССПК и присоединенными по схеме шунта выводами STATCOM и управляемыми для одновременной компенсации активной и реактивной мощности линии без использования внешнего источника энергии. ОРПМ за счет регулирования напряжения, независимо от его угла, может управлять одновременно или раздельно напряжением линии, сопротивлением линии и углом или активной и реактивной мощностью линии. ОРПМ может также обеспечивать независимо управляемую поперечную компенсацию реактивной мощности.

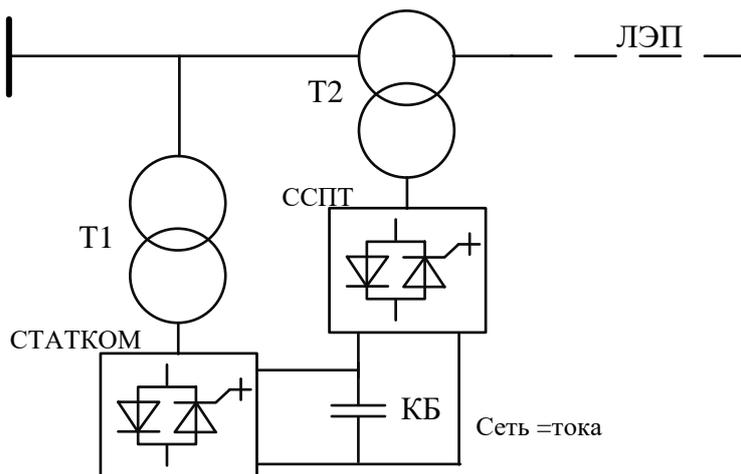


Рис. 2.7. Структура ОРПМ

**Тиристорно-управляемый фазоповоротный трансформатор (ТУФТ; thyristor-controlled phase shifting transformer – TCPST)** – фазоповоротный трансформатор, управляемый тиристорными ключами для обеспечения быстрого изменения угла сдвига фаз.

Сдвиг фаз достигается за счет добавления через продольный трансформатор векторов напряжения к напряжениям каждой фазы, при этом добавочное напряжение расположено к фазному под углом, близким к  $90^\circ$ . Это напряжение получается из двух других фаз посредством трансформатора с отпайками, присоединенного по схеме шунта. Добавочное напряжение может управляться за счет изменения состояния тиристоры, подающих напряжение с отпайки поперечного трансформатора на вентильную обмотку продольного трансформатора. Устройство, которое может осуществлять генерацию добавочного напряжения, смещенного на  $\pm 90^\circ$ , способное изменять фазу в обоих направлениях, называется тиристорно-управляемым регулятором фазового угла (ТУРФ).

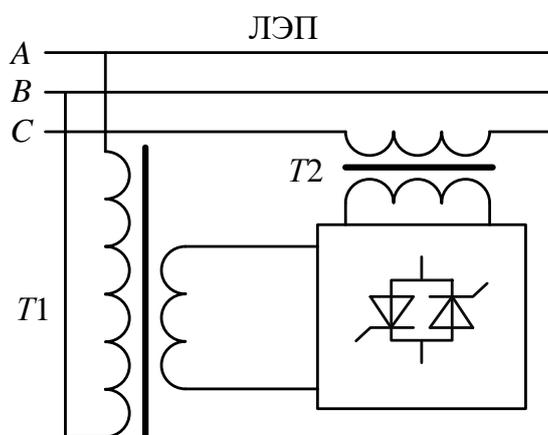


Рис. 2.8. Структурная схема фазоповоротного устройства

**Устройство междуфазного управления мощностью (УМУМ; inter-phase power controller – IPC)** – устройство продольного управления активной и реактивной мощностью, состоящее из индуктивной и емкостной ветви, расположенной в каждой фазе линии и предназначенное для сдвига напряжения по фазе. Активная и реактивная мощность могут изменяться независимо за счет регулирования фазового угла и/или сопротивления ветви, используя механический или полупроводниковый регулятор. В частных случаях, когда индуктивное и емкостное сопротивления представляют собой спаренную систему, каждый вывод IPC представляет собой пассивный источник тока, зависящий от напряжения на других выводах.

### **Другие виды устройств FACTS**

**Тиристорно-управляемый тормозной резистор (ТУТР; thyristor controlled braking resistor – TCBR)** – подключенный по схеме шунта ступенчато-переключаемого с помощью тиристоров резистор, управляемый с целью повышения динамической устойчивости энергосистемы или для минимизации увеличения выдачи мощности генератора при возмущениях. *При электрическом торможении механическая мощность, поступающая от турбины, и кинетическая энергия ротора генератора преобразуется в электрическую. Далее электроэнергия подается на тормозные резисторы, подключенные поперечно, где рассеивается в виде тепла. Изменение тормозного усилия происходит за счет изменения сопротивления. При этом есть некоторое значение сопротивления, определяемое сопротивлением генератора и связи с шинами приемной системы, при котором торможение будет максимальным. Увеличение сопротивления будет приводить к снижению эффективности торможения, к уменьшению в большей степени активной составляющей тока, а уменьшение сопротивления – к более интенсивному росту реактивного тока за счет внутреннего индуктивного сопротивления генератора.*

**Тиристорно-управляемый ограничитель напряжений (ТОПН; thyristor controlled voltage limiter – TCVL)** – тиристорно-переключаемый металл-оксидный варистор (MOV), используемый для ограничений напряжения на выводах при переходных процессах.

**Тиристорно-управляемый регулятор напряжения (ТРН; thyristor controlled voltage regulator – TCVR)** – тиристорно-управляемый трансформатор, обеспечивающий плавное синфазное регулирование напряжения.

В прил. А приведены названия устройств FACTS на русском языке и их официальные названия в соответствии с классификацией IEEE, а также функции, выполняемые данным устройствами.

Согласно документу «требования к созданию и актуализации расчетных моделей для расчетов установившихся режимов и статической

устойчивости в филиалах ОАО «СО ЕЭС» предъявляются<sup>3</sup> определенные требования к моделированию устройств FACTS:

1. Моделирование устройства продольной компенсации (УПК) должно осуществляться с использованием модели линии электропередачи с продольным емкостным сопротивлением, соответствующим параметрам УПК. При этом модель линии электропередачи, в которую осуществляется включение УПК, должна состоять из трех последовательных моделей (модель участка линии электропередачи до точки включения УПК, модель УПК, модель участка УПК после точки включения УПК).

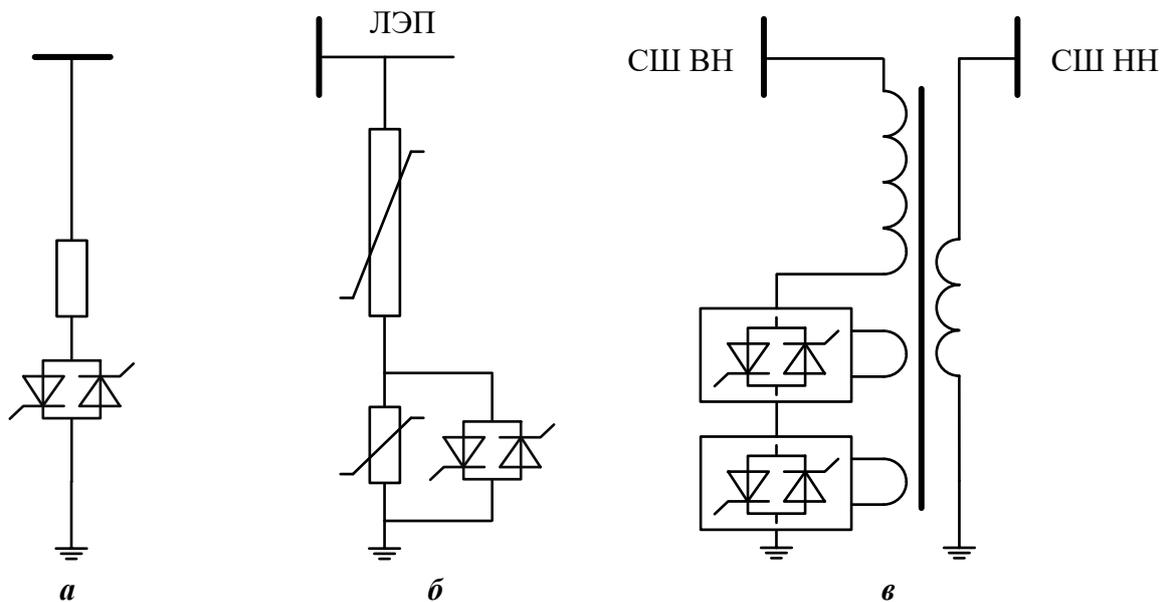


Рис. 2.9. а – ТОПН; б – ТОПН; в – ТРПН

2. Моделирование фазопоротного устройства (ФПУ) должно осуществляться с использованием модели трансформатора с заданием мнимой составляющей коэффициента трансформации, соответствующей параметрам (углу поворота) ФПУ. При этом модель линии электропередачи, в которую осуществляется включение ФПУ, должна состоять из двух последовательных моделей (модель линии электропередачи, модель ФПУ с соответствующими значениями вещественного и мнимого коэффициентов трансформации).

3. Моделирование статического компенсатора реактивной мощности (СТК) должно осуществляться с использованием модели генерирую-

<sup>3</sup> Требования к созданию и актуализации расчетных моделей для расчетов установившихся режимов и статической устойчивости в филиалах ОАО «"СО ЕЭС" РДУ» / ОАО «СО ЕЭС» Москва, 2010. – 12 с.

щего оборудования с активной мощностью генерации, равной нулю, пределами по реактивной мощности, соответствующими характеристикам СТК и величиной напряжения, соответствующей напряжению, поддерживаемому на шинах, к которым подключен СТК.

4. Моделирование вставки постоянного тока (ВПТ) должно осуществляться с использованием моделей генерирующего оборудования и нагрузки. Сторона выпрямителя ВПТ должна моделироваться отдельным узлом с использованием модели нагрузки, активная мощность которой соответствует активной мощности, передаваемой через ВПТ. Сторона инвертора ВПТ должна моделироваться отдельным узлом с использованием модели генерирующего оборудования с активной мощностью генерации, соответствующей передаваемой через ВПТ активной мощности, пределами по реактивной мощности, соответствующими мощности установленных на стороне инвертора средств компенсации реактивной мощности и величиной напряжения, соответствующей напряжению, поддерживаемому на шинах энергообъекта. Связь между узлами расчетной модели, моделирующими сторону выпрямителя и сторону инвертора ВПТ, должна отсутствовать.

При наличии обоснований допускается использование иных моделей ВПТ, учитывающих технические особенности установленного оборудования.

5. Моделирование линии электропередачи постоянного тока (ППТ) должно осуществляться аналогично моделированию ВПТ, при этом при определении активной мощности нагрузки в узле, моделирующем сторону инвертора ППТ, должны учитываться потери активной мощности в линии электропередачи постоянного тока.

## **2.2. Силовые полупроводниковые ключи**

В целом силовые полупроводниковые устройства представляют собой быстрые ключи, основанные на особо чистых монокристаллах кремния, разработанных таким образом, чтобы обеспечить разнообразные коммутационные характеристики. В направлении прямой проводимости они могут управляться на включение и отключение тока (открытие/закрытие) посредством управления затвором. Некоторые устройства спроектированы таким образом, что не имеют возможности блокировать протекание тока в обратном направлении. В этом случае они комплектуются дополнительным диодом, включенным последовательно, или шунтируются встречно-параллельным диодом.

Обозначения полупроводниковых устройств представлены на рис. 2.10.

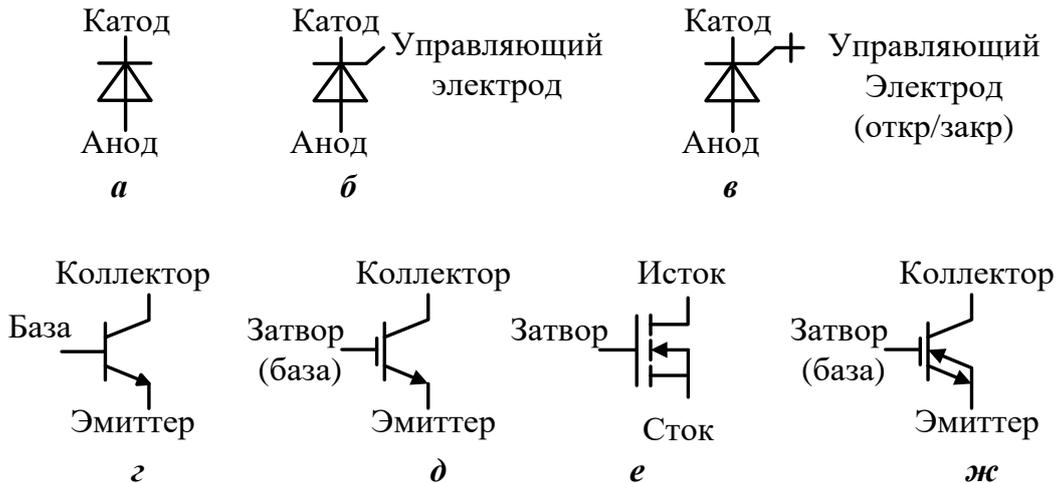


Рис. 2.10. Обозначения полупроводниковых устройств:  
*а* – диод; *б* – SCR-тиристор; *в* – GTO- и GTC-тиристор; *г* – биполярный транзистор;  
*д* – IGBT-транзистор; *е* – MOS FET-транзистор; *ж* – ВИТ-транзистор

Вкратце рассмотрим три основные группы силовых полупроводников, используемых в устройствах FACTS.

**Диоды.** Это группа двухслойных полупроводниковых устройств (*p-n*-типа) с односторонней проводимостью: от анода к катоду. Диод не имеет дополнительного электрода для управления проводимостью, и его состояние (проводящее или непроводящее) зависит только от потенциалов на аноде и катоде. Диод пропускает ток, когда потенциал на аноде превышает потенциал на катоде, при противоположной разности потенциалов ток через диод не протекает. Диод является одним из основных элементов многих устройств FACTS. Статические свойства диодов поясняют вольт-амперные характеристики.

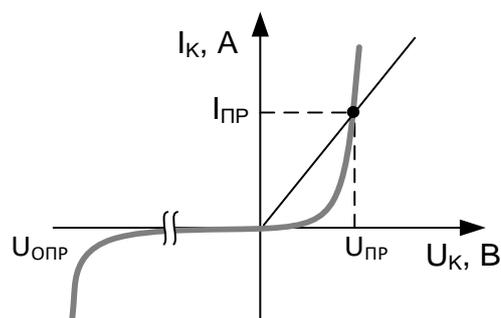


Рис. 2.11. Вольт-амперная характеристика диода

При протекании тока в прямом направлении  $I_{пр}$  на электродах диода возникает падение напряжения  $U_{пр}$ , при приложении к диоду обратной разности потенциалов ток практически равен нулю. Диод выходит

из строя при превышении прямого тока или предельного обратного напряжения  $U_{\text{обр}}$  свыше допустимых уровней.

**Транзисторы** – группа трехслойных устройств ( $n-p-n$ -,  $p-n-p$ -типа). Транзистор проводит ток в прямом направлении (коллектор–эмиттер), когда один из его электродов – коллектор – положительный по отношению к другому электроду – эмиттеру и когда управляющее напряжение (полевые транзисторы) или ток (биполярные транзисторы) подведены к третьему управляющему электроду – затвору или базе. Если на управляющий электрод подано напряжение или ток, достаточные для насыщения  $p-n$ -перехода, то статическая характеристика транзистора совпадает с ВАХ диода. Если на управляющий электрод не подается управляющий сигнал, то транзистор находится в закрытом состоянии и не проводит ток.

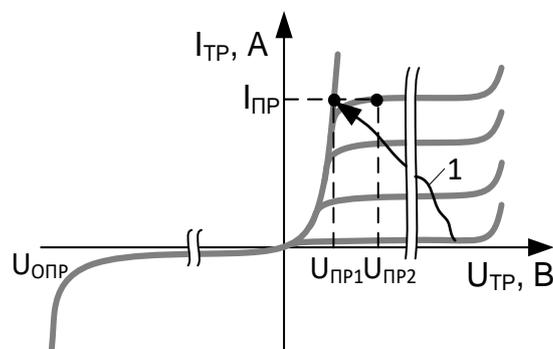


Рис. 2.12. Вольт-амперная характеристика транзистора

Когда напряжение или ток базы меньше, чем необходимо для полного открытия, транзистор будет проводить, сохраняя частичное напряжение между коллектором и эмиттером  $U_{\text{пр2}}$ . Такой режим не может быть использован применительно к устройствам FACTS, т. к. приводит к возникновению больших потерь активной мощности. С одной стороны, это приведет к неэффективности использования таких установок, с другой – выделяемая в кристалле полупроводника тепловая мощность не сможет быть рассеяна в окружающую среду.

**Однооперационные тиристоры (semiconductor rectifier – SCR)** – группа четырехслойных полупроводниковых устройств. Тиристор полностью (лавинобразно) открывается в направлении прямой проводимости, когда потенциал на одном из его электродов – аноде – больше по отношению к катоду и управляющий импульс тока поступает на управляющий электрод. Тиристор сохраняет открытое состояние, пока ток не спадет ниже тока удержания. Для задач электроэнергетики значение тока удержания можно считать равным нулю, если сравнивать с номинальным значением прямого тока.

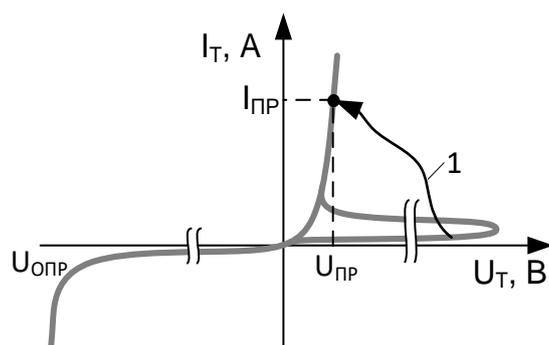


Рис. 2.13. Вольт-амперная характеристика тиристора

Способность тиристора длительное время находиться в полностью открытом состоянии является отличительным свойством тиристоров, позволяющим обеспечить низкие потери в проводящем состоянии. Тиристоры имеют самые большие допустимые прямые токи и напряжения блокировки из управляемых ключей и обеспечивают импульсные перегрузки по току, многократно (на порядок) превышающие допустимые в нормальном режиме эксплуатации и трехкратные и более перегрузки в кратковременном режиме. Это означает, что меньше полупроводников необходимо для одного устройства. Тиристоры до сих пор являются устройствами для применения на самых высоких напряжениях и мощностях. Они являются основой для наиболее распространенных устройств FACTS, а также HVDC-передач напряжением выше 500 кВ и мощностью свыше 3000 МВА.

Для повышения управляемости были разработаны **запираемые тиристоры GTO (gate turn off – GTO)**, которые могут отключаться пиком напряжения, подаваемого на управляющий электрод, однако эти устройства постепенно вытесняются новым типом тиристоров – **тиристоры с интегрированным управлением IGCT (integrated gate commutated thyristor – IGCT)**, комбинирующим преимущества тиристоров – низкие потери во включенном состоянии и при коммутации и более быстрых смен состояния. Эти устройства используются в небольших устройствах FACTS.

**Биполярные транзисторы с изолированным затвором (insulated gate bipolar transistor – IGBT)** на сегодняшний день наиболее распространены в области FACTS на базе статических преобразователей напряжения. IGBT может быть открыт положительным напряжением и закрыт нулевым напряжением. Это позволяет реализовать достаточно простой элемент управления затвором IGBT, не требующим в отличие от управления током постоянных затрат мощности. Напряжение и мощность устройств FACTS в настоящее время имеет тенденцию к увеличению до 400...525 кВ и 2000...3000 МВА для передач постоянного тока с конвертерами на ис-

точниках напряжения. Характеристики IGBT позволяют использовать их практически для любых типов установок.

Другой тип транзисторов МДП (металл–диэлектрик–проводник), или в соответствии с международной терминологией MOSFET (metal–oxide–semiconductor field effect transistor), применим только для установок относительно небольшой мощности, однако позволяет осуществлять очень быструю высокочастотную коммутацию и часто используется в качестве контрольного затвора для тиристоров.

Начиная со времени создания первого тиристора, компанией GE в 1957 г. направлениями совершенствования силовых проводников является:

- снижение потерь при коммутации;
- снижение потерь передачи энергии;
- повышение класса напряжения и тока.

Существующие в настоящее время тиристоры и транзисторы позволяют реализовать устройства различных классов напряжения и установленных мощностей. На рис. 2.14 обозначены диапазоны установленных мощностей и классов напряжения установок на 2010 г. Принципы компоновки единичного вентиля/модуля с того времени остались практически неизменными. Классы напряжений же устройств на IGBT-модулях достигают 400...525 кВ, а установленная мощность – 2000...3000 МВА. Устройства на базе тиристоров выполняются на класс напряжения 800...1050 кВ и мощности 8000...12000 МВА.

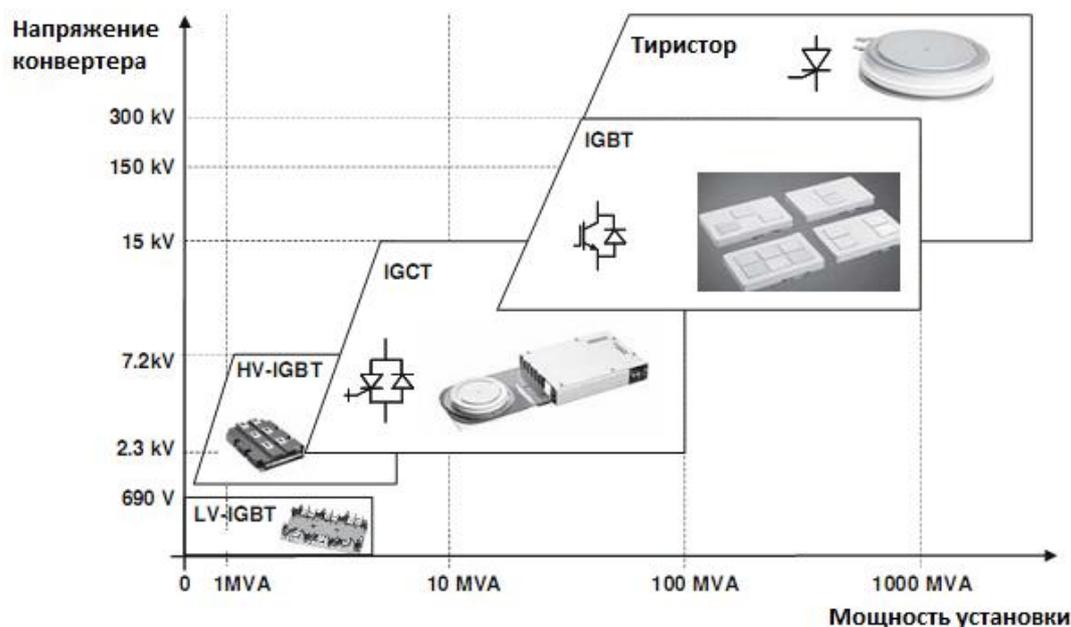


Рис. 2.14. Диапазоны применения полупроводниковых ключей в зависимости от единичной мощности установки

## Характеристики полупроводниковых ключей

Падение напряжения в режиме прямого тока  $U_{пр}$  и следующие потери в режиме полной проводимости (потери в открытом состоянии). Потери в виде тепла должны быстро отводиться от полупроводника, для этого используются различные системы охлаждения. В открытом и особенно закрытом состояниях потери невысоки, поскольку одна из величин  $I_{пр}$  или  $U_{пр}$  крайне малы.

Таблица 2.1

*Максимальные характеристики полупроводниковых ключей, выпускаемых промышленностью*

Тип ключа	Прямое запираемое напряжение, кВ	Прямой ток, кА	Время переключения, мкс	Диапазон частот коммутации, Гц
Диод *	6	3,8		50...60
SCR-тиристор **	8,5	4,5	100...200	50...60
GTO-тиристор	4,5	2,8	100...200	50...60
IGCT-тиристор **	6,5	4	10...30	До 1000
IGBT ***	5,2	3	2...5	1000...3000
SiC МОП-транзистор ****	6,5	3	1	5000...10'000

*Примечания:*

\* Имеются в виду быстро восстанавливающиеся диоды. У стандартных диодов напряжение может достигать 8,5 кВ при токе 8,5 кА.

\*\* Допустимый импульсный ток длительностью не более 10 мс может достигать 90 кА у SCR-тиристоров (кратность >10 к номинальному), 25 кА – у GTO-тиристоров (кратность ~9 к номинальному) и 26 кА – у IGCT-тиристоров (кратность ~6 к номинальному).

\*\*\* Для применения в энергетике IGBT выпускаются в компоновках из нескольких десятков кристаллов транзисторов с номинальными токами 100...200 А, при этом в том же корпусе чаще всего устанавливаются встречно-параллельные диоды, поскольку у такого типа транзисторов низкое запирающее напряжение в обратном направлении. Указанные в таблице характеристики приведены для VIGT-транзистора.

\*\*\*\* Бинарные полупроводники позволяют получить характеристики запираемого напряжения, потерь от протекания прямого тока и скорость переключения, значительно превышающие параметры IGBT. Ожидаемые предельные запираемые напряжения – 30 кВ. Частота коммутации может быть значительно увеличена, что позволяет уменьшить мощность фильтров или полностью от них отказаться. Потери на преобразование снижаются в разы. Стоимость вентиля увеличивается примерно на порядок. Технология производства находится на относительно ранней стадии развития по сравнению с кремниевыми IGBT и область применения ограничена тяговыми инверторами и солнечной энергетикой. Применение в устройствах FACTS пока технико-экономически не оправдано.

**Скорость или время коммутации  $t_k$ .** Переход от полностью проводящего режима к полностью непроводящему (запираение) с соответствующим увеличением скорости нарастания напряжения сразу после закрытия, и из полностью непроводящего в полностью проводящее состояние (открытие) с соответствующей высокой скоростью нарастания тока после открытия. Эти параметры определяют многие характеристики устройства – размер, стоимость, потери в демпфирующей цепи, максимальный ток и напряжение.

**Коммутационные потери.** Изменение состояния происходит по некоторой траектории (характеристика 1, рис. 2.12, 2.13) на вольт-амперной характеристике, и в течение времени коммутации одновременно существует значительный ток  $I_{\text{ПР}}$  и напряжение  $U_{\text{ПР}}$ , поэтому потери в кристалле полупроводника в это время гораздо больше потерь в полностью открытом состоянии. Для ПП-ключей в технических характеристиках указывается энергия, выделяемая при однократной коммутации. Чем меньше время коммутации (выше скорость коммутации), тем меньше энергия коммутации. При увеличении частоты коммутации количество выделяемой энергии в единицу времени увеличивается, т. е. увеличиваются коммутационные потери.

**Мощность драйвера затвора.** При необходимости пропускания высокого и длительного импульса тока для открытия или закрытия, значительный вес приобретают не только потери, но и стоимость цепи управления и источника мощности, которые могут составлять больше стоимости самого устройства.

### **Перспективные технологии производства силовой полупроводниковой элементной базы для устройств FACTS**

Традиционно для силовой полупроводниковой (ПП) базы основным материалом является кремний (Si). Теоретический потенциал кремниевых ПП-приборов близок к исчерпанию. Для перехода на уровень коммерческой применимости требуется изменение технологий производства полупроводниковых устройств. Уже довольно давно существуют бинарные полупроводники на основе арсенида галлия (GaAs), нитрида галлия (GaN), карбида кремния (SiC). Бинарные полупроводниковые материалы могут иметь различные аллотропные видоизменения, влияющие на их механические, термические, химические, электрические свойства, а также стойкость к радиационному излучению. Технологически бинарные полупроводники производятся методом эпитаксиального выращивания с чередованием слоев толщиной в несколько атомов, например кремния и углерода.

Для указанных полупроводниковых материалов основные свойства приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

*Основные электрические характеристики полупроводниковых материалов*

Характеристики материала	Si	GaAs	SiC	GaN
Ширина запрещённой зоны, эВ	1,1	1,4	3,2	3,5
Критическая напряженность электрического поля, $\times 10^6$ В/см	0,3	0,4	3	3,3
Теплопроводность, Вт/м $\times$ К	1,5	0,5	4,9	>1,5
Подвижность электронов, см <sup>2</sup> /В $\times$ с	1350	8500	700	2000
Дрейфовая скорость насыщения электронов, $\times 10^7$ см/с	1,0	2,0	2,0	2,7

Стоит также отметить температурный диапазон работы, который для кремниевой ПП элементной базы составляет 125 °С, а для бинарных полупроводников – 200...400 °С, что обеспечивает лучшие условия для охлаждения вентиляей. При этом габаритные размеры уменьшаются примерно на 50...60 %, а потери мощности на преобразование снижаются примерно на 70 %.

На начальном этапе развития технологии появились диоды, поскольку их структура, как и производство, гораздо проще. Затем появились и МОП-транзисторы, однако до недавнего времени не было промышленных технологий производства ключей на бинарных полупроводниках на высокие напряжения и большие токи. Максимальное запираемое напряжение в 2017 г. составляли 1,2...1,7 кВ, ток – до 800 А. На сегодняшний день есть промышленно производимые транзисторы на напряжение 3,3 кВ, а также отработана технология производства транзисторов на 6,5 кВ. Масштабирование производства позволит снизить стоимость, однако в ближайшее время цена может быть на порядок больше кремниевых IGBT-транзисторов.

Также немаловажным фактором является то, что производители кремниевых полупроводниковых устройств на высокие классы напряжений расценивали затраты на разработки технологий как слишком высокие. Вероятно, уже занятые производственные ниши и финансовые потоки крупных корпораций позволят в кратчайшие сроки совершить эволюционный рывок, например путем покупки вновь создаваемых малыми компаниями технологий. Это приведет к последовательному появ-

лению бинарных проводников в области ветроэнергетики, а затем и управляемых электропередач.

По прогнозам экспертов от 2011 г., чрезмерно оптимистичным, как мы можем сегодня судить, применение карбида кремния в ветроэнергетике должно было начаться в 2016 г., а в устройствах управления режимами энергосистем – в 2017 г. Постепенно, по мере развития технологий производства, ПП-ключи на основе карбида кремния займут своё место в устройствах FACTS и, вероятно, в передачах постоянного тока высокого напряжения. При этом нитрид галлия будет вытеснять карбид кремния из областей с более низким классом напряжения (рис. 2.15).

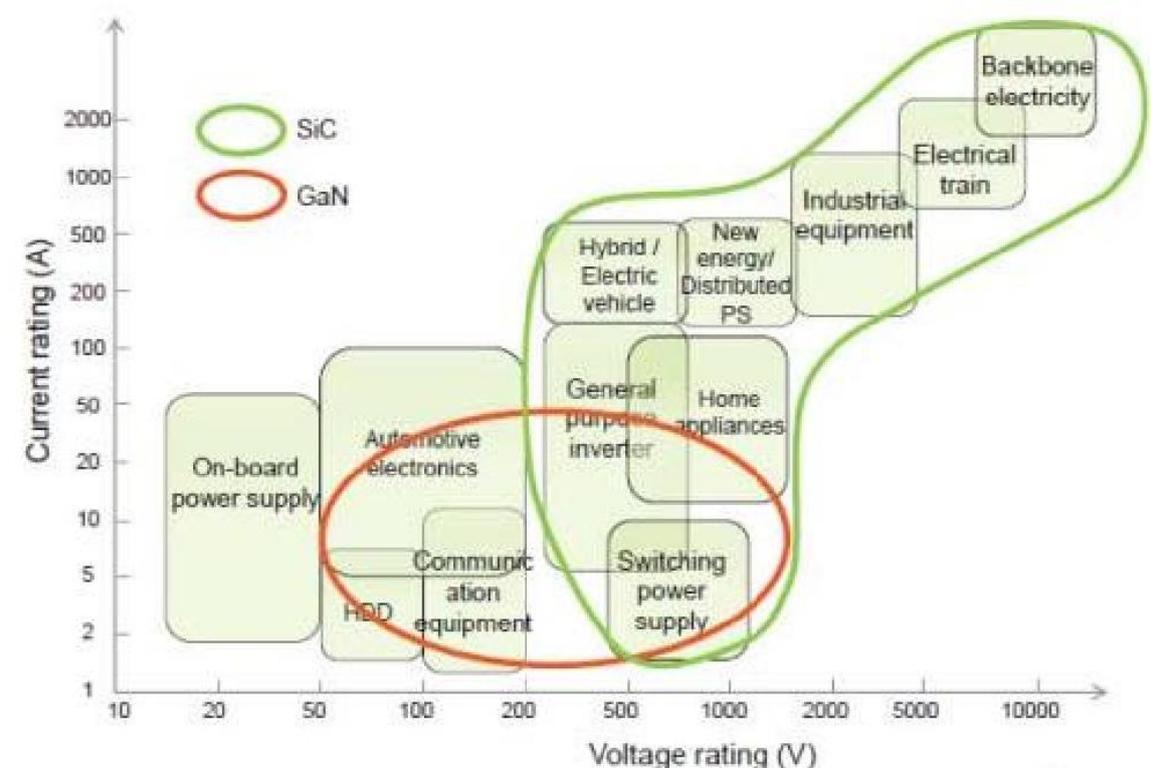


Рис. 2.15. Области применения бинарных полупроводников

Это объясняется тем, что несмотря на увеличение стоимости транзисторов и диодов, совокупность преимуществ позволяет снижать стоимость установки в комплексе, как это можно видеть на рис. 2.16. С увеличением частоты коммутации существенно снижается стоимость стабилизирующих конденсаторов в цепи постоянного напряжения и сглаживающих реакторов в цепи переменного тока. За счет меньших потерь и более высоких допустимых рабочих температурных диапазонов значительно снижается и стоимость системы охлаждения.

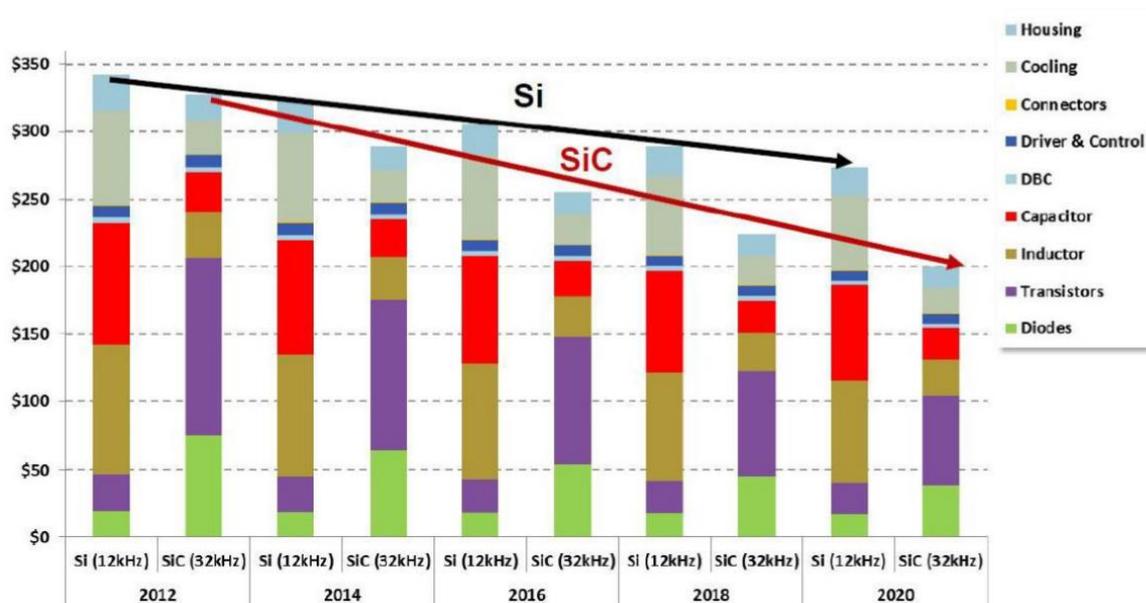


Рис. 2.16. Динамика изменения стоимости бестрансформаторного инвертора мощностью 20 кВт

## Негативные эффекты, влияющие на работу управляемых полупроводниковых приборов

*Скорость нарастания напряжения на венти́ле (эффект  $dU/dt$ )*

При исследовании процесса выключения тиристора или включения тиристора по аноду было обнаружено явление, получившее название «эффект  $dU/dt$ ». Напряжение переключения  $U_{пер}$ , как оказалось, зависит от скорости нарастания напряжения между анодом и катодом: с ростом  $dU/dt$  напряжение переключения снижается. Этот эффект связан с наличием паразитной составляющей, а именно емкостью  $p-n$ -перехода: при резком возрастании напряжения на обкладках конденсатора ток, протекающий, в нем пропорционален  $dU/dt$ . И чем больше емкость  $p-n$ -перехода, тем больше ток.

В большинстве случаев эксплуатации тиристоров такое снижение  $U_{пер}$  под воздействием  $dU/dt$ , а также включение тиристора по аноду за счет  $dU/dt$  недопустимы. Для защиты тиристора от несанкционированных включений по аноду вводят внешние элементы. Чаще всего используют шунтирующие конденсаторы  $C_{ш}$  (рис. 2.17): напряжение на конденсаторе в соответствии с законом коммутации мгновенно измениться не может и скорость нарастания напряжения на тиристоре снижается. Для ограничения тока разряда шунтирующего конденсатора  $C_{ш}$

при включении тиристора импульсом управления последовательно с конденсатором устанавливают резистор  $R$ .

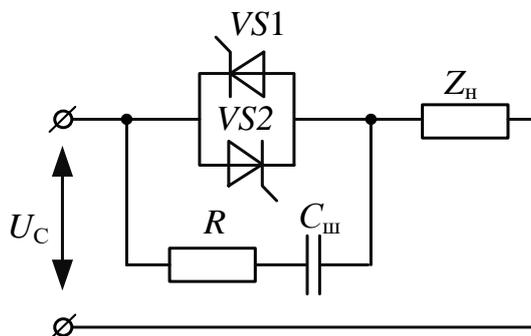


Рис. 2.17. Схема защиты тиристоров от включения по аноду

Постоянная времени цепи заряда шунтирующего конденсатора выбирается из условия

$$(R + R_{\text{н}}) \cdot C_{\text{ш}} \geq \frac{0,632 \cdot U_{\text{с}}}{(dU/dt)_{\text{пр}}},$$

где  $U_{\text{с}}$  – напряжение линии электропередачи;  $R_{\text{н}}$  – активное сопротивление нагрузки;  $(dU/dt)_{\text{пр}}$  – предельное значение скорости нарастания прямого напряжения на тиристоре, при котором не происходит включение тиристора при заданном силовом напряжении питания и разомкнутой цепи управляющего электрода.

Поскольку  $dU/dt$  у тиристорov даже выпущенных в одной партии могут сильно различаться, то параметры шунта могут более точно быть подобраны экспериментально из условия минимизации времени коммутации и коммутационных потерь.

*Скорость нарастания прямого тока вентиля (эффект  $dI/dt$ )*

При протекании тока управления спрямления  $I_{\text{у.спр}}$  через управляющий электрод тиристора тиристор открывается и электроны инжектируются через переход ПЗ ( $p_2-n_2$ - в  $p_1-n_1-p_2-n_2$ -структуре). Однако процесс инжекции электронов через переход ПЗ протекает неоднородно по площади перехода. В результате включение тиристора происходит в *некоторой области начального включения* (ОНВ). Далее область включения распространяется с относительно малой скоростью по всей площади перехода ПЗ. Обычно площадь ОНВ составляет  $0,1 \dots 0,5 \text{ мм}^2$ . Малые размеры ОНВ приводят к ее разогреву из-за большой плотности тока  $1 \dots 100 \text{ А/см}^2$  – это эффект локализации энергии при включении тиристора

(или эффект  $di/dt$ ). Температура ОНВ может возрасти до температуры, близкой к температуре плавления кремния ( $\approx 1000^\circ\text{C}$ ), вследствие чего происходит выгорание  $p-n$ -перехода.

В тех случаях, когда скорость нарастания тока  $di/dt$  при включении тиристора не ограничивается параметрами схемы, необходимо последовательно с тиристором включать линейные индуктивности или дроссели насыщения  $L_{\text{доп}}$ . С учетом индуктивности линии электропередачи  $L_{\text{л}}$  и защиты тиристора от включения по аноду схема защит силовых цепей тиристора приведена на рис. 2.18.

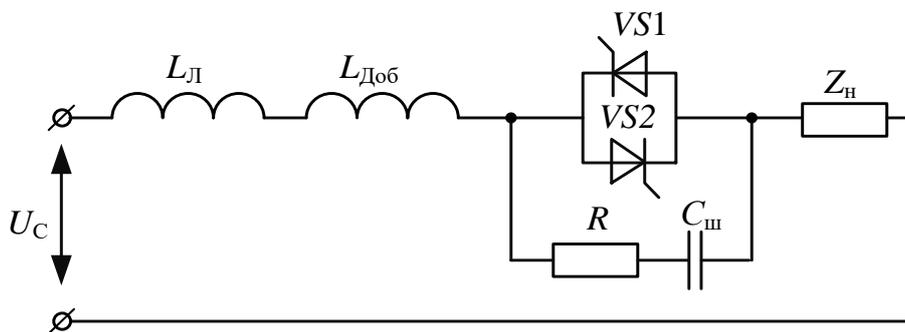


Рис. 2.18. Элементы защиты тиристоров

Максимальное значение скорости нарастания прямого тока через тиристор, не вызывающее необратимых процессов в  $p_1-n_1-p_2-n_2$ -структуре и связанного с ними ухудшения параметров тиристора, составляет для силовых тиристорov значения:  $(di/dt)_{\text{доп}} \approx 20 \dots 100 \frac{\text{A}}{\text{мкс}}$ .

Наибольшее воздействие  $di/dt$  оказывает при включении тиристора в момент максимального значения напряжения линии электропередачи

$$U_{c \text{ max}} = \sqrt{2} \cdot k_c^+ \cdot U_c,$$

где  $k_c^+$  – коэффициент, учитывающий возможные увеличения напряжения в линии электропередачи.

Минимальная необходимая индуктивность

$$L_{\text{min}} = \frac{U_{c \text{ max}} / R_{\text{н}}}{(di/dt)_{\text{доп}}}.$$

Минимальная необходимая добавочная индуктивность для защиты тиристора от недопустимо большой скорости нарастания прямого тока при включении тиристора

$$L_{\text{доп}} = L_{\text{min}} - L_{\text{л}}.$$

## Последовательное соединение силовых тиристоров

Наилучшая запирающая способность наряду с другими желаемыми характеристиками доступна для тиристоров на напряжении 8...10 кВ, для запираемых тиристоров на напряжении – 5...8 кВ, для IGBT – 3...6 кВ. В действительности, с учетом различных ограничений, рабочее напряжение устройства оказывается равным половине максимального запирающего напряжения. Чаще всего для увеличения номинального напряжения высоковольтного вентиля необходимо последовательное соединение нескольких устройств. Для обеспечения равномерного распределения напряжения между отдельными элементами в процессе открытия, закрытия вентиля и динамических изменений напряжения требуется точная подгонка параметров устройств, в особенности их коммутационных характеристик.

В тех случаях, когда максимальное напряжение линии электропередачи превышает максимально допустимое обратное напряжение для данного типа тиристора, применяют их последовательное соединение. При последовательном соединении двух тиристоров обратный ток обоих тиристоров  $I_{обр1}$  будет одинаков (рис. 2.19).

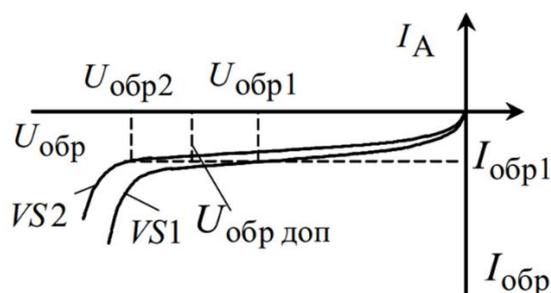


Рис. 2.19. Вольт-амперные характеристики последовательно включенных тиристоров

Однако поскольку даже однотипные тиристоры имеют небольшой технологический разброс по параметрам, то при последовательном их включении из-за несовпадения вольт-амперных характеристик возникают неравномерные распределения напряжений между отдельными приборами.

Из-за различия обратных ветвей вольт-амперных характеристик при токе  $I_{обр1}$  обратные напряжения на тиристорах VS1 и VS2 будут различны:  $U_{обр1}$  и  $U_{обр2}$ . И хотя в сумме они равны или меньше максимального обратного напряжения в схеме, но поскольку они не равны между собой, может возникнуть опасность пробоя одного из них, в данном случае тиристора VS2, т. к.  $U_{обр2} > U_{обр, доп}$ . Для выравнивания обратных напряжений при последовательном включении силовых тиристоров их шунтируют резисторами  $R_{ш}$  (рис. 2.20), величина которых меньше

сопротивлений тиристоров  $VS1$  и  $VS2$  на обратной ветви вольт-амперной характеристики примерно на порядок.

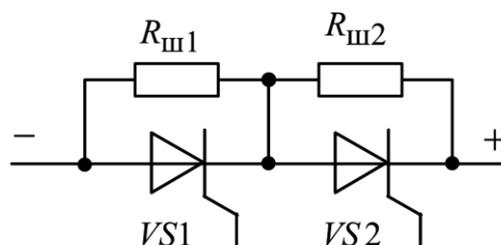


Рис. 2.20. Схема выравнивания обратных напряжений на тиристорах

Сопротивления шунтирующих резисторов может быть определено по соотношению:

$$R_{\text{ш}} \leq \frac{n \cdot U_{\text{обр доп}} - U_{\text{max}}}{(n - 1) \cdot I_{\text{обр max}}},$$

где  $n$  – число последовательно соединённых тиристоров;  $U_{\text{обр.доп}}$  – максимальное допустимое обратное напряжение для данного типа тиристоров;  $U_{\text{max}}$  – максимальное суммарное обратное напряжение, приложенное к тиристорам;  $I_{\text{обр max}}$  – максимальное значение обратного тока тиристоров.

При правильном выборе шунтирующих резисторов ток в обратном направлении будет, в основном, протекать по ним, что приведёт к выравниванию обратных напряжений  $U_{\text{обр1}}$  и  $U_{\text{обр2}}$  на тиристорах и позволит получить высоковольтный тиристорный вентиль.

### Параллельное соединение силовых тиристоров

Мощность устройств FACTS может достигать десятков или даже сотен Мвар, причем в случае с тиристорно-управляемыми реакторами весь ток может протекать через тиристоры. При этом зачастую приходится устанавливать тиристорно-управляемые реакторы на уже существующий трансформатор, где ранее был установлен синхронный компенсатор. Таким образом, конструкция вентиль должна быть рассчитана на управление током в несколько тысяч ампер, что реализуется за счет параллельного соединения нескольких устройств.

Параллельное соединение тиристоров используется с принятием мер по выравниванию прямых токов приборов, входящих в группу. Это необходимо для исключения перегрузки по току отдельных тиристоров, приводящей к выходу из строя вследствие их перегрева.

При параллельном соединении нескольких тиристоров (рис. 2.21) падение напряжения на них будет одинаково  $\Delta U_{\text{пр}}$ , однако в этом случае через прибор  $VS1$ , имеющий вольт-амперную характеристику 1 (рис. 2.22),

будет протекать ток  $i_1$ , который значительно больше тока  $i_2$ , протекающего через прибор  $VS2$ , имеющий вольт-амперную характеристику 2.

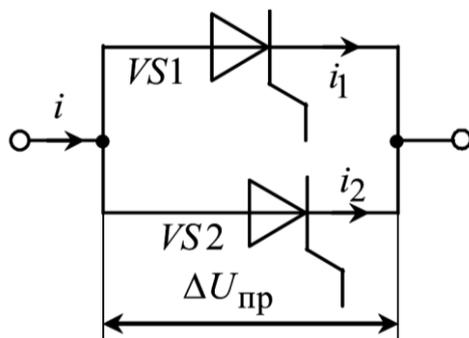


Рис. 2.21. Параллельное соединение силовых тиристоров

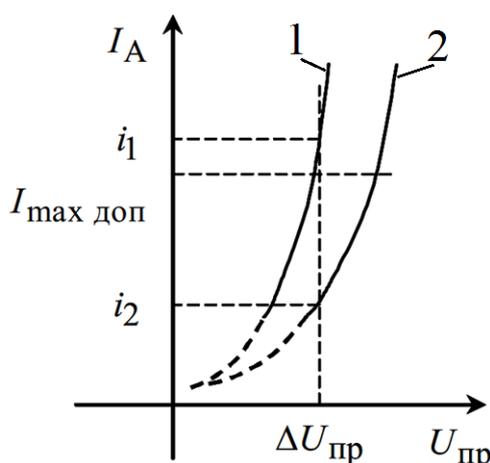


Рис. 2.22. Вольт-амперные характеристики параллельно включенных тиристоров

Неравенство токов  $i_1$  и  $i_2$  может быть настолько значительным, что один из токов (в данном случае  $i_1$ ) превышает допустимое значение тока  $I_{\text{мах. доп}}$  через тиристор данного типа, что может привести к выходу из строя тиристора  $VS1$ , а затем и всей системы.

Для выравнивания токов, протекающих через каждый из полупроводников, используют тиристоры с малым различием прямых ветвей вольт-амперных характеристик, производя сортировку тиристоров по их характеристикам.

Кроме того, для выравнивания токов при параллельном соединении мощных тиристоров используют так называемые индуктивные делители тока. Некоторые варианты индуктивных делителей тока представлены на рис. 2.23.

Принцип действия индуктивного делителя на рис. 2.23, а, сводится к тому, что индуктивные сопротивления  $X = 2\pi fL$  линейных дросселей  $L_1$  и  $L_2$  на переменном токе больше, чем активные сопротивления тиристо-

ров  $VS1$  и  $VS2$  в проводящем направлении. Тогда значения токов  $i_1$  и  $i_2$  через тиристоры будут определяться в основном выравнивающими индуктивными сопротивлениями и, следовательно, будут приближаться друг к другу. В схеме на рис. 2.23, б, эти же дроссели выполнены магнитосвязанными (на одном сердечнике), а в схеме на рис. 2.23, в, используются реакторы, имеющие первичные и вторичные обмотки. Принцип действия этого делителя основан на том, что магнитодвижущие силы первичных и вторичных обмоток реакторов должны быть уравновешены между собой. Поскольку через вторичные обмотки протекает один и тот же ток (обмотки включены последовательно), то токи первичных обмоток, а следовательно, и токи тиристоров будут тоже одинаковы. Если возникает дисбаланс тиристоров, то возникает неуравновешенный магнитный поток, который наведёт в первичных обмотках ЭДС, которая будет направлена навстречу току перегруженного тиристора и уменьшит этот ток, а в цепи недогруженного тиристора возникнет ЭДС, стремящаяся увеличить ток этого тиристора, в результате чего произойдёт выравнивание токов.

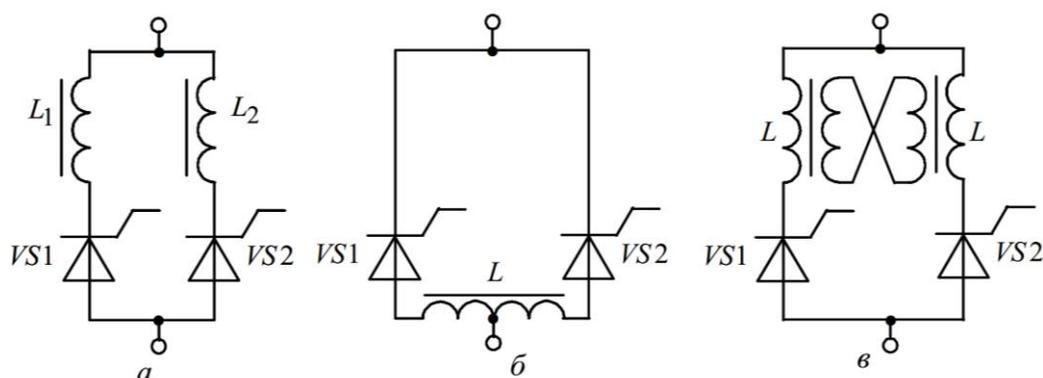


Рис. 2.23. Схемы выравнивания токов индуктивными делителями

Индуктивные делители подобного типа эффективны при выравнивании токов в переходных режимах или когда через тиристоры протекают пульсирующие токи, периодически изменяющиеся по величине от максимального значения до нуля.

При параллельном соединении силовых тиристоров их количество  $n$  определяется соотношением между током  $i$ , который будет протекать в цепи (см. рис. 2.22) и допустимым значением тока  $I_{\text{max. доп}}$  для каждого из параллельно включенных тиристоров:

$$n = \frac{i}{I_{\text{max. доп}}},$$

причем в случае дробного значения  $n$  его округляют до целого значения в сторону увеличения.

Другим важным свойством силового полупроводникового устройства является механическая устойчивость конструкции, обеспечивающая, кроме того, равномерное распределение тока в полупроводнике.

На рис. 2.24 показаны три примера соединения IGCT, однооперационных тиристоров и IGBT.

В качестве примера детально рассмотрим компоновку IGBT-группы. На рис. 2.25 показана прижимная конструкция IGBT. Каждый submodule состоит из девяти штырей, шесть из которых – это IGBT-чипы, а три – диодные чипы. От 2 до 6 submodule могут быть интегрированы в одну раму. Штыри спроектированы таким образом, чтобы спрессовать чипы с пружиной на алюминиевой плите. После того как весь модуль собран, submodule со штырями впрессовываются в рамы до тех пор, пока рамы не будут плотно насажены друг на друга. После этого давление распределяется равномерно между чипами.

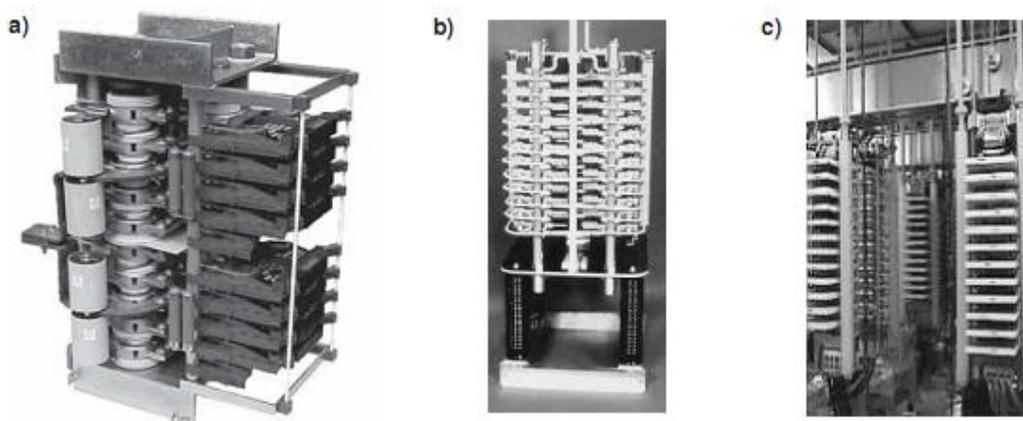


Рис. 2.24. Полупроводниковые группы:

- a) трехуровневая компоновка IGCT CH, 9 МВА группа;
- b) SVC тиристорный вентиль; c) группа IGBT (ABB) для СТАТКОМ на ВН

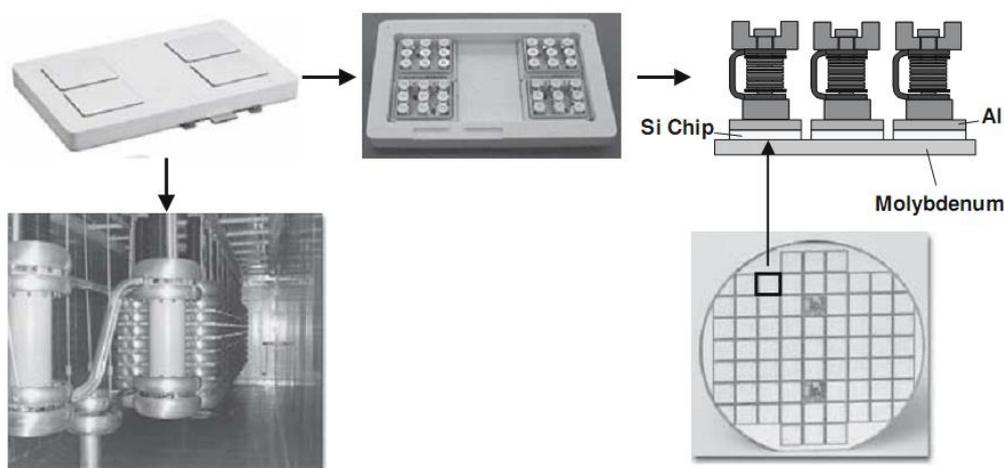


Рис. 2.25. IGBT-модуль (1 кА, 2,5 кВ) с четырьмя submodule для конвертера на источнике напряжения ( $\pm 150$  кВ, 300 МВА) ABB

Для предотвращения выхода из строя всего устройства FACTS вследствие отказа одного чипа количество чипов принимается заведомо большим. В случае короткого замыкания чипа он расплавляется вместе с алюминиевой плитой, обеспечивая долговременное устойчивое КЗ-модуля.

### **Высоковольтный тиристорный вентиль**

Высоковольтный тиристорный вентиль на любой уровень напряжения может быть выполнен путем последовательного соединения необходимого количества тиристорных модулей. Схема силовой цепи тиристорного модуля приведена на рис. 2.26, она содержит две пары антипараллельных тиристора  $VS1$  и  $VS2$ , каждая пара тиристоров шунтирована: резистором  $R4$  для выравнивания на тиристорах обратных напряжений; цепочкой  $R5$   $C3$ , ограничивающей скорость нарастания напряжения на тиристорах и исключающая возможность их включения по аноду (эффект  $dU/dt$ ). Кроме того, пара антипараллельных тиристоров шунтирована защитной цепочкой, состоящей из предохранителя  $F$  и варистора  $FV$  для включения тиристора при перенапряжениях и отсутствии основного импульса управления. Последовательно с модулем включена индуктивность  $L$  для защиты тиристоров от недопустимо большой скорости нарастания тока при их включении (эффект  $dI/dt$ ) или в аварийных режимах.

Управление высоковольтным тиристорным вентилем осуществляется от ячейки управления. Ячейки управления получают световые сигналы управления по индивидуальному световоду и преобразуют их в электрические импульсы зажигания, обеспечивающие включение тиристоров. Один импульсный трансформатор управляет двумя антипараллельными тиристорами, однако импульсом управления всегда включается только один из них, у которого на аноде положительный потенциал. Импульсы управления поступают на управляющий электрод тиристоров от системы управления через индивидуальные обмотки импульсных трансформаторов  $TV$ . Изоляция петли кабеля управления рассчитана на полное напряжение статического тиристорного компенсатора. Микропроцессорная система управления тиристорами выполняется в виде отдельного блока (рис. 3.2).

Каждый тиристорный блок может охлаждаться с помощью деионизированной воды и содержит два стека, каждый из которых может включать в себя до 18 последовательно соединенных тиристорных ячеек (рис. 2.27). Вентили с водяной системой охлаждения требуют установки их внутри отапливаемого помещения или в специальном обогреваемом контейнере.

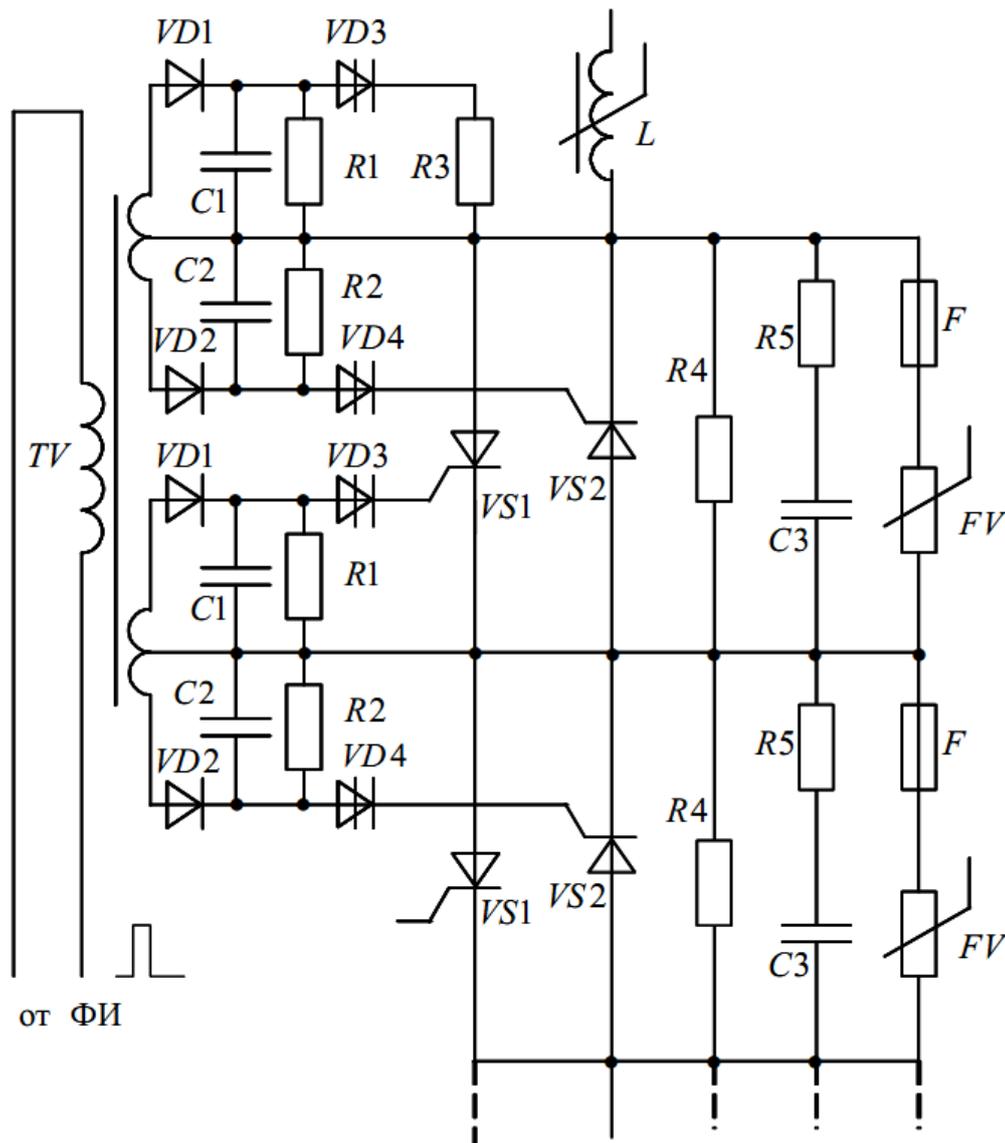
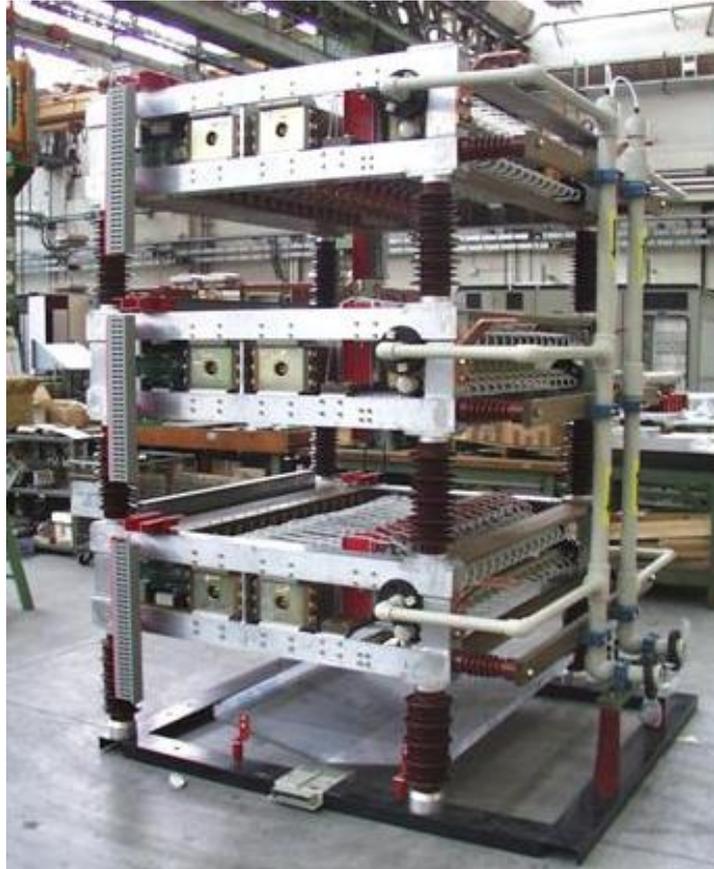


Рис. 2.26. Высоковольтный тиристорный вентиль

Система охлаждения тиристорных модулей, представленная на рис. 2.28, обладает следующими особенностями:

- обеспечивает высокоинтенсивный отбор тепла от элементов тиристорного вентиль: тиристоров, резисторов, насыщающихся реакторов;
- использует высокочистую и деионизированную воду;
- производит непрерывный контроль давления, расхода, температуры и проводимости воды.

Конструкция с масляной системой охлаждения позволяет устанавливать вентили на открытой части подстанции вместе с компенсирующими реакторами и конденсаторной батареей. Вентили с масляным охлаждением пофазно располагаются в трех баках, заполненных трансформаторным маслом.



*Рис. 2.27. Тиристорный вентиль 10 кВ*



*Рис. 2.28. Система охлаждения тиристорного вентилья*

### Вопросы и задания для самоконтроля

1. Приведите классификацию устройств FACTS.
2. Каковы особенности влияния устройств FACTS различного включения на режимные параметры энергосистемы?
3. Чем замещают устройства FACTS при расчете установившегося режима и при моделировании электромеханических и электромагнитных переходных процессов?
4. Назовите типы, покажите характеристики и поясните область применения силовых полупроводниковых ключей в электроэнергетике.
5. Поясните преимущества и недостатки различных типов ключей.
6. Как повысить класс напряжения и тока полупроводникового вентиля? Обоснуйте необходимости и способы выравнивания токов и напряжений между отдельными ключами полупроводникового вентиля.
7. Поясните эффект  $\frac{di}{dt}$ . Как ограничить скорость нарастания тока на допустимом уровне?
8. Поясните эффект  $\frac{du}{dt}$ . Как ограничить скорость нарастания напряжения на допустимом уровне?

### 3. УСТРОЙСТВА ПОПЕРЕЧНОЙ КОМПЕНСАЦИИ ПЕРВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Устройства поперечной компенсации реактивной мощности первого поколения начали устанавливаться в электрических сетях в 1970-х гг. Это связано с появлением мощных тиристоров. Данный класс устройств можно разделить на два типа: подключаемые к шинам высокого напряжения или непосредственно к линиям электропередачи **управляемые шунтирующие реакторы**, основанные на различных способах управления индуктивным сопротивлением; устройства на базе тиристоров, подключаемые к обмоткам низкого напряжения трансформатора и обычно называемые **статическими тиристорными компенсаторами (СТК)**.

#### 3.1. Статические тиристорные компенсаторы

Благодаря гибкости электропередачи переменного тока, получаемой при оснащении этими устройствами электрических сетей, началось их достаточно интенсивное внедрение. Уже к 1987 г. в мире в эксплуатации находилось более 70 СТК общей мощностью почти 9000 Мвар. В России с 1984 по 1999 г. установлено 12 СТК общей мощностью 739 Мвар.

*Статический тиристорный компенсатор* – это общее название для тиристорно-управляемых или тиристорно-коммутируемых реакторов (тиристорно-реакторная группа) и/или тиристорно-коммутируемых конденсаторов (тиристорно-конденсаторная группа) или их комбинации (рис. 3.1). СТК построены на базе однооперационных тиристоров. Определения этих составляющих СТК даны в предыдущем разделе при классификации устройств управления режимами.

СТК предназначены для регулирования напряжения и реактивной мощности в электрических сетях, повышения предела передаваемой мощности.

Исходя из технических характеристик можно выделить функциональные возможности данного класса устройств:

- снижение суточных и сезонных колебаний напряжения в электрической сети;
- повышение качества электрической энергии;
- оптимизация и автоматизация режимов работы электрической сети, в том числе с использованием в качестве центрального регулятора систем SCADA/EMS;
- снижение потерь электроэнергии при ее транспортировке и распределении;
- повышение устойчивости энергосистемы;

- улучшение условий эксплуатации и повышение надежности работы электротехнического оборудования за счет резкого сокращения числа коммутаций нерегулируемых устройств компенсации реактивной мощности и ограничения использования менее надежных в эксплуатации устройств РПН-трансформаторов и автотрансформаторов;
- увеличение пропускной способности линий электропередачи и обеспечение надежного автоматического управления уровнями напряжений при перетоках мощности, близких к предельным по статической устойчивости;
- предотвращение эффекта «лавины напряжения» при возникновении аварийных ситуаций в электрической сети (например, аварийное отключение нагрузки, генератора, линии электропередачи и прочее);
- обеспечение условий для работы генераторов электростанций в таком диапазоне генерации реактивной мощности, который способствует наиболее благоприятным эксплуатационным режимам.

*Примечание.* Синхронные генераторы конструктивно плохо приспособлены для работы в режиме потребления реактивной мощности. Этот режим сопровождается наведением дополнительной намагничивающей силы (напряженности магнитного поля) в торцевых наборах стали статора со стороны лобовых частей обмоток. Увеличение напряженности магнитного поля приводит к перемагничиванию стали по более широкой петле гистерезиса и увеличению потерь в стали. Рост потерь в стали провоцирует ее нагрев, и, как следствие, греются обмотки статора. Нагрев обмоток провоцирует деградацию изоляции и снижение срока службы генератора. При постоянной работе в режиме потребления реактивной мощности срок службы генератора может сокращаться примерно на 5 лет. Кроме того, снижение генерации реактивной мощности достигается за счет уменьшения тока возбуждения и уменьшения ЭДС генератора, что ведет к снижению запаса устойчивости работы генератора параллельной с сетью. По этим причинам при необходимости снижения генерации реактивной мощности или перехода в режим потребления реактивной мощности может потребоваться снижение выдаваемой активной мощности. Наличие поперечного компенсатора в электрической сети позволяет загрузить генераторы станции на требуемый режим по реактивной мощности.

Область применения СТК, соответствующая их функциональным возможностям, сводится к следующей:

- сети с резкопеременным графиком нагрузок;
- сети с изношенным коммутационным и трансформаторным оборудованием, которое часто используется для регулирования уровней напряжения;

- сети, образованные длинными транзитами, имеющими тенденцию к частому изменению величины и/или направления потоков реактивной мощности;
- сети, питающие потребителей с повышенными требованиями к стабильности напряжения;
- сети с повышенными потерями;
- сети, режим работы которых не позволяет обеспечить допустимую загрузку генераторов по реактивной мощности.

При регулировании напряжения и реактивной мощности в электрических сетях обычным является подключение СТК в обмотку низкого напряжения (10 кВ) автотрансформаторов. На рис. 3.1 приведен пример схемы СТК.

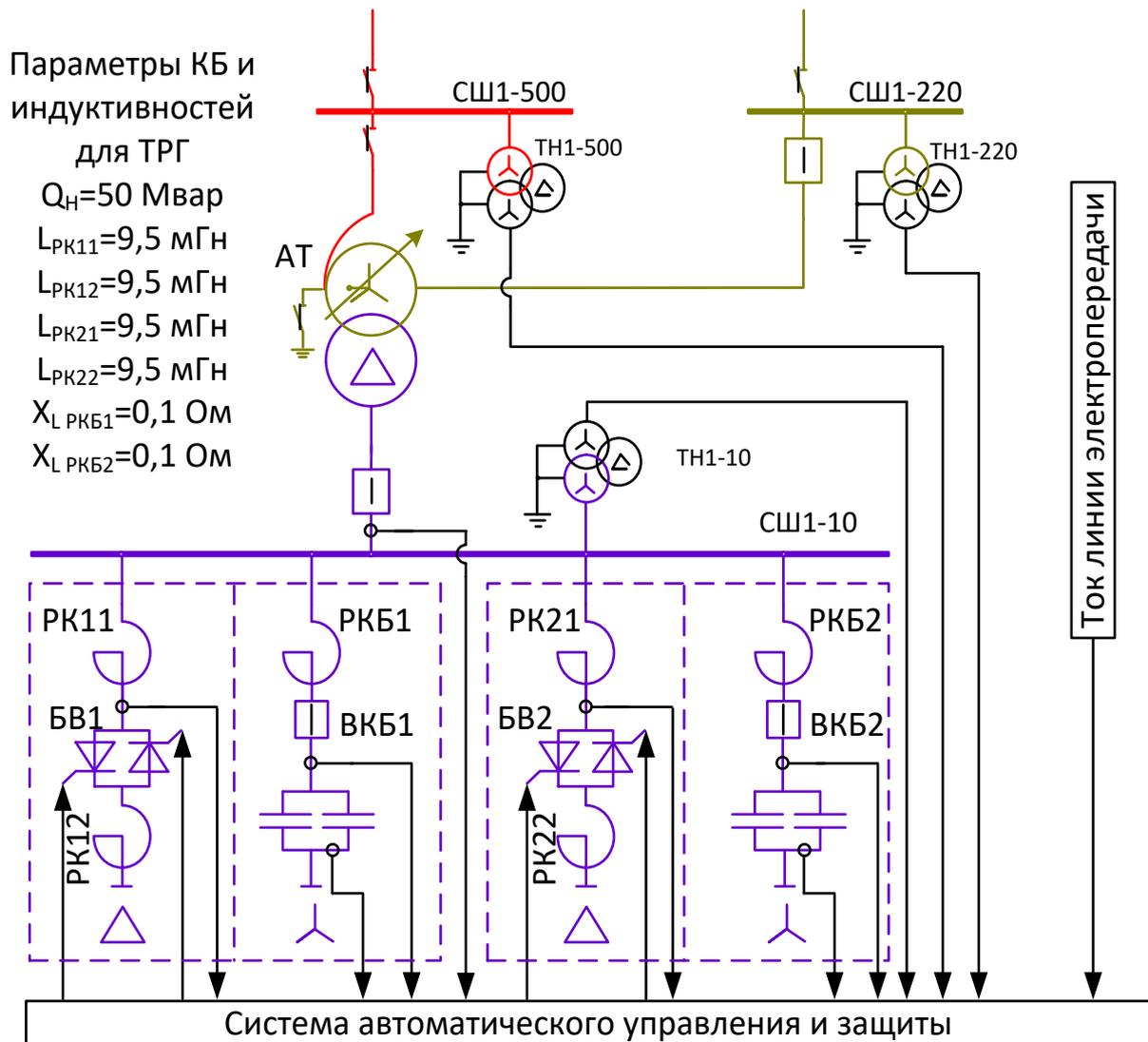


Рис. 3.1. Структурная схема СТК

Подобная схема используется на подстанции «Ново-Анжерская», Кемеровская область. Опуская конструктивные особенности и элементы защиты оборудования от аварийных перегрузок, отметим основные функции регулирования, обеспечиваемые алгоритмами микропроцессорной системы управления, релейной защиты и автоматики СТК:

- регулирование напряжения на шинах подстанции (при этом система управления использует информацию о напряжениях на шинах и 500 кВ, и 220 кВ);
- ограничение напряжение на шинах 10 кВ;
- управление из условия наименьшего числа подключенных тиристорно-реакторных групп и конденсаторных батарей.



*Рис. 3.2. Шкаф микропроцессорной системы управления, релейной защиты и автоматики (СУРЗА) СТК*

В создании СТК для подстанции «Ново-Анжерская» принимали участие:

- ВНИИЭ, Томскэнергосетьпроект – разработка схемы и проекта;

- НПЦ «Энерком-Сервис» – изготовление компенсирующих реакторов и КБ, комплектная поставка оборудования;
- ВЭИ, ВНИИЭ – разработка СУРЗА;
- ОАО «Трансформатор» – изготовление тиристорных вентилях, шкафа управления и системы управления.

По результатам испытаний в 2004 г. в соответствии с программой, утвержденной ЦДУ ЕЭС, подтверждены проектные параметры. Данные о технических характеристиках соответствуют проекту замены синхронных компенсаторов на СТК, а быстродействие превосходят характеристики СК.

Система управления и защиты ограничивает режимы работы СТК в пределах допустимых [7, 13]. Допустимые режимы работы и различные ограничения показаны на рис. 3.3.

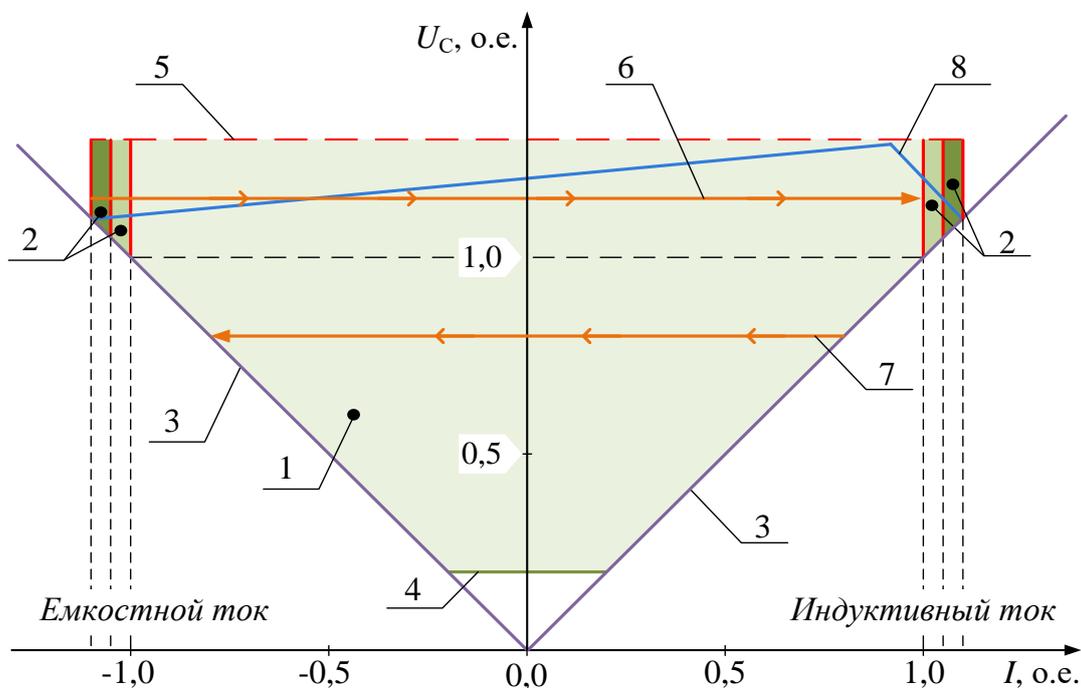


Рис. 3.3. Области допустимой работы СТК

На рисунке приняты следующие обозначения:

- 1 – область длительной работы;
- 2 – область кратковременной работы (отключение с выдержкой времени);
- 3 – конструктивное ограничение (предел регулирования), определяемое параметрами БСК и реакторов ТРГ;
- 4 – уставка срабатывания на отключение при пропадании напряжения;
- 5 – уставка срабатывания на отключение при превышении напряжением максимально допустимого значения;

6 – уставка на перевод СТК в режим максимального потребления реактивной мощности;

7 – уставка на перевод СТК в режим максимальной генерации реактивной мощности;

8 – ограничения, возможность задания которых реализует компания Siemens на своих СТК (Siemens SVC Classic). Данные ограничения могут быть использованы для учета статизма регулирования по реактивной мощности СТК и эффективности регулирования напряжения СТК в узле энергосистемы.

При срабатывании защиты в журнал событий записываются дата срабатывания (мс, сек, мин, час, число, месяц, год), тип защиты, источник защиты. Защиты СТК делятся на две группы: защита вентиля и реакторов УШР по току; защита вентиля ТРГ и БСК от работы при аварийных отклонениях напряжения.

#### 1. Защита вентиля и реакторов по току:

- защита от перегрузки по току с зависимой выдержкой времени. При превышении током СТК установленной величины (например,  $1,05 \cdot I_{\text{ном}}$ ) производится блокирование импульсов включения управления с торможением времени (например 10 с);

- защита от нарушения коммутации. После подачи импульса на включение вентиля контролируется появление тока в соответствующей фазе. При отсутствии тока спустя 1 мс после подачи импульса формируется сигнал нарушения коммутации. Защита блокирует подачу импульсов на тиристоры при нарушении коммутации чаще двух раз за 24 часа;

- защита от появления постоянной составляющей в токе фазы ТРГ. Если среднее текущее значение постоянной составляющей тока каждой фазы ТРГ превышает уставку, то производится блокирование импульсов управления тиристорами.

#### 2. Защита при аварийных отклонениях напряжения:

- при увеличении напряжения на шинах СТК выше установленного предела (например, 1,1) от номинального значения СТК переводят в режим максимального потребления. После снижения напряжения осуществляется переход на автоматическое регулирование напряжения;

- при снижении напряжения в точке регулирования более чем на установленное значение (например, на 20 %) от номинального происходит разгрузка ТРГ;

- при увеличении напряжения на шинах СТК выше установленного (например, 1,3 от номинального значения СТК) защита блокирует импульсы управления тиристоры и отключает главный выключатель СТК;

- при снижении среднего текущего значения модуля напряжения фаз более чем на установленное значение (например, 20 %) от номинального защита действует на разгрузку ТРГ с регулируемой выдержкой времени;
- при снижении среднего текущего значения модуля напряжения фаз ниже уставки (например, 0,2) от номинального защита действует на отключение выключателей КБ1 и КБ2.

В пределах допустимых режимов работы микропроцессорная система управления обеспечивает регулирование напряжения или реактивной мощности посредством изменения угла управления тиристоров (рис. 3.4, 3.5) и состояния выключателей БСК.

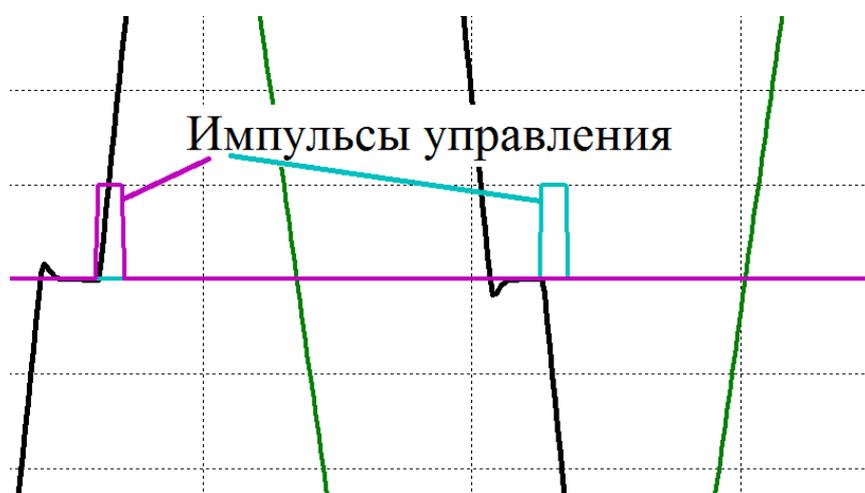


Рис. 3.4. Диаграмма управляющих импульсов, токов и напряжений СТК

Угол управления отсчитывается от момента перехода напряжения на тиристорно-реакторной группе через нулевое значение. Изменение угла управление осуществляется в диапазоне углов от  $90^\circ$  до  $180^\circ$ .  $90^\circ$  соответствует максимальная потребляемая мощность, а  $180^\circ$  – отсутствие потребления мощности тиристорно-реакторной группой. Зависимость реактивной мощности или реактивного тока от угла управления тиристорами носит существенно нелинейный характер и должна учитываться при расчете угла управления для обеспечения качественного регулирования.

Регулирование реактивной мощности осуществляется по статической 1 или астатической 2 внешним характеристикам, приведенным на рис. 3.6. Статизм регулирования напряжения по реактивной мощности нужен для равномерного распределения загрузки по реактивной мощности между параллельно работающими СКРМ или СКРМ, расположенными на небольшом электрическом удалении друг от друга. При работе с астатической характеристикой распределение реактивной мощности будет неопределенным: одно из СКРМ может быть загружено максимально

в сторону потребления реактивной мощности, в то время как второе может работать в режиме генерации реактивной мощности. Это приведет к дополнительным потерям и излишней нагрузке сетевого оборудования добавочным реактивным током, циркулирующим между двумя СТК.

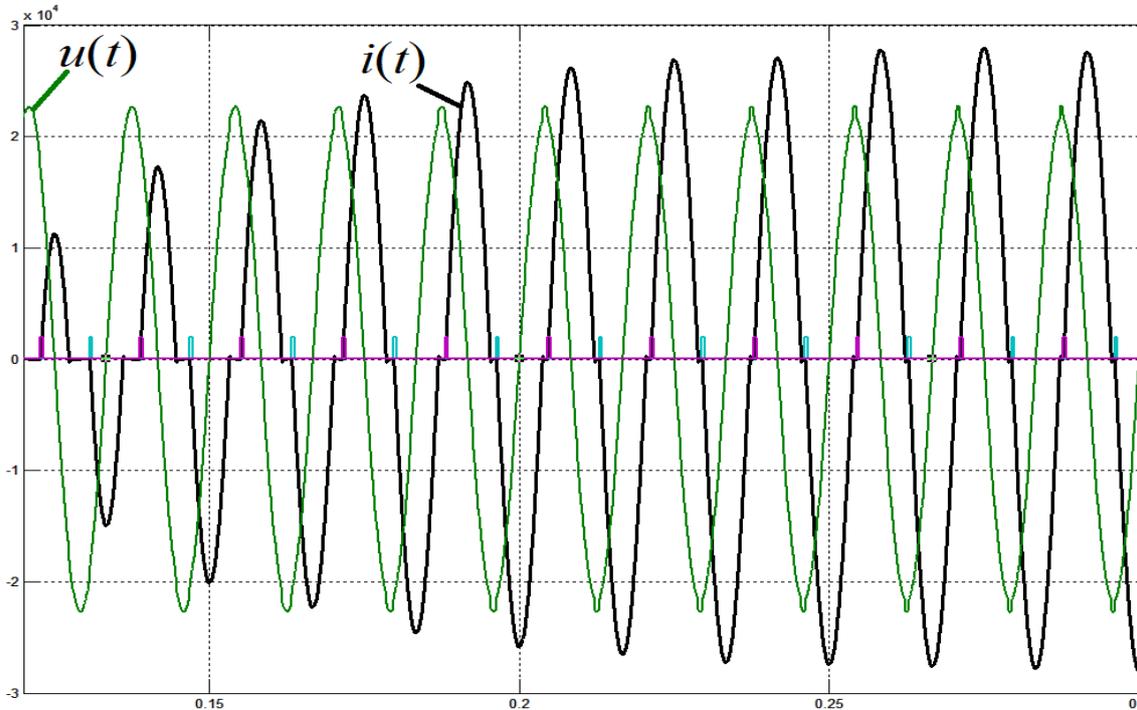


Рис. 3.5. Осциллограммы токов и напряжений СТК в переходном режиме

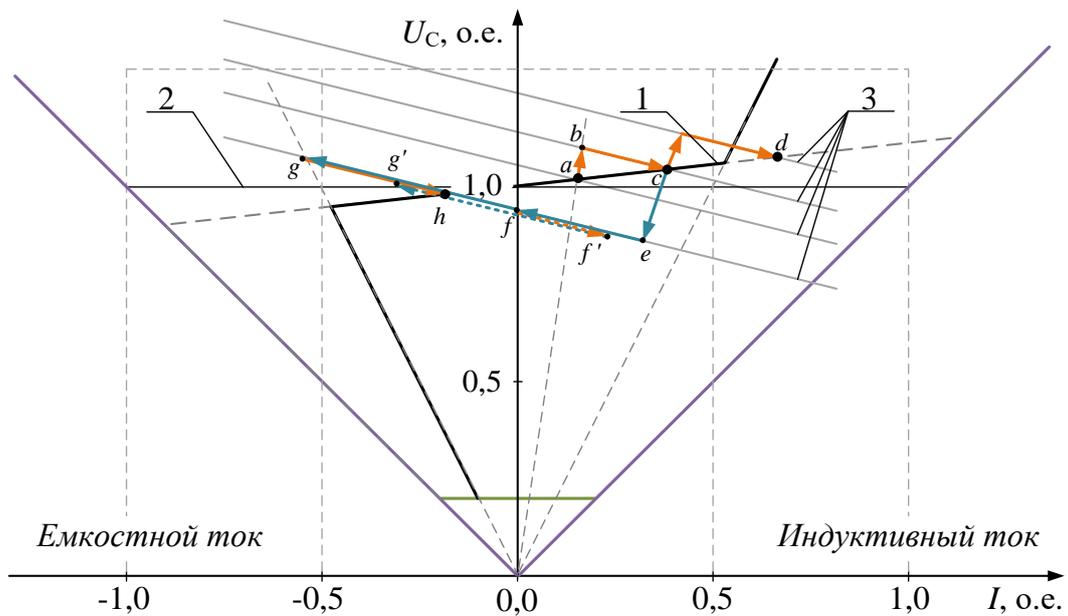


Рис. 3.6. Статические вольт-амперные характеристики СТК и траектория переходов между установившимися режимами работы СТК

Допустим, что в исходном установившемся режиме имеется некоторое отклонение напряжения от заданного значения. Данное отклонение определяется коэффициентом статизма регулятора СТК, нагрузкой по реактивной мощности и гистерезисом регулятора (на рисунке не показан для упрощения). Обозначим этот установившийся режим точкой *a*.

При повышении напряжения, вызванном резким снижением нагрузки или иными причинами, СТК временно переходит в точку *b*. Появляется дополнительная *ошибка регулирования*, что приводит к отработке данного возмущения системой управления. При этом увеличивается потребление реактивной мощности и осуществляется переход в новое установившееся значение на статической характеристике (точка *c*).

Дальнейшее увеличение напряжения может вывести тиристорно-реакторную группу на предел потребления реактивной мощности (угол управления тиристорами минимален). При выходе на предел регулирования первой тиристорно-реакторной группы включается и постепенно загружается вторая, в результате чего производится перераспределение загрузки тиристорно-реакторных групп и переход в новый установившийся режим (точка *d*).

Если же напряжение в результате увеличения нагрузки или действий при управлении режимом уменьшается, то СТК переходит в точку *e*, регулятор системы управления начинает увеличивать угол управления тиристорами, постепенно снижая загрузку ТРГ. Если при достижении предела регулирования (угол управления подходит к 180° или заблокирована подача управляющих импульсов на тиристоры) существует отклонение напряжения от статической характеристики, то производится включение конденсаторной батареи. При этом СТК начинает выдавать реактивную мощность, практически ступенчато изменяется напряжение в узле подключения (СТК переходит в точку *g*) и тиристорно-реакторная группа вновь загружается по реактивной мощности до достижения нового установившегося значения (точка *h*).

Статическая характеристика СТК, приведенная на рис. 3.7, иллюстрирует квадратичную зависимость ограничения выдачи и потребления реактивной мощности от напряжения в точке присоединения. СТК, как и неуправляемые средства компенсации, неэффективен при значительных просадках напряжения в точке его присоединения.

Стоит отметить, что максимальный ток ограничен параметрами конденсаторных батарей и реакторов и составляет:

$$I_{\text{макс.г}} = \frac{U_c}{X_c}; \quad I_{\text{макс.п}} = \frac{U_c}{X_L}.$$

Зависимость максимального тока от напряжения имеет линейный характер. Максимальная реактивная мощность зависит от напряжения в квадрате:

$$Q_{\text{макс.г}} = \frac{U_c^2}{X_c}; \quad Q_{\text{макс.п}} = \frac{U_c^2}{X_L}.$$

Указанные зависимости важны, поскольку за пределами регулируемого диапазона при снижении напряжения уменьшается генерируемая реактивная мощность, что не способствует поддержанию напряжения.

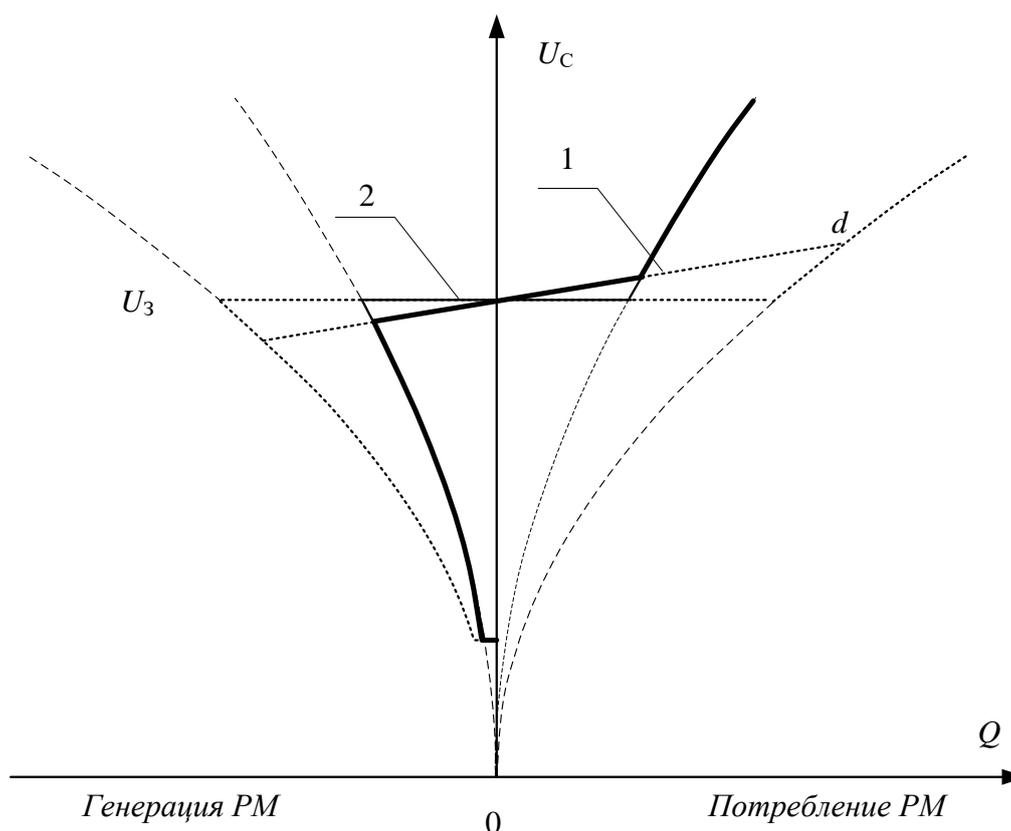


Рис. 3.7. Статические характеристики СТК

### Влияние статического тиристорного компенсатора на статическую устойчивость энергосистем

Рассмотрим линию, соединяющую две энергосистемы. Будем считать, что у энергосистем ЭС1 и ЭС2 достаточно резервов реактивной мощности для поддержания напряжений на шинах подстанций на уровне заданного – номинального. В середине линии установлен СТК, система автоматического управления которого настроена на астатическое регулирование напряжения в точке присоединения. Уставка напряжения равна номинальному значению, как и в ЭС1 и ЭС2.

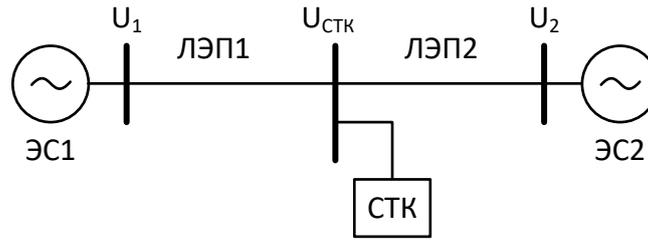


Рис. 3.8. Схема поперечно компенсированной ЛЭП, связывающей две энергосистемы

Если пренебречь поперечными проводимостями ЛЭП, то передаваемая активная мощность некомпенсированной электропередачи может быть рассчитана по выражению (раздел 1.2):

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2 \cdot \sin(\delta)}{X_{л}}$$

Угловая диаграмма электропередачи, соответствующая этому выражению приведена на рис. 3.10 (кривая 1).

В точке присоединения СТК проанализируем по векторным диаграммам (рис. 3.9) изменение напряжения и требуемую реактивную мощность для его поддержания на заданном уровне от угла электропередачи  $\delta$ . Поскольку СТК включен в середину линии, то удобно проводить анализ относительно вектора напряжения в середине линии  $\dot{U}_{СТК}$ . При этом векторы напряжения энергосистем  $\dot{U}_1, \dot{U}_2$  и падений напряжений на участках линии  $\Delta\dot{U}_1, \Delta\dot{U}_2$  будут симметричны относительно вектора  $\dot{U}_{СТК}$ . Вектор падения напряжения на некомпенсированной электропередаче обозначен  $\Delta\dot{U}_{12}$ .

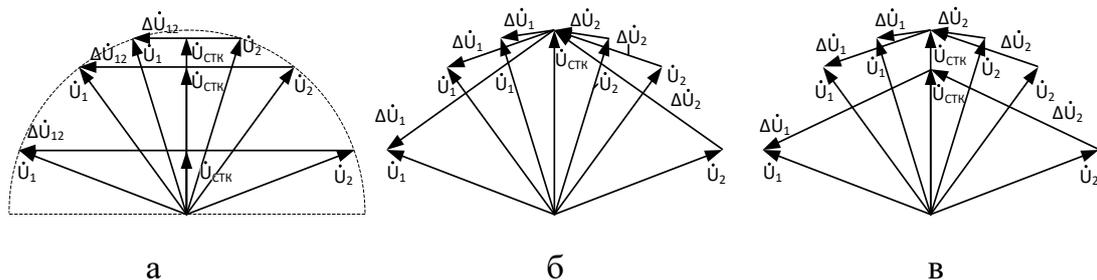


Рис. 3.9. Векторные диаграммы напряжений компенсированной электропередачи:

а – без компенсатора; б – с компенсатором неограниченной установленной мощности; в – с компенсатором ограниченной установленной мощности

Если на электропередаче не установлено устройство поперечной компенсации (рис. 3.9, а), то вектор падения напряжения  $\Delta\dot{U}_{12}$  дополняет век-

торы  $\dot{U}_1, \dot{U}_2$  до равнобедренного треугольника. Высота этого треугольника соответствует амплитуде вектора  $\dot{U}_{\text{СТК}}$ . Как видно, напряжение в середине линии уменьшается с увеличением угла между напряжениями  $\dot{U}_1, \dot{U}_2$ .

Для увеличения предела передаваемой мощности можно поддерживать напряжение в середине линии с помощью устройства FACTS поперечного включения, способного генерировать реактивную мощность. Причем чем больше угол между напряжениями, тем больше требуется реактивной мощности для его поддержания. При достаточной установленной мощности данного устройства и астатическом регулировании напряжение не будет отклоняться от заданного уровня. В этом случае векторная диаграмма соответствует приведенной на рис. 3.9, б. Если установленная мощность компенсатора недостаточна, то с определенного угла электропередачи напряжение начинает снижаться.

Теперь рассмотрим влияние поперечной компенсации на угловую характеристику  $P(\delta)$  (рис. 3.10) для случая, когда мощности компенсатора достаточно для поддержания напряжения в середине линии. Предел передаваемой мощности одинаков для обоих участков линии. Длина, а значит, и сопротивление участка линии в два раза меньше, чем сопротивление всей линии. При этом на каждом из участков линии предел передаваемой мощности наступает при  $90^\circ$ , следовательно, для всей линии в два раза больше –  $180^\circ$ . Таким образом, передаваемая мощность по ЛЭП может быть определена по выражению

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2 \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)}{\frac{X_{\text{л}}}{2}},$$

что соответствует характеристике 2 (рис. 3.10).

Возвращаясь к анализу по векторным диаграммам, отметим, что по мере увеличения угла  $\delta$  требуется увеличивать генерацию реактивной мощности. Если мощность компенсатора ограничена, то до момента достижения предельного значения характеристика совпадает с приведенной на рис. 3.10, 2. Затем, с учетом квадратичной зависимости реактивной мощности компенсатора от напряжения, передаваемая мощность начинает резко снижаться по причине снижения напряжения в середине линии (рис. 3.10, характеристики 3, 4).

За одну относительную единицу мощности на рис. 3.10 принята предельная передаваемая мощность по условию статической апериодической устойчивости для случая отсутствия компенсатора в середине линии. Если строить данные угловые характеристики аналитически, то для

построения характеристик 3 и 4 за пределами регулировочного диапазона можно представить СТК в виде конденсаторной батареи (рис. 3.11).

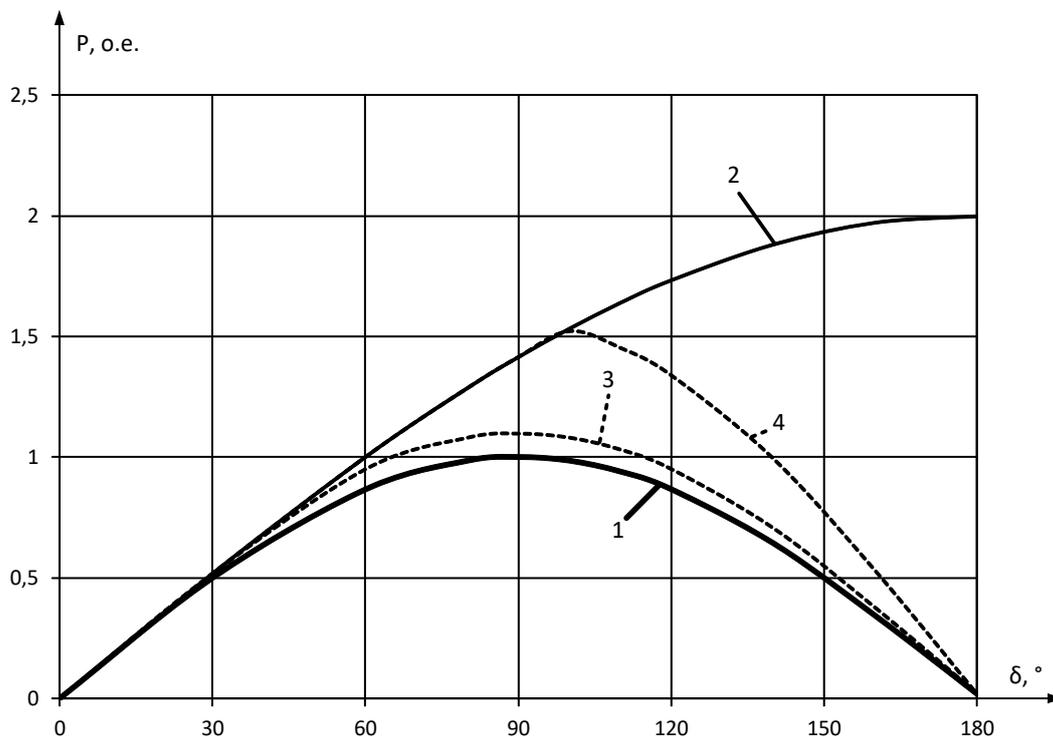


Рис. 3.10. Диаграмма зависимости передаваемой активной мощности от угла электропередачи при использовании поперечной компенсации без учета активных потерь и емкостной проводимости ЛЭП:  
 1 – без компенсатора; 2 – с компенсатором неограниченной установленной мощности;  
 3, 4 – с компенсатором ограниченной установленной мощности

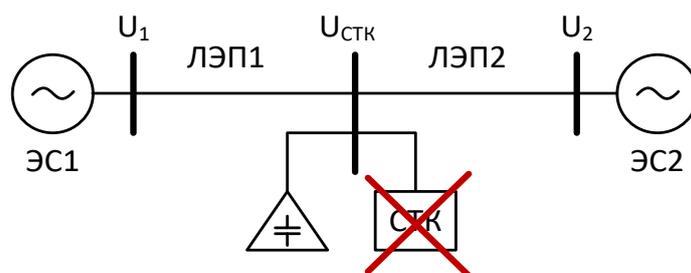
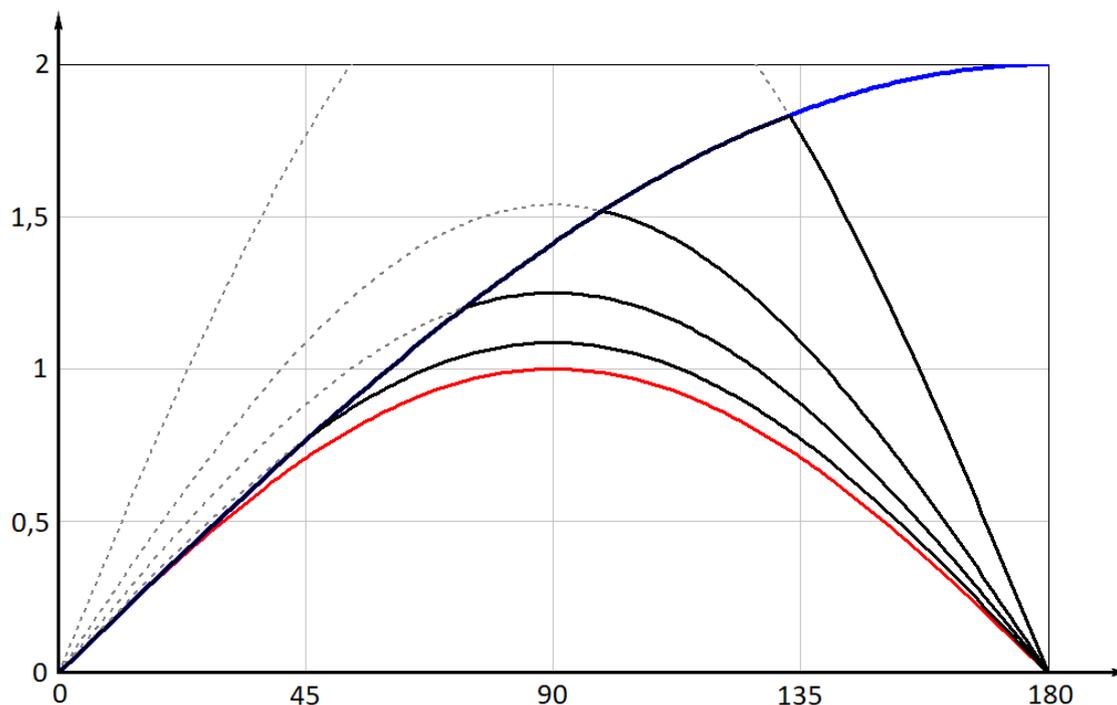


Рис. 3.11. Схема поперечно компенсированной ЛЭП, связывающей две энергосистемы

Тогда пунктирные характеристики можно построить по следующему выражению:

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

где  $X = X_{л1} + X_{л2} + \frac{X_{л1} + X_{л2}}{X_c}$ .



*Рис. 3.12. Диаграмма зависимости передаваемой активной мощности от угла электропередачи при использовании поперечной компенсации без учета активных потерь и емкостной проводимости ЛЭП*

### 3.2. Управляемые шунтирующие реакторы

Использование постоянно подключенных ШР позволяет передавать по линии лишь 40...50 % от натуральной мощности из-за недопустимых снижений уровней напряжения. При суточных изменениях передаваемой мощности проблематичной становится частая коммутация обычных ШР, поскольку ресурс коммутационного оборудования ограничен. Невозможность плавного изменения реактивной мощности не позволяет поддерживать оптимальный режим в энергосистеме. По этим причинам в ЭЭС осуществляется активная замена существующих нерегулируемых линейных ШР на УШР, что позволяет повысить эффективность использования линий в диапазоне передаваемых мощностей от ХХ до натуральной мощности.

Назначение УШР: автоматическое управление потоками реактивной мощности и стабилизация уровней напряжения.

Функциональные возможности и область применения УШР схожи с СТК, но зависят от принципа управления индуктивным сопротивлением. Одним из применений УШР, по отличительным особенностям, является нагрузка линий электропередачи с односторонним питанием по реактивной мощности.

В отличие от функциональных возможностей конструкция УШР существенно отличается от СТК. Если у СТК для создания индуктивно-

сти используются воздушные реакторы, то УШР всех типов формируют индуктивность с помощью обмоток на сердечнике из электротехнической стали. За счет этого может быть создана большая индуктивность, при этом установка занимает значительно меньше площади на подстанции. Внешний вид УШР показан на рис. 3.13.



Рис. 3.13. Внешний вид УШР



Рис. 3.14. Места установки УШР (2011 год)

На 2011 г. в странах СНГ и ближнего зарубежья установлено 60 единиц УШР суммарной мощностью более 5 ГВА. География показана на рис. 3.14.

На территории России наибольшее распространение УШР получили в энергосистемах Сибири и Дальнего Востока. Первый УШР РТУ-100000/220 напряжением 220 кВ мощностью 100 Мвар был установлен в 2001 г. на ПС 500 кВ Чита (Забайкальская ЭС). Номинальное напряжение – 242 (252) кВ, номинальный ток – 239 А. Прилегающая к подстанции электрическая сеть работает на классе напряжения 220 кВ, при этом

ЛЭП, соединяющие подстанцию с Гусиноозерской ГРЭС, построены в габаритах 500 кВ. Характерной особенностью энергосистемы является большая доля тяговой нагрузки переменного тока, что определяет частые и значительные изменения потребления активной и реактивной мощности. Использование коммутируемых СКРМ нецелесообразно в условиях частых изменений напряжения. Ввод УШР позволил компенсировать реактивную мощность протяженной сети 220 кВ, существенно повысить качество электроэнергии в Читинской и Бурятской ЭС – снизить нерегулярные колебания напряжения, исключить необходимость работы Читинской ТЭЦ-1 в режиме потребления реактивной мощности и исключить необходимость отключения параллельных ненагруженных ВЛ 220 кВ в минимальных режимах для регулирования напряжения. В 2011 г. компанией ОАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС») выполнена замена указанного УШР на новый агрегат той же мощности 100 Мвар. Новый УШР РТДУ-100000/220 оснащен системой мониторинга, которая была подключена к автоматизированной системе управления технологическими процессами.

Первый УШР напряжением 500 кВ мощностью 180 Мвар был введен в эксплуатацию в 2005 г. на ПС 500 кВ Таврическая (Омская ЭС). В 2007 г. введен в эксплуатацию линейный УШР мощностью 180 Мвар, напряжением 500 кВ на ПС Барабинская (Сибирь), с присоединением на ВЛ Заря – Барабинская (Новосибирская ЭС). Указанные УШР произведены заводом ОАО «Запорожский трансформаторный завод» (ОАО «ЗТЗ»), Украина, и используют для управления индуктивным сопротивлением путем подмагничивания постоянным током. ПС 500 кВ Барабинская является частью двух контролируемых сечений, изменение перетока по каждому из которых приводил бы к значительному изменению напряжения на шинах 500 кВ подстанции. Глубокие снижения напряжения существенно ограничивали устойчивости электропередачи по обоим контролируемым сечениям.

При формировании основной системообразующей сети ОЭС Сибири в 2004–2007 гг. связь Омской энергосистемы с ОЭС Сибири была слабой и наблюдалась зависимость показателей режима от внешних перетоков Сибирь–Казахстан, носящих реверсивный характер. До ввода УШР 180 Мвар на шинах ПС Таврическая реверсивные перетоки приводили к сезонным и суточным колебаниям напряжения с амплитудой до 40 кВ. Колебания напряжения негативно сказывались на режимах работы сети 110...220 кВ Омской энергосистемы, приводили к повышенному износу оборудования. Ввод УШР на подстанции Таврическая позволил снизить сезонные и суточные колебания напряжения с 40 до 19 кВ – на 52,5 %. Режимная мощность УШР используется в полном диапазоне

от 0 до 180 Мвар, что обеспечило снижение уровня напряжения ПС 220 кВ Омской ЭС – Называевская и Загородная.

В 2010 г. в МЭС Западной Сибири установило УШР 180 Мвар (3×60 Мвар) на ПС 500 кВ Нэлым. Данный УШР также является УШР с подмагничиванием постоянным током, но разработан и изготовлен по техническому заданию ОАО «ФСК ЕЭС» в ОАО «ХК Электрозавод». Конструкция нового УШР обеспечивает снижение потерь по сравнению с серией РТУ ОАО «ЗТЗ» более чем на 30 %.

ООО НПЦ «Энерком-Сервис» разработал УШР с тиристорным управлением по принципу СТК. На 2010 г. установлено два таких УШР напряжением 110 кВ и мощностью 25 Мвар. В настоящее время компания поставляет УШР с тиристорным управлением на напряжение 110...220 кВ и реактивную мощность 30...100 Мвар.

УШР могут быть классифицированы следующим образом:

1. Управляемые шунтирующие реакторы на основе тиристорно-реакторных групп (УШРТ).
2. Управляемые реакторы с подмагничиванием постоянным током (УШРП)
  - с продольным подмагничиванием;
  - поперечным подмагничиванием;
  - продольно-поперечным подмагничиванием;
  - кольцевым подмагничиванием.
3. Управляемые тиристорами трансреакторы (УТРТ).
4. Управляемые шунтирующие реакторы на основе вакуумно-реакторных групп (УШРВ).

Первые три вида УШР обеспечивают плавное изменение индуктивной проводимости сетевой обмотки и обеспечивают статические характеристики подобные характеристикам СТК, при условии наличия переключаемой емкостной нагрузки.

Рассмотрим более подробно принцип действия и схемотехнику данных типов УШР.

### **3.2.1. Управляемые шунтирующие реакторы трансформаторного типа**

На рис. 3.15 показана схема УШРТ на основе секций тиристорно-реакторных групп (ТРГ). Она включает в себя группу обычных однофазных трансформаторов или трехфазный трансформатор Т, вторичные обмотки которого с напряжением 10, 20, 35 кВ через постоянно включенный выключатель  $Q_T$  и соединены в треугольник, и несколько параллельных секций (модулей) ТРГ, состоящих из встречно-параллельных включенных тиристорных вентилях VS1 и реакторов P1.

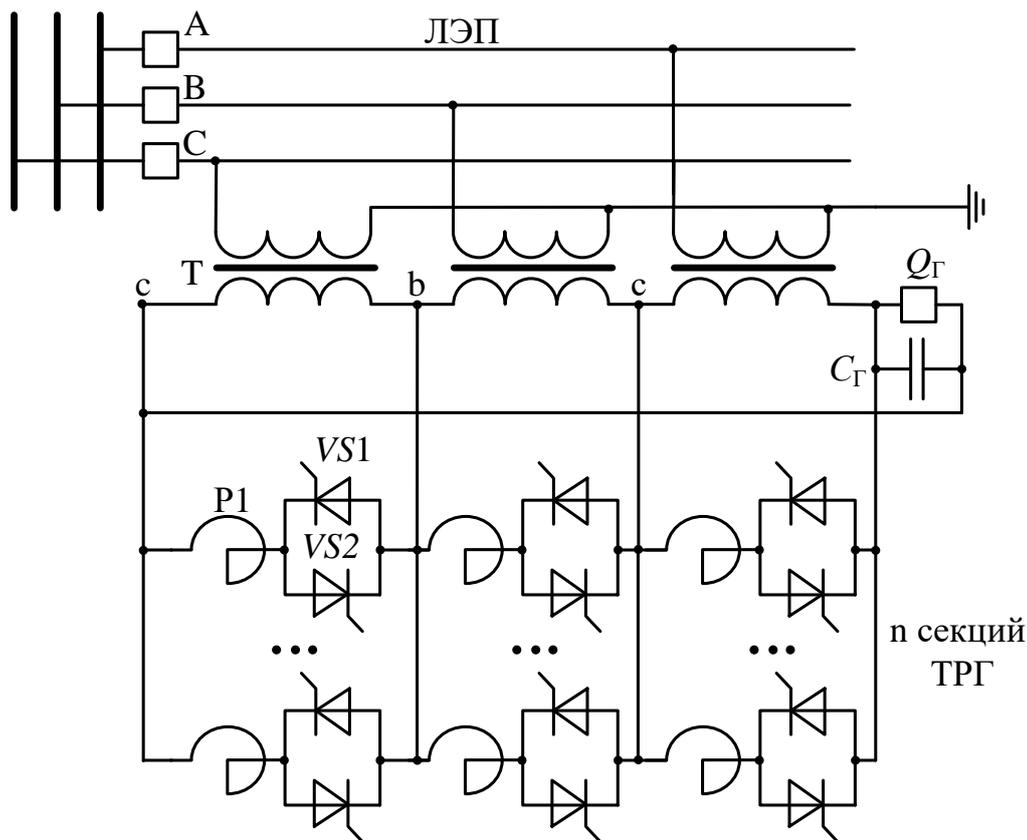


Рис. 3.15. Схема УШРТ

Управление УШРТ осуществляется за счет изменения фазы импульсов управления вентилей и, соответственно, изменения протекающего через реактор тока.

Быстродействие ТРГ определяется дискретностью управления тиристорами и для трехфазного модуля с шестью вентилями равно 3,33 мс.

Благодаря высокому быстродействию и возможности пофазного управления компенсацией УШРТ применяются для решения таких задач, как:

- снижение коммутационных перенапряжений, за счет компенсации зарядной мощности линий в момент коммутации;
- гашение дуги в паузе ОАПВ, заключающееся в снижении токов подпитки за счет компенсации емкости аварийной фазы линии по отношению к неповрежденным фазам ( $C_{\phi,\phi}$ ) и земле ( $C_{\phi}$ );
- препятствие развитию лавины напряжения в послеаварийном режиме.

Гашение дуги осуществляется включением в расщелку обмоток трансформатора конденсаторной батареи (путем отключения  $Q_r$ ), емкость которой определяется междуфазной емкостью линий, 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 КБ не превышает 5 % мощности УШРТ. Таким образом, обеспечивается разделение процессов гашения дуги в аварийной фазе и регулирования напряжения в неповрежденных фазах.

Если в работе остаются все три фазы, то через неповрежденные фазы потребляется значительная реактивная мощность, снижающая пропускную способность линии и напряжение в ней.

### 3.2.2. Управляемые тиристорами реакторы

Схема УТРТ близка к схеме УШРТ, отличается тем, что реакторы Р совмещены с индуктивностью рассеяния согласующего трансформатора Т. Таким образом, трансформатор имеет индуктивность рассеяния, равную 100 %. Ток трансреактора регулируется изменением углов управления одной равнозначной по мощности тиристорной группой.

В другой модификации УТРТ используется многоступенчатый принцип изменения реактивной мощности, однако реакторы, основанные на данной схеме, в настоящее время не выпускаются.

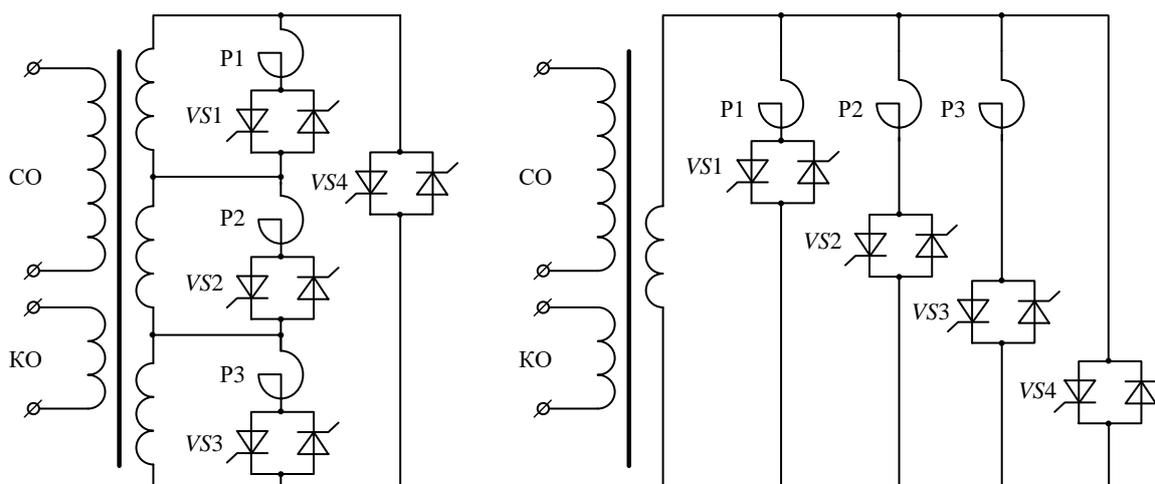


Рис. 3.16. УТРТ

### 3.2.3. Управляемый шунтирующий реактор с вакуумно-реакторными группами

УШРВ представляет собой упрощенную модификацию УШРТ, тиристорные вентили которого заменены на более дешевые вакуумные выключатели.

Принцип действия УШРВ следующий: при изменении напряжения на шинах ПС автоматический регулятор с помощью распределителя управляющих воздействий подключает или отключает тем ступенями

необходимое количество реакторных секций, воздействуя тем самым на потребляемую реактивную мощность и обеспечивая поддержание напряжения в заданных уставкой пределах.

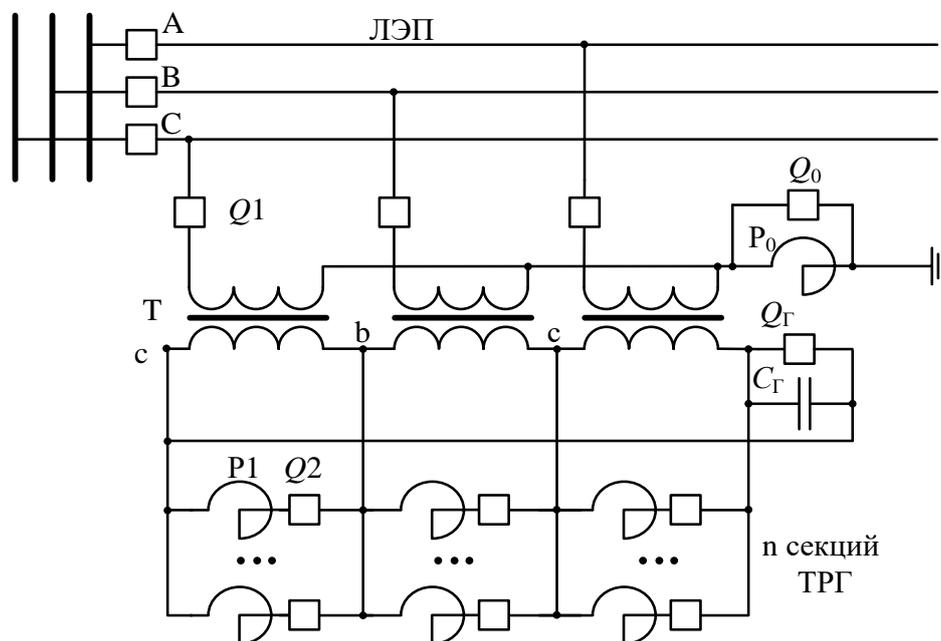


Рис. 3.17. УШРВ

Регулятор имеет два канала:

- медленно действующий – обеспечивающий минимальное число коммутаций и обрабатывающий только два максимума суточного графика нагрузки;
- быстродействующий – реагирующий на существенное увеличение напряжения или на команду внешней автоматики, например при гашении дуги подпитки, при этом включаются все реакторы  $Q_2$  и размыкается треугольник  $Q_T$  (КБ отсутствует).

$P_0$  – дополнительный реактор в нейтрали трансформатора, для гашения дуги подпитки, при этом включаются все реакторы  $Q_2$  и размыкается треугольник  $Q_T$  (КБ отсутствует).

Второй вариант гашения аналогичен УШРТ отключаются выключатели  $Q_2$  неповрежденных фаз и отключением выключателя  $Q_3$  в треугольник вводится КБ.

### 3.2.4. Управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием

На начальном этапе создания СКРМ с подмагничиванием постоянным током проводились эксперименты по подмагничиванию магнитной системы трансформаторов, что приводило к увеличению тока холостого хода. Однако такие установки обладали большими потерями, и от них

пришлось отказаться. Направление развития было изменено на разработку специализированных устройств, не предназначенных для передачи активной мощности, а именно УШР с подмагничиванием.

Управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием представляет собой трансформаторное устройство, дополнительно выполняющее функции полупроводникового ключевого прибора, что достигается за счет работы магнитной системы реактора в области глубокого насыщения.

Существует четыре основных вида подмагничивания реакторов:

1. Реакторы с продольным подмагничиванием – управляющий постоянный магнитный поток совпадает по направлению с переменным рабочим потоком. Такие реакторы имеют резко нелинейные вольт-амперные характеристики, причем степень нелинейности возрастает с уменьшением подмагничивания.

2. Реакторы с поперечным подмагничиванием – управляющий магнитный поток направлен перпендикулярно переменному рабочему потоку. При этом характеристики намагничивания по продольной оси симметричны относительно начала координат. Реакторы такого типа имеют практически линейные вольт-амперные характеристики, наклон которых определяется током управления. Кроме того, отсутствие прямой электромагнитной связи между ОУ и СО облегчает получение высокого быстродействия. Поэтому поперечное подмагничивание имеет ряд преимуществ перед продольными, однако уступает в эффективности намагничивания (приращение реактивной мощности на единицу напряжения управляющего поля).

3. Реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием – имеют участки как с продольным, так и с поперечным подмагничиванием, что позволяет получить оптимальную функциональность по отношению к реакторам с только продольным или только поперечным подмагничиванием.

4. Реакторы с кольцевым подмагничиванием – по конструктиву близки к электрической машине с заторможенным ротором. Регулировочные характеристики реактора аналогичны характеристикам реактора с продольным подмагничиванием и имеют существенную нелинейность. К недостаткам таких реакторов относится: невозможность плавного управления и сложность изготовления.

Подмагничивания переменным током не нашло применения ввиду необходимости использования системы подмагничивания большой мощности.

Рассмотрим управляемый шунтирующий реактор с продольным подмагничиванием постоянным током. УШРП содержит электромагнитную часть: восьмистержневой магнитный сердечник, обмотки сетевые

(СО) – по две на каждую фазу, секционированные обмотки управления (ОУ) и компенсационные обмотки (КО). На рис. 3.18 показана магнитная система трехфазного УШР серии РТУ напряжением 220 кВ и выше.



*Рис. 3.18. Магнитная система трехфазного УШР с подмагничиванием*

Стержни всех фаз магнитопровода разделены на два полустержня, на каждом из которых размещены секции компенсационной обмотки, соединенной в треугольник. Сверху секций КО располагаются секции обмотки управления. Одна из секций ОУ в каждой фазе включена согласно с сетевой обмоткой на одном полустержне, другая секция ОУ – встречно с СО на другом полустержне. Выводы всех фаз ОУ соединяются параллельно и подключаются к выводам выпрямителей.

Каждая фаза сетевой обмотки выполняется параллельными ветвями с вводом в середину и наматывается поверх вторичных обмоток с охватом обоих полустержней.

СО соединяется в схему «звезда с заземленной нейтралью», подключается к шинам подстанции или к линии и обеспечивает потребление реактивной мощности в соответствии с заданным законом регулирования.

Магнитная система однофазного УШР (рис. 3.19, компенсационная обмотка не показана) содержит два стержня с обмотками, вертикальные и горизонтальные ярма (для замыкания несбалансированных магнитных потоков стержней). На схеме начала обмоток помечены звездочкой.

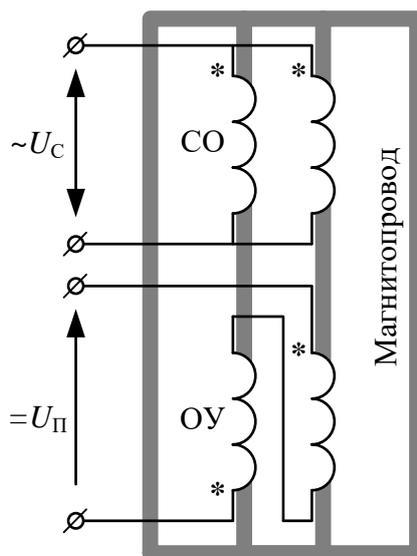


Рис. 3.19. Схема УШР с подмагничиванием

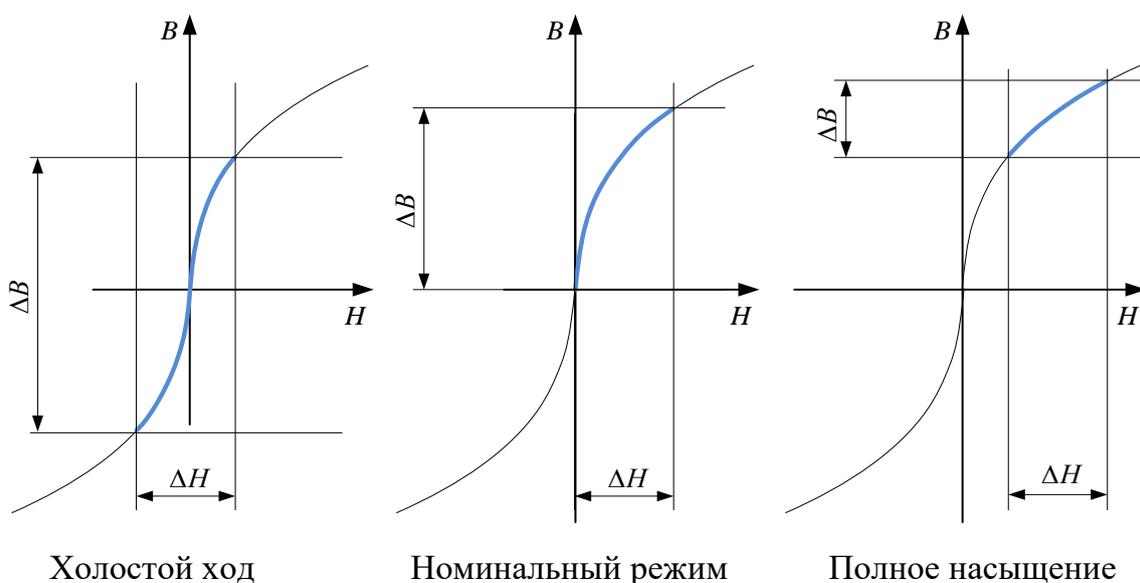


Рис. 3.20. Области работы магнитной цепи реактора в зависимости от степени продольного намагничивания

В стержнях магнитной системы УШР отсутствуют немагнитные промежутки, вследствие чего при подключении реактора к сети он будет находиться в состоянии холостого хода. При этом величина потребляемой из сети реактивной мощности не будет превышать 3 % номинального значения.

Для увеличения загрузки реактора по реактивной мощности его рабочая зона должна быть смещена в нелинейную область характеристики намагничивания электротехнической стали, что достигается за счет дополнительного подмагничивания магнитной системы со стороны ОУ.

При подключении к обмоткам управления регулируемого источника постоянного напряжения происходит нарастание потока подмагничивания (рис. 3.20). Поскольку поток подмагничивания накладывается на переменный поток сетевой обмотки, то результирующий поток смещается в область насыщения стержней магнитопровода. В свою очередь, насыщение стержней приводит к появлению тока в сетевой обмотке. При вводе или выводе энергии из контура управления возникает переходный процесс увеличения или уменьшения сетевого тока и, соответственно, потребляемой реактором реактивной мощности.

Регулирование тока сетевой обмотки реактора производится по пропорциональному закону, в котором угол управления тиристорами источника выпрямленного тока изменяется по линейному закону в зависимости от рассогласования между заданным напряжением уставки и напряжением в точке подключения реактора.

Принципиальная электрическая схема соединения УШРП с продольным подмагничиванием серии РТДУ показана на рис. 3.21. На рисунке приняты следующие обозначения:

- 1) РТДУ – трехфазная электромагнитная часть реактора;
- 2) ТМП – трансформатор подмагничивания с преобразователем;
- 3) ПП – полупроводниковый трехфазный тиристорный преобразователь;
- 4) САУ – система автоматического управления;
- 5) УЗП – устройство защиты от перенапряжения;
- 6) ДПТ – датчик постоянного тока;
- 7) TV – трансформатор напряжения;
- 8) ТА – трансформатор тока;
- 9) В – выключатель.

Компенсационная обмотка с номинальным напряжением 10 кВ, соединенная в треугольник, выполняет две основные функции – исключения из потребляемого сетевого тока гармоник, кратных трем, и питания трансформатора с преобразователем основной системы подмагничивания, обеспечивающего требуемый уровень подмагничивания магнитопровода через ОУ. Поскольку установленная мощность ТМП составляет 1 МВА (номинальный первичный ток менее 60 А), а потребляемая мощность в установившемся номинальном режиме не превышает 300 кВА, компенсационная обмотка рассчитывается на длительное протекание максимального тока третьей гармоники и выполняется проводом меньшего сечения (если на КО не предусматривается другой дополнительной нагрузки, например при возможном подключении конденсаторной батареи).

Рассмотрим принцип работы УШРП с продольным подмагничиванием. Для лучшего понимания природы возникновения высших (нечетных)

гармоник тока в сетевой обмотке будем рассматривать принцип работы на примере магнитопроводов с различными характеристиками намагничивания стали без привязки к какому-то конкретному материалу. Однако для упрощения понимания анализ будем проводить по средней линии характеристики без учета гистерезиса, что приведет к отсутствию четных гармоник в спектре тока.

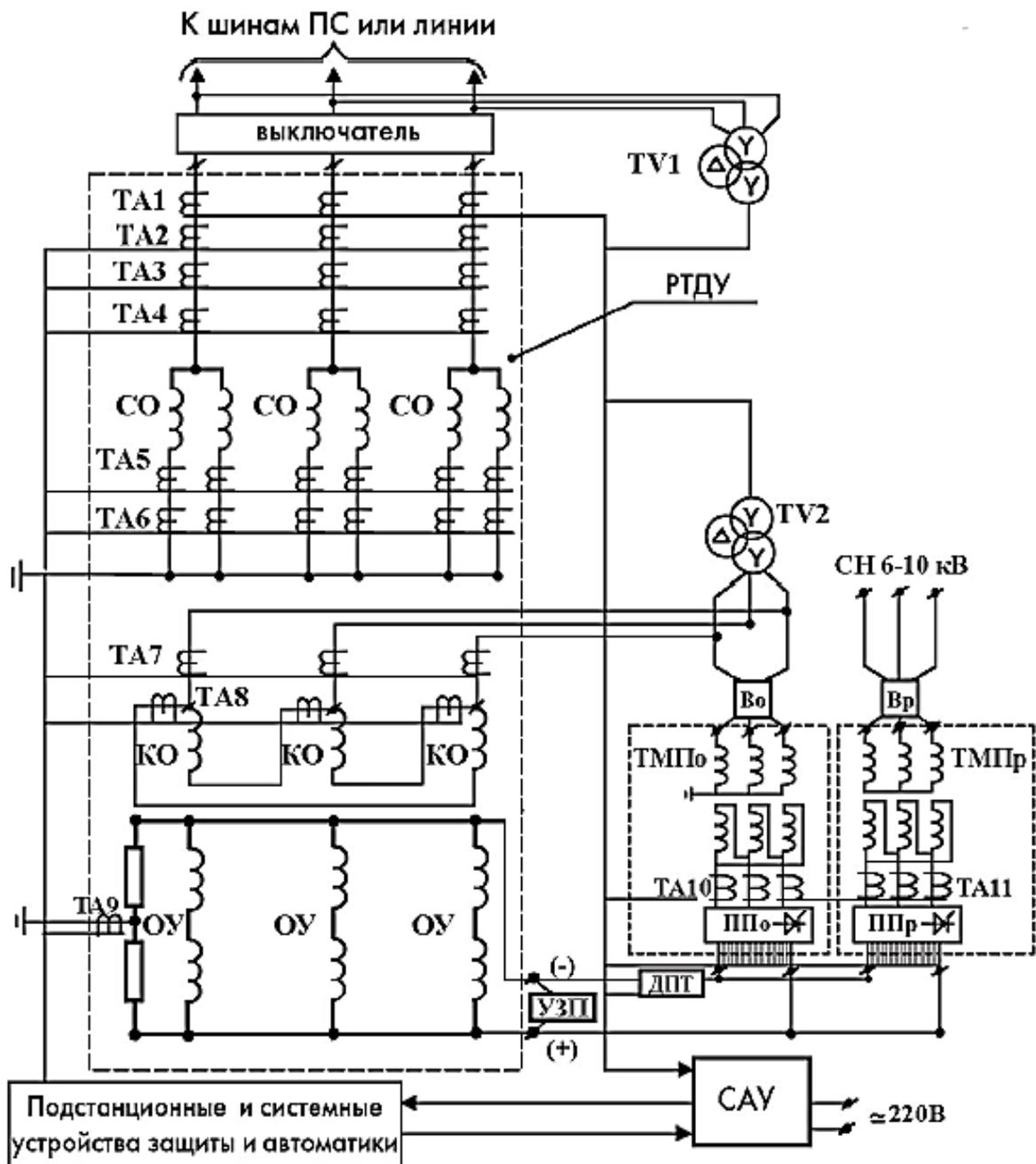


Рис. 3.21. Принципиальная электрическая схема соединения управляемого шунтирующего реактора

Исходя из того, что изменение режима работы УШРП возможно только из-за нелинейной характеристики намагничивания стали, данный динамический объект является существенно нелинейным. Соответственно, описание протекающих внутри УШРП процессов должно быть выполнено только в форме нелинейных дифференциальных уравнений:

$$u_c = e_{si} + i \cdot R,$$

где  $u_c$  – фазное напряжение на выводах сетевой обмотки;  $e_{si}$  – ЭДС самоиндукции сетевой обмотки;  $i \cdot R$  – падение напряжения на активном сопротивлении сетевой обмотки.

Ввиду малости активного сопротивления в первом приближении можно пренебречь последним падением напряжения  $i \cdot R$ . Тогда ЭДС самоиндукции составляет

$$e_{si} = -W \cdot \frac{d\Phi}{dt} = u_c.$$

Если напряжение сети синусоидальное, то и ЭДС самоиндукции тоже. А поскольку ЭДС определяется скоростью изменения магнитного потока  $\Phi$  и числом витков  $W$ , то можно утверждать, что магнитный поток также должен быть синусоидальным.

Магнитный моток может быть найден, если известна характеристика намагничивания магнитопровода  $\Phi(F)$  и намагничивающая сила  $F$ , определяемая векторной суммой намагничивающих сил, наведенных со стороны каждой обмотки (при анализе учитываются сетевая обмотка и обмотка управления). С учетом того, что намагничивающая сила равна произведению тока на число витков обмотки, получаем:

$$F = W_{CO} \cdot i_{CO} + W_{OY} \cdot i_{OY}.$$

Поскольку характеристика намагничивания стали является нелинейной, то и ток, протекающий через сетевую обмотку, будет несинусоидальным (рис. 3.22).

Согласно вышеприведенному описанию и рис. 3.22, под действием напряжения сети в сетевой обмотке УШРП протекает ток несинусоидальной формы, при этом по обмотке управления протекает постоянный ток. Пропорционально величине тока сетевой обмотки и обмотки управления формируется намагничивающая сила, причем её форма такова, что в пересчете через характеристику кривой намагничивания магнитный поток получается практически синусоидальный. Каждой из точек, соответствующих мгновенным значениям намагничивающей

силы (точки  $a, b, c$  на рис. 3.22), соответствуют свои уровни намагниченности стали ( $a', b', c'$ ) и, как следствие, мгновенные значения магнитного потока  $\Phi$  ( $a'', b'', c''$ ). Изменение магнитного потока в сетевой обмотке создает ЭДС самоиндукции, полностью компенсирующую напряжение сети за исключением незначительного падения напряжения на активном сопротивлении сетевой обмотки.

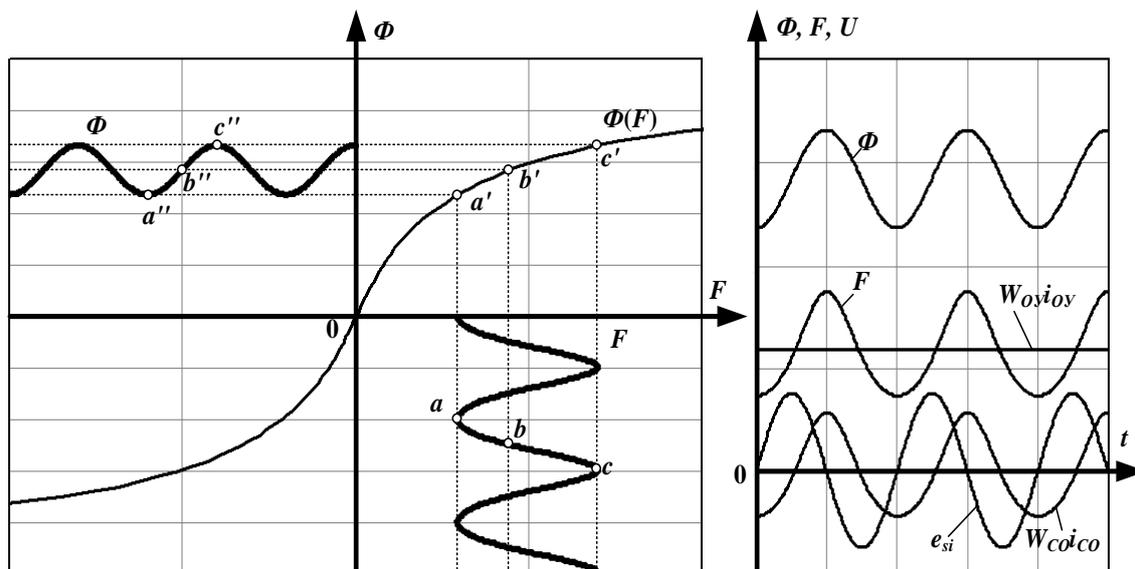


Рис. 3.22. Кривая намагничивания, мгновенные значения потока, намагничивающих сил и ЭДС самоиндукции УШРП

Разумеется, в реальности присутствует множество факторов: гистерезис магнитопровода; изменение потока наводит ЭДС не только в СО, но и в обмотке управления; ОУ секционирована и магнитосвязана с обеими секциями сетевой обмотки; имеется компенсационная обмотки, осуществляющая отбор мощности и компенсацию гармоник кратных трем. Эти факторы значительно усложняют понимание процесса и меняют спектральный состав тока. Но немаловажным фактором являются также геометрические размеры магнитопровода и форма характеристики намагничивания стали.

Выполним анализ влияния кривой намагничивания стали на форму тока сетевой обмотки.

На рис. 3.23, 3.24 используются идентичные обозначения, при этом кривые 1 и кривые 2 совпадают, а осциллограммы магнитодвижущих сил  $F_j$  и магнитных потоков  $\Phi_j$  различаются. Большому значению индекса  $j$  соответствует большее значение тока обмотки управления, а одному и тому же индексу – одна и та же амплитуда первой гармоники тока сетевой обмотки. Осциллограммы получены на основе динамической модели, описанной выше с теми же допущениями.

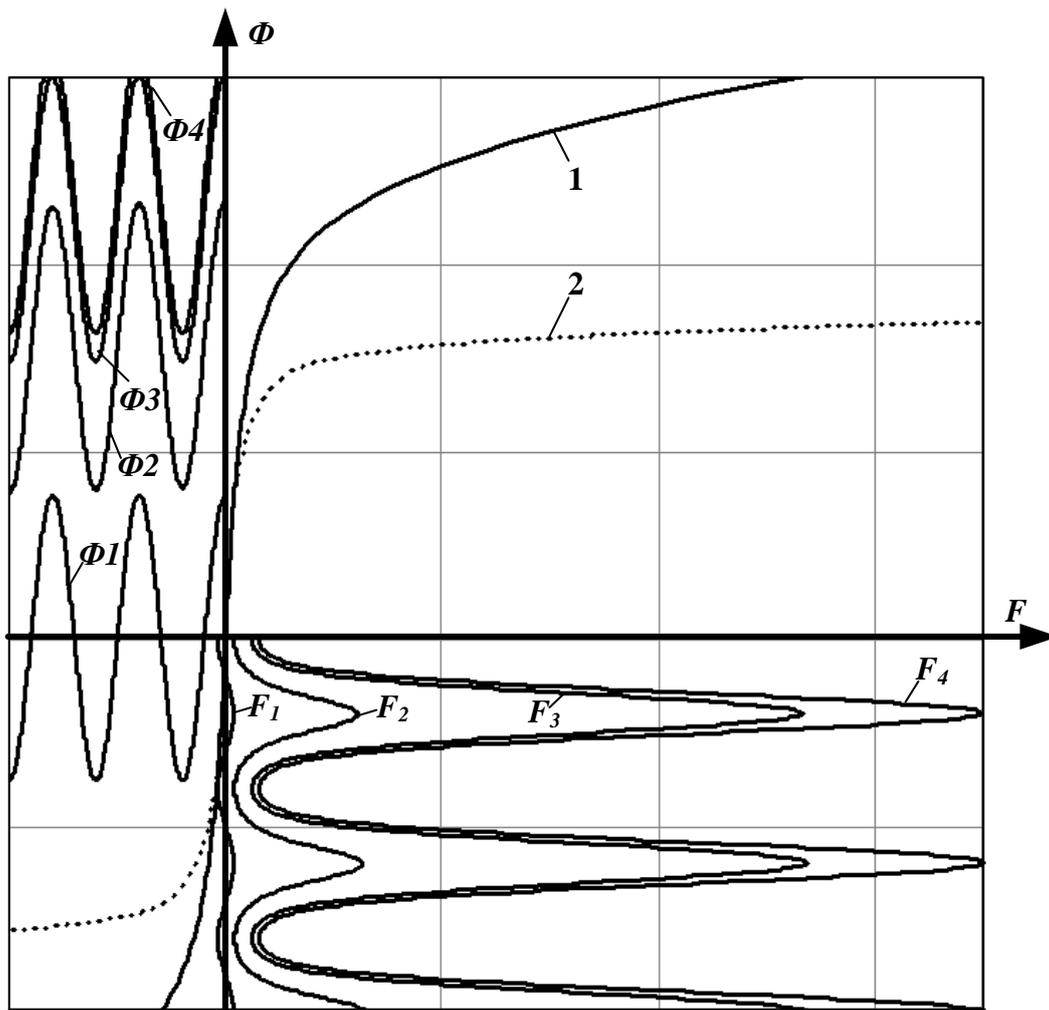


Рис. 3.23. Мгновенные значения потока  $\Phi$ , намагничивающих сил  $F$  УШРП с кривой намагничивания стали 1

Излом характеристики намагничивания 1 наступает при меньшем значении напряженности магнитного поля и при меньшем значении магнитного сопротивления. Переход из ненасыщенной области в область насыщения происходит более плавно по сравнению с характеристикой 2. Однако за счет увеличенного сечения магнитопровода при одной и той же величине намагничивающей силы поток больше, чем в случае характеристики 2.

Как видно на рис. 3.25, в случае характеристики намагничивания 1 ток получается более синусоидальным вне зависимости от загрузки УШРП по реактивной мощности. На основании спектров токов (рис. 3.26, 3.27) можно сказать, что по мере приближения к номинальной нагрузке по реактивной мощности в случае характеристики намагничивания 1 несинусоидальность тока снижается, поскольку область работы магнитной системы смещается в область насыщения, выходя из ненасыщенной зоны.

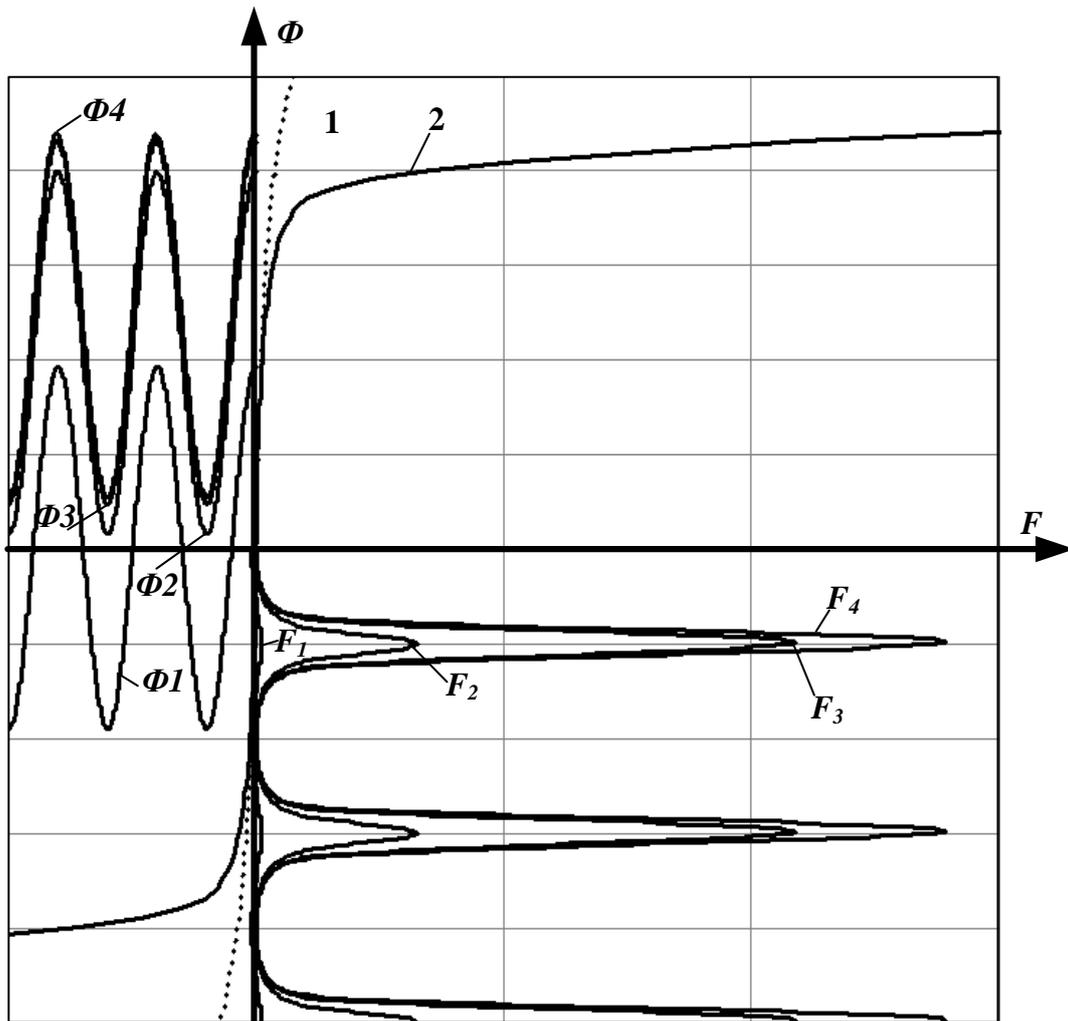


Рис. 3.24. Мгновенные значения потока  $\Phi$ , намагничивающих сил  $F$  УШРП с кривой намагничивания стали 2

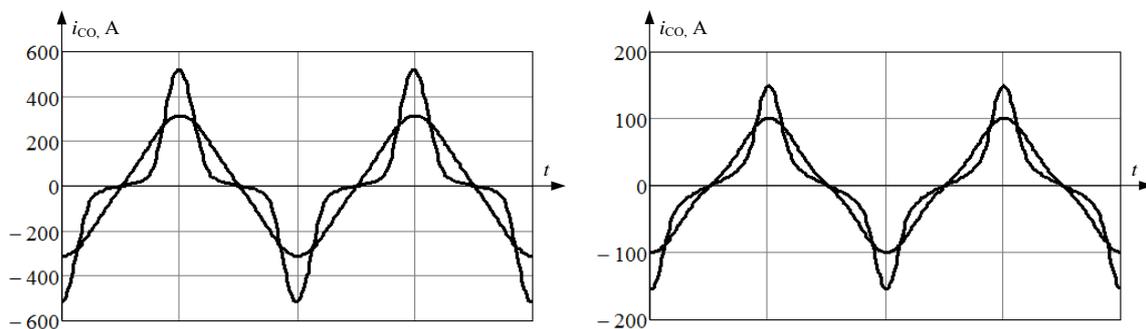


Рис. 3.25. Осциллограмма тока, потребляемого УШРП из сети, при номинальной (слева) потребляемой реактивной мощности и при 30 % от номинальной (справа)

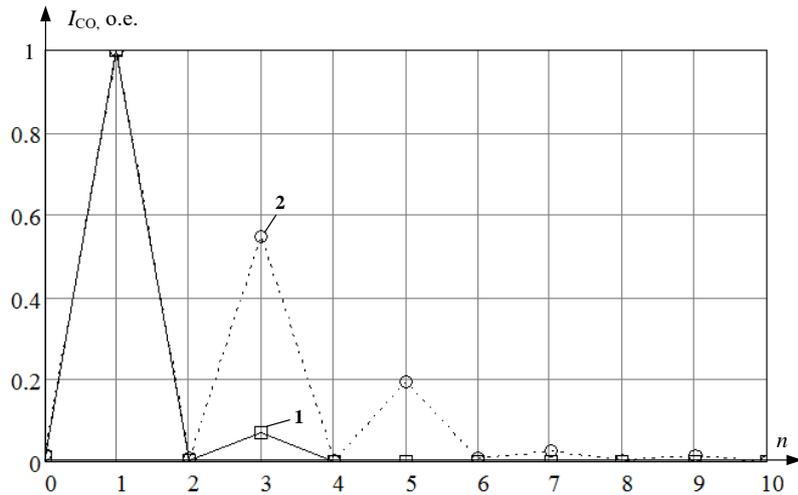


Рис. 3.26. Спектральный состав тока, потребляемого из УШРП из сети, при номинальной нагрузке

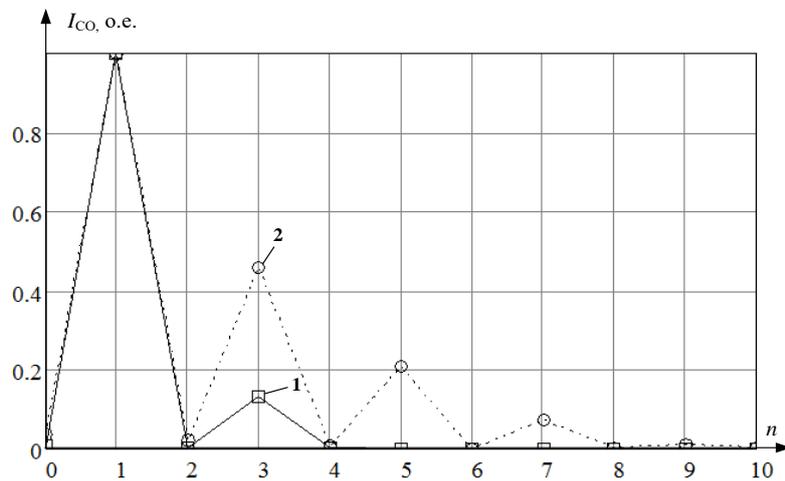


Рис. 3.27. Спектральный состав тока, потребляемого из УШРП из сети, при нагрузке 30 % от номинальной

В случае характеристики намагничивания 2 несинусоидальность тока возрастает, поскольку область работы магнитной системы хоть и смещается в область насыщения, но большую часть времени продолжает задействоваться ненасыщенная зона. Таким образом, характеристика намагничивания магнитной системы УШРП крайне важна для обеспечения синусоидальности потребляемого из сети тока.

Временные диаграммы, поясняющие принцип управления и основные режимы работы УШРП, приведены на рис. 3.28. При отсутствии тока подмагничивания реактора формируемый магнитный поток близок к синусоидальному, поскольку магнитная система работает на начальном участке кривой намагничивания. В результате в сетевой обмотке реакто-

ра наводится противодействующая ЭДС и мощность, потребляемая реактором из сети, не превышает 3...5 % от номинального значения.

I. Холостой ход (не насыщенный режим) $I_{co} = I_y \approx 0$	II. Номинальный режим (полупериодное насыщение) $I_{co} = I_y = I_n$	III. Максимальный режим (полное насыщение) $I_{co} = 1,3I_n ; I_y \approx 2I_n$
---	---	--

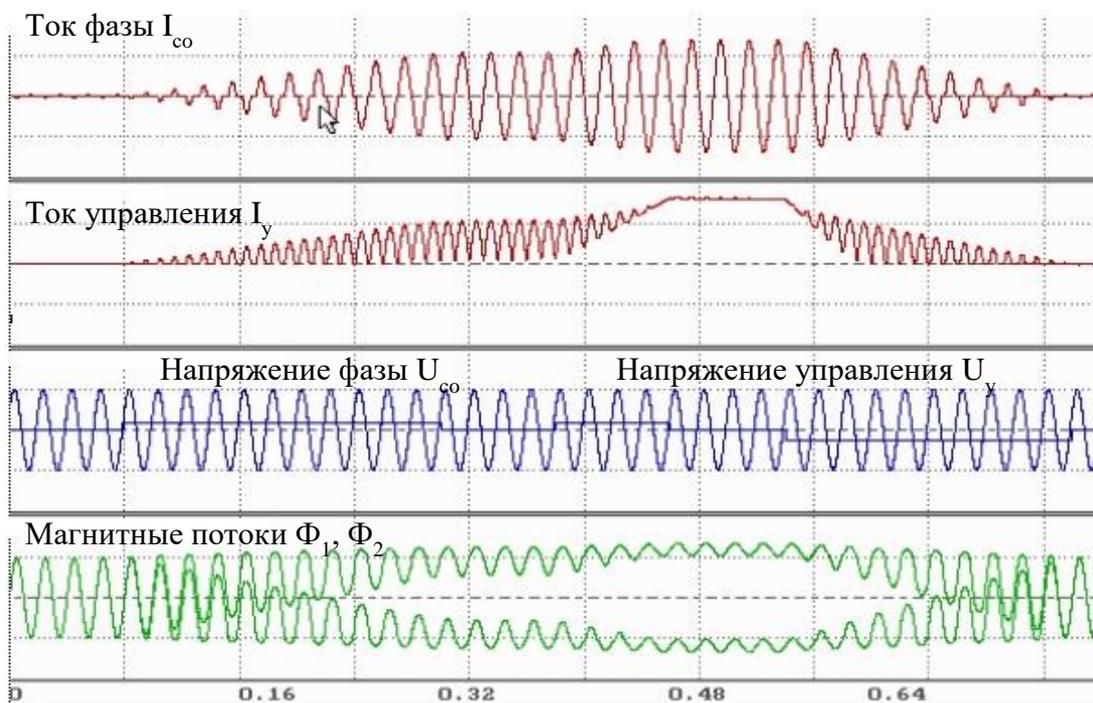


Рис. 3.28. Осциллограммы физических величин УШРП с изменением степени намагничивания во времени

При подаче положительного напряжения на обмотку управления начинает увеличиваться ток обмотки управления и, соответственно, постоянная составляющая магнитного потока в стержне магнитопровода. По мере намагничивания магнитной цепи реактора происходит смещение по кривой намагничивания в область насыщения, в результате чего для создания той же величины изменения магнитного потока требуется протекание большего значения тока в СО и реактор загружается по реактивной мощности. В режиме полного насыщения (максимальный постоянный ток в обмотке управления) магнитная система УШРП работает на участке насыщения и протекающий ток максимальный.

Размагничивание магнитной системы УШРП производится путем подачи на ОУ напряжения отрицательной полярности (увеличением угла управления тиристором), при этом УШРП разгружается по реактивной мощности.

Характеристики показаны для УШРП завода ОАО «ЗТЗ». Время набора/сброса мощности составляет 0,3...1 с при мощности системы

подмагничивания 1...2 % от установленной мощности УШРП. Длительные перегрузки по току могут составлять 120...130 %, кратковременные – до 200 %.

### Вопросы для самоконтроля

1. В чем преимущество тиристорного управления перед управлением с помощью выключателей?
2. Из чего состоит статический тиристорный компенсатор (СТК)?
3. Назовите назначение и область применения СТК.
4. Как подключается СТК к электрической сети?
5. Почему тиристорно-реакторные группы соединяют в треугольник?
6. Поясните принцип управления реактивной мощностью СТК.
7. Нарисуйте и поясните осциллограммы тока тиристорно-реакторной группы.
8. Приведите статические (внешние) характеристики. Какими параметрами характеристики можно управлять?
9. Нарисуйте область длительно допустимой и кратковременной работы.
10. Поясните ограничения по режимам работы и поведение СТК при выходе на ограничение.
11. Поясните влияние СТК на режим работы электропередачи с помощью векторных диаграмм и угловой характеристики.
12. Какие существуют типы подмагничивания УШР?
13. Нарисуйте и поясните функциональную или электрическую схемы УШР с подмагничиванием постоянным током (УШРП).
14. Поясните принцип действия УШРП с продольным подмагничиванием.
15. Зачем магнитный сердечник УШРП изготавливают восьми-стержневым?
16. Как осуществляется управление током в обмотке управления УШРП?
17. Каковы преимущества применения УШР перед СТК?

## 4. ПОПЕРЕЧНЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ ВТОРОГО ПОКОЛЕНИЯ УСТРОЙСТВ FACTS НА БАЗЕ СТАТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ

**Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ; static synchronous compensator – STATCOM)** – это устройство на базе статического преобразователя, работающее в качестве статического компенсатора реактивной мощности, чей емкостный или индуктивный выходной ток может изменяться независимо от переменного напряжения сети [15, 18].

СТАТКОМ является одним из основных устройств FACTS, на его основе могут быть реализованы вставки постоянного тока и различные комбинированные устройства продольно-поперечной и продольно-продольной компенсации. При этом СТАТКОМ может быть реализован и на основе преобразователя напряжения, и на основе преобразователя тока.

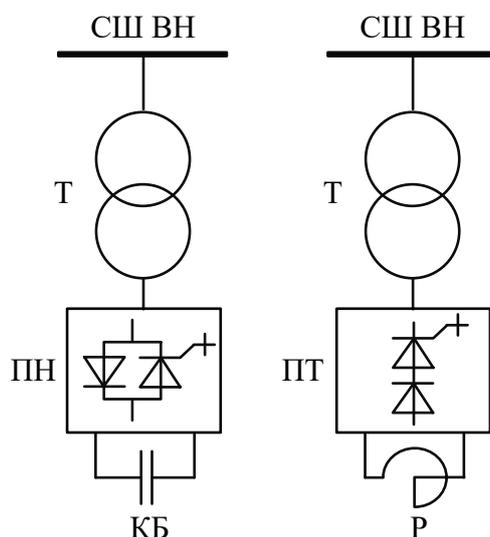


Рис. 4.1. СТАТКОМ на базе источника напряжения и источника тока

Распространение получили СТАТКОМ на базе конденсаторных батарей из-за более высокого быстродействия.

Устройство СТАТКОМ в общем случае содержит (рис. 4.2):

- статический преобразователь, способный работать в различных режимах потребления и генерации активной и реактивной мощности и обычно располагающийся в закрытом помещении (красный);
- согласующий трансформатор и сглаживающий реактор для подключения к шинам высокого напряжения (желтый);
- звено постоянного тока (выпрямленного напряжения) (красный и голубой), обеспечивающее стабильность тока (напряжения) для реализации модуляции синусоидальных токов (напряжений);

- пассивные фильтры (зеленый) для обеспечения синусоидальности фазных токов.

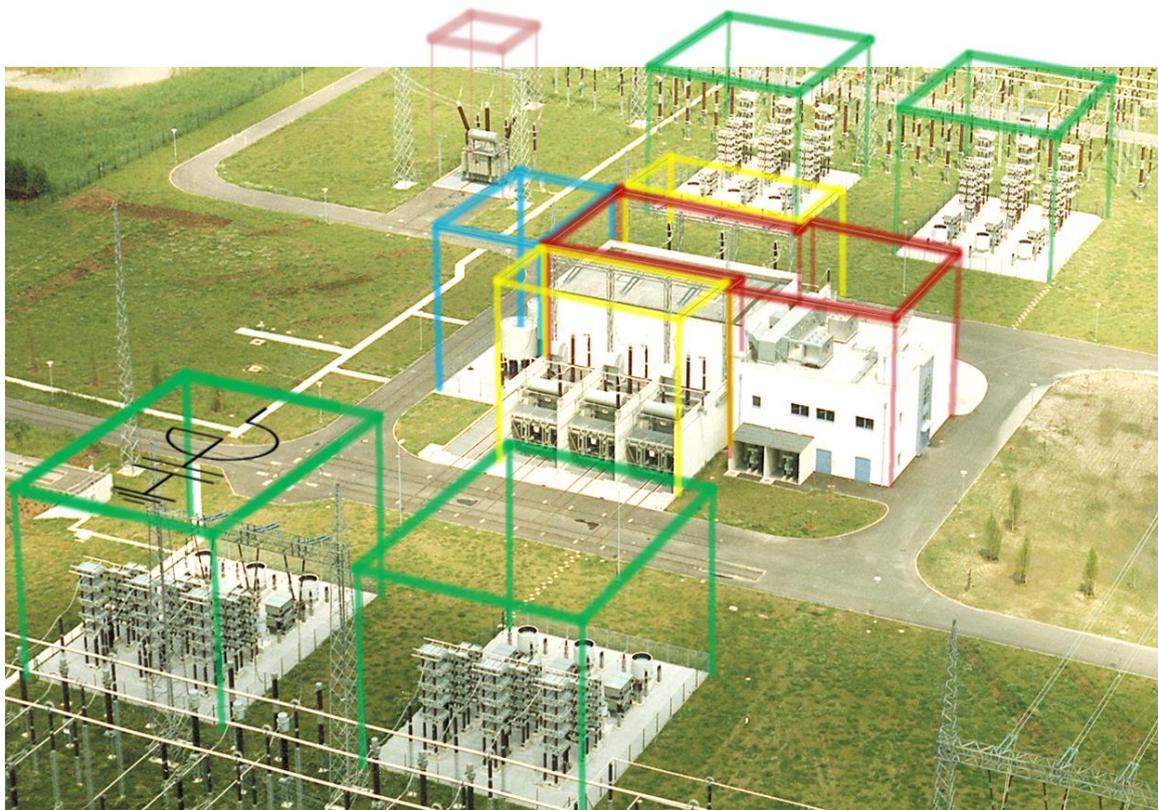


Рис. 4.2. Вставка постоянного тока на базе двух СТАТКОМ

Существуют различные схемы реализации СТАТКОМ. Один из возможных вариантов СТАТКОМ с преобразователем напряжения представлен на рис. 4.3.

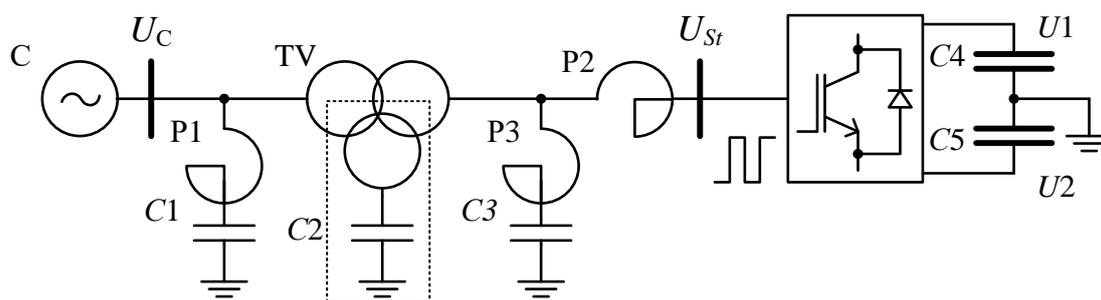


Рис. 4.3. Упрощенная принципиальная схема СТАТКОМ

Для определения функциональных возможностей СТАТКОМ необходимо проанализировать принципа его работы. Для анализа составим схему замещения и запишем уравнение для расчета мощности, по которому определим возможные режимы работы СТАТКОМ.

Рассматривая принципиальную схему, стоит отметить следующие моменты:

- статический преобразователь, при условии стабильности напряжения на конденсаторных батареях  $C4$  и  $C5$ , формирует напряжение, близкое к гармоническому в довольно широком спектре частот (практически до частоты коммутации вентиляей), и может быть замещено симметричным источником синусоидальной ЭДС  $U_{st}$  при условии пренебрежения потерями;

- фильтр позволяет снизить коэффициент искажения синусоидальности тока трансформатора. Обычно фильтр располагается между реактором и трансформатором, при этом большая часть токов высших гармоник не протекают через обмотки трансформатора. Однако при усложнении электромагнитной части он может быть вынесен либо на сторону высокого напряжения трансформатора (высшие гармоники протекают по всем обмоткам трансформатора), либо включен в дополнительную обмотку трансформатора (токи высших гармоник не протекают по обмотке высокого напряжения трансформатора). На частоте тока сети фильтры имеют емкостный характер, причем их параметры таковы, что они не оказывают существенного влияния на его характеристики с точки зрения описания процессов, протекающих в СТАТКОМ, и их роль будет более подробно рассмотрена позднее;

- реактор и трансформатор без учета потерь и при условии приведения к одной ступени напряжения могут быть представлены общим индуктивным сопротивлением  $X_{LS}$  – сопротивлением связи между шинами подстанции и статическим преобразователем.

Таким образом, схема замещения СТАТКОМ (рис. 4.4) аналогична схеме замещения синхронной электрической машины. А поскольку сходными также являются и характеристики этих устройств, то становится понятна и причина названия данного статического устройства – статический *синхронный* компенсатор.

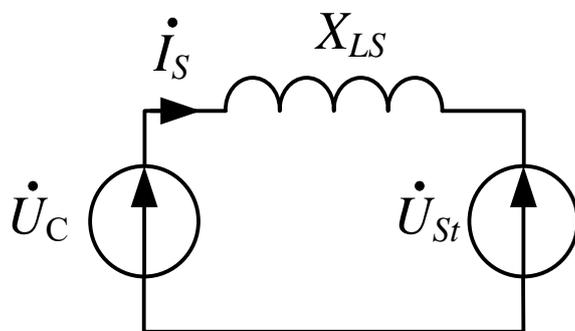


Рис. 4.4. Схема замещения СТАТКОМ

В иностранной литературе добавку «синхронный» получают устройства на базе статических преобразователей напряжения, не имеющие накопителя энергии большой мощности и не получающие энергию в цепь выпрямленного напряжения от какого-либо стороннего устройства. Условно можно считать, что такие устройства могут формировать только синхронное напряжение на статическом преобразователе по условию сохранения нормального устойчивого режима их работы.

Полная мощность устройства определяется по выражению

$$S = 3 \cdot \frac{U_c \cdot U_{st}}{X_{LS}} \cdot \sin(\alpha) - j3 \cdot \left( \frac{U_c \cdot U_{st}}{X_{LS}} \cdot \cos(\alpha) - \frac{U_c^2}{X_{LS}} \right),$$

где  $\alpha$  – фазовый угол между напряжениями статического преобразователя и напряжением на шинах подстанции.

Поскольку напряжение статического преобразователя может быть управляемо как по модулю, так и по фазе и при этом независимо по трем фазам, то потребляемая активная и реактивная мощности могут быть изменены независимо друг от друга. Таким образом, СТАТКОМ может работать в четырех квадрантах, но лишь кратковременно, поскольку потребление или генерация активной энергии ведут к ее накоплению или отбору из конденсаторных батарей на стороне выпрямленного напряжения. Энергия, запасенная в конденсаторе, пропорциональна квадрату напряжения на его обкладках: значит, напряжение при потреблении активной мощности увеличивается, а при генерации – уменьшается.

Между тем требуемое напряжение на конденсаторных батареях либо определяется режимом работы преобразователя по реактивной мощности (системой автоматического управления), либо должно оставаться постоянным в зависимости от конкретной реализации системы автоматического управления СТАТКОМ. Увеличение напряжения сверх предельно допустимого может привести к пробое изоляции конденсаторных батарей или вентилях преобразователя. Снижение напряжения на конденсаторе приводит сначала к ограничению генерации реактивной мощности, а затем к нарушению устойчивой работы СТАТКОМ. Поэтому произвольное изменение напряжения недопустимо.

Векторные диаграммы напряжений и токов, поясняющие принцип действия СТАТКОМ, приведены на рис. 4.5.

Параллельно проясним принцип действия на осциллограммах напряжений и тока СТАТКОМ, приведенный на рис. 4.6–4.9. Для удобства восприятия осциллограммы приведены в относительных единицах измерения. За базовое значение напряжения принята амплитуда номинального фазного напряжения на шинах, к которым присоединен СТАТКОМ. Базисный ток равен амплитуде номинального фазного тока.

Сопротивление принято равным 0,5 о. е. Будем считать напряжение  $U_C$  неизменным и равным 1.

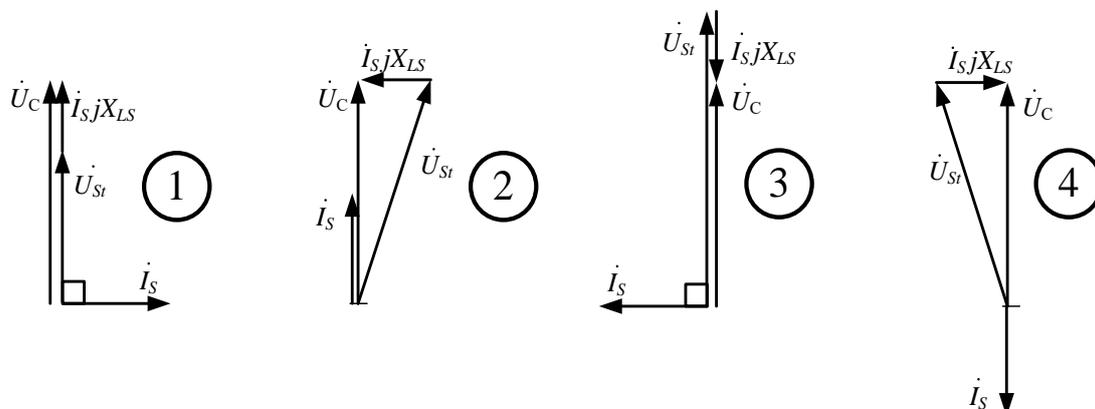


Рис. 4.5. Векторные диаграммы напряжений и токов СТАТКОМ:  
 1 – потребление реактивной мощности; 2 – потребление активной мощности;  
 3 – генерация реактивной мощности; 4 – генерация активной мощности

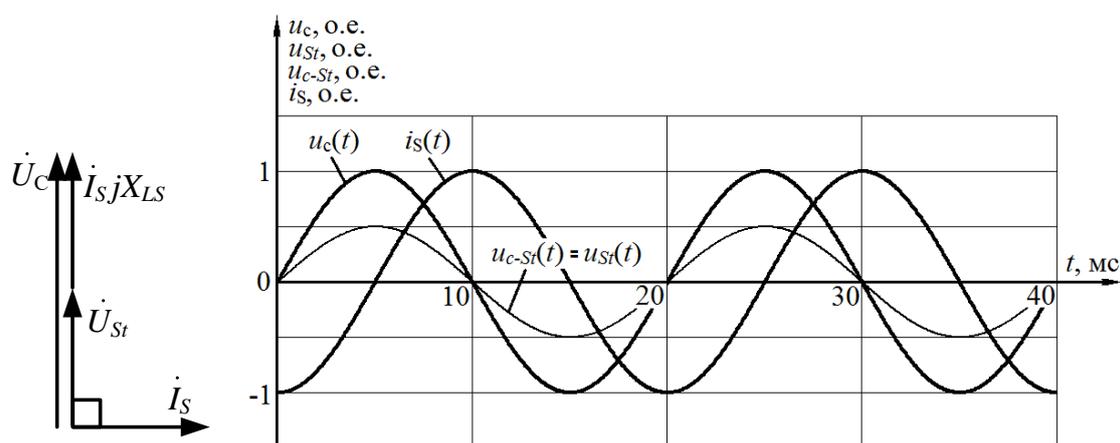


Рис. 4.6. Осциллограммы напряжений и тока для схемы замещения СТАТКОМ, работающего в режиме потребления реактивной мощности

В соответствии с рис. 4.5 рассмотрим четыре простейших режима:

1. Пусть напряжение статического преобразователя совпадает по фазе с напряжением сети и равно 0,5 о. е. Тогда амплитуда вектора падения напряжения на сопротивлении связи равна амплитуде вектора напряжения на статическом преобразователе в каждый момент времени. Ток по закону Ома будет равен 1 о. е. и отставать от падения напряжения, а значит, и от напряжения сети на  $90^\circ$ , что соответствует режиму потребления реактивной мощности (рис. 4.6).

На рис. 4.6–4.9 напряжением  $u_{C-St}(t)$  обозначено падение напряжение на сопротивлении связи.

2. Пусть напряжение статического преобразователя отстает по фазе от напряжения сети, например на  $\alpha = 26,6^\circ$ , и равно  $1/\cos(\alpha)$ . Тогда падение напряжения на сопротивлении связи синусоидальное и опережает напряжение сети на  $90^\circ$ . Ток по закону Ома будет отставать от падения напряжения на  $90^\circ$ , а значит, совпадет по фазе с напряжением сети, что соответствует режиму потребления активной мощности (рис. 4.7).

Для получения режима потребления активной мощности вектор напряжения преобразователя должен отставать на некоторый угол от вектора напряжения сети. При этом его проекция на вектор напряжения сети должна быть равна амплитуде вектора напряжения сети.

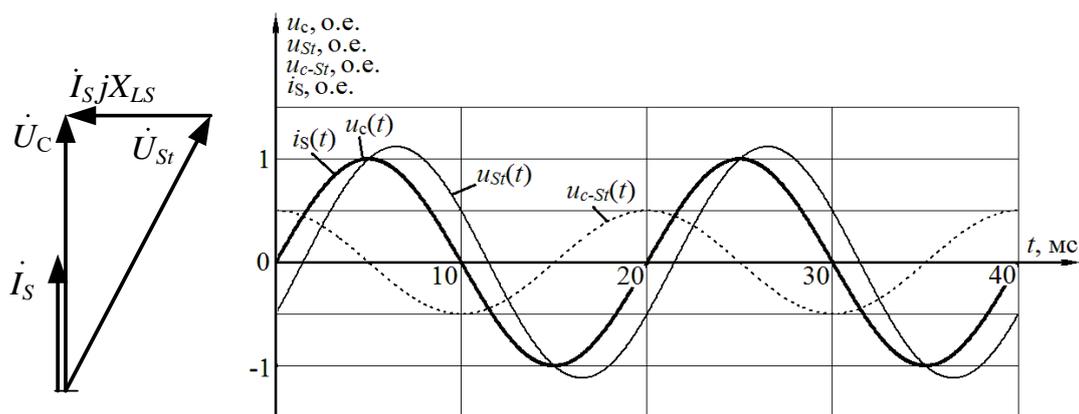


Рис. 4.7. Осциллограммы напряжений и тока для схемы замещения СТАТКОМ, работающего в режиме потребления активной мощности

3. Пусть напряжение статического преобразователя совпадает по фазе с напряжением сети и равно 1,5 о. е. Тогда падение напряжения на сопротивлении связи равно 0,5 о. е. и находится в противофазе с напряжением сети. Ток по закону Ома будет равен 1 о. е. и отставать от падения напряжения, а значит, опережать напряжение сети на  $90^\circ$ , что соответствует режиму генерации реактивной мощности (рис. 4.8).

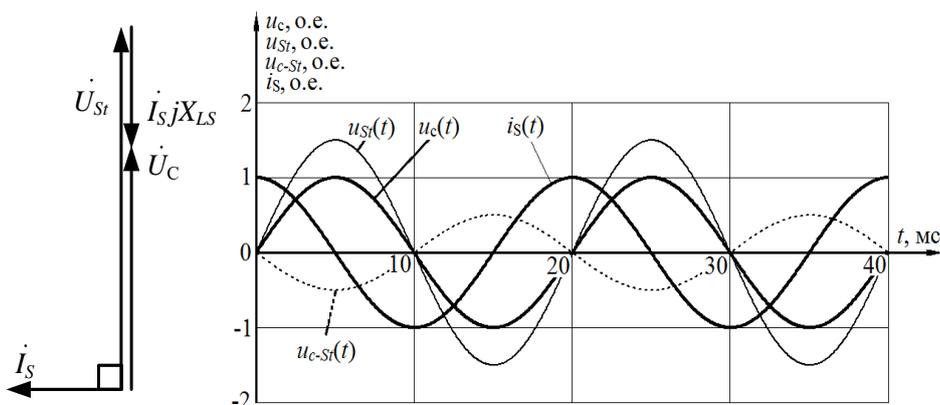


Рис. 4.8. Осциллограммы напряжений и тока для схемы замещения СТАТКОМ, работающего в режиме генерации реактивной мощности

4. Пусть напряжение статического преобразователя опережает по фазе напряжение сети, например на  $\alpha=26,6^\circ$ , и равно  $1/\cos(\alpha)$ . Тогда падение напряжения на сопротивлении связи синусоидальное и отстает от напряжения сети на  $90^\circ$ . Ток по закону Ома будет отставать от падения напряжения ещё на  $90^\circ$ , а значит, будет в противофазе с напряжением сети, что соответствует режиму генерации активной мощности (рис. 4.9).

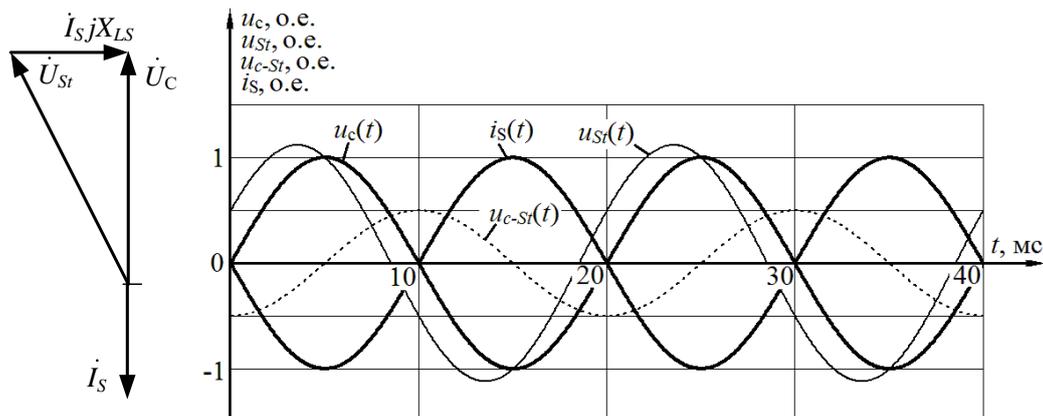


Рис. 4.9. Осциллограммы напряжений и тока для схемы замещения СТАТКОМ, работающего в режиме генерации активной мощности

Рассмотренные режимы работы СТАТКОМ позволяют обеспечить статический преобразователь. Однако следует отметить важный факт: длительное потребление или генерация активной мощности СТАТКОМ возможны только в случаях, если он является составляющей комбинированного устройства компенсации или вставки постоянного тока, либо в случае, когда на стороне выпрямленного напряжения установлен накопитель энергии, например аккумуляторная батарея.

Через статический преобразователь в сеть может быть подключен ветрогенератор или солнечная электростанция. При этом активная мощность, вырабатываемая генерирующей установкой, будет выдана в сеть. Есть принципиальная возможность одновременно с выдачей мощности регулировать напряжение.

С учетом вышесказанного диаграмма мощности, определяющая области допустимой работы СТАТКОМ – степень возможного участия СТАТКОМ в управлении режимами, – приведена на рис. 4.10.

Область допустимой длительной работы СТАТКОМ ограничена номинальным значением тока оборудования и напряжения на стороне выпрямленного напряжения статического преобразователя. В кратковременных режимах допускается превышение тока выше номинального вплоть до полутора-двукратного, что положительно сказывается на влиянии СТАТКОМ на режим энергосистемы в аварийных и послеаварийных режимах их работы.

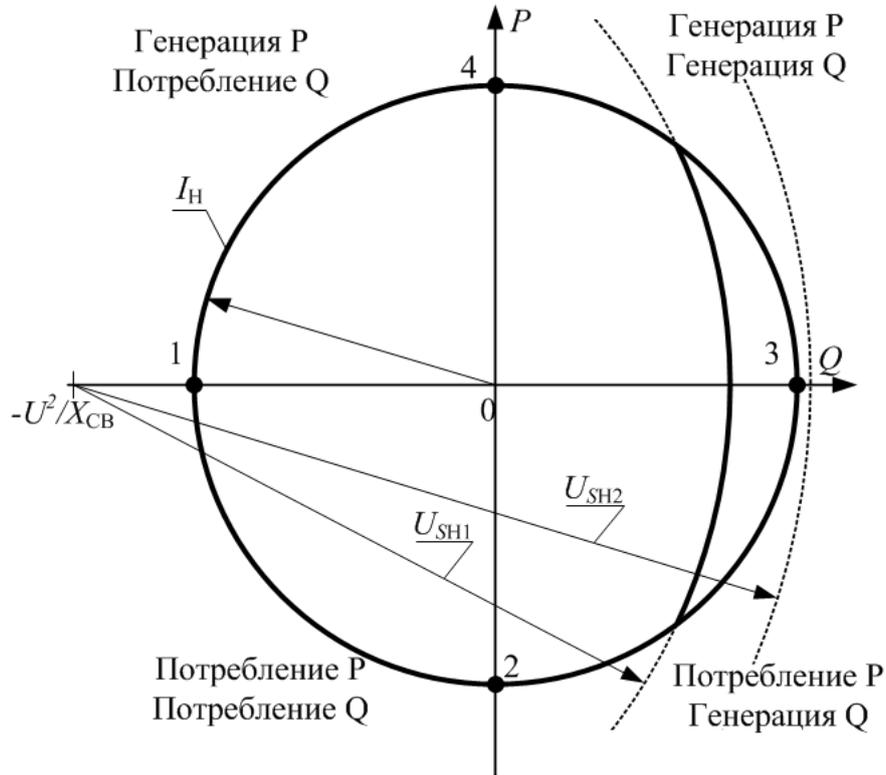


Рис. 4.10. Области допустимой работы СТАТКОМ и вставок постоянного тока на его базе

Точки 1–4 соответствуют случаям, представленным на рис. 4.10.

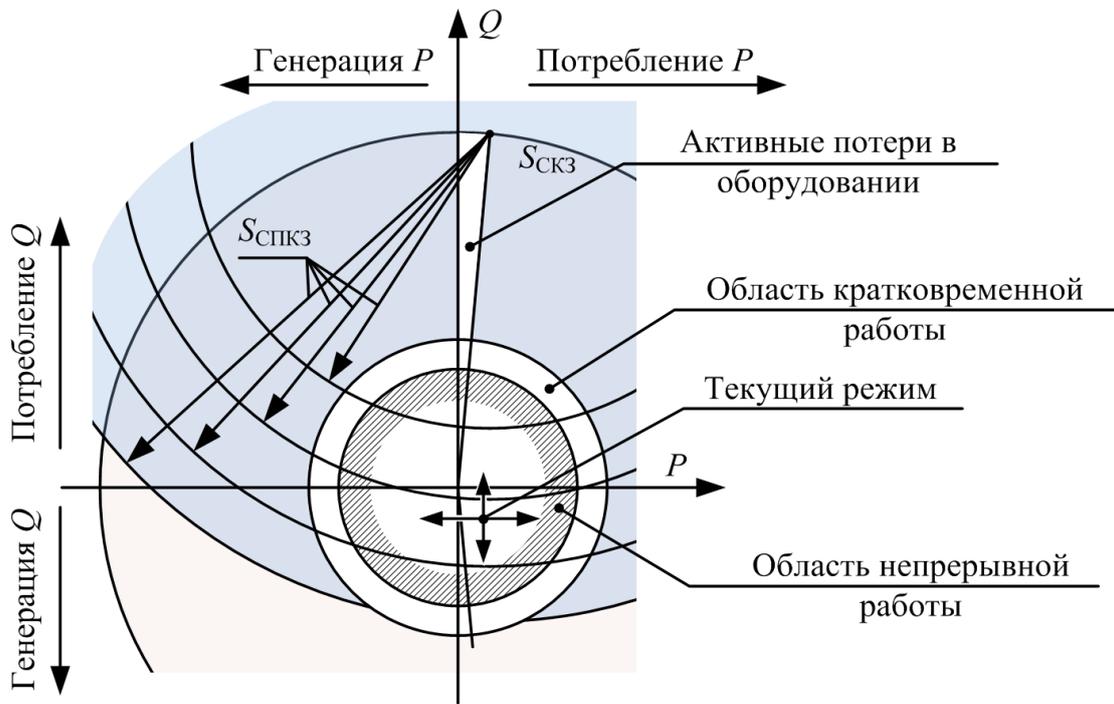


Рис. 4.11. Режимы работы СП в устройстве FACTS

Статические (внешние) характеристики работы СТАТКОМ показывают обозначенную независимость генерируемого или потребляемого реактивного тока относительно напряжения сети, что является преимуществом при возникновении глубоких провалов напряжения сети по сравнению с СТК той же мощности.

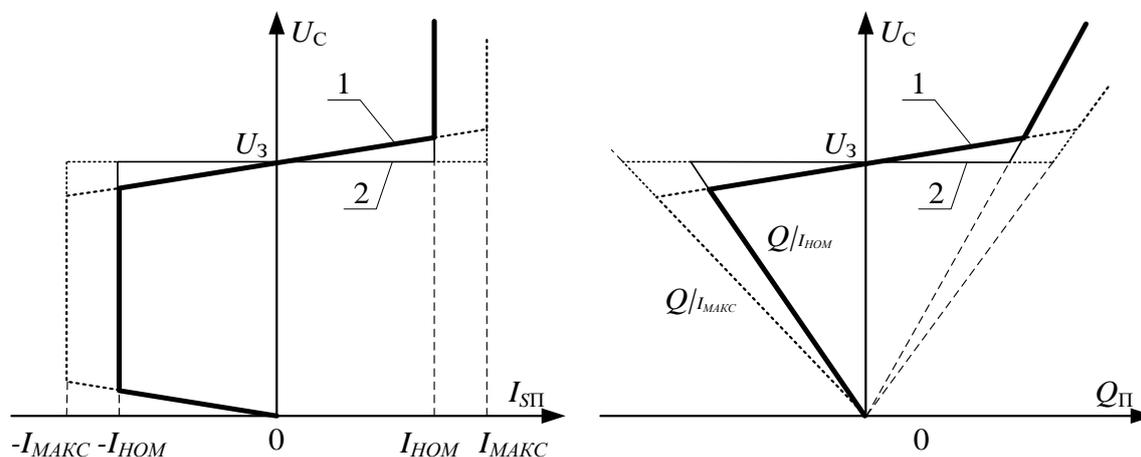


Рис. 4.12. Статические характеристики СТАТКОМ

Более того, рассматривая динамические свойства СТАТКОМ, можно отметить, что напряжение (оглибающая импульсного напряжения), сформированное на выводах статического преобразователя, изменяется плавно в течение нескольких периодов. Таким образом, при провале напряжения СТАТКОМ работает в режиме перегрузки, поддерживая напряжение в точке присоединения (аналогично эффекту саморегулированию напряжения синхронного генератора).

Из указанного выше следует, что СТАТКОМ может применяться для решения следующих задач:

- стабилизация и регулирование напряжения;
- компенсация реактивной мощности;
- симметрирование нагрузки путем потребления активной мощности из одной фазы и выдачи ее в другую;
- демпфирование колебаний в энергосистеме, поскольку СТАТКОМ обладает высоким быстродействием (по заявлениям производителей достигает 1–2 периодов промышленной частоты);
- активная фильтрация напряжения, что объясняется возможностью формирования не только напряжения гармонической формы, но и полигармонической, требуемой для компенсации соответствующих паразитных гармоник в сети;
- сглаживание графиков нагрузок, при наличии накопителя энергии большой емкости на стороне выпрямленного напряжения.

Стоит также отметить несколько фактов, позволяющих лучше понимать принцип работы СТАТКОМ и его функциональные возможности:

1. Объединение двух фаз позволяет, в отличие от СТК, осуществлять межфазовый обмен мощностью, что снижает установленную мощность реакторного (до 15...20 %) и конденсаторного оборудования (до 10 %) от мощности установки.

2. СТАТКОМ посредством искусственной коммутации полностью управляемых полупроводниковых вентилях осуществляет соединение каждой фазы электрической сети попеременно с тем или иным полюсом конденсаторной батареи (КБ). В зависимости от длительности подключения на цикле коммутации, на порядок меньшем периода изменения сетевого тока (напряжения), к каждому из полюсов КБ и от напряжения на КБ будет наблюдаться потребление или выдача электроэнергии в фазу. Алгоритм управления ПП-вентилем построен так, что за цикл коммутации количество электрической энергии, полученной и отданной в сумме по трем фазам практически, равно нулю. Другими словами, на каждом периоде коммутации обеспечивается симметричный режим работы. Таким образом, конденсаторная батарея работает в импульсном режиме и напряжение на ней остается практически неизменным.

3. Принцип фильтрации пассивными фильтрами построен на зависимости индуктивного и емкостного сопротивления, а также независимости активного сопротивления от частоты электрического тока. За счет этого можно создавать большое сопротивление на пути протекания нежелательной гармоники и/или шунтировать источник данной нежелательной гармоники малым сопротивлением, чтобы наибольшая часть тока нежелательной гармоники замыкалась через данный шунт, минуя нагрузку (электрическую сеть). Из этой зависимости также вытекает и то, что с увеличением частоты коммутации полупроводниковых вентилях можно уменьшать значение индуктивности реактора или полностью отказываться от него, считая достаточным индуктивное сопротивление рассеяния трансформатора. Поскольку на более высокой частоте ток в индуктивности создает большее падение напряжения, то и мощность шунтирующего фильтра можно значительно уменьшить. На частотах нескольких десятков или сотен килогерц трансформатор сможет обеспечить электромагнитную совместимость СТАТКОМ с сетью. Однако стоит понимать, что увеличение частоты тока приводит к росту потерь в стали трансформатора на вихревые токи (токи Фуко).

Также отметим, что с увеличением частоты коммутации при той же емкости на стороне постоянного напряжения статического преобразователя пульсации станут значительно меньшими. Иначе можно сказать, что те же пульсации можно обеспечить при меньшей емкости. Другими словами, если считать систему автоматического управления идеальной

и не содержащей запаздывания в цепи управления, то можно утверждать, что требуемая емкость конденсаторной батареи обратно пропорциональна частоте коммутации.

Таким образом констатируем, что повышение частоты коммутации вентиля приводит к удешевлению всех силовых электротехнических компонентов СТАТКОМ и прочих установок на базе преобразователя напряжения, однако же это приведет к удорожанию самого преобразователя.

4. Если рассматривать СТАТКОМ с точки зрения его системы автоматического управления (САУ), то следует отметить, что быстродействие САУ зависит от частоты коммутации вентиля. Это объясняется тем, что для обеспечения помехозащищенности САУ необходимо осуществление фильтрации измеренных сигналов. Наличие фильтра в канале обратной связи приводит к нечувствительности САУ к быстрым изменениям регулируемой величины, что обуславливает снижение запаса устойчивости контуров регулирования САУ СТАТКОМ. Для обеспечения устойчивого регулирования параметрами состояния СТАТКОМ необходимо снижать интенсивность изменения управляющих сигналов.

#### 4.1. Сравнение влияния СТАТКОМ и статического тиристорного компенсатора на динамическую устойчивость энергосистем

Рассмотрим динамическую устойчивость на примере одномашиной схемы выдачи мощности генератора по ЛЭП в энергосистему (рис. 4.13). Для повышения статической и динамической устойчивости в середине ЛЭП установлен СТК или СТАТКОМ.

При снижении напряжения в точке присоединения и при выходе на предел регулирования генерируемая реактивная мощность СТК убывает в квадратичной зависимости от напряжения (рис. 3.7), а у СТАТКОМ – по линейной (рис. 4.12). Таким образом, СТАТКОМ лучше поддерживает напряжение по сравнению с СТК.

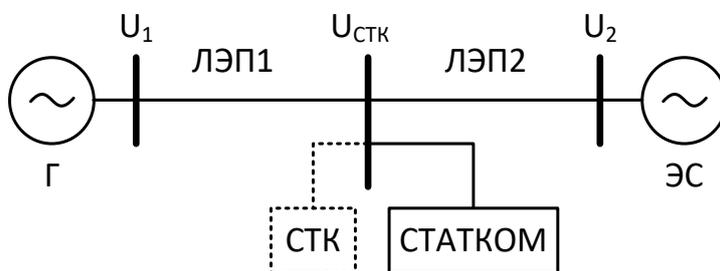


Рис. 4.13. Однолинейная схема энергосистемы

Будем рассматривать ЭС как балансирующий узел с неограниченными резервами активной и реактивной мощности. Реактивную мощ-

ность генератора также будем считать достаточной для поддержания заданного напряжения на шинах  $U_1$  равного  $U_2$ . Система автоматического управления СТК/СТАТКОМ настроена на астатическое регулирование напряжения в точке присоединения. Уставка напряжения равна номинальному значению, как и в ЭС1 и ЭС2.

Пока диапазона регулирования СТАТКОМ хватает для поддержания напряжения в точке присоединения на заданном уровне, напряжение остается постоянным и угловая характеристика будет соответствовать характеристике, полученной по выражению

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2 \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)}{X_{л}}$$

При выходе на предел регулирования генерируемая реактивная мощность будет ограничена напряжением на конденсаторной батарее или номинальным током СТАТКОМ. Допустим, ограничение по напряжению на конденсаторе не сказывается на регулировочном диапазоне, тогда мы можем рассматривать только ограничение по току. Схема замещения будет выглядеть, как изображено на рис. 4.14.

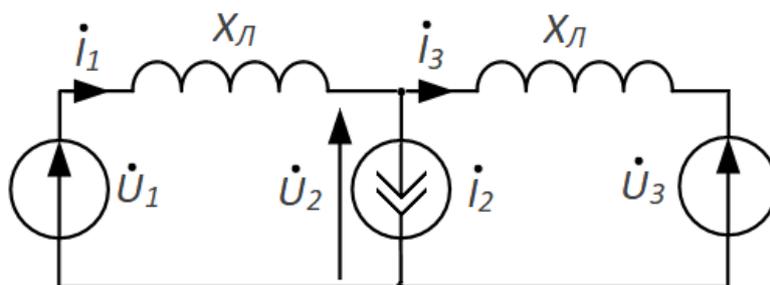


Рис. 4.14. Схема замещения электропередачи со СТАТКОМ в середине ЛЭП

Построим векторные диаграммы (рис. 4.15), соответствующие данной схеме. Векторная диаграмма симметрична относительно напряжения в середине электропередачи. Построение начнем с предельного случая, когда СТАТКОМ уже вышел на предел регулирования, а напряжение еще равно номинальному (оранжевые векторы). Для этого случая мы можем сами задать угол между напряжениями по концам ЛЭП  $\delta$ , поскольку он полностью определяется напряжениями, параметрами ЛЭП и установленной мощностью СТАТКОМ. Достраиваем векторы падения напряжения на ЛЭП ( $\Delta U_{ij} = U_i - U_j$ ) и строим токи ЛЭП, которые будут одинаковыми по амплитуде и перпендикулярны падениям напряжений каждый на своей ЛЭП. Ток компенсатора  $I_2$  будет пер-

пендикулярен вектору напряжения в месте его установки и соединит концы векторов токов ЛЭП, согласно уравнению

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}_3.$$

После этого можно построить вертикальные линии (серые), соответствующие случаю постоянства тока компенсатора вне зависимости от дальнейшего увеличения угла  $\delta$  и снижения напряжения в узле присоединения СТАТКОМ.

Следующую векторную диаграмму для большего угла начнем строить с диаграммы токов. Увеличим амплитуду токов ЛЭП (зеленые) на некоторую величину, при этом концы векторов так же будут находиться на серых линиях. Пропорционально увеличению амплитуды токов ЛЭП увеличим и амплитуду падений напряжений на ЛЭП. Построим полученные векторы падений напряжений перпендикулярно токам так, чтобы начало/конец вектора лежали на векторе напряжения в середине электропередачи, а другие конец/начало лежали на окружности с радиусом, равным амплитуде напряжения энергосистемы. Точка пересечения вектора падения напряжения на ЛЭП является концом вектора напряжения ЭС/генератора. Постепенно увеличивая ток ЛЭП, можно найти случай, когда угол между напряжениями по концам электропередачи будет равен  $180^\circ$ .

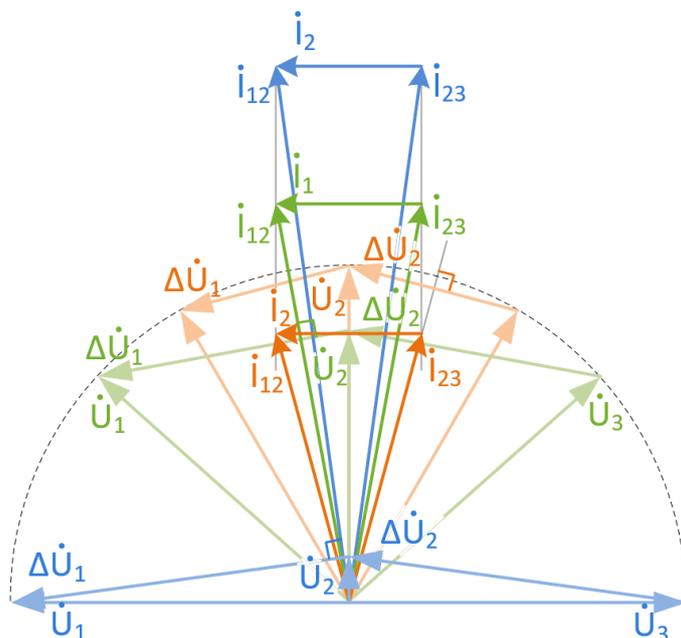


Рис. 4.15. Векторные диаграммы электропередачи со СТАТКОМ, установленным в середине ЛЭП

На основании векторных диаграмм получим расчетные выражения для определения передаваемой мощности по ЛЭП. Она должна определяться по выражению

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2 \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)}{X_{\pi}}$$

В данном выражении неизвестным остается напряжение в точке присоединения СТАТКОМ.

Для его нахождения составим систему уравнений в скалярной форме

$$\begin{cases} \Delta U_2 = X_{\pi} \cdot I_{23}; \\ I_{23} = \frac{I_2/2}{\sin(\alpha)}; \\ U_2 = U_3 \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) + \Delta U_2 \cdot \sin(\alpha), \end{cases}$$

где  $\alpha$  – угол между током ЛЭП и напряжением в середине ЛЭП.

Путем серии простых подстановок получаем

$$\Delta U_2 = X_{\pi} \cdot \frac{I_2/2}{\sin(\alpha)};$$

$$U_2 = U_3 \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) + X_{\pi} \cdot \frac{I_2/2}{\sin(\alpha)} \cdot \sin(\alpha) = U_3 \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) + \frac{X_{\pi} \cdot I_2}{2}. \quad (4.1)$$

В соответствии с выражением (4.1) напряжение в узле присоединения СТАТКОМ изменяется по характеристикам, представленным на рис. 4.16.

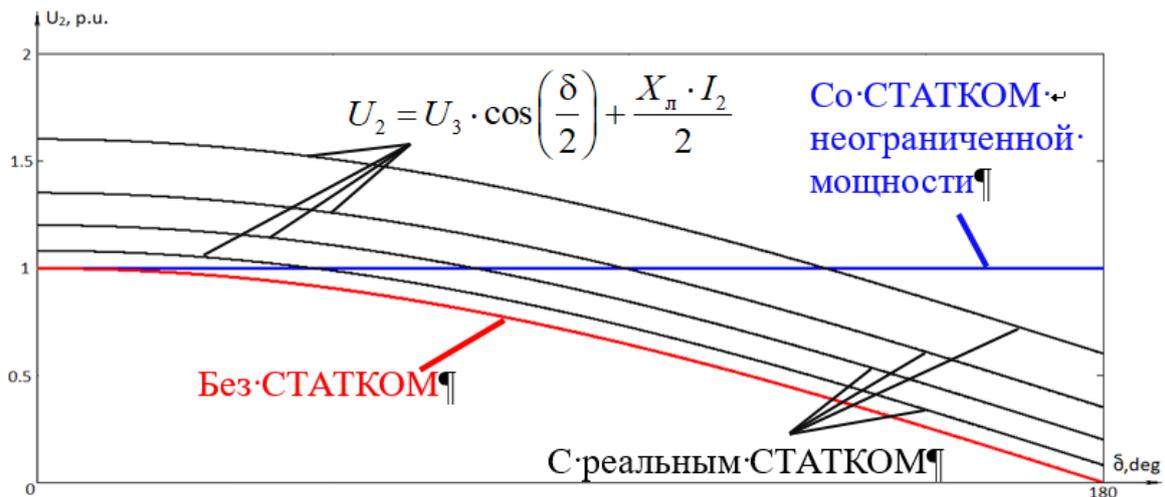


Рис. 4.16. Зависимости напряжения в узле присоединения СТАТКОМ от угла электропередачи и установленной мощности компенсатора

Чем больше установленная мощность СТАТКОМ, тем выше поднимается характеристика за пределами регулировочного диапазона. При малых углах напряжение остается на заданном уровне.

$$P = \frac{U_3 \cdot \left( U_3 \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) + \frac{X_{\text{л}} \cdot I_2}{2} \right) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)}{X_{\text{л}}} =$$

$$= \frac{U_3^2 \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) + U_3 \cdot \frac{X_{\text{л}} \cdot I_2}{2} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)}{X_{\text{л}}}.$$

Воспользуемся формулой синуса двойного угла и получим:

$$P = \frac{U_3^2 \cdot \sin(\delta)}{2 \cdot X_{\text{л}}} + U_3 \cdot \frac{I_2}{2} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right).$$

Угловые характеристики поперечно компенсированной электропередачи приведены на рис. 4.17. Как видно, влияние СТАТКОМ на статическую устойчивость энергосистем слабо отличается от влияния статического тиристорного компенсатора той же установленной мощности. Существенные отличия есть только во влиянии на динамическую устойчивость и динамические характеристики энергосистем.

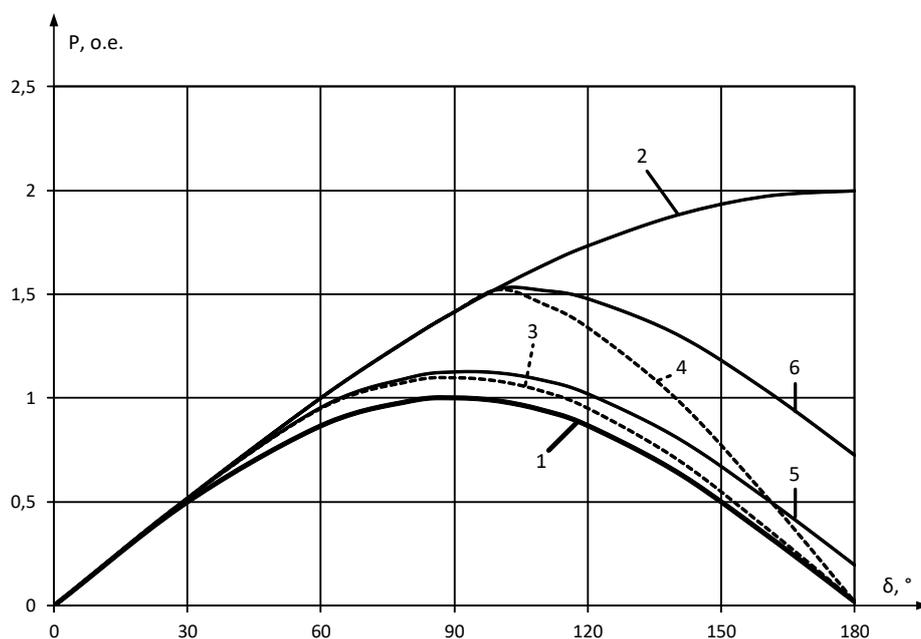


Рис. 4.17. Диаграмма зависимости передаваемой активной мощности от угла электропередачи при использовании поперечной компенсации без учета активных потерь и емкостной проводимости ЛЭП:  
 1 — без компенсатора; 2 — с компенсатором неограниченной установленной мощности;  
 3, 4 — с СТАТКОМ ограниченной установленной мощности; 5, 6 — со СТАТКОМ ограниченной установленной мощности, соответствующей мощности СТАТКОМ

Характеристики 1–4 на рис. 4.17 полностью соответствуют характеристикам на рис. 3.10. Характеристики 5 и 6 построены для случая с установленным СТАТКОМ по мощности, соответствующей СТК (характеристики 3 и 4).

При возникновении короткого замыкания активная мощность генератора резко уменьшается и ротор генератора начинает разгоняться, что приводит к увеличению угла между ЭДС генератора и энергосистемы. Площадка разгона 1 на рис. 4.18 примерно соответствует избыточной механической энергии, запасенной в роторе генератора. Площадки торможения 2 и 3 пропорциональны энергиям, выданным через соответствующую электропередачу, в середине которой установлен поперечный компенсатор. Площадка 2 соответствует установке СТК, а площадка 3 – СТАТКОМ.

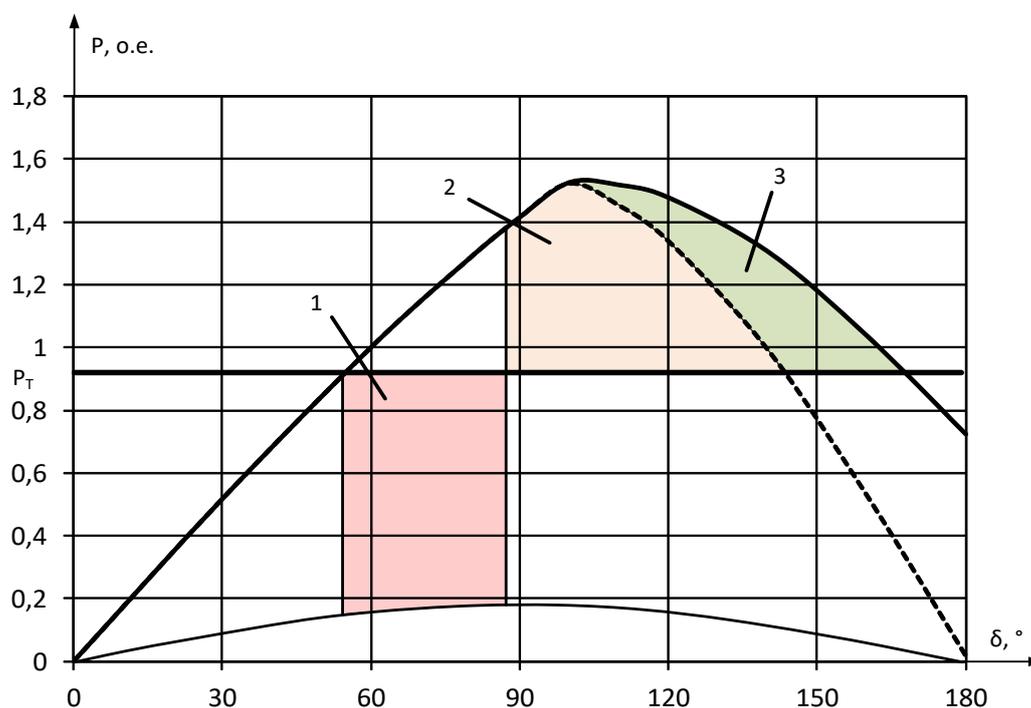


Рис. 4.18. Угловая характеристика мощности генератора

Как видно, при использовании СТАТКОМ угловая характеристика лежит выше, и, соответственно, площадка торможения больше. Это означает, что динамическая устойчивость электропередачи, оборудованной СТАТКОМ, выше, чем СТК.

## 4.2. Влияние СТАТКОМ на перетоки реактивной мощности

Воспользовавшись выражением для расчета мощности, потребляемой линией электропередачи без компенсации, и применив выражение для расчета напряжения в середине линии (4.1), можно легко получить выражение для расчета мощности, потребляемой ЛЭП со СТАТКОМ в середине ЛЭП:

$$Q = \frac{U_1^2 - U_1 \cdot U_2 \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)}{X_{л}} = \frac{U_1^2 - U_1 \cdot \left( U_1 \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) + \frac{X_{л} \cdot I_2}{2} \right) \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)}{X_{л}}$$

Характеристики, построенные по данному расчетному выражению, показаны на рис. 4.19.

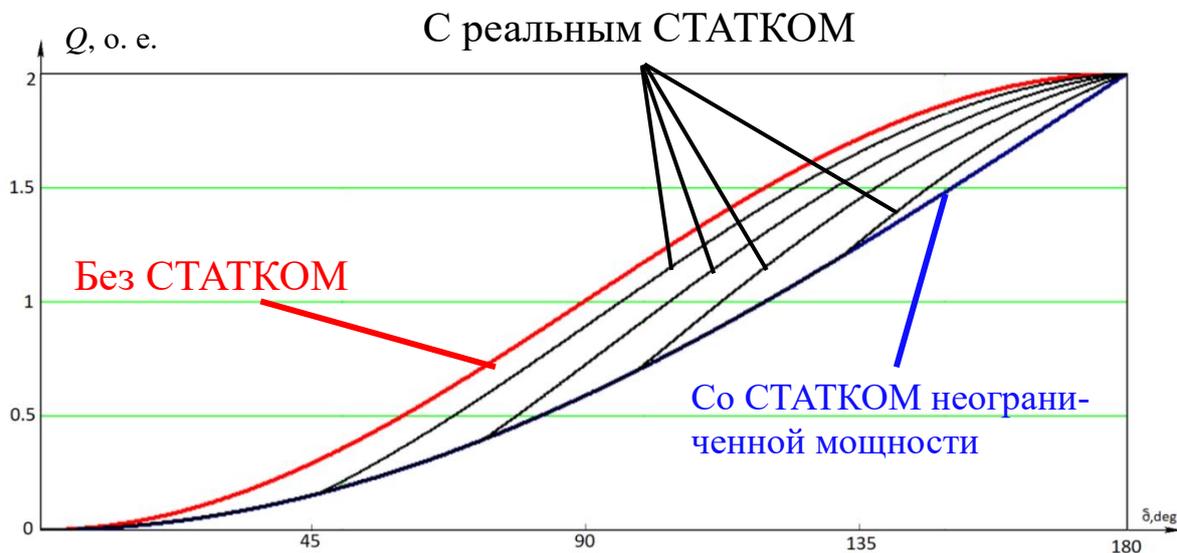


Рис. 4.19. Диаграммы изменения реактивной мощности потребляемой из генератора/системы в ЛЭП в зависимости от угла электропередачи при использовании поперечной компенсации без учета активных потерь и емкостной проводимости ЛЭП

Из диаграмм следует, что за счет компенсации потерь реактивной мощности ЛЭП посредством её генерации в середине ЛЭП потребляемая реактивная мощность из генератора и энергосистемы снижается.

### 4.3. Схемы и принцип действия преобразователей напряжения на полностью управляемых полупроводниковых ключах

Как правило, в FACTS-устройствах второго поколения предпочтение отдается использованию полностью управляемых полупроводниковых ключей.

Преобразователи, рассчитанные на работу с сетью низкого напряжения (до 10 кВ), имеют следующие топологии схем: однофазная мостовая, трехфазная мостовая двухуровневая, трехфазная мостовая трехуровневая. Последняя относится к многоуровневым, поэтому также используется в установках большой мощности и высокого напряжения. В трехфазной трехуровневой схеме преобразователя выходное фазное напряжение имеет три уровня, что улучшает качество модуляции напряжения.

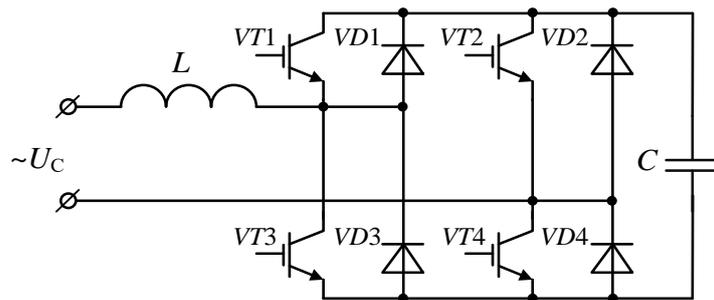


Рис. 4.20. Однофазная мостовая схема преобразователя напряжения

### Трехфазная мостовая двухуровневая схема преобразователя напряжения

Двухуровневая схема мостового преобразователя напряжения (ПН) приведена на рис. 4.21. Преобразователь состоит из шести плеч, включающих в себя встречно-параллельные запираемые тиристоры (транзисторы) и быстродействующие обратные диоды.

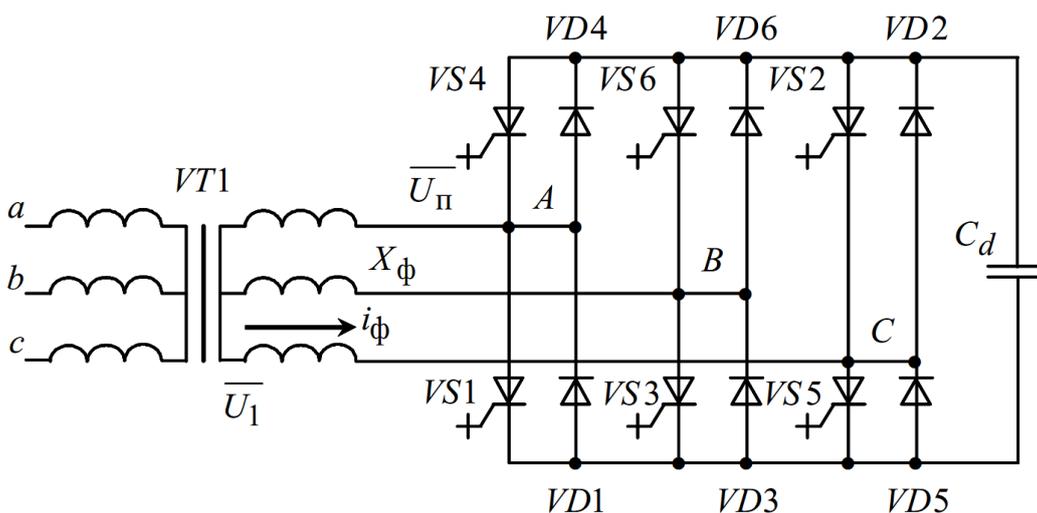


Рис. 4.21. Схема трехфазного двухуровневого преобразователя напряжения

При использовании тиристоров, коммутируемых с частотой 50 Гц, система управления обеспечивает длительность проводящего состояния каждого плеча, равную  $180^\circ$  (оси 1, 2, 3, рис. 4.22). 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 и C ПН формируются напряжения в виде прямоугольников  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$  и  $U_{CA}$  (рис. 4.22, оси 4–6), первые гармоники фазных напряжений которых равны:

$$U_A = U_B = U_C = U_\Pi = \frac{U_d}{2}, \quad (4.2)$$

где  $U_d$  – напряжение источника постоянной ЭДС;  $U_{\Pi}$  – напряжение преобразователя.

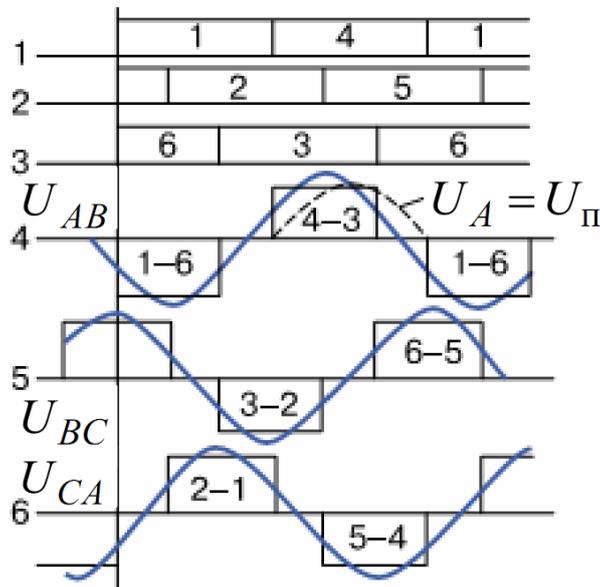


Рис. 4.22. Диаграммы напряжений статического преобразователя

Изменяя угол управления запираемых тиристоров и тем самым фазовое положение вектора  $\overline{U}_{\Pi}$  по отношению к вектору сети  $\overline{U}_1$  (фазная ЭДС трансформатора), а также значение  $U_{\Pi}$  за счет регулирования  $U_d$ , получаем выпрямительный, инверторный и компенсаторный режимы работы преобразователя с поворотом вектора фазного тока в диапазоне  $0^\circ \dots 360^\circ$  (рис. 4.5).

Использование тиристорov позволяет создавать установки большей единичной мощности по сравнению с установками на транзисторных преобразователях, однако несинусоидальность формы напряжения на статическом преобразователе приводит к протеканию значительно несинусоидального тока (рис. 4.23). Данный факт требует установки мощных фильтров для обеспечения требований электромагнитной совместимости.

Существенным преимуществом преобразователя на полностью управляемых ключах является возможность организации широтно-импульсной модуляции (ШИМ) напряжения преобразователя на стороне переменного тока. Благодаря ШИМ по заданному закону можно формировать напряжения и, соответственно, токи, основная составляющая которых является заданной, например, синусоидальной формы.

Остальные составляющие, являясь на порядок более высокочастотными, фильтруются LC-фильтрами на стороне переменного тока. Поскольку

фильтрации подвергаются высокочастотные составляющие, то параметры фильтра определяют его хорошие удельные показатели массы и габаритов, т. е. несущественно влияют на массогабаритные показатели СТАТКОМ в целом. Существует много способов реализации ШИМ системой управления преобразователя (программные, сравнения с функциями специальной формы, «слежения» за эталонным сигналом др.), которые выбираются на основе технико-экономического анализа.

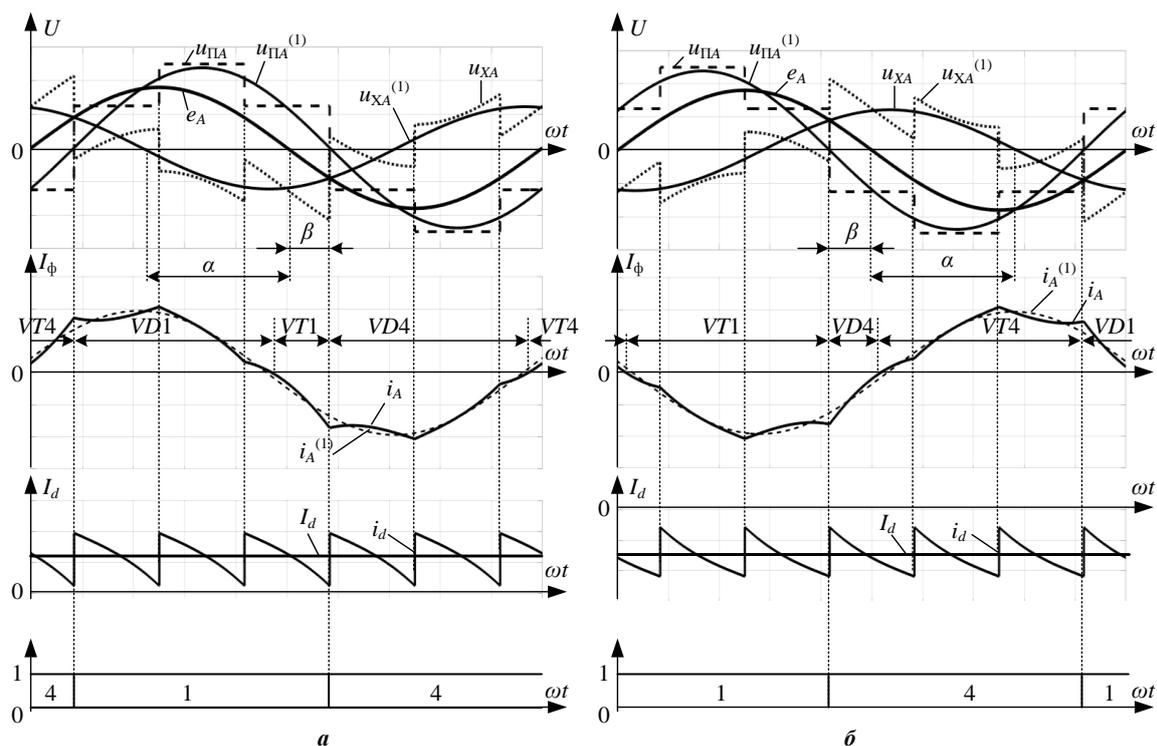


Рис. 4.23. Формы напряжений и токов статического преобразователя напряжения

Простейший принцип синусоидальной широтно-импульсной модуляции показан на рис. 4.24.

При ШИМ схема управления определяет моменты коммутации полупроводниковых приборов при равенстве несущего треугольного (пилообразного) сигнала и опорного (управляющего) синусоидального.

Очевидно, что чем выше несущая частота ШИМ, тем меньше амплитуда колебаний тока СТАТКОМ. На рис. 4.25 приведены осциллограммы фазных токов при низкой и высокой частотах несущего сигнала ШИМ модулятора. Низкая частота коммутации считается частота менее 500 Гц, свыше 500 Гц – высокочастотная.

Однако чрезмерное увеличение несущей частоты приводит к росту коммутационных потерь в силовой электронике и, как результат,

в СТАТКОМ в целом. Увеличение потерь в ключах может привести к их перегреву, повышает требования к системе охлаждения и может потребовать выбора ключей с большей рассеивающей способностью, т. е. на больший ток или напряжение. По этой причине частота коммутации в большинстве случаев не превышает 2 кГц, что создает ограничение по снижению генерации высших гармоник.

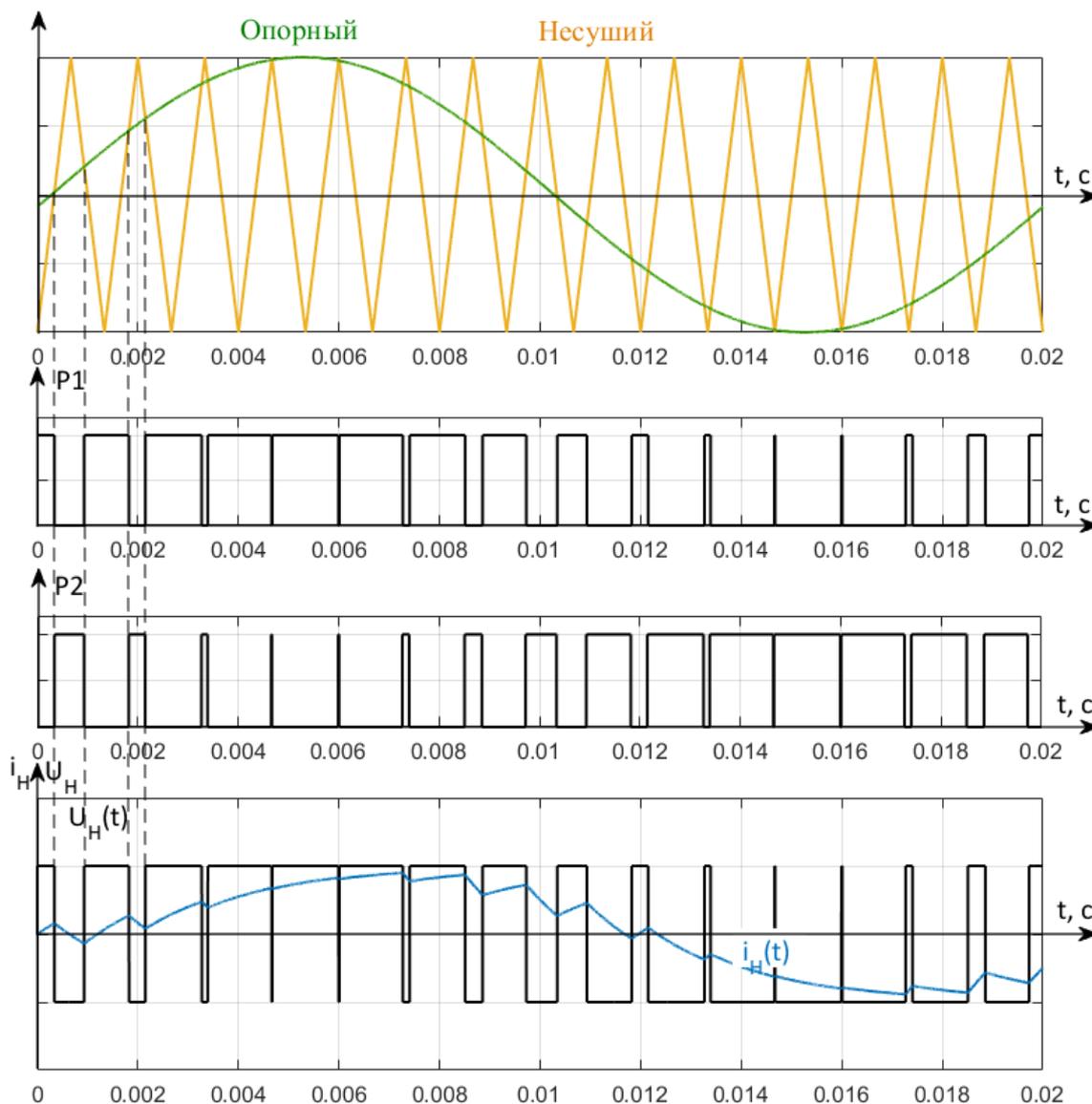


Рис. 4.24. Принцип синусоидальной широтно-импульсной модуляции

Снижение коммутационных потерь может быть достигнуто медленным путем – путем совершенствования кремниевой полупроводниковой элементной базы, или радикально – путем перехода на новые технологии производства силовой электроники (см. подраздел 2.2, пункт «Перспективные технологии производства силовой полупроводниковой

элементной базы для устройств FACTS»). Первый подход позволит обеспечить частоты коммутации ориентировочно до 3 кГц, второй – до 10 кГц и более. Однако второй также будет сопровождаться ростом стоимостных показателей (в разы по сравнению с текущей технологией). Таким образом, в перспективе на несколько лет вперед существенных изменений в данном направлении ожидать не стоит.

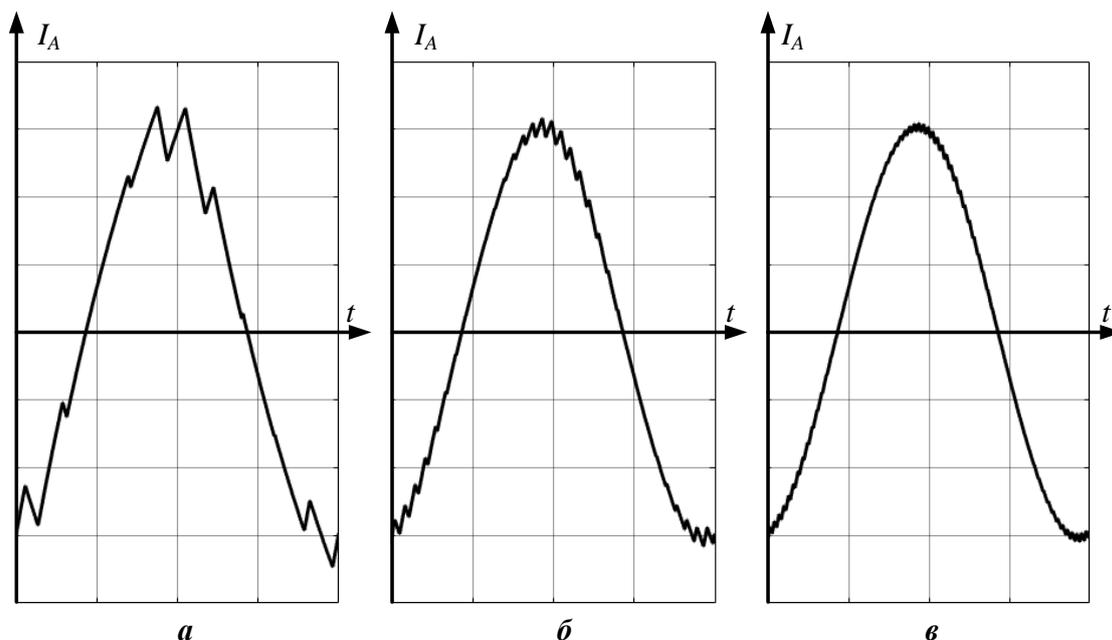


Рис. 4.25. Осциллограммы токов фаз преобразователя напряжения при низкой 500 Гц (а); высокой 1650 Гц (б); 3450 Гц частотах несущего сигнала ШИМ (в)

Выходом за пределы данного ограничения является усложнение электромагнитной части СТАТКОМ или схемы статического преобразователя.

### **Многоуровневые преобразователи напряжения**

Передача электроэнергии неразрывно связана с высокими напряжениями, что ограничивает область использования силовой электроники. С ростом напряжения возникают ограничения на использование элементной базы не только силовых ключей, но и конденсаторов фильтров высших гармоник, реакторов и т. д. В этой связи последние два десятилетия имеется значительный интерес к созданию многоуровневых преобразователей переменного/постоянного тока.

Принцип многоуровневого преобразования состоит в повышении числа силовых электронных вентилях относительно невысокого напряжения, например использование запираемых тиристоров ГТО с напряжением 4,5 кВ в преобразователях с напряжением в несколько десятков

киловольт согласующего трансформатора. Известно, что последовательное соединение ключей в один клапан значительно усложняет схему из-за сложности распределения между ключами напряжений, особенно в переходных процессах. Особенностью многоуровневых преобразователей является формирование на выходе преобразователя напряжений различного уровня и длительности. С ростом числа уровней становится возможным формирование ступенчатого напряжения, которое модулирует синусоидальное напряжение с точностью, определяемой числом уровней. Таким образом, становится возможным, изменяя число уровней в выходном напряжении, осуществлять амплитудно-импульсную модуляцию (АИМ). При этом сохраняется возможность одновременно осуществлять и ШИМ. В результате при одних и тех же частотах коммутации клапанов многоуровневыми преобразователями генерируются меньшие высшие гармоники, чем в двухуровневых. Существуют различные схемы многоуровневых преобразователей. В качестве примера на рис. 4.26 приведена схема трёхфазного трёхуровневого преобразователя напряжения.

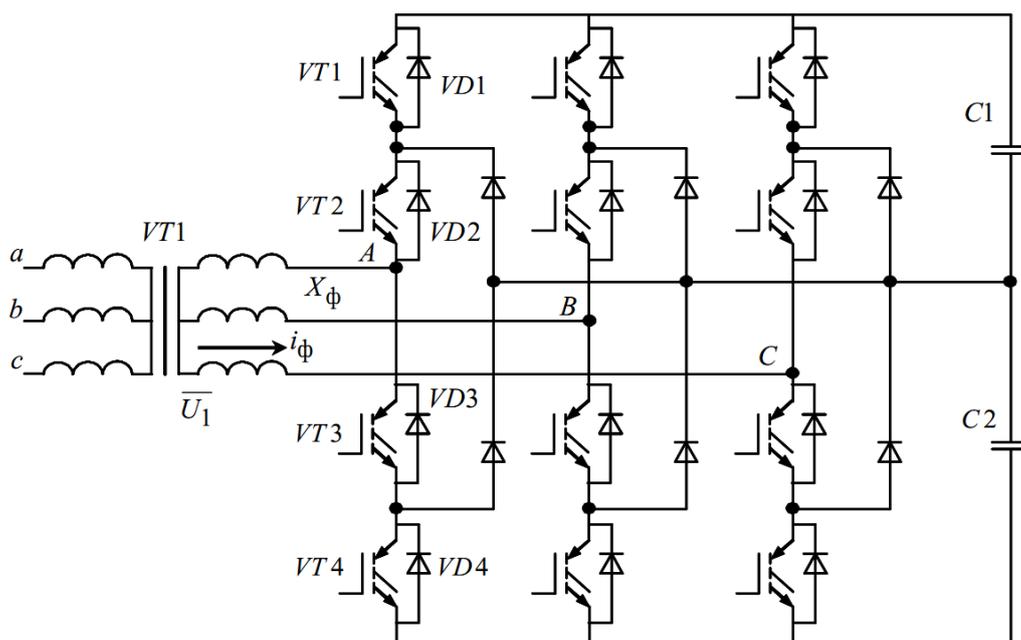
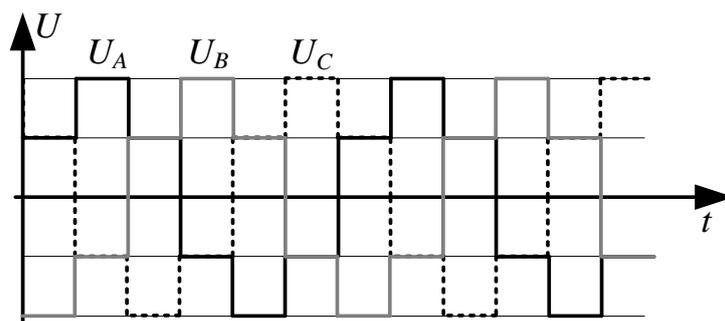


Рис. 4.26. Схема силовых цепей трёхуровневого преобразователя напряжения на IGBT-транзисторах

Схемы такого типа относятся к классу схем с диодной развязкой нейтральной точки. В обычной трёхфазной мостовой схеме потенциал фазы преобразователя изменяется относительно минусовой шины источника питания постоянного напряжения, принимая значения 0 и  $+u_d$  в зависимости от того, включен нижний ключ или верхний. В трёхуровневой

схеме число вентиляей в два раза больше (по два верхних VT1, VT2 и два нижних VT3, VT4). Соответственно, потенциал точки A может принимать значения относительно минусовой шины: 0 (включены VT3, VT4),  $+u_d$  (включены VT1, VT2) и  $+u_d/2$  (включены VT2, VT3). Очевидно, что чем больше будет число уровней, тем меньше будет содержание высших гармоник в напряжении. Диаграммы напряжений фаз на выходе трехуровневого преобразователя без учета ШИМ приведены на рис. 4.27.



*Рис. 4.27. Диаграммы напряжений фаз на стороне переменного напряжения трехуровневого преобразователя*

Недостатком многоуровневых схем является увеличение числа вентиляей в зависимости от числа уровней напряжения. Кроме того, требуется усложнять системы управления ключами в целях равномерного распределения напряжения на входных конденсаторах, соединяемых с диодами. Однако необходимо учитывать, что увеличение числа вентиляей позволит снижать их номинальные напряжения. Таким образом, для данной схемы количество транзисторных ключей остается практически неизменным, по сравнению с двухуровневым преобразователем, возрастает только количество диодов.

Существует и усложненный вариант данной схемы, в котором встречно параллельно диодам, соединенным с нейтралью конденсаторных батарей в цепи выпрямленного напряжения, включены транзисторы. Такая схема позволяет лучше распределять нагрузку между транзисторными вентилями и регулировать напряжение на конденсаторных батареях.

Другим подходом к модуляции является использование трансформаторного соединения нескольких модулей двухуровневых схем.

В качестве примера может быть рассмотрена 12-пульсная схема. На рис. 4.28 приведена такая схема, построенная на двух шестиимпульсных (двухуровневых схемах) ПН, соединенных параллельно со стороны цепи постоянного тока. Каждый ПН подключен через отдельный трансформатор к сети переменного тока. Вторичные обмотки трансформатора

соединены последовательно по схеме звезды, а первичные обмотки имеют различные схемы соединения (звезда и треугольник). Отличие схем соединения обмоток позволяет получить различные по амплитуде и фазе напряжения на вторичных обмотках. Линейное напряжение вторичной обмотки трансформатора, с первичной обмоткой соединенной в треугольник, меньше в  $\sqrt{3}$  раз по сравнению с линейным напряжением вторичной обмотки трансформатора с первичной обмоткой, соединенной в звезду, и сдвинуто относительно него на  $30^\circ$ .

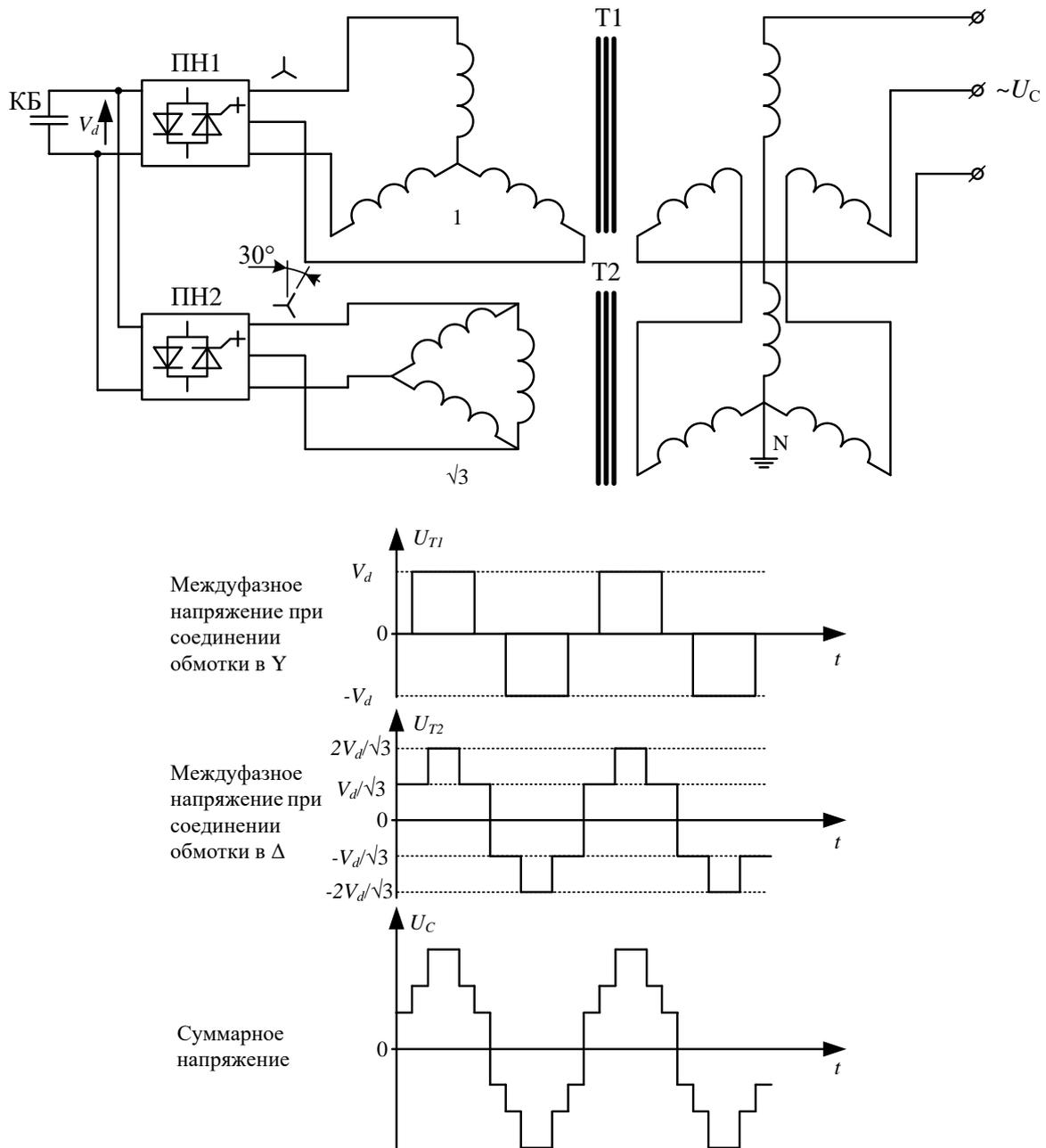


Рис. 4.28. Схема и осциллограммы 12-пульсного преобразователя

Аналогичным образом может быть построен 24-пульсный преобразователь, состоящий из четырех двухуровневых схем (рис. 4.29). При этом помимо сдвига фаз за счет использования трансформаторов с разной схемой соединения первичной обмотки необходимо обеспечить смещение угла открывания полупроводниковых ключей таким образом, чтобы сдвиг фаз между парами 12-пульсных преобразователей составлял  $30^\circ$ .

Минусом такого подхода является удорожание электромагнитной части за счет увеличения количества меди в обмотках высшего напряжения трансформаторов.

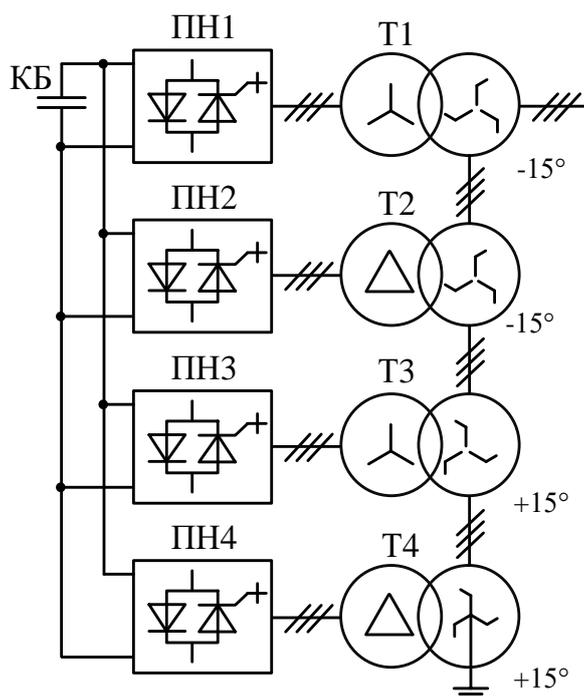


Рис. 4.29. 24-пульсный преобразователь

В последние десятилетие одним из направлений развития многоуровневых преобразователей, особенно в преобразовательных подстанциях передач постоянного тока, стало использование **многоячейковых структур** или **каскадных преобразователей**. Каждая ячейка такой структуры состоит из однофазных мостовых преобразователей, выполненных на полностью управляемых ключах и получающих питание от изолированных источников питания постоянного тока, в общем случае имеющих разное напряжение. Все ячейки соединяются последовательно на стороне переменного тока в каскады.

Схема силовых цепей многоуровневого преобразователя, выполненного по принципу многоячейковых структур, приведена на рис. 4.30. Выходное напряжение многоячейкового преобразователя содержит несколько ступенек, число которых равно числу используемых элементарных ячеек.

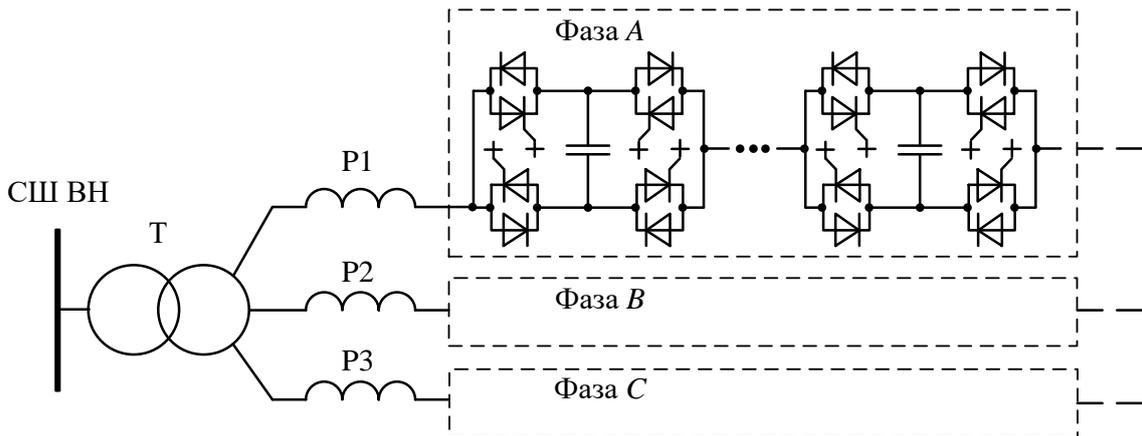


Рис. 4.30. Схема силовых цепей многоячейкового преобразователя напряжения на IGBT-тиристорах

Топология схемы преобразователя, состоящего из нескольких последовательно включенных ячеек, показана на рис. 4.31 (одна фаза преобразователя). Там же приведена форма фазного напряжения при использовании АИМ.

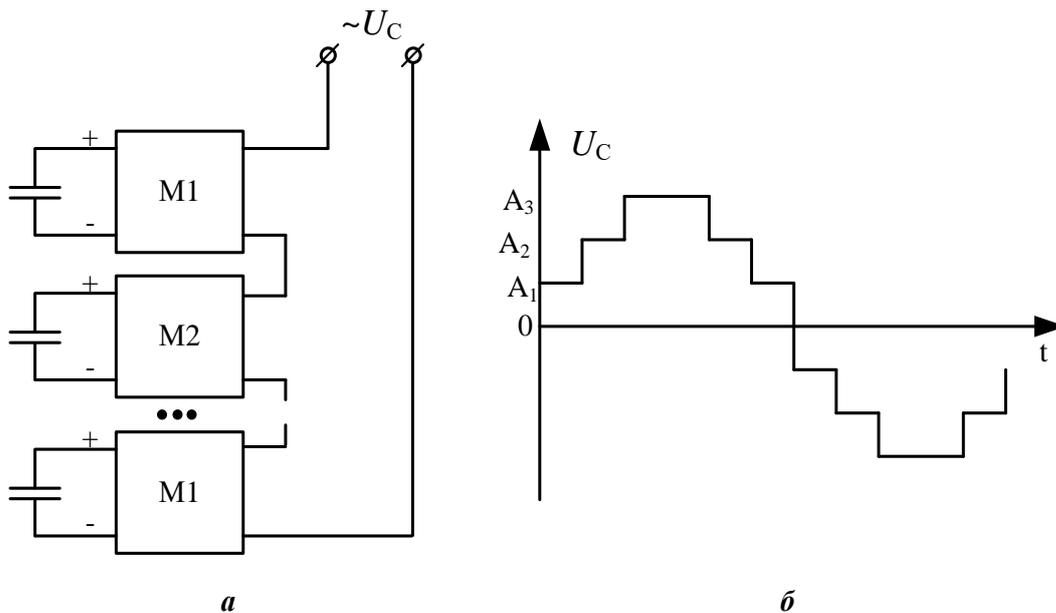


Рис. 4.31. Преобразователь напряжения, состоящий из нескольких последовательно соединенных модулей:

а – обобщенная структурная схема;

б – форма выходного напряжения для преобразователя с тремя модулями

Преобразователи большой мощности несколько сотен МВА состоят из восьми–десяти модулей, поэтому выходное напряжение имеет форму, близкую к синусоидальной. На рис. 4.32 показано напряжение восьмимодульного преобразователя с частотой коммутации ключевых

элементов, равной частоте сети. Модули обычно имеют общий накопитель (батарея электролитических конденсаторов) на стороне постоянного тока и поэтому включаются последовательно при помощи трансформаторов. Однако возможно включение модулей без использования трансформаторов, что уменьшает габариты устройства, но при этом у каждого модуля должен быть свой накопитель.

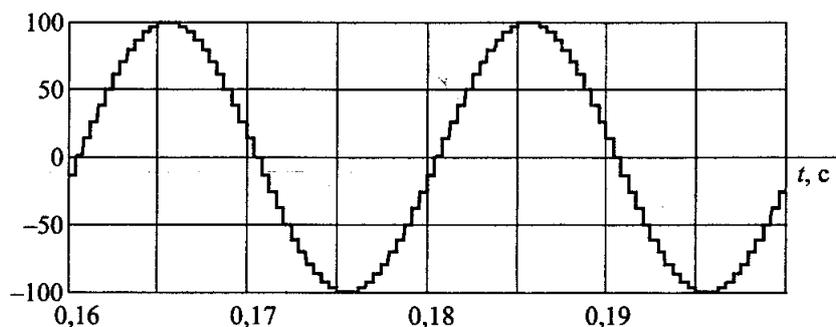


Рис. 4.32. Напряжение, полученное с помощью АИМ и ШИМ

Таким образом, существует множество структур как преобразователей, так и электромагнитных частей установок, позволяющих довольно широко применять установки всех классов напряжения до  $\pm 400 \dots \pm 525$  кВ на стороне выпрямленного напряжения и мощностей до 2...3 ГВА.

### Вопросы и задания для самоконтроля

1. Каково назначение СТАТКОМ?
2. Приведите упрощенную электрическую принципиальную схему СТАТКОМ.
3. Как можно представить каждый из элементов СТАТКОМ на схеме замещения?
4. Нарисуйте схему замещения СТАТКОМ и поясните на примере векторных диаграмм и осциллограмм токов и напряжений принцип действия СТАТКОМ.
5. Нарисуйте статические (внешние) характеристики СТАТКОМ и сравните их со статическими характеристиками СТК.
6. Нарисуйте и поясните область длительно допустимой и кратковременной работы.
7. Перечислите и поясните на примерах способы повышения номинальной мощности, снижения содержания высших гармоник в спектре тока устройств на базе преобразователей напряжения.
8. Проведите сравнение характеристик  $P(\delta)$  и устойчивости электропередач, оборудованных поперечными компенсаторами типа СТК и СТАТКОМ. Поясните причины различия.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С каждым годом увеличение количества устройств на базе силовой электроники в электрической сети в значительной степени меняет её свойства: электрическая сеть из пассивной становится способной активно адаптироваться к изменению схемно-режимной ситуации. Наличие систем автоматического управления устройств FACTS обеспечивает практически непрерывное плавное регулирование напряжения и реактивной мощности и, как следствие, в ряде случаев уменьшает количество действий персонала при выполнении оперативных переключений, ведении режима. Устройства FACTS повышают статическую апериодическую устойчивость энергосистемы, а также способны повышать качество электрической энергии. Быстродействующие устройства FACTS повышают динамическую устойчивость энергосистемы, а при наличии стабилизирующих каналов управления могут снижать её колебательность. Понимание принципа работы силового оборудования и функциональных возможностей устройств FACTS с учетом систем автоматического управления позволяет получить максимальную техническую эффективность применения в зависимости от особенностей электрической сети и нагрузки.

Вместе с тем неправильно выбранная, разработанная или настроенная аппаратная часть либо система автоматического управления могут не обеспечить требуемую надежность устройства, вызвать некорректную реакцию на возмущающие воздействия, создавая ограничения в работе не только самого устройства FACTS, но и силового оборудования, а также релейной защиты и автоматики энергосистемы.

Таким образом, выбор типа устройства, его мощности и места его установки, а также алгоритмов и параметров настройки его системы автоматического управления является крайне важной и сложной задачей. Должно быть решено множество вопросов в части управления режимами энергосистемы, влияния на качество электрической энергии и на действие релейной защиты и автоматики, взаимодействия с другими устройствами FACTS, а также автоматическими регуляторами возбуждения генераторов... Для эффективного решения данных вопросов целесообразно применять упрощенные модели устройств FACTS. Однако при любом упрощении модели должны быть обеспечены её реакция на возможные возмущающие воздействия, адекватная реакция реального устройства FACTS при различных режимах работы САУ на аналогичные возмущения в реальных условиях.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. IRENA (2020), Innovation landscape brief : Innovative operation of pumped hydropower storage, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. – Режим доступа: <https://www.irena.org/hydropower>.
2. Eremia M. Advanced Solutions in Power Systems : HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence : HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence / M. Eremia, Ch.-Ch. Liu, Ab.-A. Edris. – New Jersey : Wiley-IEEE Press, 2016. – 1072 p.
3. Design, Control, and Application of Modular Multilevel Converters for HVDC Transmission Systems / K. Sharifabadi, L. Harnefors, H.P. Nee et al. – New Jersey : Wiley-IEEE Press, 2016. – 416 p.
4. Кочкин В.И. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах / В.И. Кочкин, Ю.Г. Шакарян. – Москва : ТПУС ПРЕСС, 2011. – 312 с.
5. Sen K.K. Introduction to FACTS Controllers : Theory, Modelling, and Application / K.K. Sen, M.L. Sen. – New Jersey : Wiley-IEEE Press, 2009. – 521 p.
6. Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi. Understanding FACTS / G. Narain. – New Jersey : IEEE Press, 2000. – 444 p.
7. Кочкин В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий / В.И. Кочкин, О.П. Нечаев. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС. – 248 с.
8. ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Москва : Изд-во стандартов, 2014. – 16 с.
9. СТО 59012820.29.240.007–2008. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. – Москва : Изд-во стандартов, 2008. – 49 с.
10. ГОСТ Р 57382–2017. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений. – Москва : Изд-во стандартов, 2017. – 8 с.
11. Flexible AC Transmission Systems : Modelling and Control / X.-P. Zhang , C. Rehtanz, B.P. Flexible et al. – Cham : Springer, 2006. – 396 p.
12. СТО 59012820.27.010.002-2014. Правила разработки графика напряжения в контрольных пунктах диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС». – Москва : Изд-во стандартов, 2014. – 12 с.

13. Padiyar K.R. FACTS controllers in power transmission and distribution / K.R. Padiyar. – New Delhi : New Age, 2009. – 549 p.
14. Arrillaqa J. Flexible Power Transmission : The HVDC Options / J. Arrillaqa, Y.H. Liu. – New Jersey : Wiley, 2007. – 374 p.
15. Виджей К. Суд, HVDC and FACTS Controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах / К. Виджей ; пер. с англ. – Москва : НП «НИИА», 2009. – 344 с.
16. Бурман А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем / А.П. Бурман, Ю.К. Розанок, Ю.Г. Шакарян. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2012. – 336 с.
17. Коротков В.Ф. Автоматическое регулирование в электроэнергетических системах / В.Ф. Коротков. – Москва : Изд-во МЭИ, 2013. – 416 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица

*Терминология устройств FACTS и их основные функции*

Наименование устройства FACTS	Наименование в соответствии со стандартом IEEE	Функции
Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ без накопителя)	Static Synchronous Compensator (STATCOM without storage)	Регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности, демпфирование колебаний, стабилизация напряжения
Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ с накопителем, системой накопления энергии на базе батареи конденсаторов, сверхпроводниковым магнитным накопителем энергии и т. д.)	Static Synchronous Compensator (STATCOM with storage, BESS, SMES)	Регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности, демпфирование колебаний, стабилизация напряжения, повышение динамической устойчивости
Статический тиристорный компенсатор (СТК, УЩР, ТУК)	Static VAR Compensator (SVC, TCR, TCS, TRS)	Регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности, демпфирование колебаний, стабилизация напряжения, повышение динамической устойчивости
Тиристорно-управляемый тормозной резистор (ТУТР)	Thyristor-Controlled Braking Resistor (TCBR)	Демпфирование колебаний, повышение динамической устойчивости
Синхронный статический продольный компенсатор (ССПК без накопителя)	Static Synchronous Series Compensator (SSSC without storage)	Регулирование тока, демпфирование колебаний, стабилизация напряжения, повышение динамической устойчивости, ограничение тока КЗ
Синхронный статический продольный компенсатор (ССПК с накопителем)	Static Synchronous Series Compensator (SSSC with storage)	Регулирование тока, демпфирование колебаний, стабилизация напряжения, повышение динамической устойчивости
Тиристорно-управляемый/переключаемый последовательный конденсатор (ТУПК, ТППК)	Thyristor-Controlled/ Switched Series Capacitor (TCSC, TSSC)	Регулирование тока, демпфирование колебаний, стабилизация напряжения, повышение динамической устойчивости, ограничение тока КЗ

Окончание табл.

Наименование устройства FACTS	Наименование в соответствии со стандартом IEEE	Функции
Тиристорно-управляемый/переключаемый последовательный реактор (ТУПР, ТППР)	Thyristor-Controlled/Switched Series Reactor (TCSR, TSSR)	Регулирование тока, демпфирование колебаний, стабилизация напряжения, повышение динамической устойчивости, ограничение тока КЗ
Тиристорно-управляемый фазопоротный трансформатор (ТФПТ)	Thyristor-Controlled Phase-Shifting Transformer (TCPST or TCPR)	Управление активной мощностью, демпфирование колебаний, стабилизация напряжения, повышение динамической устойчивости
Объединенный регулятор потока мощности (ОРПМ)	Unified Power Flow Controller (UPFC)	Управление активной и реактивной мощностью, напряжения, компенсация реактивной мощности, демпфирование колебаний, стабилизация напряжения, повышение динамической устойчивости, ограничение тока КЗ
Тиристорно-управляемый ограничитель напряжения (ТОПН)	Thyristor-Controlled Voltage Limiter (TCVL)	Ограничение напряжения в переходных режимах
Тиристорно-управляемый регулятор напряжения (ТРН)	Thyristor-Controlled Voltage Regulator (TCVR)	Управление реактивной мощностью, напряжением, демпфирование колебаний, стабилизация напряжения, повышение динамической устойчивости
Устройство управления распределением мощности между линиями	Interline Power Flow Controller (IPFC)	Управление реактивной мощностью, напряжением, демпфирование колебаний, стабилизация напряжения, повышение динамической устойчивости
Устройство междуфазного управления мощностью	Interphase Power Controller (IPC)	Управление активной и реактивной мощностью, напряжением, компенсация реактивной мощности
Высоковольтная передача постоянного тока (ВВПТ)	High Voltage Direct Current (HVDC)	Независимое от частоты управление мощностью, напряжением, повышение устойчивости

*Примечание:* СТАТКОМ, ССПК, ОРПМ, IPFC, как правило, выполнены на базе источников напряжения, в основе которых схемы на биполярных транзисторах с изолированным затвором (IGBT) или коммутируемых тиристорах с изолированным затвором (IGCT).

# СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	1
1. Современные проблемы управления режимами энергосистем и роль устройств на базе силовой полупроводниковой техники в их решении .....	6
1.1. Общемировые особенности существующей организации и развития энергосистем .....	6
1.2. Общие положения теории передачи электрической мощности .....	13
1.3. Управление напряжением и реактивной мощностью .....	16
1.3.2. Процесс управления напряжением с позиции теоретических основ электротехники .....	19
1.3.3. Основы управление режимом по напряжению и реактивной мощности .....	24
1.4. Причины ограничения пропускной способности линий электропередачи .....	27
1.5. Предельные значения передаваемой мощности и дальности передачи электроэнергии .....	30
2. Классификация устройств FACTS и силовые полупроводниковые ключи как их основа .....	42
2.1. Классификация устройств FACTS .....	42
2.2. Силовые полупроводниковые ключи .....	55
3. Устройства поперечной компенсации первого поколения .....	76
3.1. Статические тиристорные компенсаторы .....	76
3.2. Управляемые шунтирующие реакторы .....	89
3.2.1. Управляемые шунтирующие реакторы трансформаторного типа .....	92
3.2.2. Управляемые тиристорами реакторы .....	94
3.2.3. Управляемый шунтирующий реактор с вакуумно-реакторными группами .....	94
3.2.4. Управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием .....	95
4. Поперечные компенсаторы второго поколения устройств FACTS на базе статического преобразователя напряжения .....	108
4.1. Сравнение влияние СТАТКОМ и статического тиристорного компенсатора на динамическую устойчивость энергосистем .....	118
4.2. Влияние СТАТКОМ на перетоки реактивной мощности .....	123
4.3. Схемы и принцип действия преобразователей напряжения на полностью управляемых полупроводниковых ключах .....	124
Заключение .....	136
Список литературы .....	137
Приложение .....	139

Учебное издание

ВАСИЛЬЕВ Алексей Сергеевич  
УФА Руслан Александрович

## **УПРАВЛЯЕМЫЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА БАЗЕ СИЛОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ**

**Часть 1. Методическое и технологическое обеспечение  
управления режимом по напряжению  
и реактивной мощности**

Учебное пособие

Корректурa *Е.Л. Тен*  
Компьютерная верстка *К.С. Чечельницкая*  
Дизайн обложки *А.И. Сидоренко*

Подписано к печати 16.09.2021. Формат 60×84/16. Бумага «Снегурочка».  
Печать CANON. Усл. печ. л. 8,26. Уч.-изд. л. 7,47.  
Заказ 165-21. Тираж 100 экз.



**Издательство**

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ