

УПРАВЛЯЕМЫЕ ПОДМАГНИЧИВАНИЕМ ШУНТИРУЮЩИЕ РЕАКТОРЫ

под редакцией профессора
Г. А. ЕВДОКУНИНА



Издательский дом
«Родная Ладога»
Санкт-Петербург
2013

УДК 621.316.9
ББК 31.264.8
У67

У67 **Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы** / М. В. Дмитриев, А. С. Карпов, Е. Б. Шескин, А. Г. Долгополов, Д. В. Кондратенко; / Под ред. Г. А. Евдокунина. — СПб. : Родная Ладога, 2013. — 280 с.

ISBN 978-5-905657-07-8

В книге анализируются установившиеся и переходные процессы в электрических системах, в которых установлены управляемые шунтирующие реакторы. Иллюстрации различных режимов работы реакторов даются на основании тщательного компьютерного моделирования как самой электрической системы, так и управляемого реактора.

УДК 621.316.9
ББК 31.264.8

ISBN 978-5-905657-07-8

© Коллектив авторов, 2013
© ООО Издательский дом «Родная Ладога», 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список сокращений	7
Предисловие	8
Введение	10
Глава 1. Краткая история создания управляемого шунтирующего реактора (УШР)	13
Литература	23
Глава 2. Управляемая поперечная компенсация	25
2.1. Снижение потерь активной мощности на электропередачах, снабженных управляемыми шунтирующими реакторами (на промежуточных подстанциях и на шинах электрических станций) ...	25
2.2. Повышение предела передаваемой мощности на электропередачах, снабженных управляемыми шунтирующими реакторами на промежуточных подстанциях	31
2.3. Повышение предела передаваемой активной мощности по условию аperiodической устойчивости режима на электропередачах, снабженных управляемыми шунтирующими реакторами на промежуточных подстанциях	34
2.4. Оценка влияния управляемого шунтирующего реактора, установленного на шинах электрической станции, на показатели статической устойчивости режимов электропередачи	40
2.4.1. Расчетная схема и ее параметры	41
А. Автоматический регулятор возбуждения (АРВ) генератора ...	43
Б. Автоматический регулятор УШР	45
2.4.2. Сравнительная оценка влияния УШР/ШР на показатели статической устойчивости без учета каналов стабилизации на АРВ генератора	46
2.4.3. Сравнительная оценка влияния УШР/ШР на показатели статической устойчивости с учетом каналов стабилизации на АРВ генератора	48
2.4.4. Определение требований к целесообразному сочетанию коэффициентов усиления по отклонению напряжения АРВ генератора и регулятора УШР	53
2.4.5. Оценка эффективности установки УШР на шинах электрической станции при оснащении генераторов современными микропроцессорными регуляторами возбуждения	63
2.4.6. Расчет предела статической устойчивости для схем с УШР/ШР	69
Литература	75

Глава 3. Принцип действия и конструктивные особенности управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора	77
3.1. Магнитная система управляемого реактора	80
3.2. Обмотки управляемого реактора	80
3.2.1. Сетевая обмотка	80
3.2.2. Обмотка управления	82
3.2.3. Компенсационная обмотка	86
3.3. Конструктивные исполнения и номенклатура выпускаемых УШР	89
3.3.1. УШР мощностью менее 32 МВАр	90
3.3.2. УШР мощностью более 32 МВАр	94
3.3.3. Технические характеристики наиболее распространенных УШР	99
Глава 4. Методика компьютерного моделирования управляемого шунтирующего реактора	109
4.1. Основные элементы конструкции реактора РТУ-180000/500 и его моделирование	109
4.2. Характеристика намагничивания стали	115
4.3. Моделирование реакторов произвольной конструкции	117
Литература	120
Глава 5. Режимы работы УШР, моделирование и работа системы автоматического управления (САУ)	121
5.1. Общее описание САУ	121
5.2. Подробное описание алгоритмов работы каналов и режимов САУ	122
5.2.1. Режим автоматической стабилизации напряжения	122
5.2.2. Режим форсированного набора мощности	124
5.2.3. Режим форсированного сброса мощности	125
5.2.4. Режим автоматической стабилизации тока сетевой обмотки	126
5.3. Примеры работы САУ реактора РТУ-180000/500	127
5.3.1. Пример работы САУ в схеме «линия с ШР и УШР»	127
5.3.2. Пример работы САУ в схеме «линия с УШР и БСК»	130
5.3.3. Пример работы САУ в режиме стабилизации тока	133
Глава 6. Внутренние перенапряжения на воздушных линиях с управляемыми шунтирующими реакторами	137
6.1. ОПН и внутренние перенапряжения	138
6.2. Квазистационарные перенапряжения	140
6.2.1. Одностороннее включение ВЛ	141
6.2.2. Одностороннее включение ВЛ на однофазное короткое замыкание	144
6.2.3. Разрыв электропередачи	146
6.3. Коммутационные перенапряжения	147
6.3.1. Одностороннее включение ВЛ	147
6.3.2. Одностороннее включение ВЛ на однофазное короткое замыкание	150

6.3.3. Разрыв электропередачи	152
Литература	154
Глава 7. Однофазное автоматическое повторное включение воздушных линий с реакторами	155
7.1. Ток подпитки в цикле ОАПВ	156
7.1.1. Электростатическая составляющая тока подпитки	157
7.1.2. Составляющая тока подпитки от УШР	158
7.1.3. Составляющая тока подпитки от ШР	163
7.1.4. Электромагнитная составляющая тока подпитки	164
7.1.5. Рекомендации по снижению тока подпитки в цикле ОАПВ	167
7.2. Восстанавливающееся напряжение в цикле ОАПВ	168
7.2.1. Случай отключения фазы УШР	168
7.2.2. Случай шунтирования треугольника обмоток УШР	170
7.2.3. Рекомендации по восстанавливающемуся напряжению в цикле ОАПВ	172
Литература	173
Глава 8. Ограничение апериодических токов на линейных выключателях с помощью УШР	174
8.1. Апериодические токи при включении неуправляемых реакторов	174
8.2. Апериодические токи при включении УШР	179
8.3. Ограничение апериодических токов	182
8.4. Ограничение апериодических токов при помощи управляемой коммутации	186
8.5. Методика выбора мероприятий по ограничению апериодических токов	188
8.6. Специальные возможности УШР по ограничению апериодических токов	193
8.7. Заключение	198
Литература	199
Глава 9. Устойчивость узла нагрузки при применении средств компенсации реактивной мощности в составе УШР+БСК	200
9.1. Расчетная схема и ее основные характеристики	200
9.2. Повышение устойчивости узла нагрузки при коротких замыканиях	204
9.3. Улучшение условий группового пуска крупных асинхронных электродвигателей	210
Литература	216
Глава 10. Анализ величин перенапряжений, воздействующих на преобразователь и изоляцию обмотки управления УШР	217
10.1. Возможные причины возникновения опасных коммутационных перенапряжений на выводах ОУ	220
10.2. Коммутации трехфазной группы однофазных УШР	222

10.3. Коммутации трехфазного УШР	225
10.4. Оценка влияния разновременности коммутации фаз реакторного выключателя на величину перенапряжений	228
10.5. Коммутация включения УШР в сеть после предшествующего отключения его из режима 50 % нагрузки	232
10.6. Заключение	234
Глава 11. Отдельные вопросы проектирования и ввода в эксплуатацию комплекса УШР	236
11.1. Схемные решения и компоновка оборудования	236
11.2. Реализация функций управления, контроля и самодиагностики комплекса	240
11.3. Особенности релейной защиты УШР	243
11.4. Ввод УШР в промышленную эксплуатацию, проведение сетевых испытаний	258
Литература	263
Приложения	
Приложение 1. Исходные данные для исследуемых синхронных генераторов	264
Приложение 2. Пример реализации модели сау рту-180000/500 в программном комплексе ЕМТР	266

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АПВ	—	автоматическое повторное включение
АРВ	—	автоматический регулятор возбуждения
БСК	—	батарея столических конденсаторов
ВК	—	вспомогательные контакты
ВЛ	—	воздушная линия
ГК	—	главные контакты
ЕМТР	—	Electromagnetic Transients Program
к.з.	—	короткое замыкание
к.п.д.	—	коэффициент полезного действия
КБ	—	конденсаторная батарея
КЛ	—	кабельная линия
КО	—	компенсационная обмотка
ЛЭП	—	линия электропередач
МДС	—	магнитодвижущая сила
ОАПВ	—	однофазное автоматическое повторное включение
ОКР	—	общий канал регулировки
ОПН	—	ограничители перенапряжений
ОУ	—	обмотка управления
ПР	—	предвключаемые резисторы
РЗиА	—	релейная защита и автоматика
РОДУ	—	однофазная электромагнитная часть реактора
РТДУ	—	трехфазная электромагнитная часть реактора
САУ	—	системы автоматического управления
СО	—	сетевая обмотка
СТК	—	статический тиристорный компенсатор
ТАПВ	—	трехфазное автоматическое повторное включение
УК	—	управляемая коммутация
УКРМ	—	устройства компенсации реактивной мощности
УСК	—	управляемые статические компенсаторы
УШР	—	управляемые шунтирующие реакторы
УШРТ	—	управляемый реактор трансформаторного типа
ШР	—	шунтирующие реакторы
ЭДС	—	электродвижущая сила
ЭЭС	—	электроэнергетическая система

ПРЕДИСЛОВИЕ

Основу книги составляют исследования, которые в течение многих лет проводились в Санкт-Петербургском государственном политехническом университете (СПбГПУ) на кафедре «Электрические системы и сети» электромеханического факультета под руководством доктора технических наук, профессора Г. А. Евдокунина. Эти исследования касались моделирования и оценки эффективности применения управляемых шунтирующих реакторов УШР различных принципов действия и конструкций.

Разработанное программное обеспечение позволило проанализировать конструктивные особенности реакторов, провести исследования поведения управляемых реакторов в различных установившихся режимах и в переходных электромагнитных и электромеханических процессах, оценить их эффективность. Первое программное обеспечение было создано в СПбГПУ в 1989 г. Е. В. Коршуновым. В результате этих исследований приоритет был отдан разработке УШР с подмагничиванием постоянным током, разработанным коллективом сотрудников Алма-Атинского энергетического института: Е. Н. Бродовой, А. М. Брянцев, С. А. Гордеев, С. Е. Соколов и др. Практическая реализация такого УШР осуществлена под руководством А. М. Брянцева. В разработке и реализации проекта УШР на стадии проектирования и конструирования принимали участие Л. В. Лейтес, А. И. Лурье (ВЭИ им. Ленина); М. А. Бики, С. В. Уколов (завод «Запорожтрансформатор»); А. Г. Долгополов, А. И. Зайцев (НТЦ ВЭИ г. Тольятти). Большой вклад в пропаганду целесообразности внедрения УШР в энергосистемах России и других стран внесли ученые СПбГПУ: А. Н. Беляев, Г. А. Евдокунин, А. А. Рагозин, С. В. Смоловик. Они же провели значительный объем исследований по анализу эффективности применения данного УШР.

Работа над современным программным обеспечением УШР в составе ЕМТР, созданным М. В. Дмитриевым (ЗАО «Завод энергозащитных устройств») и Е. Б. Шескиным (СПбГПУ), а также работа коллектива авторов из СПбГПУ над материалом книги велись в тесном сотрудничестве с ОАО «ЭЛУР» (электрические управляемые реакторы) — А. Г. Долгополовым, Д. В. Кондратенко, О. А. Сиделевым.

Авторы написали следующие главы: введение, глава 1 — Г. А. Евдокунин; глава 2 — Г. А. Евдокунин и А. С. Карпов; главы 3, 4 — М. В. Дмитриев и Е. Б. Шескин; глава 5 — Е. Б. Шескин; главы 6, 7, 8 — М. В. Дмитриев (при участии А. Г. Долгополова и Д. В. Кондратенко в обсуждении гл. 7); главы 9, 10 — А. С. Карпов; глава 11 — А. Г. Долгополов и Д. В. Кондратенко.

Тщательный просмотр, исправление и редактирование книги осуществил М. В. Дмитриев (ЗАО «Завод энергозащитных устройств»). Общее редактирование книги выполнил Г. А. Евдокунин (СПбГПУ).

Авторы выражают глубокую благодарность всем, кто помог изданию этой книги (в частности генеральному директору ОАО «ЭЛУР» О. А. Сиделеву), а также будут признательны тем, кто выскажет замечания и предложения по улучшению содержания книги.

Книга предназначена для студентов, аспирантов и инженеров специальности «Электроэнергетические системы и сети», работников электроэнергетических сетей и систем, а также слушателей факультетов и институтов повышения квалификации по этой или родственной ей специальности.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Шунтирующие реакторы (ШР), как элемент электроэнергетической системы, обычно появляются на подстанциях или линиях электропередачи классов напряжения 330 кВ и выше. В случаях особо длинных линий они могут применяться и при более низких напряжениях: 110 и 220 кВ.

Основное назначение ШР снизить до допустимого уровня напряжение на открытом конце воздушной (ВЛ) или кабельной линии (КЛ) при их одностороннем включении на шины питающей сети (это может быть электрическая станция или же подстанция). Такой реактор устанавливают на линии и называют линейным.

Вторая цель установки ШР — ограничить так называемый «сток» избыточной реактивной мощности с ВЛ или КЛ (при малых нагрузках по линии) в примыкающую к линии сеть. Такой реактор устанавливают на шинах подстанции (станции) и называют подстанционным (станционным). Следует отметить, что сток реактивной мощности опасен именно для генераторов электрической станции, и производители генераторов (как правило, турбогенераторов) жестко ограничивают наибольшее допустимое значение потребляемой генератором реактивной мощности. Однако и сток реактивной мощности в обычную сеть, в частности в сеть более низкого напряжения, также может представлять опасность из-за недопустимого повышения напряжения.

Третье назначение ШР — снизить величину квазистационарных (временных) перенапряжений и энергию коммутационных перенапряжений до уровней, допустимых для работы установленных на линии ограничителей перенапряжений (ОПН), которые не всегда имеют достаточный запас по выдерживаемому напряжению и поглощаемой энергии.

Линейные и подстанционные (станционные) реакторы необходимы, прежде всего, в режимах малой передаваемой по линиям мощности или на холостом ходу этих линий. По мере увеличения передаваемой по линии активной мощности реактивная мощность, вырабатываемая емкостью линии, все больше потребляется в ее же продольной индуктивности, и, следовательно, снижается необходимость в шунтирующих реакторах, как дополнительных потребителей реактивной мощности, установленных по концам линии или на шинах примыкающих к линии подстанций (станций). Режим передачи активной мощности по линии, при котором вся вырабатываемая емкостью линии реактивная мощность потребляется в продольной индуктивности линии, называется режимом передачи натуральной мощности. В таком режиме и вовсе нет никакой необходимости в реакторах, поскольку линия сбалансирована по реактивной мощности, т. е. не является ни источником, ни потребителем.

Если в режимах передачи мощности, близких к натуральной, реакторы остаются присоединенными к линии (или к шинам) и продолжают потреблять реактивную мощность (хотя уже нет в этом необходимости), то это приводит к снижению напряжения на линии, снижению ее пропускной способности и росту потерь. Особенно заметным негативное влияние шунтирующих реакторов на пропускную способность оказывается для протяженных линий, поскольку суммарная реактивная мощность ШР для таких линий, как правило, значительна.

Для исключения упомянутого негативного влияния шунтирующие реакторы приходится оснащать собственными выключателями и многократно коммутировать ими реактор в течение суточного графика изменения передаваемой по линиям мощности. Вместе с тем известно, что коммутации реакторов являются нежелательными, так как приводят к скачкам напряжения в местах установки ШР, к быстрому расходованию ресурса выключателей, к созданию коммутационных перенапряжений, воздействующих на изоляцию обмоток реактора. Кроме того, отключенное состояние реакторов просто недопустимо, если оно совпадает с аварийными коммутационными операциями на электропередаче, так как требуемое в этом случае для ограничения перенапряжений быстроедействие подключение ШР будет невозможно.

Помимо снижения предела передаваемой по линии мощности, о котором сказано выше, шунтирующие реакторы, не имея плавного регулирования своей реактивной мощности, снижают предел статической устойчивости электропередачи. Так, например, на первой электропередаче 1150 кВ «Экибастуз–Кокчетав–Кустанай» пропускная способность линии реально составила лишь около 40 % ее натуральной мощности из-за использования в качестве устройств компенсации реактивной мощности нерегулируемых шунтирующих реакторов.

Все перечисленные недостатки ШР преодолеваются путем их замены на управляемые шунтирующие реакторы (УШР).

Создание УШР расширило область традиционного применения шунтирующих реакторов. Например, в сетях 35–220 кВ в России и за рубежом уже нашли широкое применение так называемые устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ), представляющие собой параллельное соединение УШР и конденсаторной батареи, при котором обеспечивается плавное регулирование реактивной мощности от режима ее потребления до режима ее выработки.

Применение управляемых шунтирующих реакторов позволяет повысить предел передаваемой мощности по условию статической устойчивости практически до значения ее натуральной мощности, что особенно актуально для протяженных линий. С использованием УШР стало возможным создание транснациональных электропередач переменного тока

протяженностью до 2000–2500 км без использования дорогостоящей технологии передачи постоянным током.

Потребность в управляемых средствах компенсации реактивной мощности имеется в сетях всех классов напряжения. Однако именно в сетях 500 кВ и выше число и важность решаемых с помощью УШР задач оказываются наиболее значительными.

Во-первых, линии 500–750 кВ имеют большую длину, а их фазы выполнены с расщеплением проводов на несколько составляющих (для ограничения потерь на корону). Следовательно, такие линии являются источниками повышенной реактивной мощности, которая в зависимости от режима электропередачи изменяется в широком диапазоне значений, приводя к недопустимым колебаниям напряжения в сети, к росту потерь (при понижении напряжения), к риску повреждения оборудования (при его повышении). Во-вторых, электропередачи 500–750 кВ, как правило, выполняют ответственную роль магистральных, системообразующих, межгосударственных, и поэтому по ним, в случае необходимости, надо иметь возможность передать значительную мощность с должным запасом устойчивости.

Учитывая изложенное, для максимально полной иллюстрации возможностей современных управляемых реакторов авторы приняли решение основное внимание уделить управляемым шунтирующим реакторам для электропередач класса 500 кВ.

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ УПРАВЛЯЕМОГО ШУНТИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА (УШР)

Описанная ниже краткая история создания управляемых шунтирующих реакторов (УШР) не претендует на всеобъемлющий охват этой темы, она только кратко перечисляет особенности предложенных конструкций УШР, называет авторов этих разработок и организации, в которых они работали. Краткость вызвана ограниченной возможностью книги, а также тем, что привлечь к написанию более подробной истории всех авторов, участвовавших в работе над УШР, невозможно в том числе и потому, что их взгляды на эту историю могут существенно различаться. Поэтому мы считаем, что по этой теме возможны и целесообразны другие более пространные публикации всех тех, кто считает себя причастным к такому важному и нужному для энергетики нашей страны делу. Краткий экскурс в историю создания УШР здесь написан с использованием публикации [1].

Последнее десятилетие в области электроэнергетики характеризуется созданием гибких или управляемых электрических сетей с применением нового силового электрооборудования, информационных технологий, первичных и вторичных средств регулирования, микропроцессорных устройств защиты и автоматики. Новым и стремительно развивающимся направлением в регулировании реактивной мощности и напряжения является все более широкое применение в электрических сетях всех классов напряжения управляемых шунтирующих реакторов.

В конце второго десятилетия XX в. наметились контуры одной из проблем техники электропередачи переменным током, состоявшей в том, что при больших расстояниях электропередач высокого напряжения начинает существенно сказываться емкостная проводимость воздушных линий, что приводит к недопустимому повышению напряжения, для снижения которого требуется установка шунтирующих реакторов.

В начале 40-х гг. XX в. Р. Рюденберг (Германия) одним из первых предложил для решения этой и некоторых других проблем электропередач переменного тока использовать сильное магнитное насыщение электротехнической стали, указав одновременно на необходимость устранения высших гармоник в силовых электрических сетях. Идеи Р. Рюденберга получили свое дальнейшее развитие и широкую практическую реализацию в работах Е. Фридлендера (ГЕС, Англия). Магнитная система таких

реакторов выполнена по типу магнитопроводов силовых трансформаторов. Рабочий диапазон значений магнитной индукции этих реакторов находился за «коленом» кривой намагничивания стали магнитопровода. Эти устройства обеспечивали поглощение (компенсацию) емкостной реактивной мощности и предотвращали повышение напряжения в дальних линиях электропередач переменного тока напряжением выше 200 кВ. Фирма GEC изготовила и установила в различных странах мира более 50 ферромагнитных реакторов (мощностью до нескольких сотен МВАр). Однако дальнейшего широкого распространения они не получили из-за неудовлетворительных технико-экономических показателей.

В СССР с целью решения указанной проблемы в 1954–1956 гг. была предложена и реализована технология регулирования потребления реактивной мощности силовыми трансформаторами путем подмагничивания их постоянным током (предложение И. С. Брука). Дальнюю электропередачу с подмагничиваемыми реакторами-трансформаторами и форсируемыми конденсаторными батареями проанализировал Д. И. Азарьев.

Практическая история создания управляемых реакторов и их использования начинается с 50-х гг. прошлого века, когда началось освоение и строительство линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжений. Тогда же были сформулированы и требования к таким аппаратам, основными из которых являются:

- синусоидальность потребляемого тока;
- большой коэффициент регулирования;
- возможность прямого подключения на высокое напряжение;
- высокое (регулируемое по требованию заказчика) быстродействие;
- низкий расход активных материалов и низкий уровень потерь;
- простота конструкции и изготовления, ремонтпригодность.

Сегодня эти требования практически не изменились и наряду с другими, связанными с конкретной конструкцией, они определяют техническую пригодность аппарата.

В 1955 г. фирмой BBC был изготовлен управляемый реактор мощностью 100 МВАр, напряжением 10 кВ, предназначенный для испытания мощных турбогенераторов, получивший название по имени его автора — реактор Фридлендера (рис. 1.1) [2]. Изменение индуктивного сопротивления реактора осуществлялось путем подмагничивания магнитной системы постоянным током.

Реактор состоит из двух плоскошихтованных шестистержневых магнитопроводов, на каждом из которых установлены: две идентичные трехфазные обмотки, соединенные в зигзаг; две идентичные обмотки, соединенные в треугольник, и две обмотки постоянного тока, каждая из которых охватывает по три стержня магнитопровода. Постоянный магнитный поток замыкается в пределах каждого магнитопровода и создает

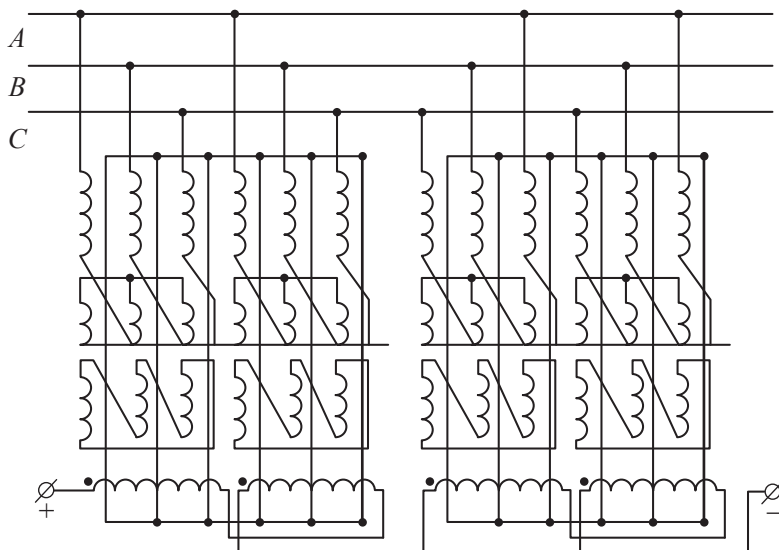


Рис. 1.1. Электрическая схема реактора Фридлендера

одинаковое подмагничивание всех стержней. Четные гармоники замыкаются по цепи управления, гармоники, кратные трем, циркулируют по обмоткам, соединенным в треугольник, а 5-я и 7-я — в контуре параллельных ветвей, образованных основными обмотками, соединенными в зигзаг. В сеть генерируются в основном 11-е, 13-е гармоники и кратные им (более высоких порядков, но с меньшими амплитудами), что при индукции порядка 1,0 Тл обеспечило практическую синусоидальность потребляемого тока.

Реактор имел низкие технико-экономические показатели и низкое быстродействие из-за наличия прямой электромагнитной связи между обмотками переменного и постоянного тока. В том же году появилось описание реактора В. Крамера [3], выполненного по аналогичной схеме, с расщеплением каждого стержня на четыре части, так, что обмотки управления и компенсационная находились внутри рабочей. Технология намотки и сборки такого реактора достаточно сложна.

Уже в этих конструкциях нашли применение «схемные» способы компенсации высших гармонических тока до 9-й включительно, но в силу указанных недостатков, а возможно и по другим причинам, дальнейшего развития они не получили.

В 1951 г. доктором технических наук М. С. Либкиндом был предложен управляемый реактор с вращающимся магнитным полем для линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжений [4], представляющий шихтованный цилиндрический магнитопровод с пазами, в которых расположены распределенная обмотка переменного тока и торои-

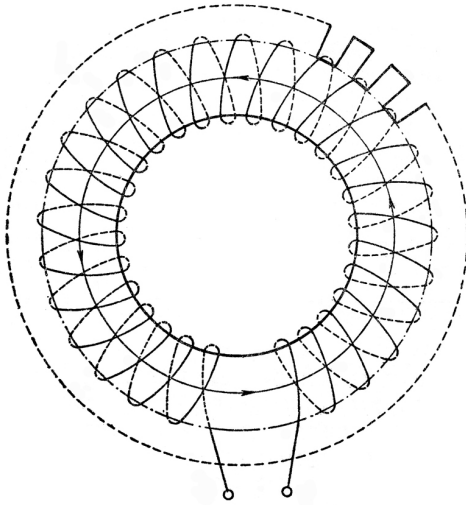


Рис. 1.2. Конструктивная схема реактора с вращающимся магнитным полем М. С. Либкинда

вращающимся магнитным полем опубликованы в многочисленных статьях и монографиях. В частности тогда же был предложен и принцип самоподмагничивания [5].

В целом, проведенные исследования показали, что создание реакторов с вращающимся магнитным полем на сотни МВАр, напряжением 110 кВ и выше при приемлемых технико-экономических показателях вряд ли возможно из-за их недостатков, к которым относятся сложность конструкции, низкое напряжение рабочей обмотки, большой уровень поля рассеяния и др.

К середине 70-х гг. вновь определилась тенденция к разработке конструкций реакторов трансформаторного типа с пульсирующим магнитным полем и сосредоточенными обмотками. Эти работы были начаты в Алма-Атинском энергетическом институте.

В результате были предложены конструкции с пространственным магнитопроводом (рис. 1.3) [6]. Одна из таких конструкций с шестистержневым пространственным магнитопроводом мощностью 2,5 МВАр, напряжением 10 кВ была изготовлена на предприятии «Южказэнерго-ремонт» в г. Алма-Ате и внедрена на подстанции «Чорга» Восточных электрических сетей Алтайэнерго [7].

Большой объем теоретических и модельных исследований был проведен в Таллинском политехническом институте под руководством кандидата технических наук Я. Я. Ярвика [8 и др.], где предлагались

дальняя обмотка постоянного тока, охватывающая либо внешнее, либо внутреннее, либо оба ярма и обеспечивающая продольное кольцевое подмагничивание одного либо обоих ярм (рис. 1.2).

Особенностью управляемых реакторов с вращающимся магнитным полем является обеспечение синусоидальности потребляемого тока (без применения дополнительных мер) за счет использования распределенной обмотки переменного тока в сочетании с 60-градусной фазной зоной и круговой магнитной симметрией.

Долгое время основное внимание было уделено разработке именно этого реактора. Основные вопросы теории управляемых реакторов с

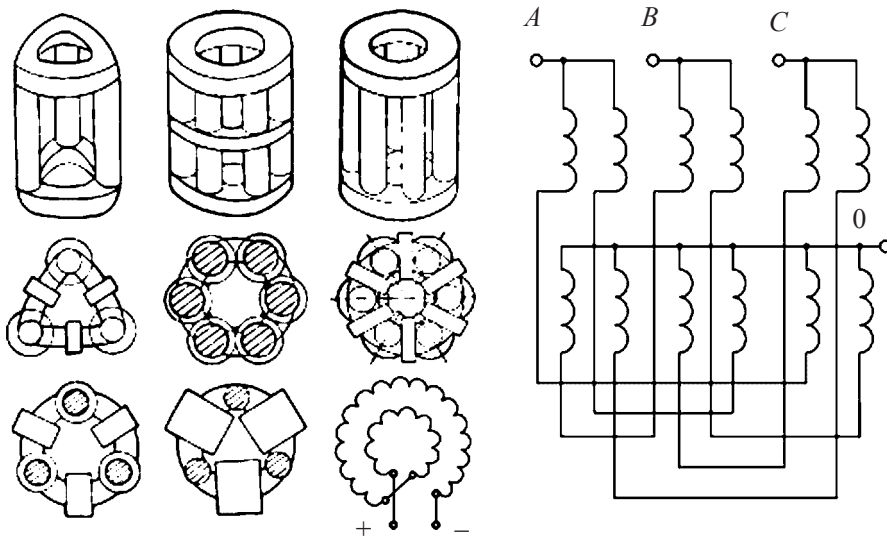


Рис. 1.3. Возможные исполнения управляемых реакторов с пространственным магнитопроводом

конструкции управляемых и насыщающихся реакторов, отличительной особенностью которых являлась схемная компенсации высших гармоник в токе реактора.

Разработчиками управляемых реакторов безоговорочно был принят принцип двойного симметричного намагничивания по четным гармоникам, возникающим при наложении постоянного поля на переменное, который используется во всех без исключения конструкциях трансформаторного типа с подмагничиванием постоянным током.

Согласно этому принципу магнитная система простейшего однофазного реактора (дресселя) с подмагничиванием выполняется из двух идентичных магнитопроводов, на каждом из которых расположены секции обмотки постоянного тока, соединенные последовательно согласно, и секции обмотки переменного тока, соединенные параллельно встречно. При этом обеспечивается равенство нулю ЭДС 1-й гармоники на зажимах обмотки управления и замыкание четных гармоник в контуре параллельных ветвей обмотки переменного тока (рис. 1.4). Нечетные гармоники не компенсируются, и дроссель генерирует их в сеть.

Компенсация нечетных гармоник осуществлялась применением схем зигзага и параллельным соединением треугольника и звезды и требует удвоения магнитной системы (рис. 1.5). При этом компенсация 11-й и 13-й гармоник и гармоник более высоких порядков не обеспечивалась. Принципиально можно осуществить компенсацию и этих гармоник,

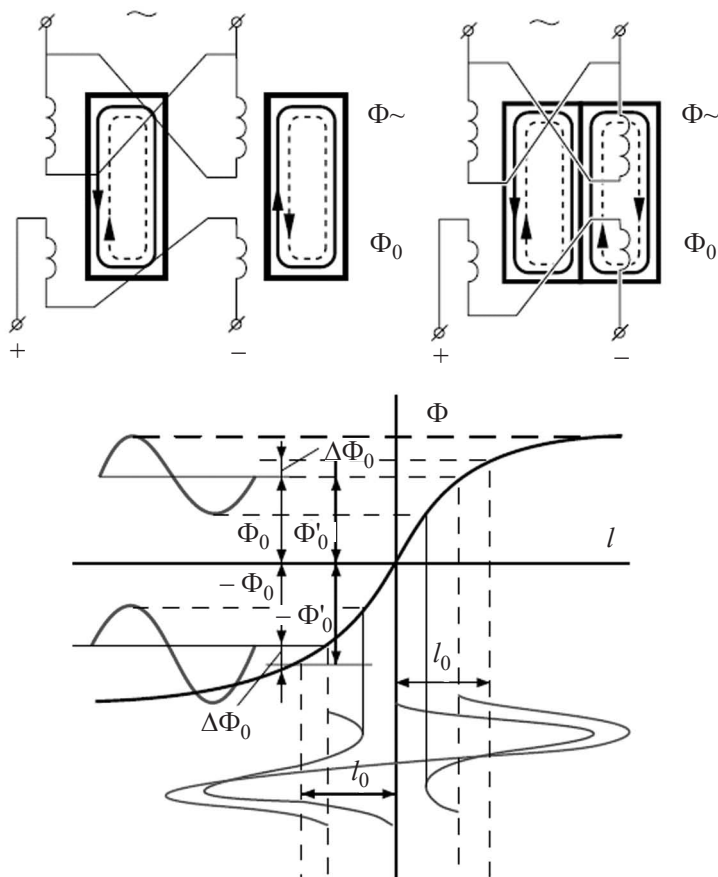


Рис. 1.4. Двойное симметричное намагничивание по четным гармоникам

но для этого необходимо еще одно удвоение магнитной системы, что явно нецелесообразно. Фактически это означало возврат на исходные позиции, т. е. к реактору Фридлендера.

Дальнейшие исследования были направлены на улучшение технико-экономических показателей: уменьшение расхода активных материалов и потерь, упрощение конструктивно-схемного решения, повышение эффективности подмагничивания и улучшение формы кривой тока.

В начале в Одесском политехническом институте был предложен способ улучшения формы кривой тока однофазных дросселей путем принудительного формирования вебер-амперной характеристики применением стержней переменного сечения, как это показано на рис. 1.6 [9].

Из большого числа предлагаемых схмотехнических решений и конструкций реакторов с подмагничиванием стали (с продольным, поперечным, кольцевым, с вращающимся магнитным полем и т. д.) практическое

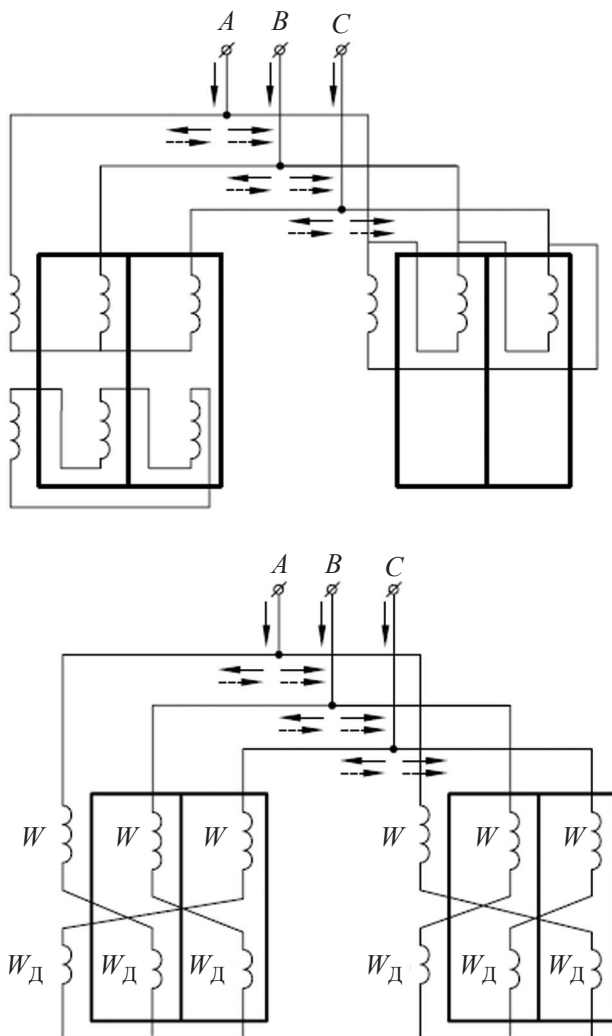


Рис. 1.5. Схемные способы компенсации 5-й и 7-й гармоник тока

применение получили УШР трансформаторного типа с продольным подмагничиванием стержней, на которых расположены обмотки реактора.

В 1971 г. была опубликована работа Г. Беккера [10], где описаны конструкция (шестистержневая магнитная система) и принцип действия управляемого подмагничиванием трехфазного трехобмоточного реактора, стержни которого также имеют участки уменьшенного сечения, работающие в режиме предельного насыщения, т. е. при индукциях более 2,0 Тл, а изменение индуктивного сопротивления осуществляется пульсирующим полем путем регулирования угла зажигания тиристорov. По непонятным причинам работа Г. Беккера оказалась незамеченной.

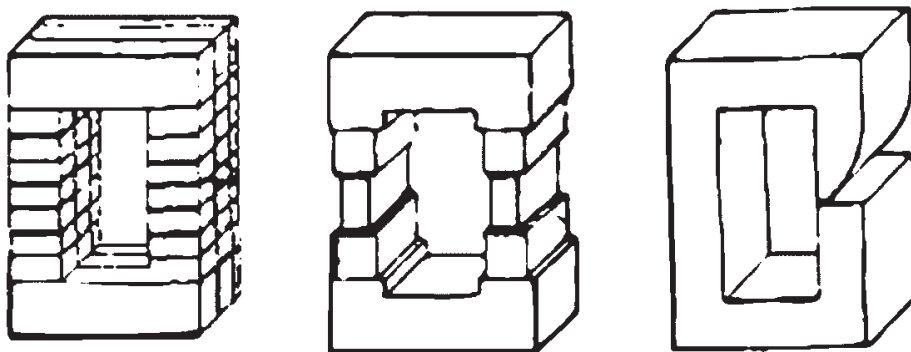


Рис. 1.6. Возможные конструкции магнитопровода управляемых дросселей для формирования формы кривой тока

В 80-е гг. эта идея получила развитие в работах выпускника Алма-Атинского энергетического института доктора технических наук А. М. Брянцева в реакторах магнитно-вентильного типа, где наряду с предельным насыщением участков магнитной цепи используется самоподмагничивание периодически повторяющимся замыканием части витков вторичной обмотки [11].

При кусочно-линейной кривой намагничивания ток реактора будет не синусоидален только в промежутке перехода от «допредельного» режима намагничивания к «предельному», т. е. в области перегиба кривой (рис. 1.7). Дальнейший рост тока управления на форму кривой рабочего тока не влияет, так как характеристика реактора в этой области практически линейна (за счет насыщения участков уменьшенного сечения). Содержание гармоник в потребляемом токе менее 5 %, и при необходимости его можно еще уменьшить применением фильтров.

Для УШР высших классов напряжения авторы используют принцип внешнего подмагничивания от специального источника постоянного тока [12]. Этому реактору, получившему наибольшее распространение на электроэнергетических объектах России и в странах СНГ, уделено основное внимание в данной книге.

Первый промышленный образец УШР такого типа (РТУ-25000/110) был изготовлен в 1998 г. на Запорожском трансформаторном заводе и после испытаний на стенде НТЦ ВЭИ в г. Тольятти введен в эксплуатацию в Северных электрических сетях Пермэнерго на подстанции 110 кВ «Кудымкар» в сентябре 1999 года.

В настоящее время производство управляемых подмагничиванием реакторов напряжением 35–500 кВ, мощностью 25–180 МВА сосредоточено на Запорожском трансформаторном заводе (ПАО «Запорожтрансформатор»).

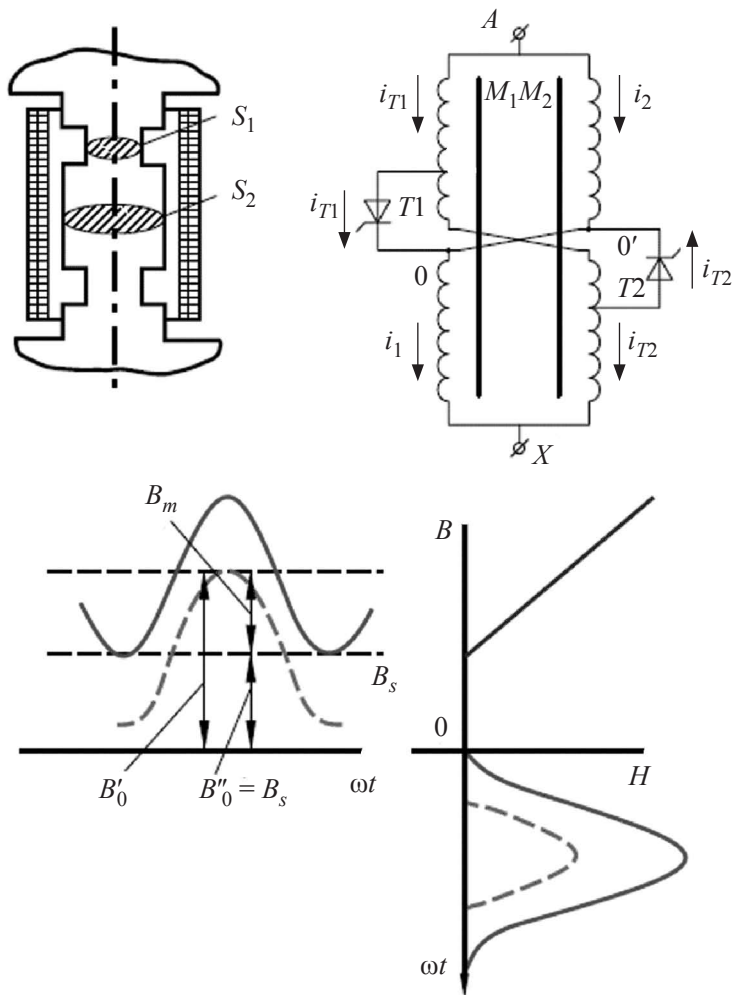


Рис. 1.7. Принцип действия, конструкция стержня магнитно-вентильного реактора

Управляемый реактор аналогичного принципа действия начал выпускать Московский электростроительный завод [13]. Основным отличием этого УШР от изделий ПАО «Запорожтрансформатор» является совмещение в первичной сетевой обмотке функций потребления реактивной мощности и подмагничивания магнитопровода. При этом тиристорный преобразователь выпрямленного напряжения подключается к нейтралю «звезды» расщепленной сетевой обмотки реактора, между секциями которой циркулирует постоянный ток подмагничивания. Наличие в расщепленных ветвях сетевой обмотки этого реактора выпрямленного тока подмагничивания и высших гармоник обуславливает дополнительные требования

к конструкции, схеме соединений трансформаторов тока, алгоритмам управления, релейной защиты и автоматики.

Вторым существенным конструктивным отличием УШР Московского электротехнического завода является выполнение магнитной системы не плоскошпильчатой, как в силовых трансформаторах и в УШР ПАО «Запорожтрансформатор», а наборными стержнями переменного сечения с немагнитными зазорами. Это позволяет примерно вдвое снизить состав высших нечетных гармоник, но примерно втрое увеличивает ток холостого хода и снижает глубину регулирования, а также усложняет технологию изготовления.

Пилотный образец реактора напряжением 500 кВ был поставлен на подстанцию «Нелым-500» в конце 2009 года.

В 70-е гг. в Канаде компанией ВВС был внедрен управляемый реактор, принцип действия которого основан на вытеснении основного магнитного потока в воздушное пространство окна бронестержневого сердечника, что возможно при напряжении короткого замыкания между рабочей и управляющей обмотками, равном 100 %. Регулирование тока осуществлялось изменением угла зажигания тиристорной группы, включенной последовательно в цепь обмотки управления. Для фильтрации гармоник кратных трем использовалась обмотка, соединенная в треугольник. При этом в рабочем токе присутствовал весь спектр других нечетных гармоник, а уровень потерь оказался недопустимо высок из-за добавочных потерь от внешнего поля [14].

Дальнейшее развитие эта идея получила в работах доктора технических наук Г. Н. Александрова, под руководством которого спроектирован и реализован управляемый реактор трансформаторного типа (УШРТ) [15], представляющий собой силовой трансформатор с напряжением короткого замыкания 100 %, на вторичной обмотке которого установлены встречно-параллельные включенные тиристорные ключи на полную мощность реактора. Аналогично известной схеме статического тиристорного компенсатора (СТК) полностью открытые тиристоры обеспечивают максимальную мощность УШРТ, а при закрытых тиристорах она соответствует холостому ходу трансформатора. В промежуточных режимах потребляемая мощность плавно регулируется изменением угла управления вентилей с соответствующим появлением высших гармоник в потребляемом токе для снижения уровня которых со стороны низшего напряжения устанавливаются фильтры.

При отпирании тиристоров в соответствующих секциях обмотки управления магнитный поток вытесняется из стержня, замыкается в зазоре между основной обмоткой (ОО) и обмоткой управления (ОУ) и уменьшается в стержне вплоть до ничтожно малой величины при номинальной

мощности. Замыкание магнитного потока происходит через основные и дополнительные ярма, прикрывающие зазор, сечение которых выбирается так, чтобы индукция в стали соответствовала кривой намагничивания до точки перегиба. Поэтому вольтамперная характеристика реактора линейна во всем диапазоне регулирования. Управляемый реактор типа УШРТ с коммутацией магнитного потока мощностью 50 МВАр, напряжением 420 кВ внедрен в Индии и еще два — в Анголе на напряжении 220 кВ. Широкого применения в России, кроме двух реакторов 25 МВАр, 110 кВ в МЭС Западной Сибири, они пока не получили. Во многом это определяется наличием тиристорной группы на полную мощность реактора, что увеличивает стоимость УШРТ и его эксплуатации.

Управляемые реакторы при необходимости могут работать параллельно с батареями статических конденсаторов, образуя так называемые управляемые статические компенсаторы (УСК), обеспечивающие как потребление, так и выдачу реактивной мощности, равной мощности конденсаторных батарей.

Литература

1. Соколов С. Е., Долгополов А. Г. Управляемые реакторы, история создания // Новости электротехники. 2012. № 3(75). С. 18–22.
2. Fisher F., Friedlander E. D. C. controlled 100 MVA reactor // GEC Journal. 1955, Vol. 22, N 2.
3. Kramer W. Drehstromtransformatoren mit regelbaren Magnetisierungsstrom // ETZ-A. 1959. Bd 80, N. 4. S. 441–445.
4. Либкин Д. С. Управляемый реактор для линии передачи переменного тока. М.: Изд-во АН СССР, 1961. 204 с.
5. Соколов С. Е. Исследование схем питания обмотки подмагничивания управляемого реактора с вращающимся магнитным полем // Энергетика и электрификация. Алма-Ата. Каз ПТИ, 1971. Вып. 1. С. 84–91.
6. Соколов С. Е., Брянецев А. М. Трехфазный управляемый реактор с цилиндрическими обмотками // Тезисы докладов на V Всес. межвуз. конф. по теории и методам расчета нелинейных эл. цепей и систем. Ташкент, 1975. Вып. 2.
7. Брянецев А. М., Соколов С. Е., Бикташев Ш. Ш. и др. Стержневой управляемый реактор с пространственным магнитопроводом в электрической сети 35–110 кВ // Электрические станции, 1982. № 5. С. 53–55.
8. Теллинен Ю. Ю., Ярвик Я. Я. Выбор рациональной конструкции управляемого реактора 525 кВ, 180 МВА // Электротехника, 1991. № 2. С. 35–37.

9. Бобриков С. А., Сомов В. А. Метод изготовления магнитопровода катушки со стальным сердечником, имеющего заданную зависимость между намагничивающим током и потоком // Изв. вузов. Электромеханика. 1963, № 12. С. 1332–1337.
10. Becker H. Ein statischer Phaseischieber zur Kompensator. Von Blindlaststosen / ETZ-B. 1971. Bd 23, H. 12.
11. Брянцев А. М. Подмагничиваемые ферромагнитные устройства с предельным насыщением участков магнитной цепи // Электричество, 1986. № 2.
12. Управляемые подмагничиванием электрические реакторы. Сб. статей // под ред. А. М. Брянцева. М.: Знак. 2004. 264 с.
13. Чванов В. А. Управляемый шунтирующий реактор — объект управления // Электро, 2008. № 2. С. 38–43.
14. Reichert K. J., Kaufelerle J., Glavitsh H. Controllable reactor compensator for more extensive utilization of high voltage systems // Conferens Internationale des Grands Rezeaux Elektriques (CIGRE. 25 Session. Report 32–17. 1974).
15. Александров Г. Н. Быстродействующий управляемый реактор трансформаторного типа 420 кВ 50 МВАР пущен в эксплуатацию // Электричество, 2002. № 3.

УПРАВЛЯЕМАЯ ПОПЕРЕЧНАЯ КОМПЕНСАЦИЯ

2.1. Снижение потерь активной мощности на электропередачах, снабженных управляемыми шунтирующими реакторами (на промежуточных подстанциях и на шинах электрических станций)

Передача мощности по линиям электропередачи высших классов напряжений наталкивается на ряд серьезных технических проблем. Одной из таких проблем является снижение коэффициента полезного действия (к.п.д.) при передаче малых мощностей. Покажем, что в схемах дальних электропередач с шунтирующими реакторами, установленными в промежуточных точках линии, можно существенно повысить к.п.д. электропередачи в режимах нагрузок меньших натуральной мощности.

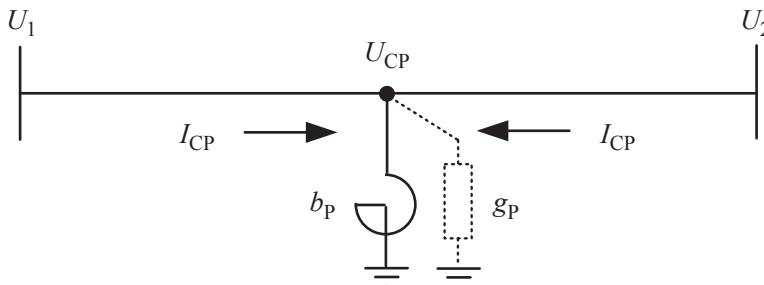


Рис. 2.1. Схема электропередачи с одним промежуточным реактором

Рассмотрим схему электропередачи с одним промежуточным реактором (рис. 2.1). Будем считать модули напряжений по концам одинаковыми и угловой сдвиг равным нулю $U_1 = U_2 = U$ (режим нулевой нагрузки). Определим распределение тока и напряжения вдоль линии без учета активных потерь в ней.

При сделанных допущениях распределения тока и напряжения симметричны относительно средней точки, а ток в середине линии равен половине тока реактора $\dot{I}_{CP} = -jU_{CP} \cdot b_p/2$ (см. рис. 2.1), и схема с двухсторонним питанием может быть представлена в виде двух с односторонним питанием, каждая из которых нагружена на реактор с проводимостью $b_p/2$.

Предположим также, что мощность реактора выбрана такой, чтобы напряжение в средней точке линии было равно питающему $U_{CP} = U$. Для такого случая в [1] получены формулы для распределения напряжения и тока в любой точке линии

$$U_x = U \cdot \frac{\cos(\lambda/4 - \lambda_x)}{\cos(\lambda/4)}; \quad (2.1)$$

$$I_x = j \frac{U}{Z_B} \cdot \frac{\sin(\lambda/4 - \lambda_x)}{\cos(\lambda/4)}, \quad (2.2)$$

где λ_x , $\lambda/4$, λ — волновые длины участков линии l_x , $l/4$, l соответственно λ_x отсчитывается от начала линии; Z_B — волновое сопротивление линии без учета потерь.

Потери активной мощности на двух участках линии в режиме холостого хода

$$\Delta P_{R_{XX}} = 2 \cdot \int_0^{l/2} 3 \cdot |I_x|^2 \cdot R \cdot dl_x = 6 \cdot R \cdot \frac{v_c}{\omega} \cdot \int_0^{l/2} |I_x|^2 \cdot dl_x, \quad (2.3)$$

где R — погонное активное сопротивление фазы.

Подставим в (2.3) выражение модуля тока $|I_x|$ из (2.2). Получим

$$\Delta P_{R_{XX}} = \frac{3 \cdot U^2}{Z_B^2} \cdot R \cdot l \cdot \frac{1 - \sin(\lambda/2)/(\lambda/2)}{1 + \cos(\lambda/2)}. \quad (2.4)$$

В режиме передачи натуральной мощности напряжение и ток вдоль линии по модулю одинаковы и равны: $U_x = U$, $I_x = U/Z_B$, а потери активной мощности (при нулевой реактивной мощности, потребляемой реактором) определяются выражением

$$\Delta P_{R_{\text{нат}}} = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot l = 3 \cdot \frac{U^2}{Z_B^2} \cdot R \cdot l.$$

Таким образом, относительные потери мощности в режиме холостого хода на линии с реактором (по отношению к потерям на нагрев при передаче натуральной мощности) равны

$$\frac{\Delta P_{R_{XX}}}{\Delta P_{R_{\text{нат}}}} \Big|_{b_p \neq 0} = \frac{1 - \sin(\lambda/2)/(\lambda/2)}{1 + \cos(\lambda/2)}, \quad (2.5)$$

Аналогично можно получить формулу для относительных потерь в линии без реактора. В результате будем иметь

$$\frac{\Delta P_{R_{XX}}}{\Delta P_{R_{\text{нат}}}} \Big|_{b_p = 0} = \frac{1 - \sin(\lambda)/\lambda}{1 + \cos(\lambda)}. \quad (2.6)$$

Например, по формуле (2.6) имеем для $l = 600$ и 1200 км (без реактора):

$$\left. \frac{\Delta P_{R_{XX}}}{\Delta P_{R_{\text{нат}}}} \right|_{b_p=0} = 0,04 \quad \text{и} \quad 0,186,$$

а по формуле (2.5) (с реактором):

$$\left. \frac{\Delta P_{R_{XX}}}{\Delta P_{R_{\text{нат}}}} \right|_{b_p \neq 0} = 0,008 \quad \text{и} \quad 0,016.$$

Таким образом, наличие неуправляемого реактора ведет к существенному снижению потерь на электропередаче в режиме холостого хода.

Для случая линии с реакторами длиной 1200 км предполагалось, что она составлена из двух участков вида рис. 2.1 каждый длиной 600 км. Таким образом, потери холостого хода на нагрев для линии 1200 км без реакторов составляют около 20% ($18,6\%$) от потерь при передаче натуральной мощности, а при той же длине с двумя реакторами — на порядок меньше ($1,6\%$).

Наличие потерь активной мощности в реакторах, естественно, снижает их положительное влияние на уменьшение потерь мощности в линии при малых нагрузках электропередачи, однако это влияние несущественно.

При увеличении передаваемой по ВЛ мощности наличие реактора, наоборот, увеличивает потери. Поэтому становится необходимым установка управляемого реактора вместо неуправляемого.

Пример 1. Сравнить величины потерь активной мощности в схеме на рис. 2.2 электропередачи с реакторами (ШР и УШР) при передаче натуральной мощности и параметрах схемы: длина участка ВЛ $l = 250$ км ($\lambda = 15^\circ$), класс напряжения линии — 500 кВ, реакторы выбраны на компенсацию 50% зарядной мощности обоих участков, напряжения по концам электропередачи равны номинальному значению. Базовые единицы: $U_{\text{баз}} = U_{\text{ном}}$, $Z_{\text{баз}} = Z_B$ — волновое сопротивление ВЛ [2].

Здесь, кроме участков однородных линий, схема электропередачи содержит сосредоточенное поперечное индуктивное сопротивление. Для определения влияния этого элемента на величину максимальной передаваемой мощности можно воспользоваться формулами из [3, 1] для обобщенных коэффициентов четырехполюсников A_Σ , B_Σ , C_Σ , D_Σ , включающих как саму линию, так и реактор. Способ получения последних заключается в перемножении матриц коэффициентов каждого из последовательно соединенных элементов электропередачи (два участка линии и реактор).

Выражения для активной и реактивной мощностей при представлении электропередачи параметрами эквивалентного четырехполюсника имеют вид (случай электропередачи без учета потерь и одинаковых модулях напряжения по концам [1]):

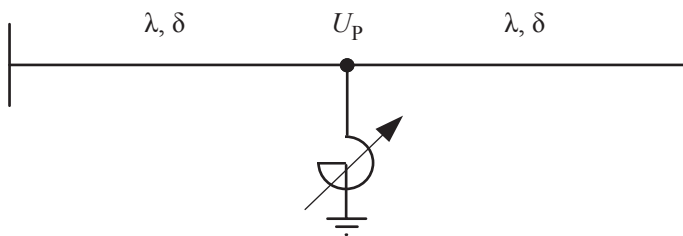


Рис. 2.2. Расчетная схема электропередачи с одним промежуточным реактором

$$P = \frac{U^2}{B''_{\mathcal{E}}} \cdot \sin(\delta); \quad (2.7)$$

$$Q_1 = -Q_2 = \frac{D'_{\mathcal{E}}}{B''_{\mathcal{E}}} \cdot U^2 - \frac{U^2}{B''_{\mathcal{E}}} \cdot \cos(\delta), \quad (2.8)$$

где $B''_{\mathcal{E}} = \text{Im}(\dot{B}_{\mathcal{E}} = jB_{\mathcal{E}})$, $D'_{\mathcal{E}} = \text{Re}(\dot{D}_{\mathcal{E}} = jD_{\mathcal{E}})$.

Мнимая часть коэффициента $\dot{B}_{\mathcal{E}}$ эквивалентного четырехполюсника равна

$$B''_{\mathcal{E}} = Z_B \sin 2\lambda + b_p \sin^2 \lambda. \quad (2.9)$$

Определим угол δ на участке линии и напряжение в точке подключения реактора U_p при передаче мощности равной натуральной $P^* = 1$ о.е. (в качестве базисной мощности принята натуральная мощность ВЛ).

Мнимая часть параметра $\dot{B}_{\mathcal{E}}$ в относительных единицах

$$B''_{\mathcal{E}} = \sin 2\lambda + b_p^* \sin^2 \lambda,$$

где b_p^* проводимость реактора в относительных единицах

$$b_p^* = 2 \text{tg} \frac{\lambda}{2} = 2 \text{tg} 7,5^\circ = 0,26.$$

$$B''_{\mathcal{E}} = \sin(2 \cdot 15^\circ) + 0,26 \cdot \sin^2(15^\circ) = 0,52.$$

Определим угол δ на участке

$$P^* = \sin \frac{2\delta}{B''_{\mathcal{E}}} = \sin \frac{2\delta}{0,52} = 1, \text{ откуда } \delta = 15,7^\circ.$$

Определим напряжение в месте установки реактора — U^*

$$P^* = 1 = \frac{U_p^*}{\sin \lambda} \sin \delta = \frac{U_p^*}{\sin 15^\circ} \sin 15,7^\circ,$$

откуда $U^* = 0,955$.

Найдем реактивную мощность, потребляемую реактором (из угловых характеристик мощности)

$$Q_P^* = 2 \frac{U_P^*}{\sin \lambda} (\cos \delta - U_P^* \cos \lambda) = 2 \frac{0,955}{\sin 15^\circ} (\cos 15,7^\circ - 0,955 \cdot \cos 15^\circ) = 0,29$$

($Q_P = 260$ МВАр).

Потери активной мощности на длине линии λ

$$\Delta P_{\text{ШР}}^* = \frac{P^{*2} + (Q_P^* / 2)^2}{U_P^{*2}} r_{\text{л}}^*,$$

где $r_{\text{л}}^* = \frac{r_0}{n} l \frac{1}{Z_B} = \frac{0,1}{3} 250 \frac{1}{250} = 0,033$.

Число проводов в фазе n принято равным 3, погонное активное сопротивление $r_0 = 0,1$ Ом/км, $Z_B = 250$ Ом. Тогда

$$\Delta P_{\text{ШР}}^* = \frac{1^2 + (0,145)^2}{(0,955)^2} 0,033 = 0,037.$$

При замене ШР на УШР получим

$$\Delta P_{\text{УШР}}^* = \frac{1^2 + 0^2}{1^2} 0,033 = 0,033.$$

Различия в потерях в именованных единицах (на длину 2λ):

$$\Delta P_{\text{ШР}} - \Delta P_{\text{УШР}} = 2 \cdot 900 \cdot (0,037 - 0,033) = 7,2 \text{ МВт.}$$

Можно учесть потери активной мощности в ШР из расчета 0,5 МВт на 3 фазы, а потерями в УШР в режиме передачи натуральной мощности — пренебречь. Итак, различия в потерях мощности

$$\Delta P_{\text{ШР}} - \Delta P_{\text{УШР}} = 7,2 + 0,5 = 7,7 \text{ МВт.}$$

При числе часов использования максимальной нагрузки $\tau_m = 6000$ ч получаем различие в потерях энергии:

$$\Delta W = 7,7 \cdot 6000 = 4,62 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Таким образом, снижение напряжения в месте установки реактора с величины $1,0 U_{\text{ном}}$ до $0,955 U_{\text{ном}}$ ведет к значительному возрастанию потерь активной мощности, которые могут быть устранены применением управляемого реактора.

Пример 2. Сравнить суммарные потери в генераторах электрической станции при установке на шинах станции ШР или УШР [2] — см. схему на рис. 2.3.

Рассмотрим два нагрузочных режима работы генератора:

- режим работы при $\cos \varphi = 1$ (генератор выдает в сеть только активную мощность);
- номинальный режим работы генератора.

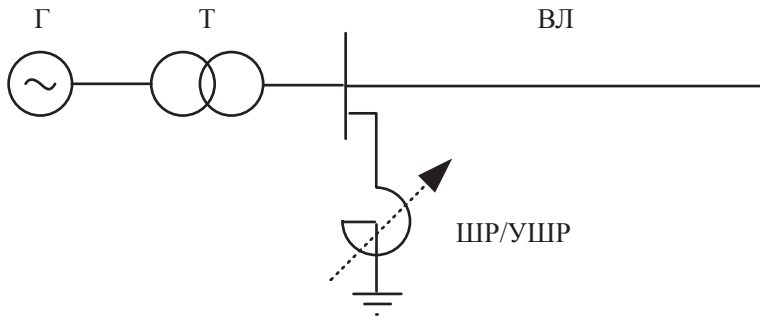


Рис. 2.3. Расчетная схема сети с реактором, установленным на шинах электрической станции

Для расчетов выберем турбогенератор ТВВ-1000 с параметрами: $P = 1000$ МВт, $\cos\varphi = 0,9$, $x_q = 2,24$ о.е., $x_d = 2,35$ о.е., $x_{ad} = 2,03$ о.е.; активное сопротивление ротора генератора $r_f = 0,00132$ о.е.; активное сопротивление статора генератора $r_a = 0,005$ о.е.; активное сопротивление трансформатора $r_T = 0,0055$ о.е.

Определим активные потери в статоре в номинальном режиме работы генератора (в относительных единицах — о.е.)

$$P_c = I^2 \cdot r_a = 1^2 \cdot 0,005 = 0,005 \text{ о.е.}$$

Определим активные потери в статоре в номинальном режиме работы генератора (в именованных единицах — и.е.):

$$P_c = P_c [\text{о.е.}] \cdot S_{\text{баз}} = 0,005 \cdot \frac{1000}{0,9} = 5,5555 \text{ МВт.}$$

Найдем активные потери в роторе в номинальном режиме работы генератора (в о.е.):

$$P_p = I_f^2 \cdot r_f = 1,442^2 \cdot 0,00132 = 0,002745 \text{ о.е.}$$

Найдем активные потери в роторе в номинальном режиме работы генератора (в и.е.):

$$P_p = P_p [\text{о.е.}] \cdot S_{\text{баз}} = 0,002745 \cdot \frac{1000}{0,9} = 3,05 \text{ МВВ.}$$

Активные потери в статоре в режиме работы генератора с $\cos\varphi = 1$ (в о.е.)

$$P_c = I^2 \cdot r_a = 0,9^2 \cdot 0,005 = 0,00405 \text{ о.е.}$$

Активные потери в статоре в режиме работы генератора при $\cos\varphi = 1$ (в и.е.):

$$P_c = P_c [\text{о.е.}] \cdot S_{\text{баз}} = 0,00405 \cdot \frac{1000}{0,9} = 4,5 \text{ МВВ.}$$

Активные потери в роторе в режиме работы генератора с $\cos\varphi = 1$ (в о.е.):

$$P_p = I_f \cdot r_f = 1,152^2 \cdot 0,00132 = 0,001752 \text{ о.е.}$$

Активные потери в роторе в режиме работы генератора с $\cos\varphi = 1$ (в и.е.):

$$P_p = P_p [\text{о.е.}] \cdot S_{\text{баз}} = 0,001752 \cdot \frac{1000}{0,9} = 1,95 \text{ МВт.}$$

Различия в потерях в статоре (в и.е.):

$$\Delta P_c = 5,5555 - 4,5 = 1,0555 \text{ МВт.}$$

Различия в потерях в роторе (в и.е.):

$$\Delta P_p = 3,05 - 1,95 = 1,1 \text{ МВт.}$$

При числе часов использования максимума нагрузки $\tau_m = 6000$ ч различия потерь энергии в статоре ΔW_c и роторе ΔW_p в этих двух режимах составляют:

$$\Delta W_c = \Delta P_c \cdot \tau_m = 1,0555 \cdot 6000 = 6,333 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_p = \Delta P_p \cdot \tau_m = 1,1 \cdot 6000 = 6,6 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Таким образом, замена ШР на УШР на шинах станции, позволяющий поддерживать реактивную мощность генератора на минимальном уровне, существенно снижает потери активной мощности в роторе, статоре синхронного генератора (а также в системе питания ротора постоянным током) и в блочном трансформаторе станции.

2.2. Повышение предела передаваемой мощности на электропередачах, снабженных управляемыми шунтирующими реакторами на промежуточных подстанциях

Идея повышения предела передаваемой мощности на дальних линиях электропередачи путем поддержания напряжения в промежуточных точках линии за счет регулирования реактивной мощности в этих точках известна достаточно давно [4, 5 и др.]. В качестве таких регулирующих устройств реактивной мощности в настоящее время используются генераторы промежуточных электрических станций, синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы и др. Управляемые шунтирующие реакторы также являются средством повышения предела передаваемой мощности за счет того, что они поддерживают неизменным (не позволяют снизиться) напряжение в точке их установки в нагрузочных режимах вплоть до режима передачи натуральной мощности (при

наличии источника реактивной мощности напряжение может поддерживаться и для передаваемых мощностей выше натуральной). Представим линию электропередачи длиной λ , разделенную на n одинаковых участков длиной λ/n , по концам каждого из которых предполагается установка регулируемого устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ, рис. 2.4).

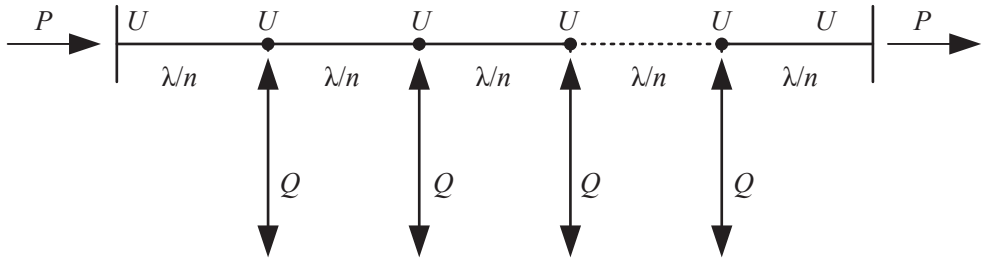


Рис. 2.4. Расчетная схема электропередачи с несколькими УКРМ

Предположим, что регулировочный диапазон изменения реактивной мощности устройств по величине и знаку достаточен для поддержания заданного напряжения U во всех этих точках во всем диапазоне заданного изменения передаваемой активной мощности P . В этих условиях выражение для активной мощности по линии, справедливое для любого λ/n участка линии, имеет вид

$$P = \frac{U^2}{Z_B \cdot \sin(\lambda/n)} \cdot \sin(\delta/n)$$

или, в о.е.,

$$P^* = \frac{\sin(\delta/n)}{\sin(\lambda/n)}, \quad (2.10)$$

где δ — полный угол на электропередаче (между напряжениями по концам линии); δ/n — угол между векторами напряжений по концам любого участка.

Из формулы (2.10) следует, что максимальное значение мощности достигается при угле $\delta/n = 90^\circ$ (а не $\delta = 90^\circ$), и оно равно

$$P_{\max}^* = \frac{1}{\sin(\lambda/n)}. \quad (2.11)$$

Как видно из (2.11), максимальную передаваемую мощность можно сделать сколь угодно большой независимо от длины линии за счет увеличения числа участков, на которых сосредоточены УКРМ. Однако для того чтобы обеспечить передачу активной мощности в соответствии с (2.10) при заданных напряжениях U , устройства компенсации реактивной мощности должны регулироваться по формуле

$$Q^* = 2 \cdot \frac{\cos(\delta/n) - \cos(\lambda/n)}{\sin(\lambda/n)}. \quad (2.12)$$

Характер зависимости Q^* (δ/n) приведен для $\delta/n < \pi/2$ на рис. 2.5, где показано, что для обеспечения режимов передачи активной мощности в диапазоне $0 < P^* < 1$ (от холостого хода до натуральной мощности) требуются относительно небольшие по мощности устройства потребления реактивной мощности (в каждой точке деления), равные $Q^* = 2 \cdot \text{tg}(\lambda/(2n))$, регулируемые от указанного значения до нуля, т. е. УШР. В случае же реализации режимов передачи мощности, большей натуральной, кроме указанного регулируемого потребления реактивной мощности требуется регулируемая ее генерация в каждой точке деления линии вплоть до мощности $Q^* = 2 \cdot \text{ctg}(\lambda/n)$ (если $P^* = P_{\max}^*$), т. е. во много раз большей (при малом λ/n). Как правило, эти режимы являются экономически нецелесообразными (в основном вследствие ухудшения технико-экономических показателей электропередачи в режимах передачи мощности сверх натуральной), поэтому УШР становится основным средством повышения предела передаваемой мощности (особенно для длинных ВЛ).

Регулируемость таких устройств (управляемых реакторов) чрезвычайно важна, так как нерегулируемая поперечная индуктивная компенсация всегда уменьшает эквивалентную натуральную мощность линии (см. выражения для P и B_{Σ} (2.7) и (2.9)). Кроме того, регулируемые реакторы здесь решают и другую важную задачу дальних электропередач — задачу поддержания статической и динамической устойчивости режимов, близких к режиму передачи натуральной мощности.

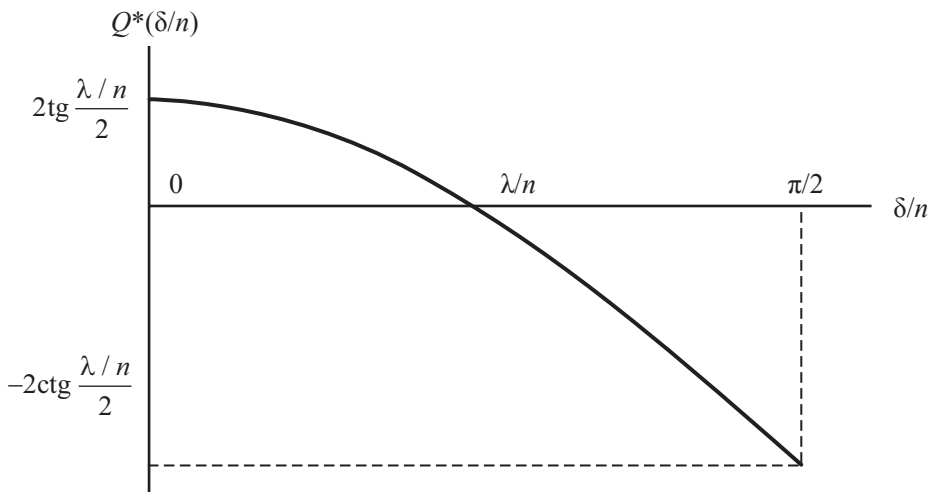


Рис. 2.5. Регулирование реактивной мощности УКРМ

2.3. Повышение предела передаваемой активной мощности по условию апериодической устойчивости режима на электропередачах, снабженных управляемыми шунтирующими реакторами на промежуточных подстанциях

Получим выражение для простейшего критерия статической устойчивости, в первом приближении считая управляемую индуктивную поперечную компенсацию непрерывно распределенной ($n \rightarrow \infty$). Вопрос о статической устойчивости режимов линий с сосредоточенным управляемым реактором рассмотрен ниже.

Основной целью индуктивной поперечной компенсации параметров линии является снижение ее волновой длины $\lambda_{\text{э}} (\lambda_{\text{э}} < \lambda)$. В этом случае в благоприятную сторону изменяются коэффициенты $A_{\text{э}}, D_{\text{э}} (A_{\text{э}} < A, D_{\text{э}} < D)$, определяющие режим напряжений на линии в режиме холостого хода. Однако в этом случае уменьшение волновой длины линии $\lambda_{\text{э}} < \lambda$ ведет к увеличению коэффициента $B_{\text{э}} > B$, что снижает величину предельной передаваемой мощности (или увеличивает угол на электропередаче при сохранении передаваемой мощности на исходном уровне).

При поперечной индуктивной компенсации с помощью распределенной индуктивной проводимости $b_k = -b_L$ эквивалентная волновая длина $\lambda_{\text{э}}$ будет определяться выражением:

$$\lambda_{\text{э}} = l \cdot \sqrt{x \cdot (b + b_k)} = l \cdot \sqrt{x \cdot (b - b_L)} = l \cdot \sqrt{x \cdot b} \cdot \sqrt{1 - \frac{b_L}{b}}$$

или

$$\lambda_{\text{э}} = \lambda \cdot \sqrt{1 - K_L}, \quad (2.13)$$

где $K_L = b_L/b$ — коэффициент, показывающий степень компенсации поперечной емкостной проводимости линии b индуктивной проводимостью $b_k = -b_L$. Величины x, b — погонные индуктивные сопротивление и емкостная проводимость некомпенсированной линии. Из (2.13) видно, что $\lambda_{\text{э}} < \lambda$ при $0 < K_L \leq 1$.

При компенсации любого вида одновременно с изменением эквивалентной волновой длины $\lambda_{\text{э}}$ изменяется и эквивалентное волновое сопротивление $Z_{B_{\text{э}}}$. В нашем случае

$$Z_{B_{\text{э}}} = Z_B \cdot \sqrt{\frac{1 - K_c}{1 - K_L}}. \quad (2.14)$$

Таким образом, поперечная компенсация $0 < K_L \leq 1$ уменьшает волновую длину, но увеличивает волновое сопротивление $Z_{B_{\text{э}}}$. Эквивалентная натуральная мощность $P_{\text{нат}_{\text{э}}}$ в этом случае может быть выражена формулами

$$\frac{U^2}{Z_{B_{\text{Э}}}} = \frac{U^2}{\sqrt{x/(b+b_k)}} = \frac{U^2}{\sqrt{x/b_{\text{Э}}}}. \quad (2.15)$$

Передаваемая активная мощность равна

$$P = \frac{U^2}{Z_{B_{\text{Э}}} \cdot \sin(\lambda_{\text{Э}})} \cdot \sin(\delta), \quad (2.16)$$

где $\lambda_{\text{Э}} = \lambda \cdot \sqrt{1-K_L}$, $Z_{B_{\text{Э}}} = Z_B \cdot \sqrt{1/(1-K_L)}$.

При рассмотрении серии режимов (например, связанных с изменением передаваемой мощности P) в общем случае эти параметры следует считать переменными, как и коэффициент компенсации K_L , меняющийся вследствие изменения проводимости реактора b_L .

Регулирование реакторов, направленное на поддержание заданного напряжения U во всех точках линии при изменении передаваемой активной мощности в диапазоне $0 < P < P_{\text{нат}}$, ведет к изменению ее эквивалентной емкостной поперечной проводимости в диапазоне $b - b_p = 0 \leq b_{\text{Э}} \leq b$. Так как при каждом значении $b_{\text{Э}}$ на линии обеспечивается режим постоянного по модулю напряжения вдоль ее длины, то любой такой режим является искусственным натуральным с параметрами линии $Z_{B_{\text{Э}}}$, $\lambda_{\text{Э}}$, и параметром режима $P_{\text{нат}_{\text{Э}}} = U^2/Z_{B_{\text{Э}}}$. При непрерывном регулировании реакторов на линии, связанном с непрерывным изменением передаваемой активной мощности, имеем на линии переход через бесконечное число натуральных мощностей (непрерывное изменение эквивалентной натуральной мощности) в диапазоне $0 \leq P_{\text{н}_{\text{Э}}} \leq P_{\text{н}}$. Левая граница этого неравенства достигается в режиме нулевой нагрузки на линии $P = 0$ (реакторы полностью введены и компенсируют распределенную емкость линии), правая — в режиме равенства искусственной натуральной мощности $P_{\text{н}_{\text{Э}}}$ ее естественному значению $P_{\text{нат}}$ (здесь реакторы полностью выведены, $b_L = 0$ и $P_{\text{н}_{\text{Э}}} = P_{\text{н}}$).

Так как в режиме натуральной мощности угол на линии равен ее волновой длине, имеем

$$\delta = \lambda_{\text{Э}}. \quad (2.17)$$

Подставим (2.17) в (2.16), получим

$$P = \frac{U^2}{Z_{B_{\text{Э}}}}. \quad (2.18)$$

Эквивалентное волновое сопротивление $Z_{B_{\text{Э}}}$ можно выразить через эквивалентную волновую длину $\lambda_{\text{Э}}$, и на основании (2.17) — через угол δ

$$Z_{B_{\text{Э}}} = Z_B \cdot \sqrt{1/(1-K_L)} = Z_B \cdot \lambda/\lambda_{\text{Э}} = Z_B \cdot \lambda/\delta.$$

Окончательно вместо (2.18) будем иметь

$$P = \frac{U^2}{Z_B \cdot \lambda} \cdot \delta. \quad (2.19)$$

Из формулы (2.19) видно, что в случае автоматического поддержания напряжения на линии с помощью регулирования реакторов ликвидируется проблема статической аperiodической устойчивости, так как согласно простейшему критерию

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{U^2}{Z_B \cdot \lambda} = \text{const} > 0, \quad (2.20)$$

т. е. производная мощности по углу положительна всегда, вне зависимости от длины линии и ее нагрузки в пределах $0 < P < P_{\text{нат}}$.

Заметим, что выражение (2.20) справедливо, если отклонения напряжения в любой точке линии в «малом» будут равны нулю ($\Delta U = 0$). Последнее оказывается возможным лишь при теоретически больших коэффициентах усиления регуляторов реакторов. Например, если регулятор реализует пропорциональное регулирование по отклонению напряжения вида $\Delta b_L = K_p \cdot \Delta U$, то ΔU будет стремиться к нулю при стремлении K_p к бесконечности.

Закон регулирования проводимости реактора от угла (или от величины передаваемой активной мощности) можно получить следующим образом. Так как

$$K_L = b_L / b = -(\lambda_{\text{Э}} / \lambda)^2 + 1 = 1 - (\delta / \lambda)^2, \quad (2.21)$$

получим

$$b_L = b \cdot (1 - (\delta / \lambda)^2). \quad (2.22)$$

Следующим приближением к анализу статической аperiodической устойчивости является схема электропередачи с двумя участками линии и управляемым реактором в ее середине (рис. 2.6).

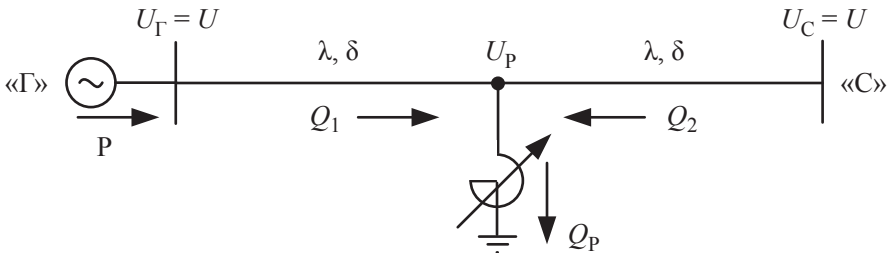


Рис. 2.6. Схема электропередачи с двумя участками линии и УШР в ее середине

Расчетная схема рис. 2.6 содержит электрическую станцию «Г», два участка линии волновой длиной λ каждый и шины бесконечной мощной

системы «С». Будем предполагать, что по концам линии модули напряжений одинаковы ($U_{\Gamma} = U_C = U$) и неизменны в «малом» ($\Delta U_{\Gamma} = 0$, $\Delta U_C = 0$), а в средней точке напряжение равно U_p . Пренебрежем активными потерями в линии и реакторе. При этих предположениях углы сдвига между напряжениями по концам линии и напряжением в ее середине будут одинаковыми и равными δ . Некоторые дополнительные допущения будут введены ниже.

Критерием нарушения апериодической устойчивости считаем изменение знака определителя системы линеаризованных уравнений установившегося режима, наступающее в процессе утяжеления режима из заведомо устойчивого (величина определителя пропорциональна свободному члену характеристического уравнения системы).

Уравнения установившегося режима электропередачи для схемы рис. 2.6 имеют вид

$$P = \frac{U \cdot U}{Z_B \cdot \sin(\lambda)} \cdot \sin(\delta);$$

$$Q_1 = \frac{U \cdot U}{Z_B \cdot \sin(\lambda)} \cdot \cos(\delta) - \frac{U^2}{Z_B \cdot \sin(\lambda)} \cdot \cos(\lambda) = Q_2,$$

где P , Q_1 , Q_2 — активная и реактивные мощности в конце первого и в начале второго участка линии.

Уравнение баланса реактивных мощностей

$$2 \cdot Q_1 = Q_p.$$

Перепишем уравнения в относительных единицах при $U_{\text{баз}} = U$, $P_{\text{баз}} = P_{\text{нат}} = U^2/Z_B$, получим

$$\left. \begin{aligned} P^* &= \frac{K}{\sin(\lambda)} \cdot \sin(\delta); \\ Q_1^* &= \frac{K}{\sin(\lambda)} \cdot (\cos(\delta) - K \cdot \cos(\lambda)); \\ 2 \cdot Q_1^* &= Q^*, \end{aligned} \right\} \quad (2.23)$$

где $K = U_p/U$ — перепад напряжений.

На основании (2.23) составим систему линеаризованных уравнений, справедливую для малых отклонений вблизи любого установившегося режима (переменные этого режима имеют индекс «0»). Используем формулы полных приращений:

$$\Delta P^* = \frac{\partial P^*}{\partial K} \cdot \Delta K + \frac{\partial P^*}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta; \quad \Delta Q_p^* = \frac{\partial Q_p^*}{\partial K} \cdot \Delta K + \frac{\partial Q_p^*}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta.$$

Тогда

$$\left. \begin{aligned} \Delta P^* &= \Delta K \cdot \sin(\delta_0) + \Delta\delta \cdot K_0 \cdot \cos(\delta_0) = 0; \\ \Delta Q_P^* &= \frac{2 \cdot \Delta K}{\sin(\lambda)} \cdot (\cos(\delta_0) - 2 \cdot K_0 \cdot \cos(\lambda)) - \frac{2 \cdot \Delta\delta}{\sin(\lambda)} \cdot K_0 \cdot \sin(\delta_0), \end{aligned} \right\} (2.24)$$

где ΔP^* , ΔQ_P^* , ΔK , $\Delta\delta$ — малые отклонения параметров режима (P^* , Q_P^* , K , δ) от их установившихся значений P_0^* , $Q_{P_0}^*$, K_0 , δ_0 в проверяемом на апериодическую устойчивость режиме. Равенство $\Delta P^* = 0$ следует из предположений постоянства мощности турбин $P_T = \text{const}$ и отсутствия движения ротора в установившемся режиме. Тогда из уравнения движения $(T_j/\omega_0) \cdot p^2 \cdot (2 \cdot \delta) = P_T^* - P^*$ следует, что приращение $\Delta P^* = 0$.

Реактивная мощность управляемого реактора

$$Q_P = U_P^2 \cdot b_P,$$

где b_P — проводимость реактора. В относительных единицах

$$Q_P^* = K^2 \cdot b_P^*, \text{ где } b^* = b \cdot Z_B.$$

Линеаризованное уравнение управляемого реактора

$$\Delta Q_P^* = \frac{\partial Q_P^*}{\partial K} \cdot \Delta K + \frac{\partial Q_P^*}{\partial b_P^*} \cdot \Delta b_P = 2 \cdot K_0 \cdot b_{P_0}^* \cdot \Delta K + K_0^2 \cdot \Delta b_P^*.$$

С учетом уравнения регулятора реактора пропорционального действия, действующего по отклонению напряжения ΔK с коэффициентом усиления K_P ,

$$\Delta b_P^* = K_P \cdot \Delta K$$

окончательно имеем

$$\Delta Q_P^* = (2 \cdot b_{P_0}^* + K_0 \cdot K_P) \cdot K_0 \cdot \Delta K. \quad (2.25)$$

Получили три уравнения (2.24) и (2.25) с неизвестными ΔQ_P^* , ΔK , $\Delta\delta$. Определитель D этой системы с учетом равенства

$$b_{P_0}^* = \frac{Q_{P_0}^*}{K_0^2} = \frac{2}{K_0 \cdot \sin(\lambda)} \cdot (\cos(\delta_0) - K_0 \cdot \cos(\lambda))$$

имеет вид

$$D = 2 \cdot K_0 \cdot \cos(2 \cdot \delta_0) + K_0^3 \cdot K_P \cdot \sin(\lambda) \cdot \cos(\delta_0). \quad (2.26)$$

Как видим из (2.26), в заведомо устойчивом режиме, например, в режиме холостого хода ($\delta_0 = 0$), при отсутствии регулирования на реакторе ($K_P = 0$) и при поддержании на нем напряжения $U_P = U$ ($K_0 = 1$) определитель $D = 2 > 0$. С ростом нагрузки (с увеличением угла δ_0) определитель уменьшается и проходит через ноль при $\delta_0 = 45^\circ$, т. е. при

нагрузках по линии, отвечающих углам $\delta_0 = 45^\circ$ (90° на линии), происходит нарушение апериодической устойчивости. Как видно из (2.26), можно «задержать» переход определителя через ноль, т. е. увеличить допустимый угол δ_0 на линии введением автоматического регулирования реактивной мощности на реакторе $K_p > 0$, по крайней мере, до углов на участке $\delta_0 < 90^\circ$ (180° на линии).

Таким образом, при рассмотренной схеме компенсации сосредоточенным реактором (два участка линии) апериодическая устойчивость обеспечивается при угле на участке линии $\delta < 45^\circ$ при $K_p = 0$ (нерегулируемый реактор) и $\delta < 90^\circ$ при $K_p \rightarrow \infty$ (автоматически регулируемый реактор). Можно показать, что при любом числе участков, равном n , апериодическая устойчивость обеспечивается, если угол на участке $\delta < 90^\circ/n$ ($K_p = 0$) и $\delta < 90^\circ$ ($K_p \rightarrow \infty$). При реальном значении коэффициента регулирования реактора K_p угол на участке линии будет находиться в пределах $90^\circ/n < \delta < 90^\circ$ в зависимости от величины K_p .

Пример. Возможна ли по условию апериодической устойчивости режима передача мощности $P^* = 0,9$ (90 % от натуральной мощности) по электропередаче рис. 2.6 с участками $\lambda = 60^\circ$ при следующих условиях:

- а) при наличии нерегулируемого и неотключаемого реактора, выбранного из условия компенсации 50 % емкости линии;
- б) при наличии управляемого реактора, регулируемого «вручную» на поддержание напряжения $U_p = U$ ($K_0 = 0$) во всех режимах вплоть до $P_{0\max}^* = 0,9$;
- в) при наличии управляемого реактора с автоматической системой регулирования по отклонению напряжения с целью его поддержания на уровне $U_p = U$ ($K = 1$) во всех режимах $0 \leq P^* \leq 0,9$.

а) Эквивалентная постоянная B''_{Σ} ((2.9) и [1])

$$B''_{\Sigma} = \sin(2 \cdot \lambda) + b_{p_0}^* \cdot \sin^2(\lambda).$$

Из условия задачи следует, что при 50 % компенсации реактором емкости линии напряжение в средней точке в режиме холостого хода должно быть равно 1 ($K_0 = 1$), откуда, согласно (2.23), мощность реактора равна

$$Q_{p_0}^* = \frac{2}{\sin(\lambda)} \cdot (1 - \cos(\lambda)) = 1,15.$$

Значит $b_{p_0}^* = Q_{p_0}^* = 1,15$.

Таким образом, имеем $B''_{\Sigma} = 1,73$, и предельная передаваемая мощность равна

$$P^* = \frac{\sin(2 \cdot \delta)}{B''_{\Sigma}} \Big|_{\delta=45^\circ} = 0,58 < 0,9.$$

- б) Согласно (2.26) для определения значения δ_0 , отвечающего предельному по аperiodической устойчивости режиму, для схемы реактора без системы автоматического регулирования следует положить $K_p = 0$ (и $K_0 = 1$ по условию задачи). Имеем уравнение предельного по условию аperiodической устойчивости режима

$$2 \cdot \cos(2 \cdot \delta_0) = 0,$$

откуда для обеспечения устойчивости угол $\delta_{0\text{пред}}$ на участке линии должен быть $\delta_{0\text{пред}} < 45^\circ$.

Реактивная мощность реактора в этом предельном режиме

$$Q_{P_0}^* = b_{P_0}^* = \frac{2}{\sin(\lambda)} \cdot (\cos(45^\circ) - \cos(\lambda)) = 0,48$$

и предельная мощность

$$P_{\text{пред}}^* = \frac{\sin(90^\circ)}{\sin(2 \cdot \lambda) + b_{P_0}^* \cdot \sin^2(\lambda)} = 0,82 < 0,9,$$

т. е. передача расчетной мощности здесь также невозможна.

- в) При напряжениях по концам участков $U = 1$ угол на участке при $P^* = 0,9$ равен

$$\delta_0 = \arcsin(P_0^* \cdot \sin(\lambda)) = 51,2^\circ.$$

На основании (2.26) имеем необходимое значение коэффициента усиления K_p , которое обращает в ноль определитель D ,

$$K_p = -\frac{2 \cdot \cos(2 \cdot \delta_0)}{\sin(\lambda) \cdot \cos(\delta_0)} = -\frac{2 \cdot \cos(2 \cdot 51,2^\circ)}{\sin(60^\circ) \cdot \cos(51,2^\circ)} = 0,8.$$

Таким образом, все режимы передачи мощности $0 \leq P^* \leq 0,9$ будут аperiodически устойчивы, если коэффициент регулятора реактора будет (2.25) не меньше $K_p \geq 0,8$.

2.4. Оценка влияния управляемого шунтирующего реактора, установленного на шинах электрической станции, на показатели статической устойчивости режимов электропередачи

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) уже получили широкое распространение в электроэнергетических системах России, особенно на промежуточных подстанциях класса 500 кВ. Однако на электрических станциях по-прежнему применяются только нерегулируемые и, в основном, практически некоммутируемые реакторы (ШР). Такие реакторы постоянно нагружают генераторы реактивной мощностью вне зависимо-

сти от режима работы электропередачи, начиная от режима ее малых нагрузок до расчетных и предельных. Как показано в Примере 2 п. 2.1 и в [2], излишняя нагрузка генераторов ведет к существенным потерям в статорных и роторных цепях электрических машин, в их системах возбуждения, в повышающих трансформаторах блоков. Большие токовые нагрузки роторных цепей синхронных машин усложняют их системы охлаждения, ведут к снижению расчетного тока форсировки возбуждения машины в аварийных условиях и к общему снижению надежности работы генераторов электрических станций. Основным аргументом противников применения УШР на шинах электрических станций является снижение в случае УШР расчетной величины напряжения возбуждения синхронных генераторов, которая пропорциональна току возбуждения и снижение которого, в свою очередь, имеет место из-за уменьшения потребления реактивной мощности управляемым реактором (при росте передаваемой активной мощности). Для аргументированного возражения против этого бытующего заблуждения в данном разделе приведен сравнительный анализ показателей устойчивости для случаев применения на шинах электрической станции как ШР, так и УШР.

2.4.1. Расчетная схема и ее параметры

Для оценки влияния на показатели статической устойчивости управляемого шунтирующего реактора, установленного на шинах электрической станции, рассмотрим электропередачу «генератор — трансформатор — линия — шины бесконечной мощности» (см. рис. 2.3). Эквивалентный генератор соответствует двум синхронным генераторам ТВВ-500-2. Длина линии электропередачи (ВЛ) класса 500кВ подобрана таким образом, чтобы установленный на шинах электрической станции управляемый или неуправляемый шунтирующий реактор номинальной мощностью 180 МВАр компенсировал ровно половину зарядной мощности ЛЭП (этому условию отвечает ВЛ длиной 375 км). Параметры элементов электропередачи приведены в Приложении 1. Схема замещения электропередачи (без учета потерь, но с учетом емкости ВЛ) представлена на рис. 2.7.

С помощью схемы замещения в качестве начального приближения легко показать основное различие выражений, например для предельной передаваемой мощности для схемы с ШР или УШР.

Схема замещения рис. 2.7 может быть эквивалентирована к простейшей схеме замещения «ЭДС за реактивностью» путем перемножения матриц коэффициентов четырехполюсников, описывающих элементы электропередачи: генератор, трансформатор, реактор, линию [1].

Так, для эквивалентного продольного индуктивного сопротивления всей электропередачи, которое равно мнимой части коэффициента B_{Σ} эквивалентного четырехполюсника, можно получить

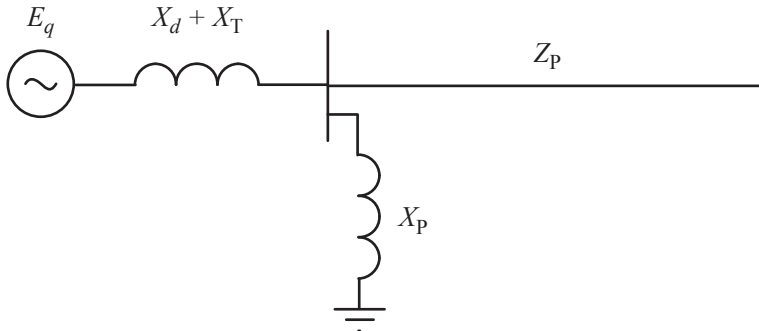


Рис. 2.7. Схема замещения электропередачи с неуправляемым/управляемым шунтирующим реактором (схема рис. 2.3)

$$B_{\mathcal{E}}''^{\text{ШР}} = Z_B \cdot \sin \lambda + (X_d + X_T), \quad (2.27)$$

где X_T — индивидуальное сопротивление трансформатора.

При установке УШР для эквивалентного продольного индуктивного сопротивления всей электропередачи ($B_{\mathcal{E}}$) в режимах передачи мощности свыше натуральной (предельной) можно получить (мощность УШР практически равна 0):

$$B_{\mathcal{E}}''^{\text{УШР}} = Z_B \cdot \sin \lambda + (X_d + X_T) \cdot \cos \lambda. \quad (2.28)$$

Таким образом, эквивалентное продольное индуктивное сопротивление в режимах, близких к предельным, в случае установки УШР принципиально ниже, чем в случае установки ШР.

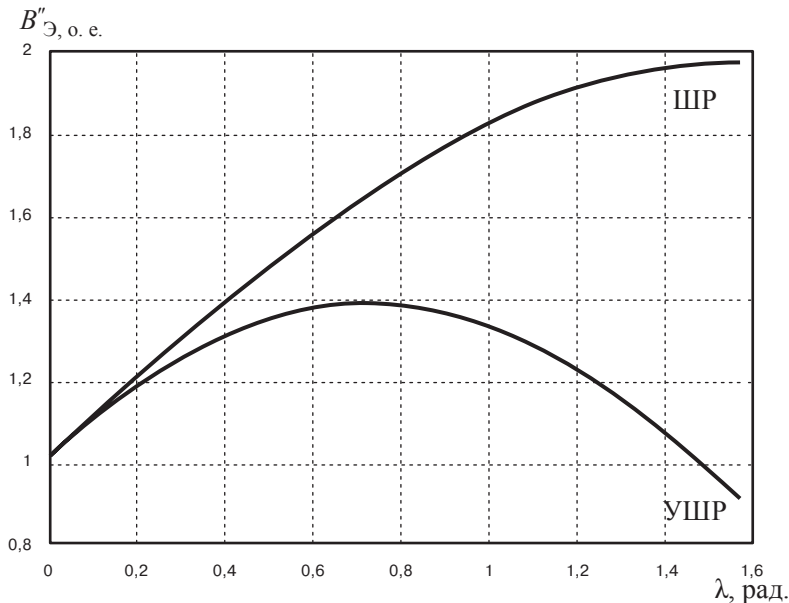


Рис. 2.8. Зависимость продольных индуктивных сопротивлений $B_{\mathcal{E}}''^{\text{ШР}}$ и $B_{\mathcal{E}}''^{\text{УШР}}$ в зависимости от длины линии в диапазоне волновых длин ($0 \div \pi/2$)

На рис. 2.8 представлена зависимость продольных индуктивных сопротивлений $B_{\Sigma}^{\text{ШР}}$ и $B_{\Sigma}^{\text{УШР}}$ от длины линии в диапазоне $(0 \div \pi/2)$. Тогда амплитуды угловых характеристик мощности электропередачи с ШР/УШР соответственно равны:

$$P_m^{\text{ШР}} = \frac{E_q \cdot U}{B_{\Sigma}^{\text{ШР}}}; \quad P_m^{\text{УШР}} = \frac{E_q \cdot U}{B_{\Sigma}^{\text{УШР}}}$$

и, следовательно, амплитуда угловой характеристики мощности в случае УШР всегда больше, чем в случае ШР при условии равенства внутренней ЭДС E_q в предельных режимах.

В случае ВЛ относительно малых длин (порядка 300 км и менее) ожидаемое различие в предельных значениях мощностей невелико, однако для УШР предельное значение мощности всегда принципиально больше (и тем больше, чем длиннее ВЛ (см. (2.28))). Результаты этого простого анализа будут подтверждены ниже на основании расчетов при более сложном математическом описании электропередачи.

Ниже в расчетах в основном предполагалось, что генераторы электрической станции оснащены автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия АРВ-СД (рис. 2.9), а в п. 2.4.4 проанализированы современные микропроцессорные АРВ с пропорционально-интегральным каналом (ПИ-канал) регулирования напряжения.

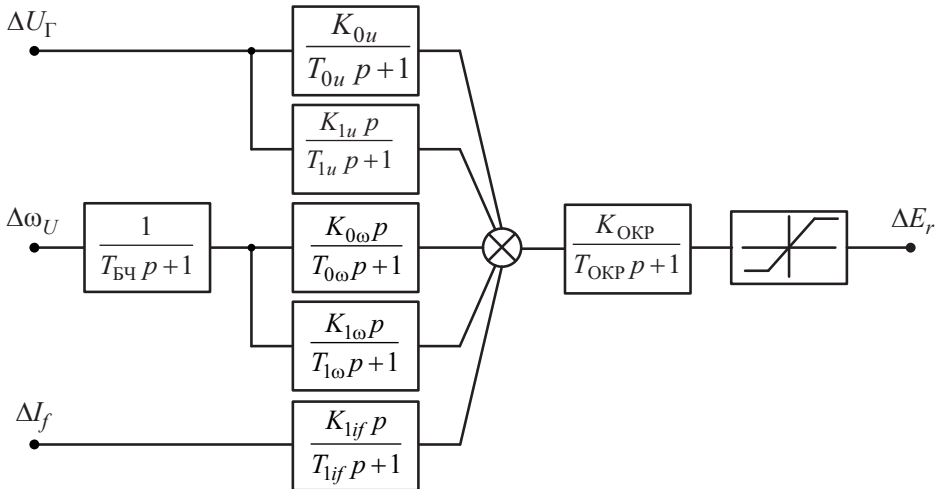


Рис. 2.9. Упрощенная структурная схема АРВ-СД

А. Автоматический регулятор возбуждения (АРВ) генератора

В основу математического описания АРВ положены передаточные функции его отдельных элементов.

Канал регулирования по отклонению напряжения представляется инерционным звеном, передаточная функция которого

$$W_{0u}(p) = \frac{K_{0u}}{T_{0u}p + 1},$$

где K_{0u} — коэффициент усиления канала регулирования по отклонению напряжения; T_{0u} — постоянная времени канала.

Канал регулирования по отклонению производной напряжения представляется инерционным дифференцирующим звеном. Передаточная функция канала имеет вид

$$W_{1p}(p) = K_{1u} \cdot W_{\Delta 1u}(p) = \frac{K_{1u} \cdot p}{T_{1u}p + 1},$$

где K_{1u} — коэффициент усиления канала; T_{1u} — постоянная времени канала. Максимальное абсолютное значение $K_{1u} = 7,2 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.} \cdot \text{с}}$, $T_{1u} = 0,039 \text{ с}$.

Блок частоты (БЧ) представляется инерционным дифференцирующим звеном

$$W_{\text{БЧ}}(p) = \frac{p}{T_{\text{БЧ}}p + 1},$$

где $T_{\text{БЧ}}$ — постоянная времени блока частоты. Для диапазона частот $(0 \div 50) \frac{1}{\text{А}}$ $T_{\text{БЧ}} = 0,07 \text{ с}$.

Канал регулирования по отклонению частоты напряжения представляется последовательным соединением пассивного дифференцирующего и усилительного безынерционного звеньев

$$W_{0\omega}(p) = K_{0\omega} \cdot W_{\Delta 0\omega}(p) = K_{0\omega} \cdot \frac{p}{T_{0\omega}p + 1},$$

где $K_{0\omega}$ — коэффициент усиления канала регулирования по отклонению частоты; $T_{0\omega}$ — постоянная времени канала. Максимальное значение коэффициента усиления $K_{0\omega} = 15 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{рад} \cdot \text{с}}$, $T_{0\omega} = 1 \text{ с}$.

Канал регулирования по отклонению производной частоты напряжения представляется последовательным соединением пассивного дифференцирующего и усилительного безынерционного звеньев:

$$W_{1\omega}(p) = K_{1\omega} \cdot W_{\Delta 1\omega}(p) = K_{1\omega} \cdot \frac{p}{T_{1\omega}p + 1},$$

где $K_{1\omega}$ — коэффициент усиления канала регулирования по производной частоты напряжения; $T_{1\omega}$ — постоянная времени канала. Максимальное значение коэффициента усиления $K_{1\omega} = 5,5 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{рад} \cdot \text{с}^2}$, $T_{1\omega} = 0,026 \text{ А}$.

Канал регулирования по отклонению производной тока возбуждения генератора представлен последовательным соединением инерционного усилительного и дифференцирующего звеньев с передаточной функцией

$$W_{1if}(p) = \frac{K_{1if}}{T_{1if}p + 1},$$

где K_{1if} — коэффициент усиления канала регулирования по производной тока возбуждения генератора; T_{1if} — постоянная времени канала.

Группа элементов, входящих в основной канал регулирования (усилитель, фильтр, система управления, тиристорный выпрямитель, обратная связь по напряжению обмотки возбуждения) представляется эквивалентным апериодическим звеном, передаточная функция которого может быть записана следующим образом

$$W_{OKP}(p) = \frac{1}{T_{OKP}p + 1},$$

где T_{OKP} — постоянная времени основного канала регулирования.

При исследовании процессов при конечных возмущениях также дополнительно учитываются следующие ограничения напряжения на обмотке возбуждения:

$$E_r = \begin{cases} E_r, E_{r \min} \leq E_r \leq E_{r \max}; \\ E_{r \max}, E_r > E_{r \max}; \\ E_{r \min}, E_r < E_{r \min}. \end{cases}$$

Каналы по отклонению частоты и ее производной ниже называются каналами стабилизации.

Б. Автоматический регулятор УШР

Так как в данном пункте мы рассматриваем влияние УШР на устойчивость и режимы электропередачи, то физические процессы в конструктивных элементах реактора (обмотках, фильтрах, магнитопроводах и т. д.) можно не учитывать, а тогда УШР удобно представить в виде переменной проводимости. В дальнейших расчетах автоматический регулятор УШР реализован в виде пропорционального регулятора с каналом по отклонению напряжения

$$(b_p - b_{p0}) = \frac{K_{0uP}}{(T_{0uP}p + 1)(T_{OKP}p + 1)}(U_p - U_{p0}),$$

где b_0 — проводимость УШР в исходном режиме; U_0 — напряжение в точке подключения УШР; K_{0u} — коэффициент усиления канала регулирования по отклонению напряжения УШР; T_{0uP} — постоянная времени канала; T_{OKP} — постоянная времени основного канала регулирования.

2.4.2. Сравнительная оценка влияния УШР/ШР на показатели статической устойчивости без учета каналов стабилизации на АРВ генератора

Для обоснованного выбора настроек регулятора генератора и УШР в сравниваемых вариантах и анализа их влияния на показатели устойчивости режимов электропередачи (в качестве таких показателей в основном будем считать корни характеристического уравнения системы маловозмущенного режима, в п. 2.4.3 дается расширенное толкование показателей устойчивости) выберем режим, примерно равный половине от расчетной передаваемой мощности: $P = 0,5$ о.е. (в долях от натуральной мощности ВЛ). Как показали дополнительные расчеты, подобным образом выбранные настройки обеспечивают достаточно хорошее демпфирование электромеханических переходных процессов во всем диапазоне передаваемых мощностей.

В качестве настроек АРВ выберем их типовые значения. Так, для обеспечения требований статизма регулирования величиной $\delta = 5\%$ коэффициент усиления канала регулирования по отклонению напряжения выберем из следующего условия: $K_{0u} = -\frac{1}{\delta} = -\frac{1}{0,05} = -20 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.}}$.

При выборе коэффициента усиления канала по производной напряжения (это касается любых подобных сигналов, например производной частоты или тока возбуждения) необходимо иметь в виду, что задание больших значений коэффициентов, иногда диктуемое кривыми равного затухания (т. е. требованиями статической устойчивости), может входить в противоречие с требованиями динамической устойчивости, когда при существенно больших входных сигналах будет формироваться огромный по величине сигнал управления, который будет ограничиваться для исключения недопустимых воздействий на обмотку возбуждения и за счет этого ограничения эффект от большого коэффициента усиления будет сравнительно малым. С учетом того, что сигнал по производной может превышать в несколько раз сигнал по отклонению, значение коэффициента по производной принимается существенно меньшим. С учетом вышесказанного выберем его значение равным $K_{1u} = -5 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.} \cdot \text{с}}$ [12].

Для начала найдем показатели аperiodической и колебательной устойчивости электропередач без реакторов, с ШР и УШР (при различном быстродействии), т. е. найдем корни характеристического уравнения маловозмущенного режима. Сделаем это при нулевых значениях коэффициентов усиления каналов стабилизации и коэффициентов усиления каналов регулирования по отклонению напряжения и его производной -20 и -5 соответственно. Результаты расчета представлены в табл. 2.1. При этом коэффициент усиления канала регулирования по отклонению напряжения УШР примем равным -20 .

Таблица 2.1. Основные корни маловозмущенного режима передачи мощности $P = 0,55$

Без ШР/УШР	ШР	УШР, $\tau_p = 1$ с	УШР, $\tau_p = 0,1$ с
$-0,1978 \pm 7,4177i$ $-0,4092$	$-0,2457 \pm 7,5213i$ $-0,4491$	$-0,2403 \pm 7,5605i$ $-0,1991$	$-0,3268 \pm 7,5999i$ $-0,2084$

Из табл. 2.1 видно, что установка на шинах электрической станции УШР (с достаточно большой постоянной времени $\tau_p = 1,0$ с — она отвечает скорости набора мощности реактора $3\tau_p = 3,0$ с) вместо ШР уменьшает примерно вдвое основной вещественный корень характеристического уравнения (т. е. уменьшает скорость затухания аperiodической составляющей движения) и практически не влияет на колебательную устойчивость (на затухание колебательной составляющей движения). Анализ данных на рис. 2.10 подтверждает вывод, сделанный на основании данных табл. 2.1, о снижении величины аperiodического корня для любого значения коэффициента K_{0u} в случае установки УШР.

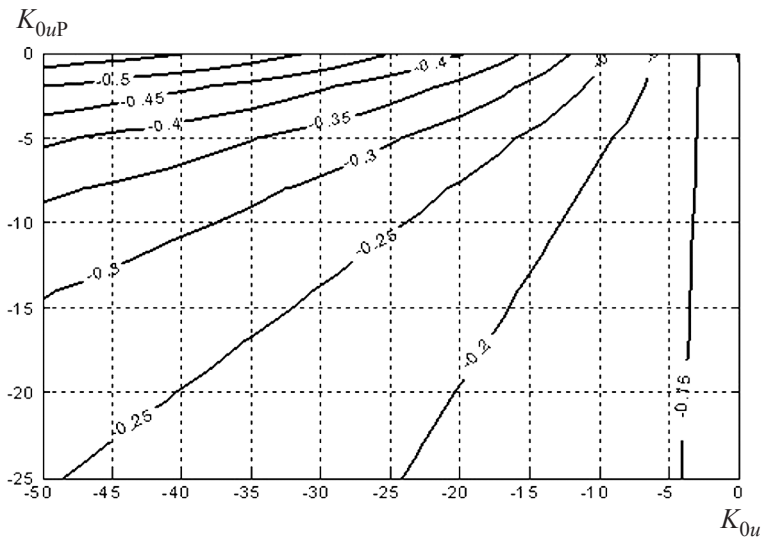


Рис. 2.10. Зависимость показателей аperiodической устойчивости от коэффициентов усиления каналов регулирования по отклонению напряжения АРВ генератора и УШР

На рис. 2.11 можно видеть влияние на показатели колебательной устойчивости постоянной времени УШР и коэффициента усиления канала регулирования по отклонению напряжения УШР. Данные рис. 2.11 свидетельствуют о том, что увеличение по модулю K_{0u} увеличивает затухание колебательной составляющей движения, однако это увеличение невелико, и следует признать нецелесообразным воздействие на коэффициент K_{0u}

для этой цели. Увеличение быстродействия УШР (снижение постоянной времени УШР) для этой же цели, как видно из рисунка, также нецелесообразно.

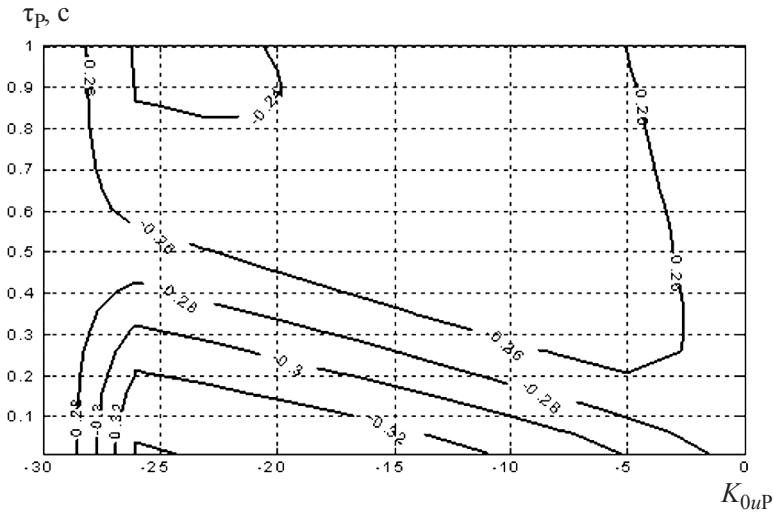


Рис. 2.11. Зависимость показателей колебательной устойчивости от коэффициента усиления канала регулирования по отклонению напряжения и постоянной времени УШР (при $K_{0u} = -20$)

2.4.3. Сравнительная оценка влияния УШР/ШР на показатели статической устойчивости с учетом каналов стабилизации на АРВ генератора

Так как в реальных условиях каналы стабилизации на АРВ генераторов весьма эффективно увеличивают демпфирование электромеханических переходных процессов, то учтем их действие при сравнительных исследованиях показателей устойчивости электропередачи с ШР или УШР.

Выполним настройку каналов стабилизации АРВ генераторов для случаев:

- на шинах электрической станции установлен неуправляемый ШР;
- на шинах электрической станции установлен УШР с быстродействием $\tau_p = 1$ с (скорость набора мощности составляет $3\tau_p = 3$ с);
- на шинах электрической станции установлен УШР с быстродействием $\tau_p = 0,1$ с (скорость набора мощности составляет $3\tau_p = 0,3$ с).

Выбор коэффициентов стабилизации на АРВ генератора произведем на основании построения кривых D-разбиения (рис. 2.12–2.14) в плоскости параметров $K_{0\omega}$ и $K_{1\omega}$ при $K_{0u} = -20 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.}}$ (для ШР) и для УШР:

$K_{0u} = -20 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.}}$, $K_{0u} = -20$. Выбранные с помощью этих рисунков

коэффициенты стабилизации отвечают максимальным затуханиям основной колебательной составляющей переходного процесса, и в этом смысле они могут быть названы оптимальными.

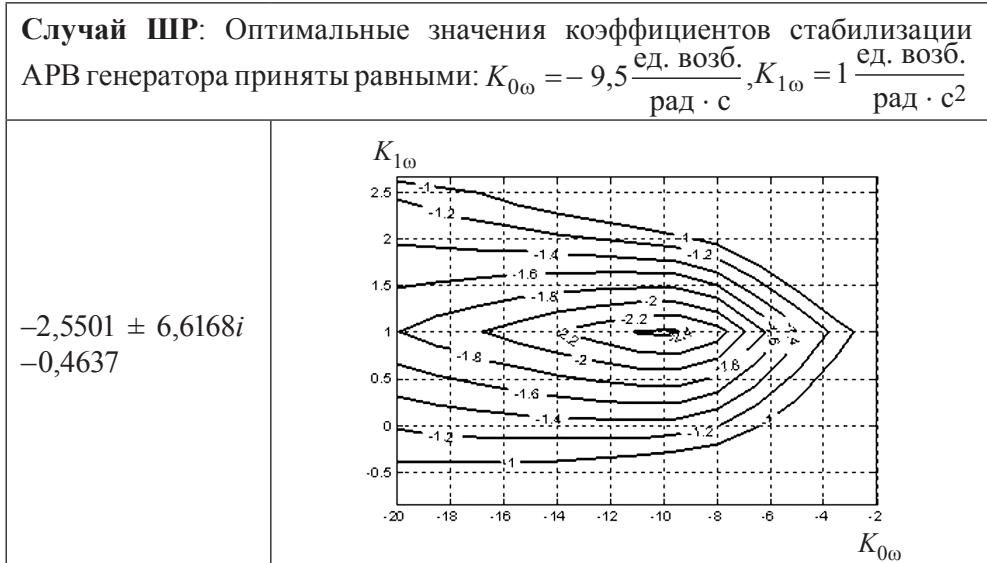


Рис. 2.12. Линии равного затухания для определения оптимальных коэффициентов демпфирования по частоте и ее производной (случай ШР)

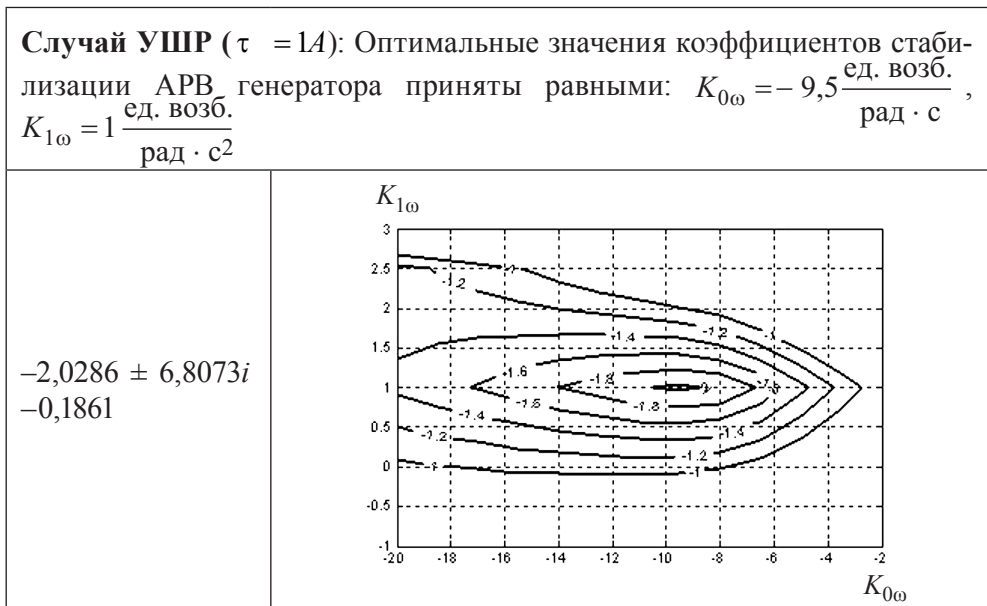


Рис. 2.13. Линии равного затухания для определения оптимальных коэффициентов демпфирования по частоте и ее производной (случай УШР при постоянной времени $\tau_p = 1$ с)

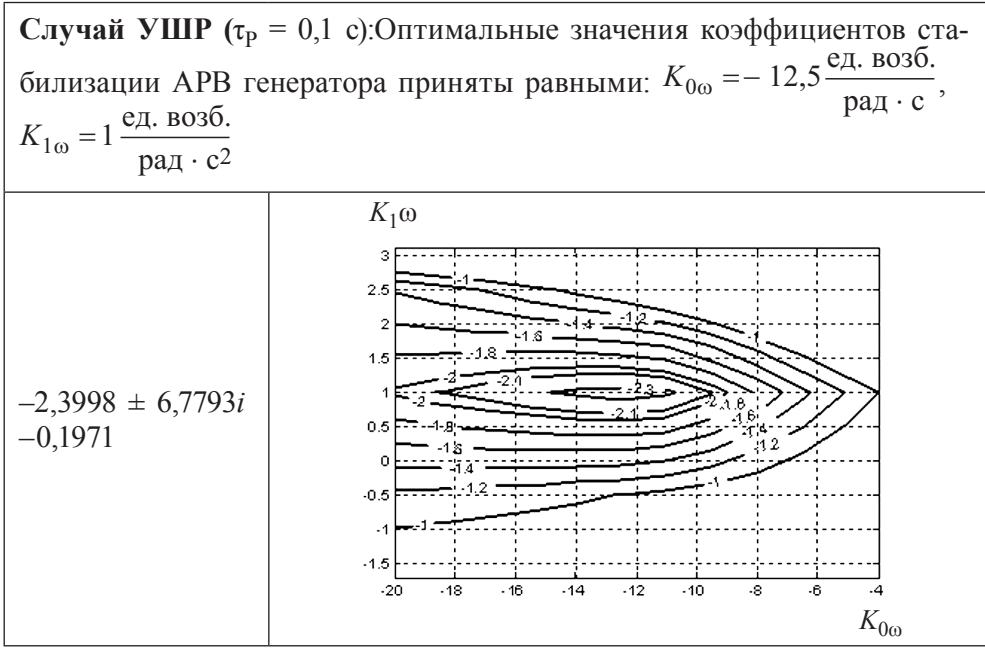


Рис. 2.14. Линии равного затухания для определения оптимальных коэффициентов демпфирования по частоте и ее производной (случай УШР при $\tau_p = 0,1$ с)

Из рис. 2.12–2.14 следует, что затухание основной колебательной составляющей движения несколько снижается при замене ШР на УШР, но при обычно принятых настройках коэффициентов стабилизации АРВ отвечает приемлемому ее затуханию как в случае ШР, так и УШР (при примерно одинаковых настройках в обоих случаях).

Рассмотрим более подробно принципиально важный момент снижения абсолютного значения вещественного корня характеристического уравнения (для случая установки на шинах станции УШР вместо ШР), что отвечает замедлению в случае УШР затухания аperiodических составляющих движения по сравнению с ШР (примерно в 2 раза).

Качество переходного процесса в маловозмущенном режиме зависит не только от корней характеристического уравнения, но и от величин начальных и конечных значений составляющих движения. Так, на рис. 2.15–2.17 представлены результаты расчетов переходных процессов, возникающих при малых (но конечных) возмущениях на электропередаче, связанных с набросом передаваемой активной мощности на величину 0,05 о.е. (в исходном установившемся режиме мощность $P_0 = 0,5$ о.е.) при различных коэффициентах усиления каналов по отклонению напряжения АРВ генератора и регулятора УШР.

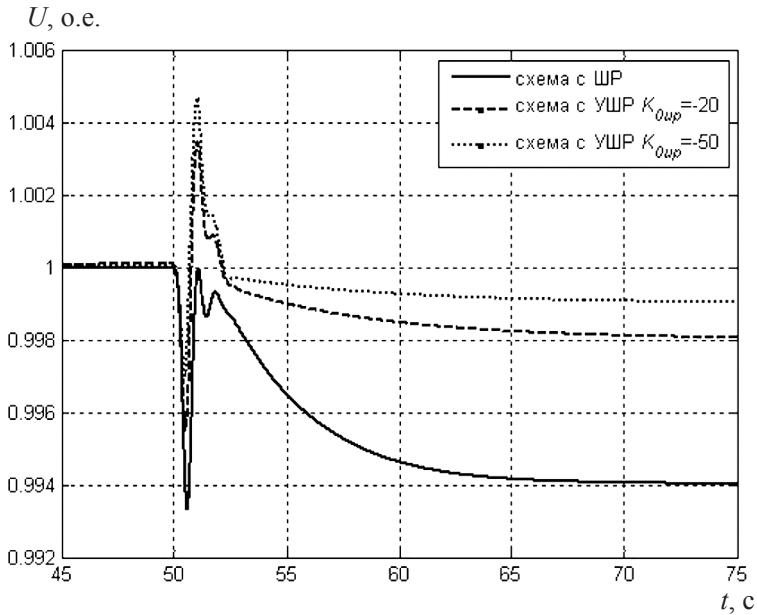


Рис. 2.15. Переходный процесс изменения напряжения на шинах электрической станции при малых (но конечных) возмущениях на электропередаче, связанных с набросом передаваемой активной мощности. АРВ генератора имеет $K_{0u} = -10$

На рис. 2.15 (выполненном для $K_{0u} = -10 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.}}$ при вариации K_{0u}) отчетливо видно, что, несмотря на более быстрое затухание апериодической составляющей движения в случае ШР (сплошная кривая), качество переходного процесса здесь хуже, чем в случае УШР (пунктирные кривые) при меньшем по модулю апериодическом корне. Как видно из рисунка, это вызвано различием в установившихся значениях режимных параметров (в частности напряжения на шинах станции), которое имеет место из-за изменения проводимости УШР. При увеличении коэффициента усиления на АРВ генератора K_{0u} (рис. 2.16–2.17) характеристики переходных процессов в случаях ШР и УШР сближаются. И все же отметим, что независимо от настроек АРВ генератора, отклонение напряжения при возмущении режима электропередачи (например, при набросе мощности) в случае УШР принципиально меньше (ближе к уставке), чем в случае ШР, что физически объясняется тем, что проводимость УШР после данного возмущения начнет уменьшаться (что способствует повышению напряжения), а проводимость ШР останется прежней. При реальных значениях коэффициента усиления канала регулирования по отклонению напряжения на генераторе, однако это различие невелико. Расчеты переходных процессов при малом сбросе нагрузки не обладают какими-то особенностями по сравнению с набросом и потому не приводятся.

Моделирование единичного малого наброса активной мощности на электропередаче реализуется путем скачкообразного изменения механического момента турбины, что соответствует, например, отключению местной нагрузки или — разгрузке параллельной связи (отключение нагрузки на этой связи).

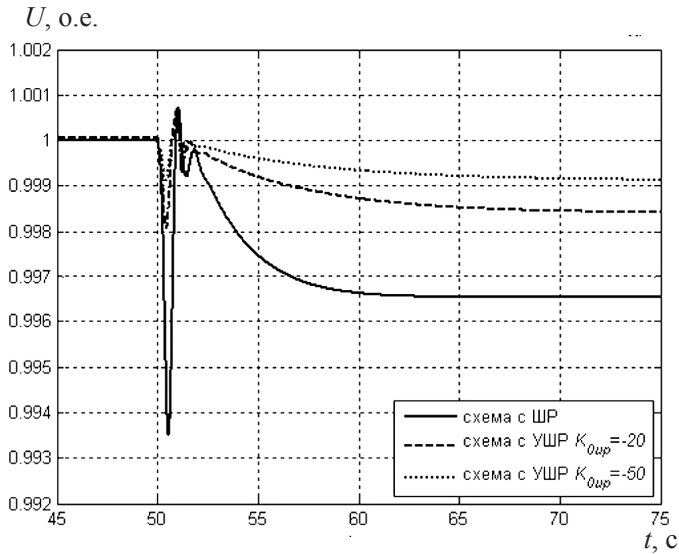


Рис. 2.16. Переходный процесс изменения напряжения на шинах электрической станции при малых (но конечных) возмущениях на электропередаче, связанных с набросом передаваемой активной мощности. АРВ генератора имеет $K_{0u} = -20$

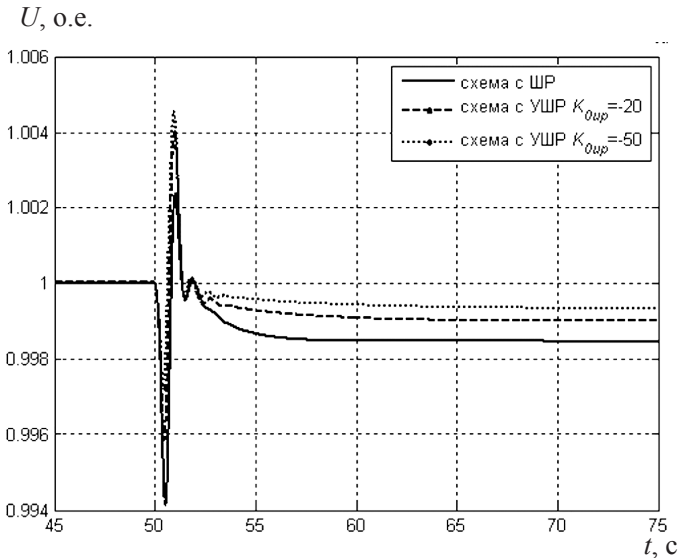


Рис. 2.17. Переходный процесс изменения напряжения на шинах электрической станции при малых (но конечных) возмущениях на электропередаче, связанных с набросом передаваемой активной мощности. АРВ генератора имеет $K_{0u} = -50$

Таким образом, как показывают приведенные расчеты, сниженное значение модуля основного вещественного корня, имеющее место при замене ШР на УШР, не приводит к ухудшению качества переходных процессов при малом возмущении режимов электропередачи. Наоборот, при возмущениях в схеме с УШР, благодаря его регулировочной способности, напряжение в течение всего переходного процесса остается всегда ближе к уставке, т. е. выше, чем в случае ШР.

2.4.4. Определение требований к целесообразному сочетанию коэффициентов усиления по отклонению напряжения АРВ генератора и регулятора УШР

Установка УШР на шинах электрической станции позволяет добиться снижения потерь в статорных и роторных цепях электрических машин, в их системах возбуждения, а также — в повышающих трансформаторах блоков за счет возможности плавного регулирования потребления реактивной мощности во всех режимах работы линий электропередач в диапазоне от малых нагрузок до мощности, близкой к натуральной. Для оценки величины потребляемой мощности УШР, требуемой для обеспечения разгрузки генератора от реактивной мощности, в зависимости от передаваемой P , запишем выражения для угловых характеристик активной и реактивной мощностей линии электропередачи с учетом потерь

$$P_1 = U_1^2 \cdot g_{11} + \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{12}} \cdot \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}); \quad (2.29)$$

$$Q_1 = -U_1^2 \cdot b_{11} - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{12}} \cdot \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}). \quad (2.30)$$

Из формулы (2.29) для всех заданных значений передаваемой активной мощности можно определить угол на линии δ_{12} при известных напряжениях по ее концам U_1 и U_2 . Далее из выражения (2.30) можно определить текущее значение мощности УШР на шинах станции, за счет которой можно обеспечить режим работы генераторов электрической станции, близкий к $\cos\varphi_{\Gamma} = 1$ (во всех режимах работы электропередачи от режима холостого хода до режима передачи натуральной мощности) — см. рис. 2.18.

Изменение передаваемой мощности P вызывает переходный процесс изменения, в частности напряжения на шинах станции, который, в свою очередь, приводит в действие регулятор реактора и АРВ генератора.

Проведем серию расчетов электромеханических переходных процессов при изменении генерируемой активной мощности в диапазоне $(0,5 \div 0,8)$ о.е. при варьировании коэффициентов усиления каналов регулирования по отклонению напряжения АРВ генераторов K_{0u} и УШР K_{0up} :

- для рис. 2.19 принято $K_{0u} = -20 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.}}$;
- для рис. 2.20 принято $K_{0u} = -50 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.}}$.

Из рис. 2.19, *а*, *б* видно, что при $K_{0uP} = -5$ изменение передаваемой активной мощности от 0,5 до 0,8 о.е. приводит к снижению напряжения до 0,992 о.е. (рис. 2.19, *б*). Это, в свою очередь, уменьшает проводимость УШР с 0,2 о.е. до 0,16 о.е. (см. рис. 2.19, *в*). При этом, как видно из рис. 2.19, *з*, *д*, практически вся реактивная мощность в начале линии потребляется в УШР, а лишь незначительная часть (0,02 о.е.) генератором (рис. 2.19, *д*, *е*). Также из рис. 2.19, *д* видно, что увеличенное с $\tau_p = 1$ с до $\tau_p = 0,1$ с быстродействие УШР не оказывает влияния на режимы работы системы в целом. Полученные результаты, в основном, соответствуют зависимости рис. 2.18, пригодной для анализа установившихся режимов и построенной при условии идеального поддержания уровня напряжения на шинах электрической станции, равного $U = 1,0$ о.е.

$Q_{\text{УШР}}$, о.е.

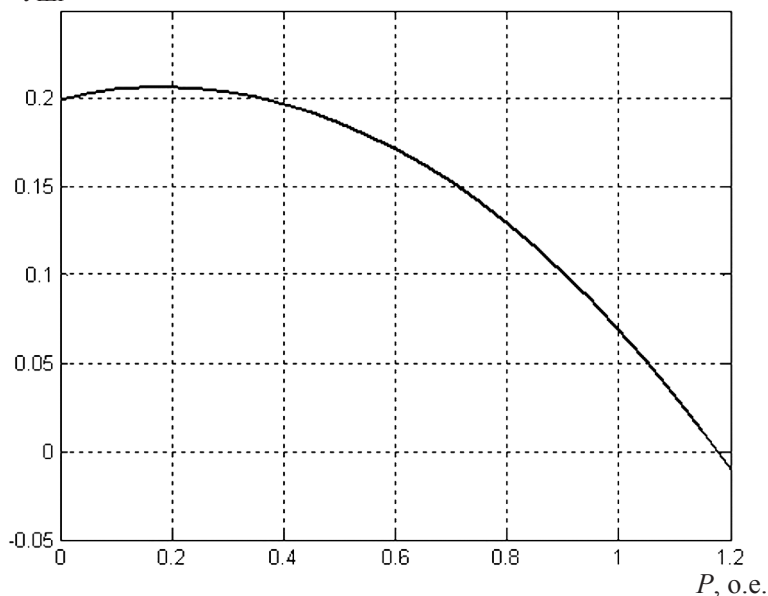


Рис. 2.18. Зависимость необходимой мощности УШР от передаваемой активной мощности для обеспечения режима работы генераторов с $\cos\varphi_T = 1$

Увеличение по модулю коэффициента усиления канала регулирования по отклонению напряжения УШР до $K_{0uP} = -50$, с одной стороны, позволяет улучшить показатели статизма регулирования (изменение передаваемой активной мощности от 0,5 до 0,8 о.е. привело к снижению напряжения до 0,997 о.е. — см. рис. 2.19, *б*), а с другой — к перерегулированию

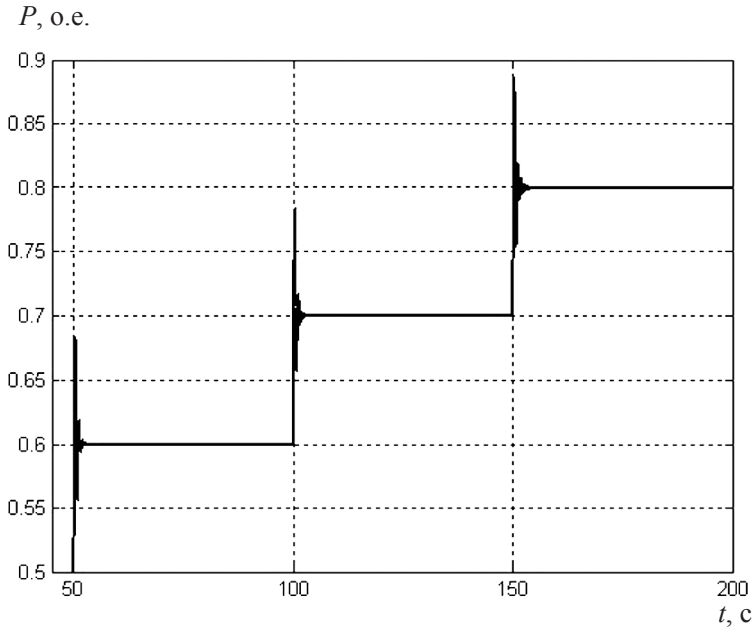


Рис. 2.19, а. Изменение активной мощности. $K_{0u} = -20$

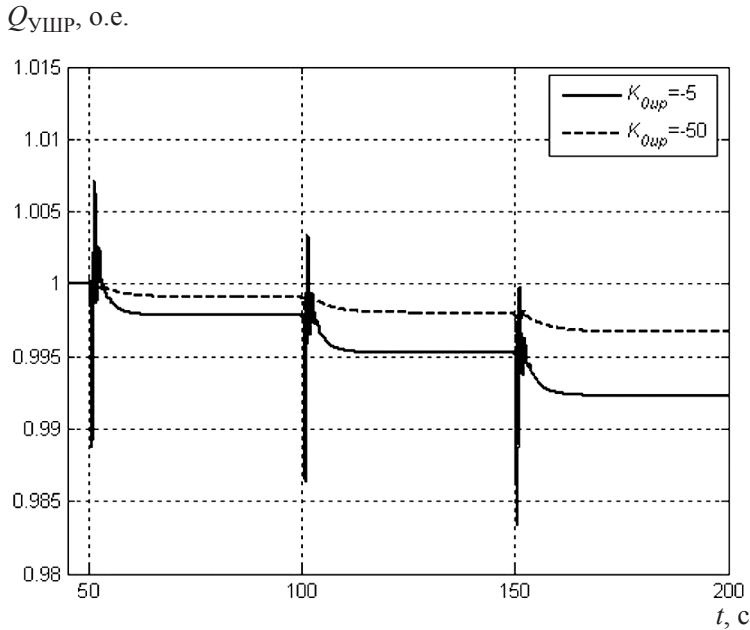


Рис. 2.19, б. Изменение напряжения в точке подключения УШР (на шинах станции). $K_{0u} = -20$

B_p , о.е.

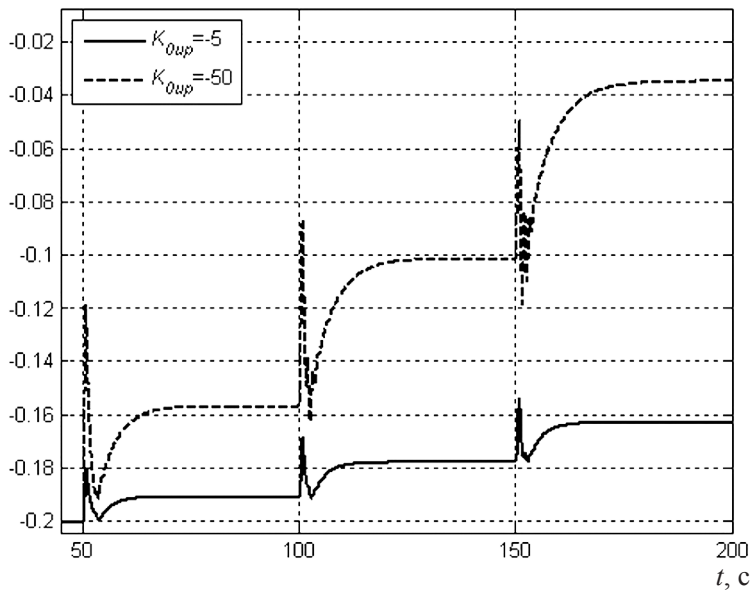


Рис. 2.19, в. Изменение проводимости УШР. $K_{0u} = -20$

Q_1 , о.е.

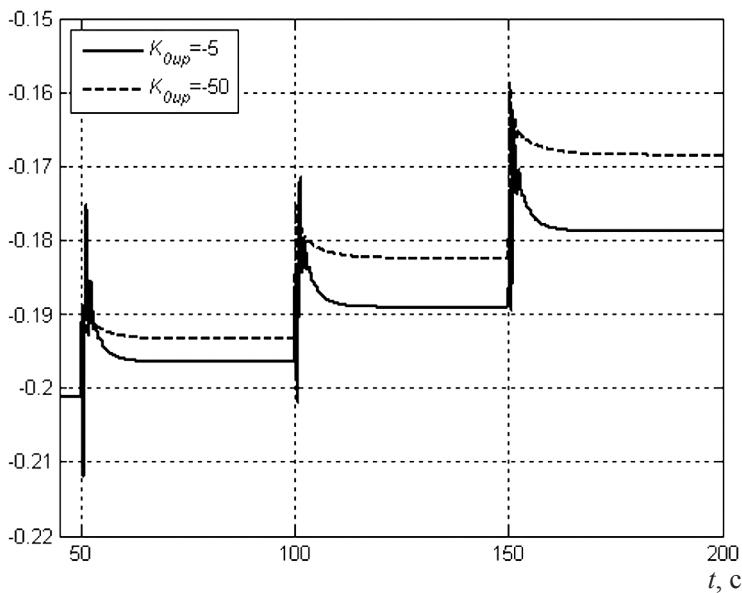


Рис. 2.19, г. Изменение реактивной мощности в начале линии. $K_{0u} = -20$

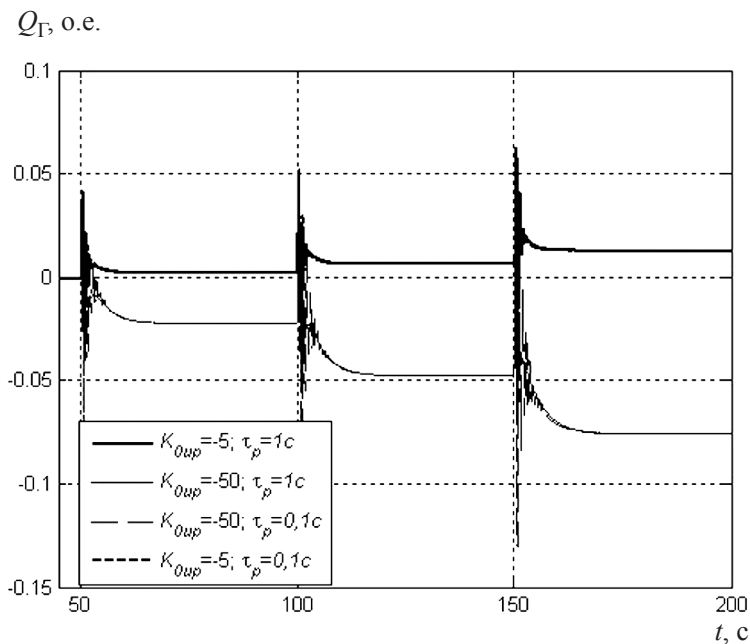


Рис. 2.19, д. Изменение генерируемой реактивной мощности. $K_{0u} = -20$

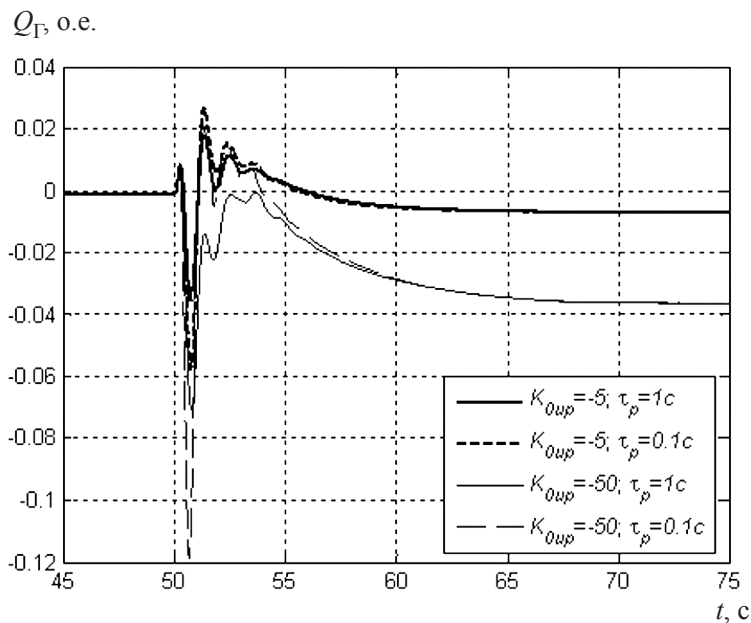


Рис. 2.19, е. Изменение генерируемой реактивной мощности (с увеличенной разверткой по времени для $t = 50-70$ с). $K_{0u} = -20$

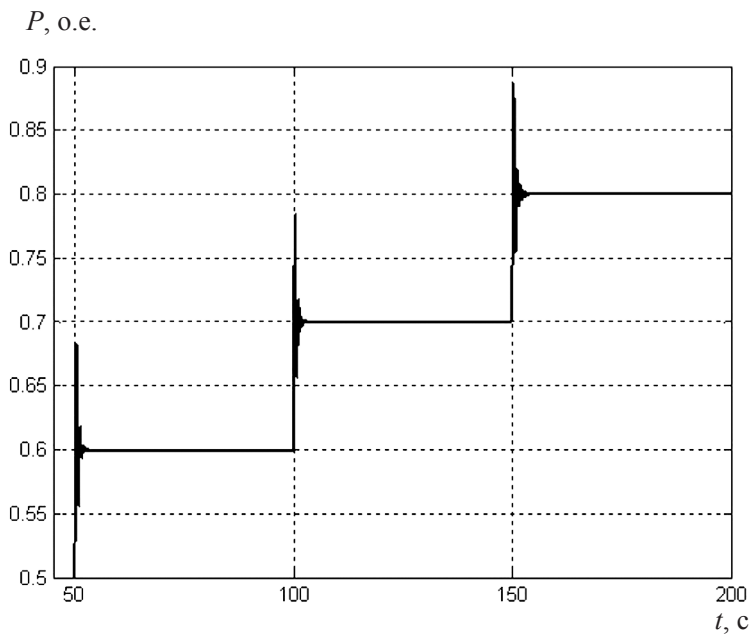


Рис. 2.20, а. Передаваемая по ВЛ в систему активная мощность. $K_{0u} = -50$

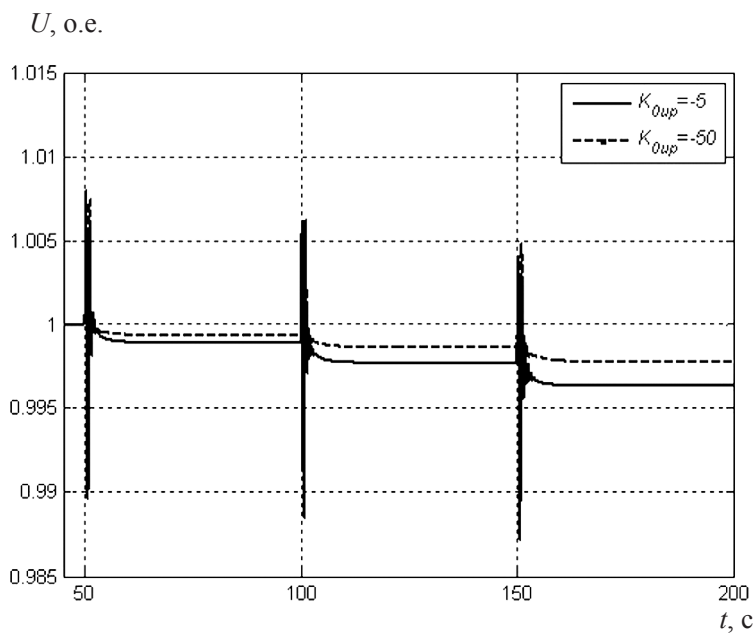


Рис. 2.20, б. Изменение напряжения в точке подключения УШР (на шинах станции). $K_{0u} = -50$

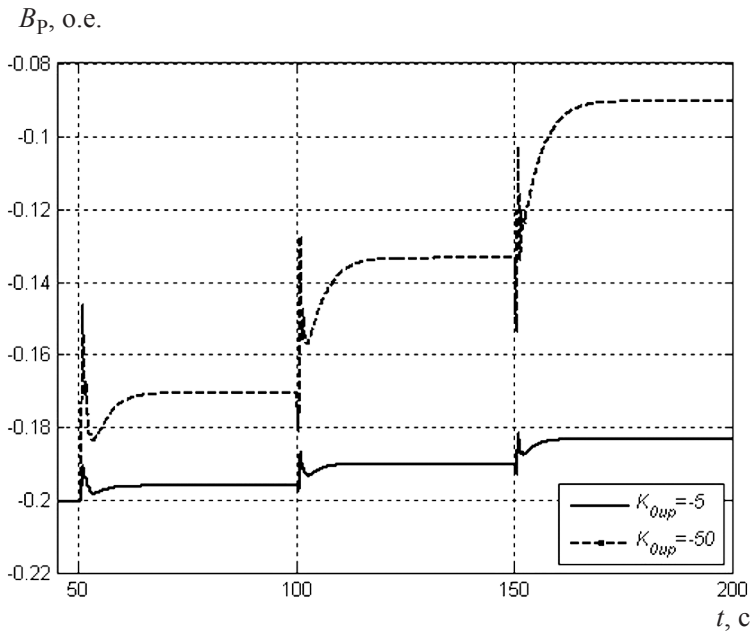


Рис. 2.20, в. Изменение проводимости УШР. $K_{0u} = -50$

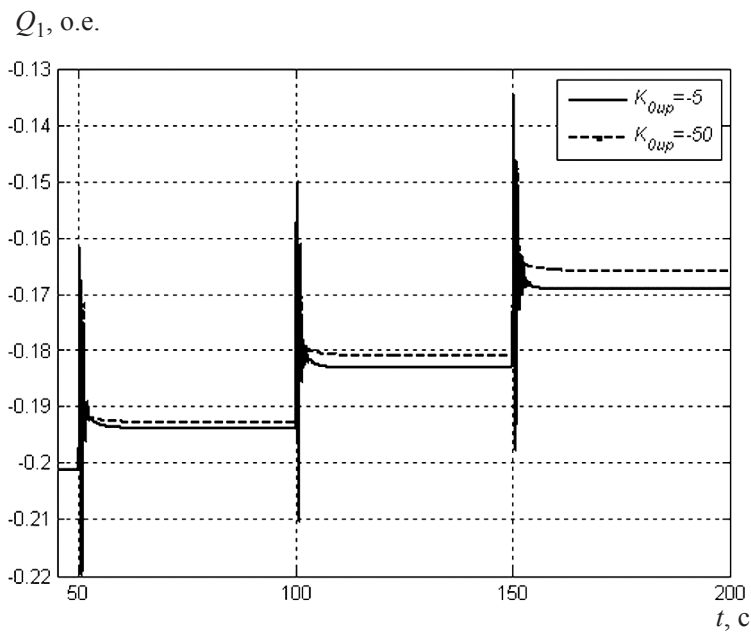


Рис. 2.20, г. Изменение реактивной мощности в начале линии. $K_{0u} = -50$

Q_{Γ} , о.е.

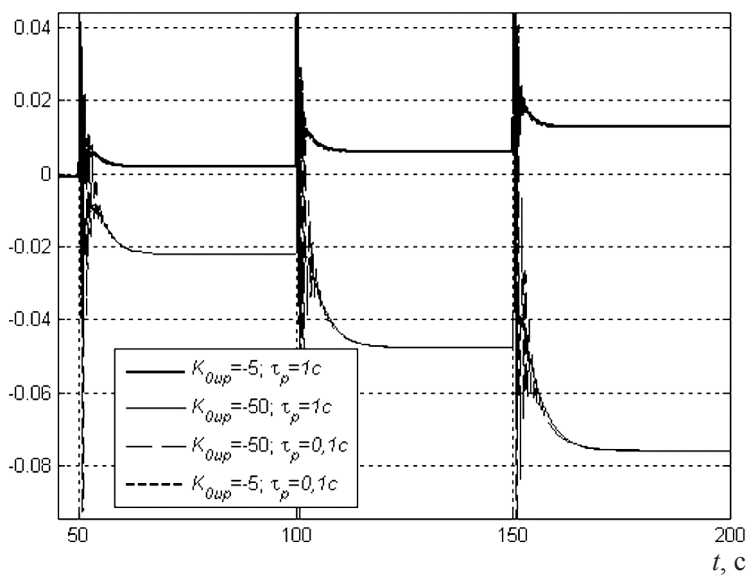


Рис. 2.20, д. Изменение генерируемой реактивной мощности. $K_{0u} = -50$

Q_{Γ} , о.е.

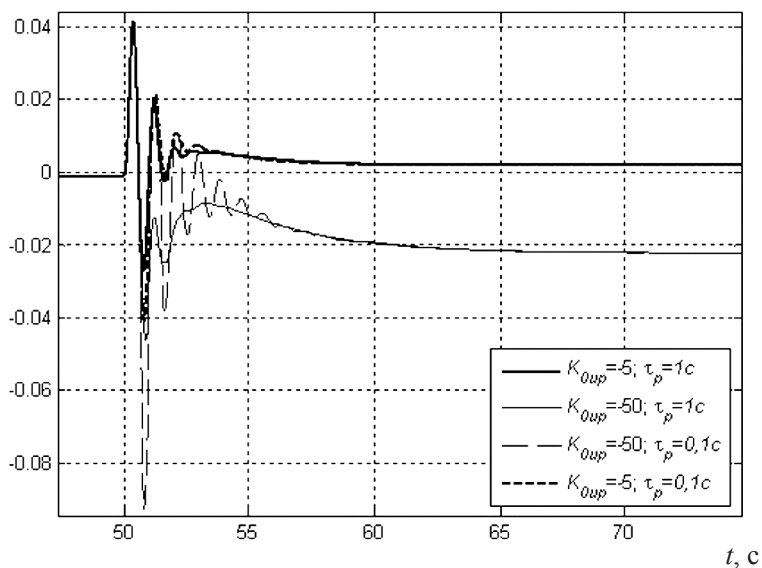


Рис. 2.20, е. Изменение генерируемой реактивной мощности с увеличенной разверткой по времени для $t = 50-70$ с. $K_{0u} = -50$

(излишняя разгрузка УШР — см. рис. 2.19, в), вследствие чего возникло неблагоприятное перераспределение потребляемой реактивной мощности между УШР и генераторами для обеспечения баланса реактивной мощности в узле (см. рис. 2.19, з, д, е) при том же режиме работы линии электропередачи. Следует отметить, что увеличение быстродействия УШР с $\tau_p = 1$ с до $\tau_p = 0,1$ с влияет только на характер переходного процесса, но не на распределение потребляемой реактивной мощности между генераторами и УШР.

Повторим проведенные расчеты рис. 2.19 для коэффициента по отклонению напряжения АРВ генераторов $K_{0u} = -50 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.}}$. Результаты даны на рис. 2.20.

Так, из рис. 2.20, в видно, что при $K_{0uP} = -5$ изменение передаваемой активной мощности от 0,5 до 0,8 о.е. привело к слабому изменению проводимости УШР: с 0,2 о.е. до 0,183 о.е. При этом, как видно из рис. 2.20, д, е, такого регулирования становится недостаточно для обеспечения $\cos\varphi = 1$, и УШР нагружает генератор дополнительной реактивной мощностью: в этом случае роль УШР в поддержании уровня напряжения и влиянии на режим работы системы снижается. Увеличение по модулю коэффициента канала по отклонению напряжения УШР с $K_{0uP} = -5$ до $K_{0uP} = -50$ также не дает удовлетворительного результата: приводит к уже известной ситуации, когда вследствие перерегулирования УШР излишне резко снижает (сбрасывает) свою мощность, вследствие чего происходит неблагоприятное перераспределение потребляемой реактивной мощности для обеспечения баланса реактивной мощности в узле.

Примеры показывают, что для обеспечения желаемого распределения реактивной мощности между генератором и УШР следует осуществлять определенную координацию настроек коэффициентов K_{0u} , K_{0uP} .

На рис. 2.21 в плоскости коэффициентов $K_{0u}-K_{0uP}$ приведены зоны режимов работы генераторов (режим недовозбуждения — $\varphi_r < 0^\circ$, режим перевозбуждения — $\varphi_r > 0^\circ$, режим с $\varphi_r \approx 0^\circ$) в зависимости взаимных сочетаний коэффициентов каналов по отклонению напряжения регуляторов генераторов и УШР: K_{0u} и K_{0uP} соответственно (параметром на этих кривых являются постоянные аperiodического движения системы). Видно, что при всех парах коэффициентов, обеспечивающих режим работы генераторов с $\varphi_r \approx 0^\circ$, постоянная времени затухания аperiodической составляющей движения примерно одинакова и равна $\tau_0 = 2,9 \div 3,3A$.

Таким образом, для эффективного использования УШР (т. е. для обеспечения работы генераторов с углом нагрузки, близким к $\cos\varphi = 1$), установленного на шинах электрической станции, необходима правильная настройка коэффициента канала по отклонению напряжения УШР с

учетом выбранных коэффициентов АРВ генераторов, либо их совместная координация в случае возможности корректировки ранее настроенных коэффициентов АРВ генераторов. Например, при настройке АРВ генератора $K_{0и} = -50 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.}}$ целесообразно модуль коэффициента усиления канала по отклонению напряжения УШР $K_{0иР}$ выбрать в диапазоне (10...15).

Специальное повышение быстродействия УШР, например, до $\tau_p = 0,1$ с и менее (установка УШР трансформаторного типа), как видно из расчетов, приведенных на рис. 2.19, *д, е* или рис. 2.20, *д, е*, не может быть обоснована, так как не имеет преимуществ.

Итак, в случае применения статических систем регулирования возбуждения синхронных генераторов для обеспечения минимального значения реактивной мощности на зажимах генератора в рабочих режимах необходима правильная координация настроек АРВ генератора и регулятора УШР (рис. 2.21).

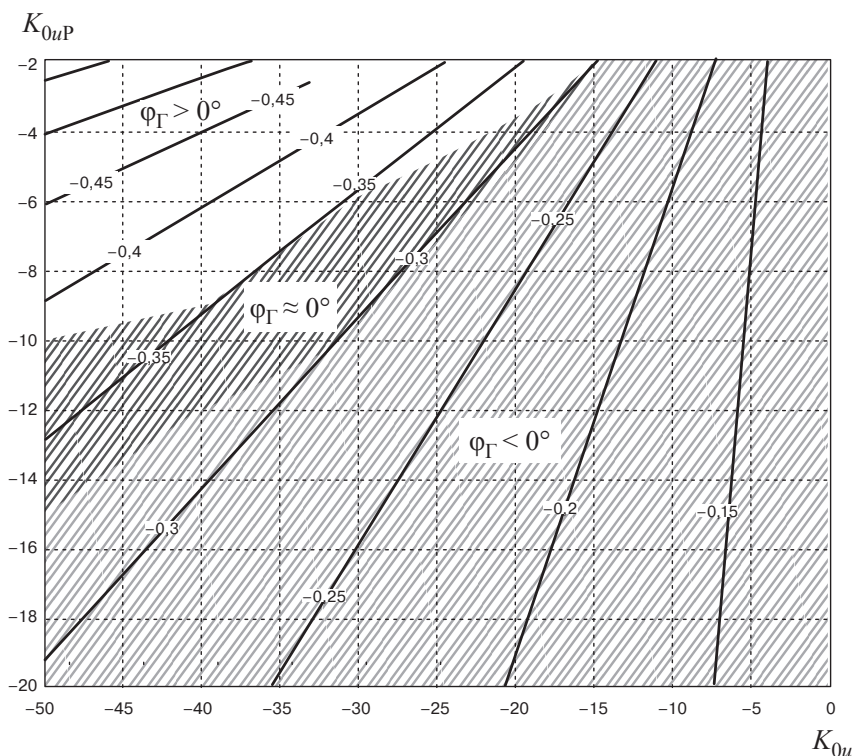


Рис. 2.21. Координация настроек регуляторов генератора $K_{0и}$ и УШР $K_{0иР}$ для обеспечения заданного режима генератора по реактивной мощности (зоны разного цвета), определяемых с помощью кривых равного затухания основной составляющей аperiодической движения

2.4.5. Оценка эффективности установки УШР на шинах электрической станции при оснащении генераторов современными микропроцессорными регуляторами возбуждения

Автоматический регулятор возбуждения АРВ-СДП1 был самым распространенным регулятором в XX веке. Начиная с 2004 г. идет интенсивное внедрение цифровых систем возбуждения. В большинстве случаев статическая зависимость выходной величины от внешних воздействий является нежелательной и создает погрешность управления, поэтому статизм надо уменьшать. Статическое отклонение уменьшается при увеличении коэффициента передачи системы, однако для практически полного устранения статического отклонения требуется значительно увеличивать коэффициент усиления канала регулирования по отклонению напряжения K_{0u} , что невозможно вследствие значительного ухудшения уровня колебательной устойчивости. При этом на ранних этапах развития систем возбуждения аналоговые автоматические регуляторы возбуждения не позволяли динамически изменять величину коэффициента K_{0u} при возникновении электромеханических колебаний ротора. Теоретически проблема обеспечения нулевого статизма регулирования различных систем автоматического управления решена достаточно давно с помощью различных методов, среди которых — создание астатических систем управления на основе интегрирующих звеньев. Однако данный метод обеспечения нулевого статизма регулирования в автоматических регуляторах возбуждения синхронных генераторов получил широкое распространение только после бурного развития микропроцессорной техники.

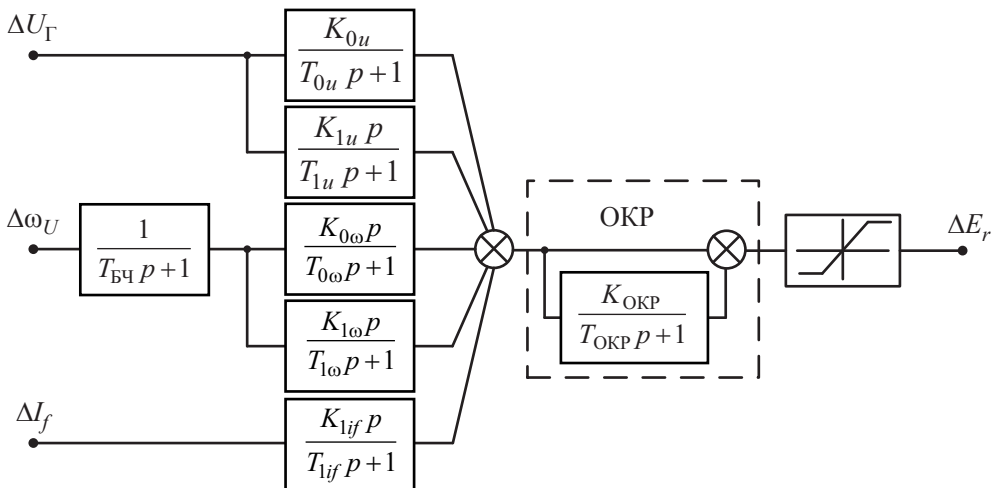


Рис. 2.22. Упрощенная структурная схема АРВ-М

Современные отечественные и зарубежные микропроцессорные АРВ оснащаются пропорционально-интегральным каналом (ПИ-канал) регулирования напряжения с существенно сниженным коэффициентом усиления канала регулирования по отклонению напряжения K_{0u} . Это приводит к повышению уровней колебательной устойчивости и уменьшению величины необходимых значений коэффициентов усиления по каналам стабилизации. В качестве примера на рис. 2.22 представлена упрощенная структурная схема современного отечественного микропроцессорного автоматического регулятора возбуждения типа АРВ-М.

Общий канал регулирования (ОКР) автоматического регулятора возбуждения АРВ-М (рис. 2.22) формирует пропорционально-интегральный закон регулирования и, таким образом, обеспечивает астатическое регулирование напряжения. Суммарный выходной сигнал, создаваемый каналами регулирования, поступает на вход ОКР, после которого формируется пропорционально-интегральный сигнал выхода регулятора возбуждения.

Как и ранее (п. 2.4.4) выполним серию расчетов, связанных с увеличением передаваемой активной мощности (рис. 2.23, *а*) при оснащении генераторов электрической станции автоматическими регуляторами возбуждения типа АРВ-М для двух случаев:

- на шинах электрической станции установлен ШР;
- на шинах электрической станции установлен УШР.

Как видно из рис. 2.23, *б*, автоматический регулятор возбуждения генераторов электрической станции обеспечивает астатическое регулирование напряжения на шинах с нулевым статизмом регулирования как для случая ШР, так и УШР.

Таким образом, вследствие нулевого статизма регулирования напряжения на шинах электрической станции выявленный ранее эффект принципиально меньших отклонений напряжения при возмущениях в системе в случае установки УШР по сравнению с установкой ШР (рис. 2.16, 2.17) нивелируется. Однако, как видно из рис. 2.23, *в*, при таком регулировании при переходе от одного установившегося режима к другому проводимость УШР не изменяется.

Следовательно, при применении автоматических регуляторов возбуждения с ПИ-каналом регулирования на генераторах использование УШР с регулятором по отклонению напряжения недопустимо.

Рассмотрим вариант изменения алгоритма управления УШР. Современные системы автоматического управления (САУ) УШР имеют возможность управления для изменения уставок как по напряжению, так и по току, в том числе непрерывного (с дискретностью до 1 с). Применительно к УШР, установленного на шинах электрической станции или

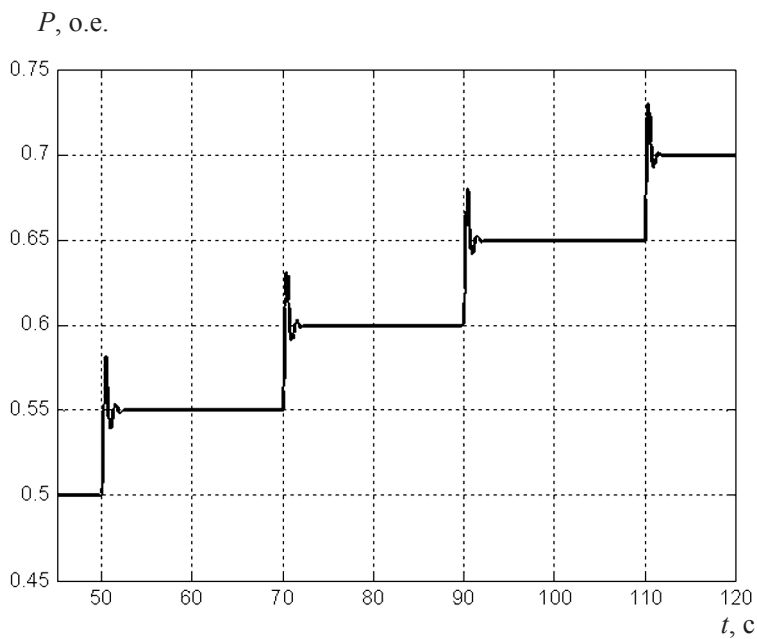


Рис. 2.23, а. Изменение передаваемой активной мощности

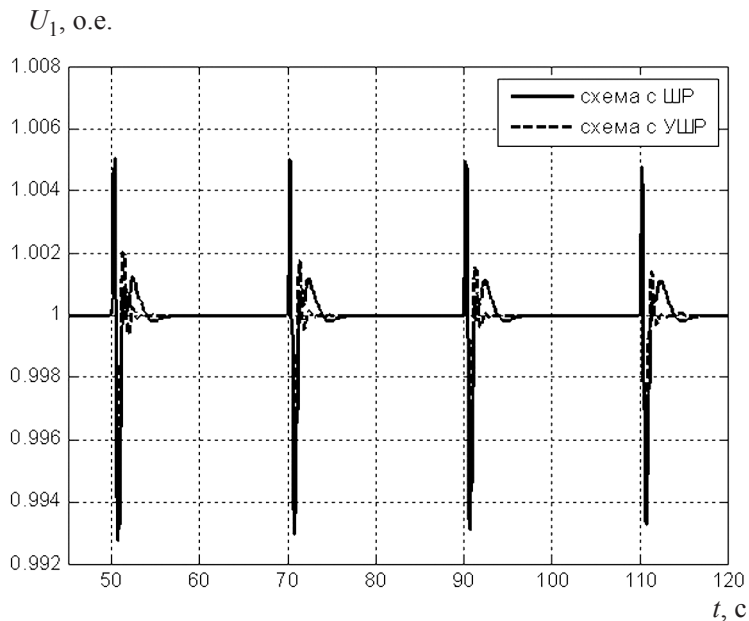


Рис. 2.23, б. Изменение напряжения в точке подключения ШПР/УШПР (на шинах станции)

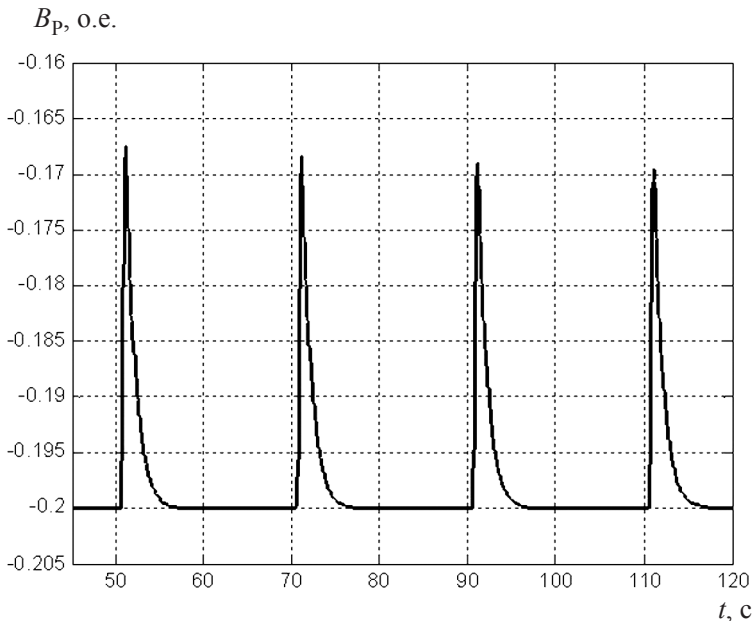


Рис. 2.23, в. Изменение проводимости УШР

в начале транзитной линии, речь идет о том, что реактор может работать в режиме поддержания заданного значения сетевого тока (мощности), а это заданное значение мощности обновляется каждую секунду и соответствует текущему значению передаваемой по линии активной мощности. В этой связи САУ УШР может быть настроена на контроль угла нагрузки генератора и поддержание, соответственно, $\cos\varphi_{\Gamma} = 1$ или на контроль передаваемой активной мощности с последующим пересчетом необходимой реактивной нагрузки УШР по известным выражениям, например при совместном решении (2.29) и (2.30). Таким образом, УШР все время поддерживает заданную мощность, соответствующую нагрузке линии — автоматически разгружается при нагрузке ВЛ активной мощностью вплоть до натуральной и загружается полностью по мере приближения к режиму холостого хода передачи. При этом отсутствует необходимость в координации настроек каналов регулирования автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов и УШР.

В качестве примера рассмотрим вариант осуществления такого регулирования мощности УШР, которое позволяет в режимах от холостого хода до передачи натуральной мощности поддерживать угол нагрузки генераторов электрической станции близким к $\cos\varphi_{\Gamma} = 1$.

Так, при аналогичном увеличении передаваемой активной мощности (рис. 2.24, а) за счет регулирования напряжения на шинах электрической

станции (рис. 2.24, б) обеспечивается поддержание уровня напряжения с нулевым статизмом регулирования. И в то же время обеспечивается требуемое изменение проводимости УШР в зависимости от режима работы электропередачи (рис. 2.24, в).

При этом, как видно из рис. 2.24, з, во всех рассмотренных режимах обеспечивается режим работы генератора с минимальным значением реактивной мощности, т. е. обеспечивается поддержание угла нагрузки генераторов электрической станции с $\cos\varphi_{\Gamma} \approx 1$.

Таким образом, для обеспечения эффективности использования УШР на шинах электрической станции, синхронные генераторы которой оснащены автоматическими регуляторами возбуждения с пропорционально-интегральным законом регулирования, необходимо применять астатический регулятор проводимости УШР, позволяющий изменять его мощность в зависимости от текущего режима передачи активной мощности по ЛЭП. В этом случае функция регулирования напряжения на шинах электрической станции и в точке подключения УШР возлагается на регулятор возбуждения синхронных генераторов, а управление мощностью УШР в зависимости от режима работы электропередачи позволяет обеспечивать изменение его проводимости при переходе от одного режима к другому.

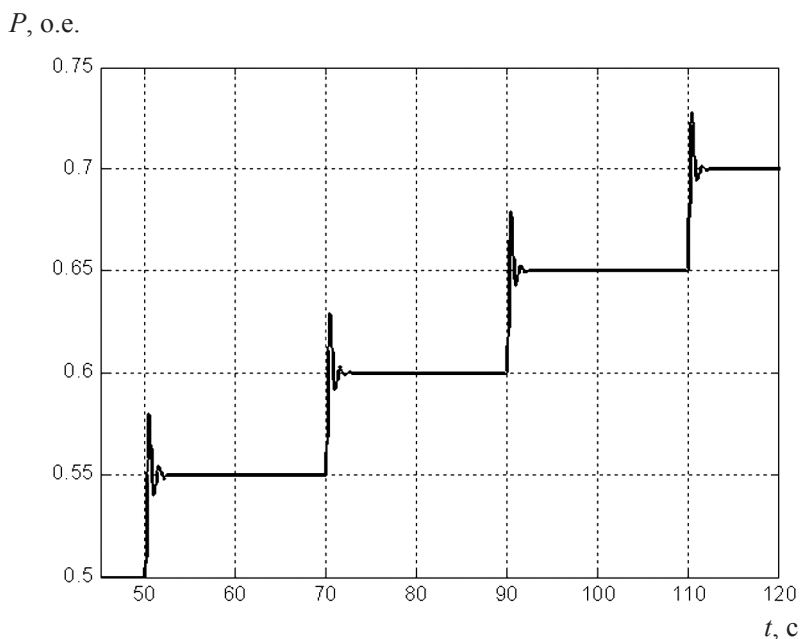


Рис. 2.24, а. Изменение передаваемой активной мощности

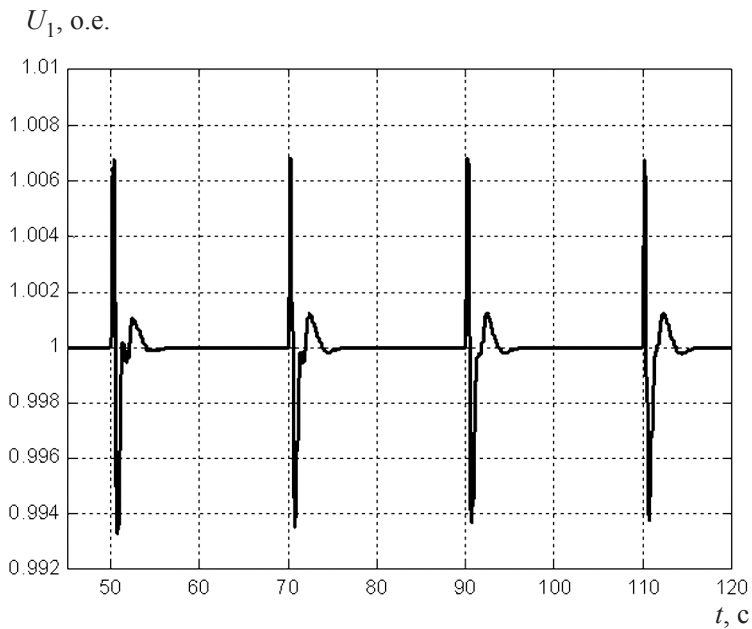


Рис. 2.24, б. Изменение напряжения в точке подключения ШР/УШР (на шинах станции)

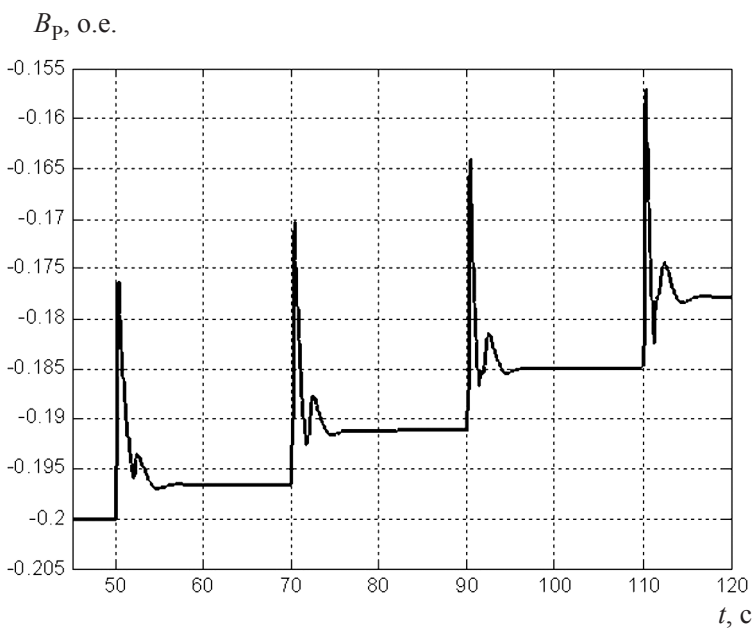


Рис. 2.24, в. Изменение проводимости УШР

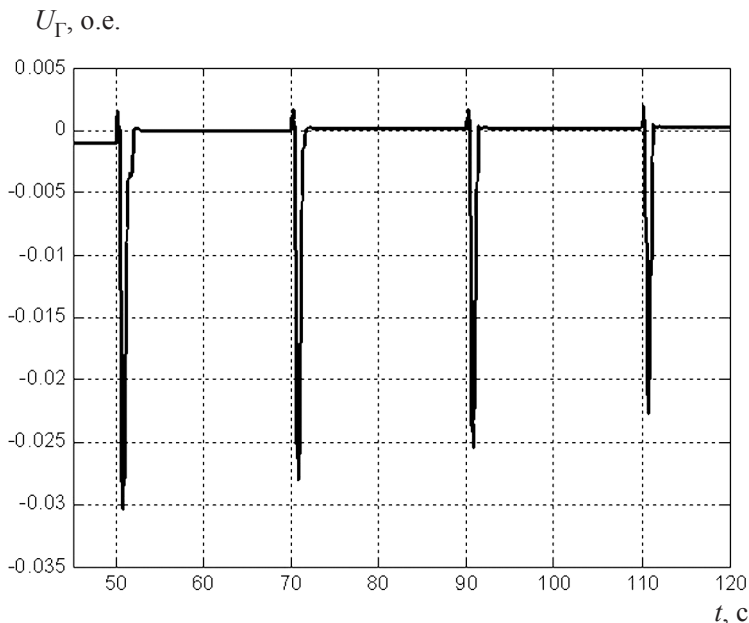


Рис. 2.24, з. Изменение реактивной мощности генераторов

2.4.6. Расчет предела статической устойчивости для схем с УШР/ШР

Выполним сравнительные расчеты по определению предела статической устойчивости для схем с ШР и УШР одинаковой мощности, установленных на шинах электрической станции.

При пренебрежении активными сопротивлениями обмотки статора и обмоток трансформатора значение модуля внутренней ЭДС E_Q в относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора, равно:

$$\begin{aligned}
 |E_Q| &= \sqrt{\left(U_1 + \frac{Q_{\text{ном}} \cdot (X_q + X_m)}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{\text{ном}} \cdot (X_q + X_m)}{U_1} \right)^2} = \\
 &= \sqrt{\left(1,0 + \frac{0,527 \cdot (2,56 + 0,126)}{1,0} \right)^2 + \left(\frac{0,85 \cdot (2,56 + 0,126)}{1,0} \right)^2} = 3,32 \text{ o.e.}
 \end{aligned}$$

Для неявнополюсных синхронных генераторов, у которых $X_d = X_q$, внутренняя ЭДС E_Q равна ЭДС E_q , поэтому $E_q = 3,32$ o.e.

Расчеты предела статической устойчивости проведем для схем с ШР и УШР, установленных на шинах электрической станции при различных

коэффициентах усиления канала регулирования по отклонению напряжения АРВ генератора. Для каждого коэффициента $K_{0и}$ коэффициент усиления канала регулирования по отклонению напряжения $K_{0иР}$ регулятора УШР выбирается в соответствии с рис. 2.21 так, чтобы обеспечить работу генераторов с $\cos\varphi_T = 1$. Результаты расчетов процесса утяжеления режима вплоть до нарушения устойчивости приведены на рис. 2.25, 2.26:

- для рис. 25 коэффициент усиления канала регулирования по отклонению напряжения АРВ $K_{0и} = -20 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.}}$, коэффициент для реактора $K_{0иР} = -5$;
- для рис. 26 коэффициент усиления канала регулирования по отклонению напряжения АРВ $K_{0и} = -50 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр.}}$, коэффициент для реактора $K_{0иР} = -15$.

Пределы по статической аperiodической устойчивости для схем с ШР/УШР:

- для рис. 25 составили $P_{ШР} = 2,25$ о.е. и $P_{УШР} = 2,3$ о.е.;
- для рис. 26 составили $P_{ШР} = 2,4$ о.е. и $P_{УШР} = 2,45$ о.е.

Предельная по аperiodической устойчивости активная мощность в случае УШР оказывается больше, чем в случае ШР, что объясняется снижением потребления реактивной мощности УШР в предельных режимах и повышением амплитуды угловой характеристики мощности (предела передаваемой мощности по условию аperiodической устойчивости). Некоторую положительную роль в повышении предела играет принципиально более высокий уровень напряжения во всех режимах в схеме с УШР, обеспечиваемый регуляторами генератора и реактора, по сравнению со схемой с ШР, в которой уровень напряжения поддерживается только регулятором генератора (см. рис. 2.25, в и рис. 2.26, в).

На рис. 2.25, г и 2.26, г видно, что в случае УШР ЭДС генератора (ток обмотки возбуждения или напряжение на кольцах ротора) в течение всего интервала утяжеления режима вплоть до нарушения устойчивости ниже, чем в случае ШР, а внутренний угол больше. Тем не менее, снижение до нуля проводимости УШР в предельных режимах и более эффективное поддержание напряжения в случае УШР приводят к большему пределу передаваемой мощности по условию статической аperiodической устойчивости при существенно сниженной токовой нагрузке в цепях статора и ротора синхронного генератора в нормальных режимах.

Следует отметить, что в соответствии с п. 5.1.23 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» в аварийных условиях генераторы и синхронные компенсаторы разрешается кратковременно перегружать по токам статора и ротора согласно инструкциям завода-изготовителя, техническим условиям и государственным стандартам.

P , о.е.

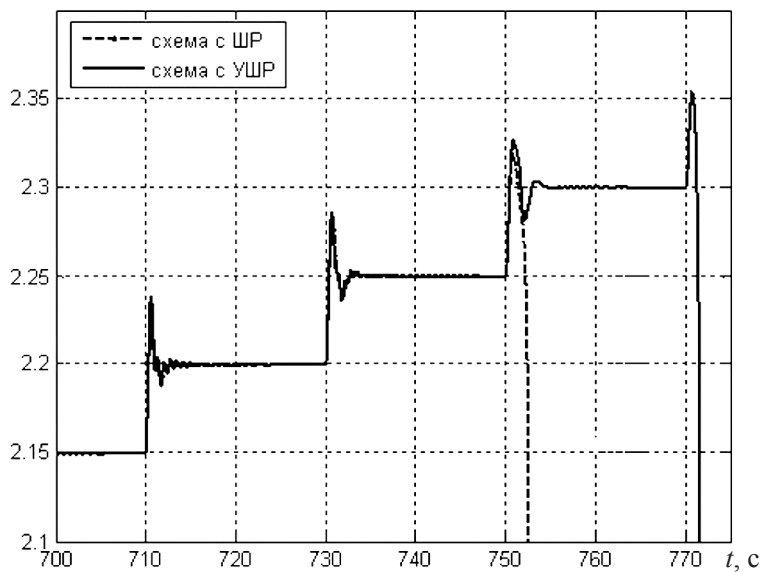


Рис. 2.25, а. Передаваемая по ВЛ в систему активная мощность. $K_{0u} = -20$, $K_{0uP} = -5$

δ , рад.

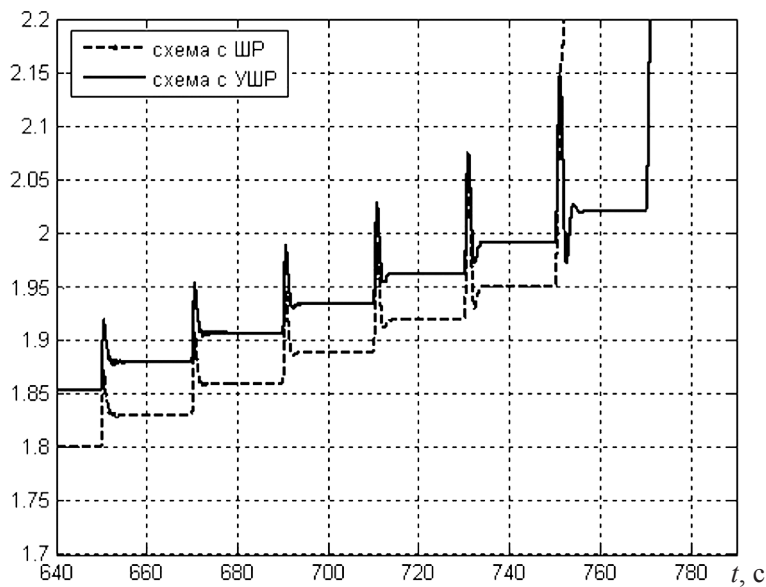


Рис. 2.25, б. Абсолютный угол ротора генератора. $K_{0u} = -20$, $K_{0uP} = -5$

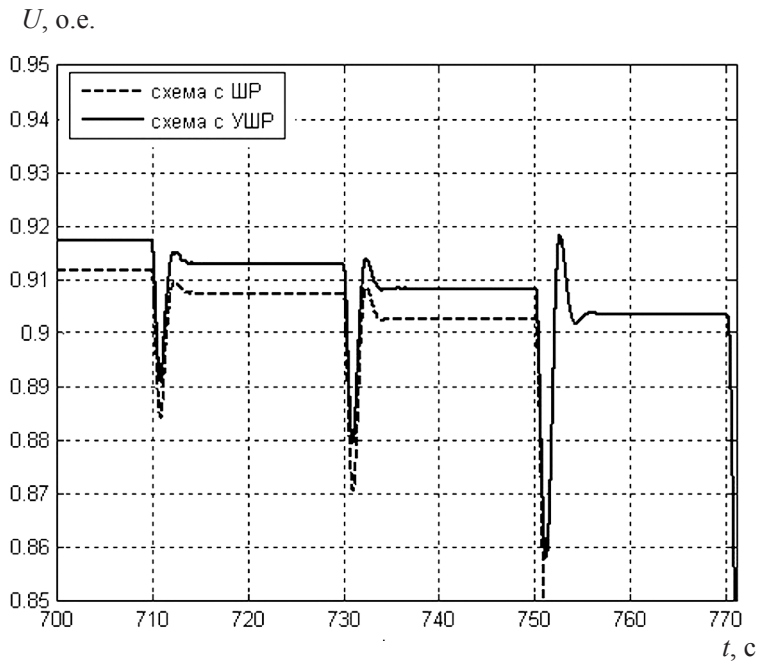


Рис. 2.25, в. Напряжение в точке подключения ШР/УШР (на шинах станции). $K_{0u} = -20$, $K_{0uP} = -5$.

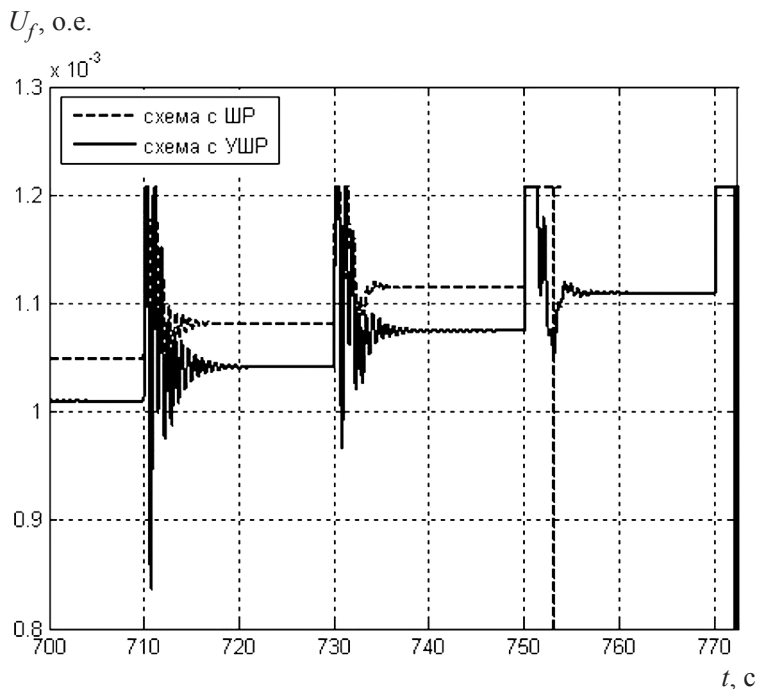


Рис. 2.25, г. Напряжение возбуждения генератора. $K_{0u} = -20$, $K_{0uP} = -5$.

P , о.е.

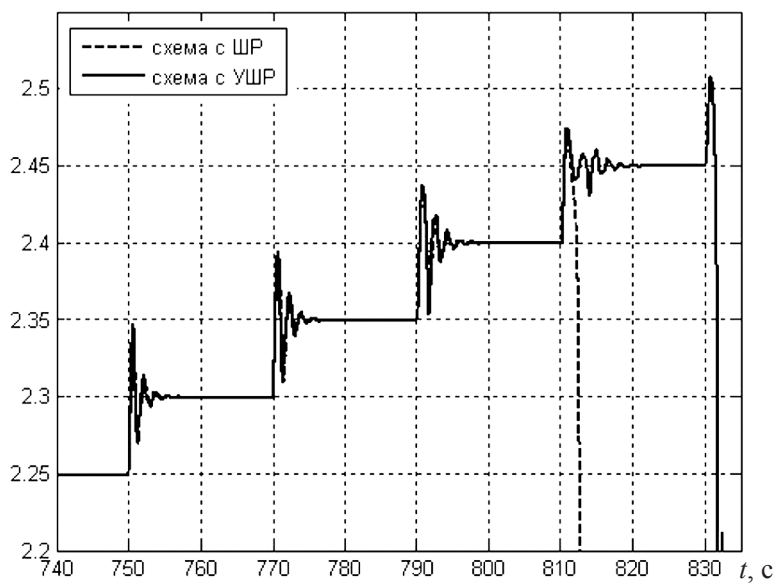


Рис. 2.26, а. Передаваемая по ВЛ в систему активная мощность. $K_{0u} = -50$, $K_{0uP} = -15$

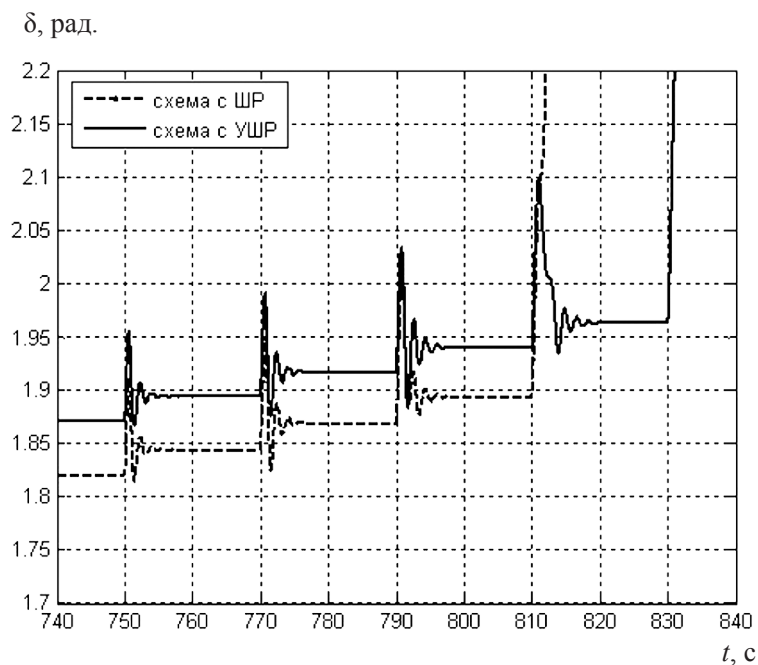


Рис. 2.26, б. Абсолютный угол ротора генератора. $K_{0u} = -50$, $K_{0uP} = -15$

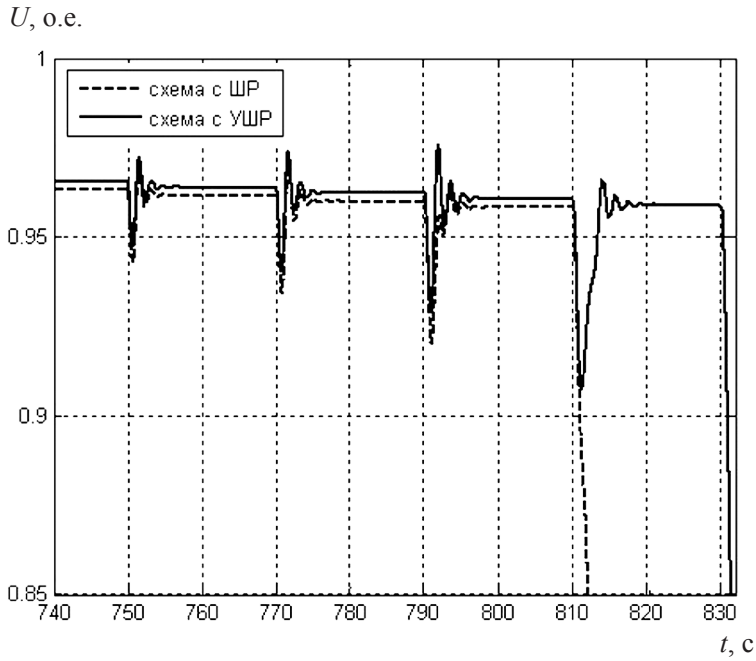


Рис. 2.26, в. Напряжение в точке подключения ШР/УШР (на шинах станции). $K_{0u} = -50$, $K_{0uP} = -15$

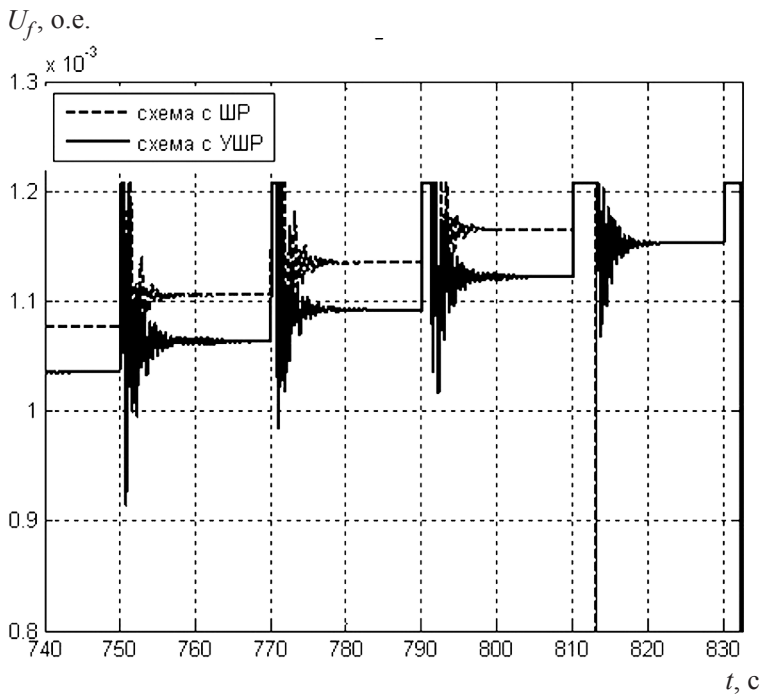


Рис. 2.26, г. Напряжение возбуждения генератора. $K_{0u} = -50$, $K_{0uP} = -15$

Допустимая перегрузка по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора. Для турбогенераторов с непосредственным или водяным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка по току возбуждения должна быть определена кратностью тока, отнесенной к номинальному значению тока ротора — см. табл. 2.2.

Заметим, меньшая токовая нагрузка ротора в случае УШР в нормальных режимах, очевидно, приведет к возможности большей допустимой кратковременной токовой перегрузки ротора, однако это должно быть подтверждено заводом-изготовителем.

Таблица 2.2. Допустимая перегрузка турбогенераторов по току возбуждения

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Турбогенераторы	
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно), ТВФ-120-2
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
0,5	2,0	—
0,33	—	2,0

Литература

1. *Евдокунин Г. А.* Электрические системы и сети. СПб.: Синтез Бук, 2011. 284 с.
2. *Евдокунин Г. А., Смолоник С. В.* Оценка эффективности снижения потерь активной мощности в элементах электропередачи при применении управляемых шунтирующих реакторов // Энергоэксперт, 2008. № 4. С. 76–79.
3. *Демирчян К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В.* и др. Теоретические основы электротехники. Т. 3. СПб.: Питер, 2003. 377 с.
4. *Вульф А. А.* Проблема передачи электрической энергии на сверхдальние расстояния по компенсированным линиям. М.-Л.: ГЭИ, 1941. 98 с.
5. Управляемая поперечная компенсация электропередачи переменного тока / А. А. Крюков, М. С. Либкинд, В. М. Сорокин; под ред. М. С. Либкинда. М.: Энергоатомиздат, 1981. 184 с.
6. *Ragozin A. A., Seleznev Yu. G., Evdokunin G. A.* New technical solution to the problems long-distance a.c. power transmission lines // 9th International Power System Conference. St. Petersburg. 1994.

7. *Andrey N. Belyaev and Serguei V. Smolovik. An improvement of AC electrical energy transmission system with series compensation by implementation of Controllable Shunt Reactors // Proceedings of IEEE Power Engineering Society PowerTech 2003, Bologna, Italy.*
8. *Брянцев А. М., Долгополов А. Г., Евдокунин Г. А. и др. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для сети 35–500 кВ // Электротехника, 2003. № 1.*
9. *Евдокунин Г. А., Рагозин А. А. Исследование статической устойчивости режимов дальних линий электропередачи с управляющим шунтирующим реактором // Электричество, 1996. № 8.*
10. *Беляев А. Н., Евдокунин Г. А., Смолвик С. В., Чудный В. С. Обоснование необходимости применения устройств управляемой поперечной компенсации для транзитных электропередач класса 500 кВ // Электричество, 2009. № 2.*
11. *Евдокунин Г. А. Статическая устойчивость режимов электропередачи с управляемыми шунтирующими реакторами // Энергоэксперт, 2009. № 6. С. 48–52.*
12. *Юрганов А. А., Кожевников В. А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. СПб.: Наука, 1996. 138 с.*

ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЯЕМОГО ПОДМАГНИЧИВАНИЕМ ШУНТИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА

Основным назначением управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора (УШР) является регулирование напряжения и реактивной мощности. В УШР с подмагничиванием для плавного регулирования потребляемой реактивной мощности, а, следовательно, и напряжения в точке подключения, используется насыщение стали магнитопровода постоянным потоком, создаваемым выпрямленным током в специальной обмотке управления (ОУ). Фактически для мощного высоковольтного трансформаторного устройства используется принцип магнитного усилителя, когда по мере насыщения стержней магнитопровода снижается индуктивное сопротивление сетевой обмотки реактора (СО). В реальных конструкциях УШР при изменении состояния стали его магнитопровода от ненасыщенного состояния до глубокого насыщения, близкого к предельному, когда магнитная проницаемость приближается к магнитной проницаемости воздуха, удается получить диапазон плавного регулирования реактивной мощности с кратностью более 100.

Конструктивно УШР представляет собой устройство, состоящее из:

- электромагнитной части (магнитопровод, обмотки);
- полупроводникового преобразователя;
- системы автоматического управления.

На рис. 3.1 приведена принципиальная схема одной фазы такого реактора с бронестержневым магнитопроводом и двумя «полустержнями», на которых расположены обмотки СО, подключенные

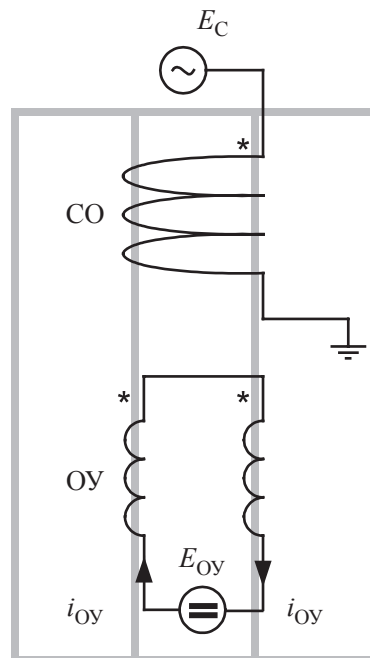


Рис. 3.1. Принципиальная схема одной фазы УШР

к сетевому напряжению E_c , и встречно включенные секции обмотки ОУ, к которым подключен источник постоянного напряжения E_{Oy} . Постоянный поток подмагничивания, создаваемый током ОУ, замыкается между центральными полустержнями, а переменный поток — через верхние и боковые ярма магнитопровода, складываясь в полустержнях с постоянным.

В большинстве конструкций мощных УШР на напряжение 220 кВ и выше предусмотрена отдельная специальная обмотка — компенсационная, которая разбита на две секции, каждая из которых охватывает полустержень и обе соединены согласно. Выводы трех фаз соединяются в треугольник. Порядок расположения обмоток относительно магнитопровода УШР следующий: КО–ОУ–СО.

Расположение обмоток на магнитной системе одной фазы УШР, состоящей из двух полустержней (1), верхнего (2) и нижнего (3) горизонтальных ярм и двух боковых ярм (4), можно видеть на рис. 3.2. Две секции обмотки управления ОУ размещены на полустержнях, соединены встречно и подключены к регулируемому источнику постоянного напряжения. Сетевая обмотка СО охватывает два соседних полустержня с обмотками управления.

Создание отдельных путей для переменного и постоянного потоков, которое обеспечивается бронестержневой конструкцией магнитопровода

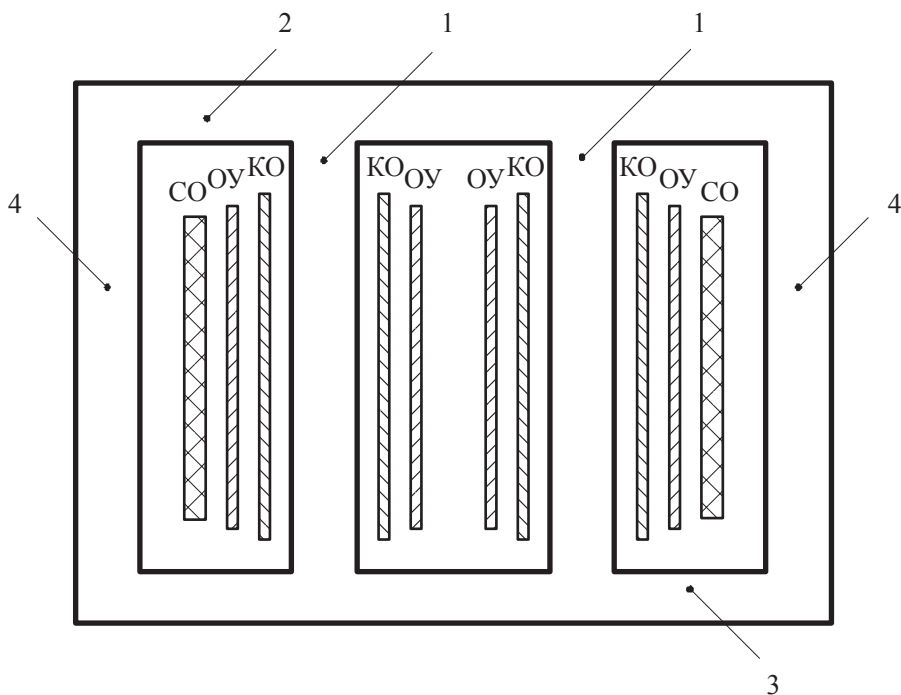


Рис. 3.2. Разрез магнитной системы фазы УШР

с расщепленными стержнями фаз, а также встречное включение секций СО и ОУ позволяют обеспечить независимость электромагнитных процессов в обмотках СО и ОУ, расположенных на одном магнитопроводе.

Для объединения отдельных однофазных устройств в одно трехфазное сетевые обмотки соединяются по схеме «звезда с заземленной нейтралью» и каждая фаза сетевой обмотки выполняется параллельными ветвями с вводом в середину (рис. 3.3). Секции обмоток ОУ в каждой фазе соединяются последовательно-встречно, а выводы всех фаз соединяются параллельно и подключаются к выводам преобразователя.

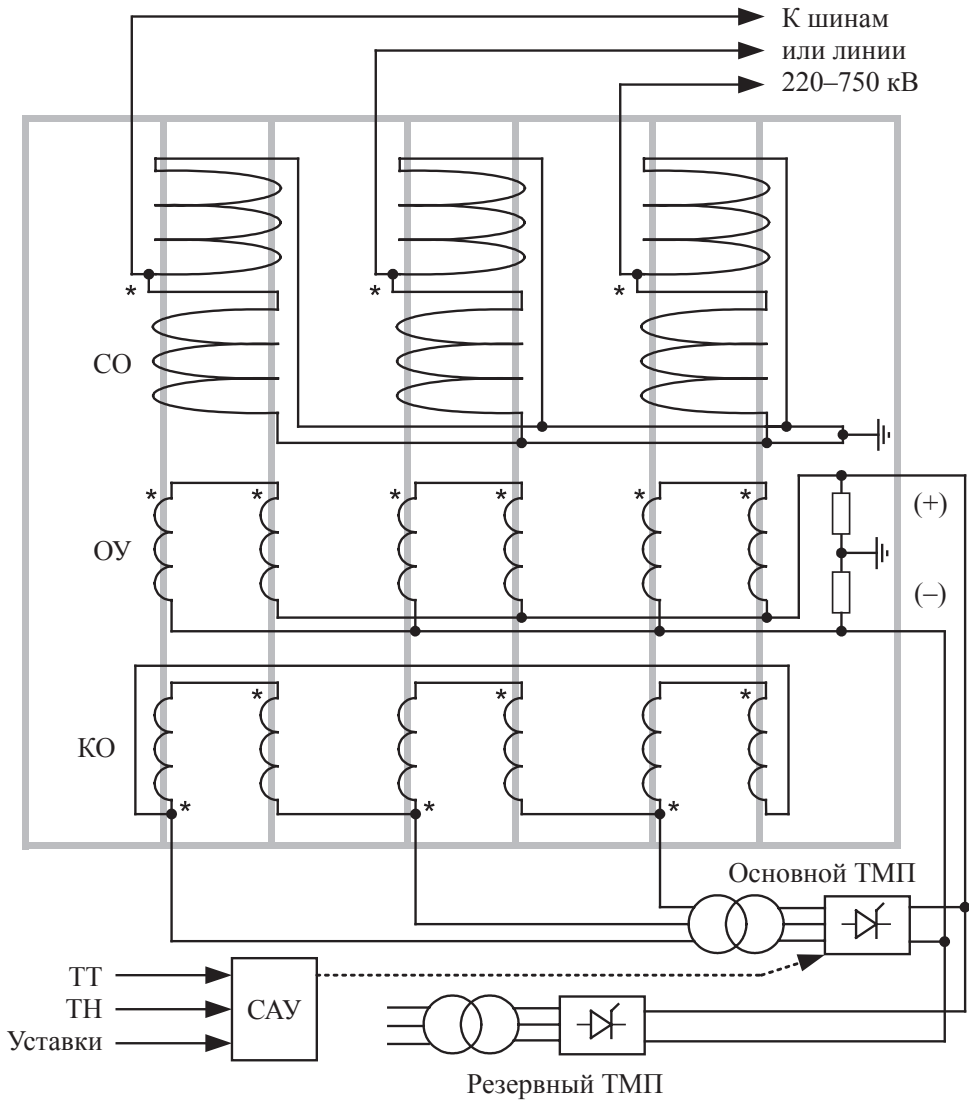


Рис. 3.3. Принципиальная схема трехфазного трехобмоточного УШР

3.1. Магнитная система управляемого реактора

Магнитная система УШР во многом похожа на магнитную систему обычного трехобмоточного трансформатора с бронестержневым магнитопроводом, однако обладает при этом некоторыми конструктивными отличиями (рис. 3.2):

1. Вместо одного центрального стержня магнитопровод УШР содержит расщепленный стержень (два «полустержня»). Два полустержня, охваченные сетевой обмоткой вместе с обмоткой управления, секции которой включены встречно, реализуют концепцию «магнитного вентиля» и являются важнейшим элементом УШР.

2. Сечение ярем больше сечения полустержней. В рабочих режимах потребления реактивной мощности полустержни УШР поочередно находятся в состоянии магнитного насыщения, причем длительность состояния насыщения в течение периода промышленной частоты зависит от развиваемой УШР мощности. При переходе этих полустержней из насыщенного в ненасыщенное состояние и обратно происходит искажение кривой тока в сетевой обмотке составляющими токов высших гармоник. Это приводит к ухудшению качества электрической энергии в точке подключения УШР. Увеличение сечения ярем — одно из конструктивных решений, позволяющих снизить искажение тока в сетевой обмотке, а также уменьшить величину бросков тока при коммутациях (большая площадь поперечного сечения ярем позволяет им не насыщаться даже в предельных режимах УШР). Сетевая обмотка охватывает оба полустержня без разделения на секции.

3. Кольцевые или приставные шунты. Использование таких шунтов, набранных из электротехнической стали, позволяет перенаправить магнитный поток рассеяния в магнитопровод, повышая тем самым КПД устройства.

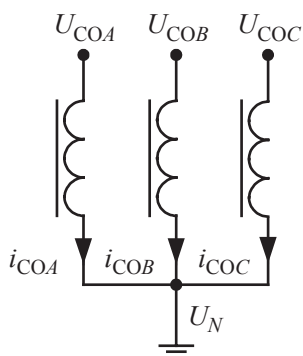


Рис. 3.4. Схема соединения сетевых обмоток фаз УШР

3.2. Обмотки управляемого реактора

3.2.1. Сетевая обмотка

Предположим, что имеется только одна обмотка СО, а обмотка управления и компенсационная обмотка отсутствуют или разомкнуты.

Сетевые обмотки трехфазного УШР подключаются непосредственно к шинам высокого напря-

жения, и, по аналогии с трансформаторными обмотками высокого напряжения, соединены по схеме «звезда с заземленной нейтралью» (рис. 3.4). При этом ток, протекающий в обмотке, создает одинаковые магнитные потоки (и индукции) в обоих полустержнях (рис. 3.5), а амплитуда магнитной индукции примерно соответствует индукции насыщения стали, из которой собран магнитопровод УШР. Это позволяет увеличить коэффициент использования стали и сделать диапазон регулирования устройства максимальным.

Ток, протекающий в условиях рис. 3.5 в сетевой обмотке, будет током намагничивания, или током холостого хода УШР (рис. 3.6).

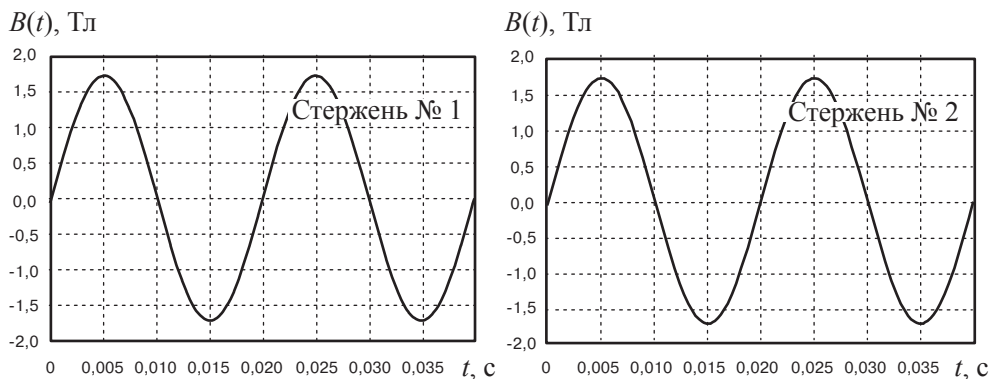


Рис. 3.5. Магнитные индукции в каждом из полустержней фазы УШР при приложении синусоидального напряжения к сетевой обмотке

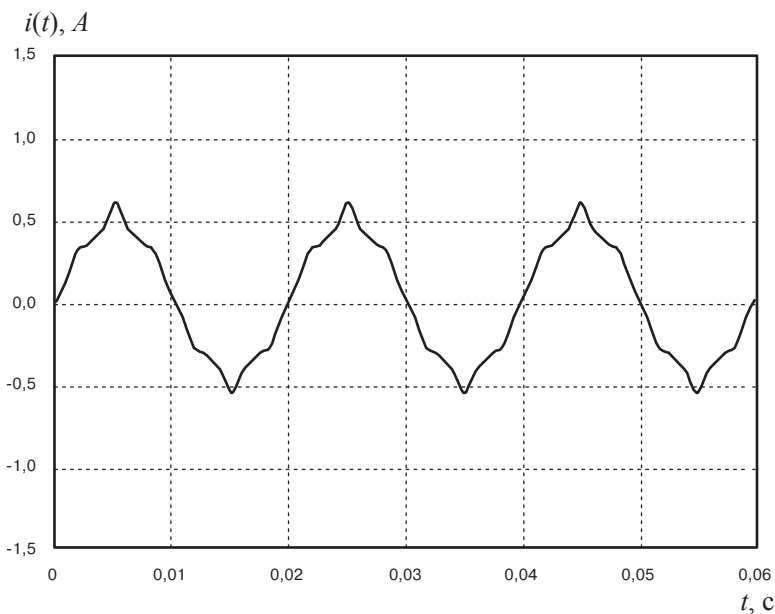


Рис. 3.6. Ток холостого хода УШР

3.2.2. Обмотка управления

Положим здесь, что только компенсационная обмотка отсутствует или разомкнута.

Обмотка управления УШР используется для подмагничивания его магнитопровода постоянным током. Обмотки управления всех фаз включаются параллельно и подключаются к регулируемому источнику постоянного напряжения (рис. 3.7). Подключение постоянного напряжения к обмотке ОУ вызовет переходный процесс, в ходе которого ток в ней будет увеличиваться до установившегося значения, определяемого выражением $I_{OY} = E_{OY} / R_{OY}$, где R_{OY} — сопротивление ОУ постоянному току; E_{OY} — напряжение источника, подключенного к ОУ.

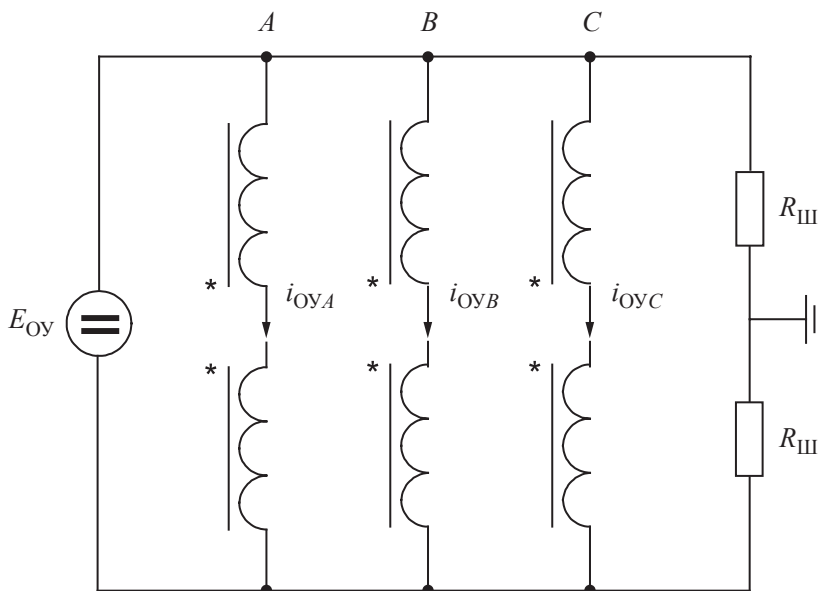


Рис. 3.7. Схема включения обмоток управления фаз УШР

Постоянный ток, протекающий в обмотке управления, создает постоянный магнитный поток и индукцию в стержнях. Вследствие того, что секции ОУ включены встречно, направление потоков в полустержнях окажется противоположным, а по величине они будут одинаковы (одинаковы будут и индукции — см. рис. 3.8). Встречное включение секций ОУ позволяет избежать трансформации напряжения из первичной обмотки (сетевой) во вторичную обмотку (обмотку управления). Поэтому в режиме холостого хода даже при разомкнутой ОУ на ее выводах не будет переменного напряжения от сетевой обмотки.

Когда обе обмотки находятся в работе, т. е. когда сетевая обмотка подключена к шинам высокого напряжения, а обмотка управления —

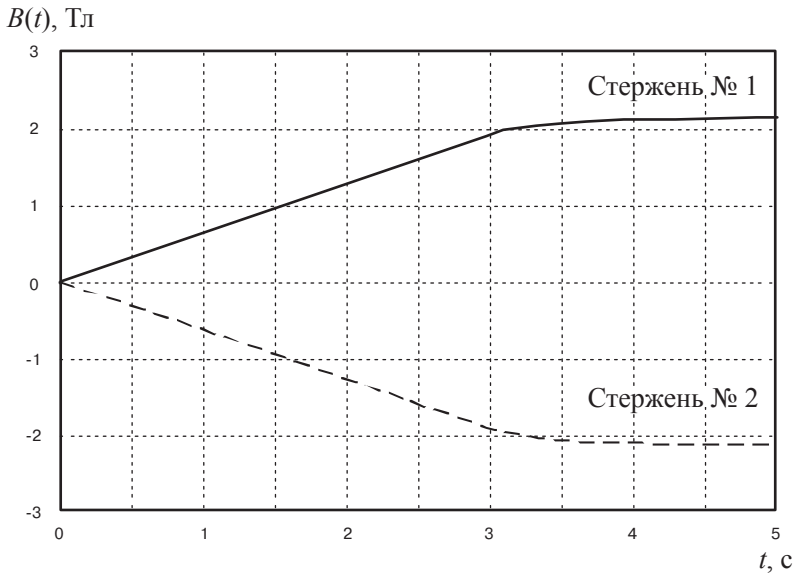


Рис. 3.8. Рост магнитных индукций в каждом из полустержней фазы УШР при приложении номинального постоянного напряжения к обмотке управления

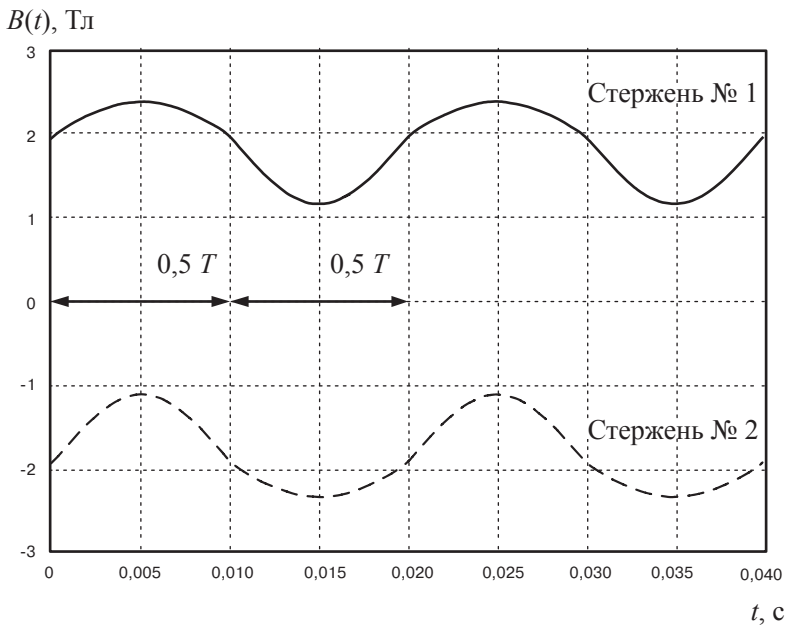


Рис. 3.9. Сложение магнитных потоков (индукций), создаваемых сетевой обмоткой и обмоткой управления, в полустержнях в номинальном режиме

к источнику постоянного напряжения, магнитные потоки, создаваемые этими обмотками в каждом из полустержней, суммируются (суммируются и индукции, создаваемые токами в этих обмотках: рис. 3.9 получен после наложения друг на друга рис. 3.5 и рис. 3.8).

На рис. 3.9 первая половина периода T : индукция в полустержне № 1 больше индукции насыщения, равной $2 Tл$, а в полустержне № 2 — меньше. Вторая половина: индукция в полустержне № 2 больше индукции насыщения, а в полустержне № 1 — меньше.

Ранее отмечалось, что в режиме холостого хода амплитуда переменной составляющей индукции, которую создает в центральном стержне сетевая обмотка, примерно соответствует индукции насыщения. Если приложить к обмотке управления такое напряжение, чтобы постоянная составляющая индукции также была примерно равна индукции насыщения, то результирующая индукция в каждом из стержней будет больше индукции насыщения стали ровно половину периода. Такой режим называется режимом полупериодного насыщения.

Управляемый реактор проектируют так, чтобы его номинальный режим был близок к режиму полупериодного насыщения, так как в этом режиме полустержни будут поочередно насыщены (в течение половины периода промышленной частоты) и, следовательно, ток, потребляемый УШР в номинальном режиме, не будет содержать гармоник. На рис. 3.10 приведен ток сетевой обмотки и его гармонический состав для полупериодного режима работы реактора.

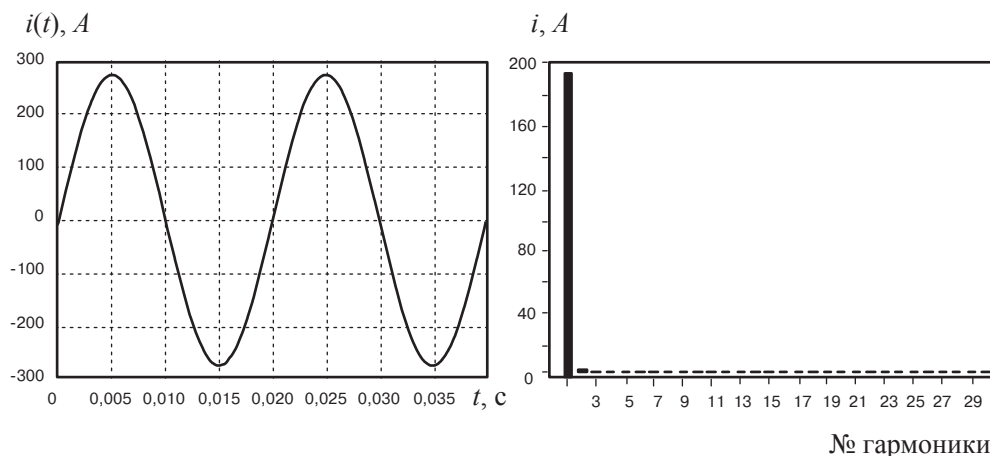


Рис. 3.10. Ток в сетевой обмотке реактора в режиме полупериодного насыщения

Рассмотрим промежуточные режимы потребления реактивной мощности между режимом холостого хода и режимом полупериодного насыщения.

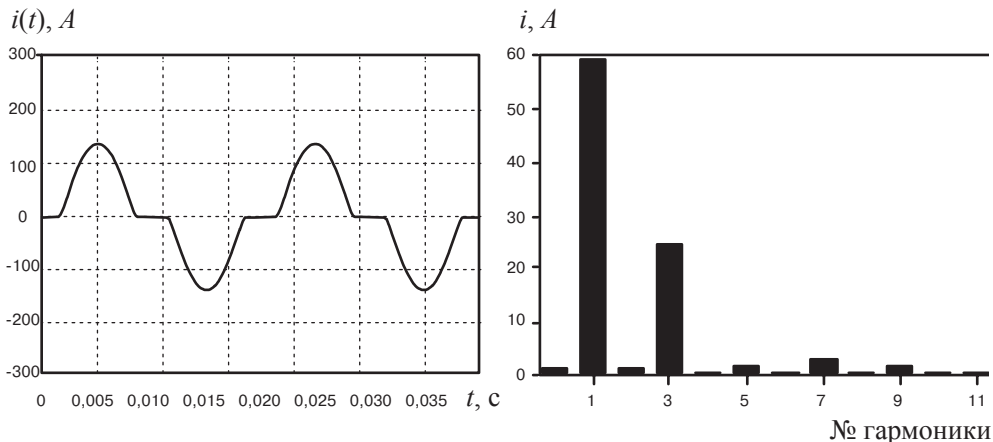


Рис. 3.11. Ток в сетевой обмотке реактора в режиме потребления 40 % номинальной мощности

Управление мощностью реактора осуществляется путем изменения постоянной составляющей магнитной индукции в его полустержнях за счет изменения тока в обмотке управления. Соответственно, для того, чтобы реактор потреблял мощность, меньшую номинальной, необходимо уменьшить ток в ОУ. По мере снижения величины тока в обмотке управления будет уменьшаться и постоянная составляющая магнитной индукции. Снижение постоянной составляющей индукции приведет к тому, что доля периода, в течение которой каждый из полустержней будет находиться в состоянии насыщения, уменьшится. Соответственно, состояния насыщения каждого из полустержней будут перемежаться периодами, когда они будут ненасыщенными. При этом ток в сетевой обмотке реактора будет снижаться, а кривая тока — искажаться высшими гармоническими составляющими.

На рис. 3.11 приведена осциллограмма тока сетевой обмотки, а также его гармонический состав в режиме потребления 40 % от номинальной мощности. Из осциллограммы видно, что кривая тока довольно сильно искажена. Согласно рис. 3.11 наиболее ярко выражены нечетные гармоники с 3-й по 9-ю. Суммарный ток искажения составляет 42,3 % по отношению к амплитуде тока 1-й гармоники, но по отношению к номинальному току его значение составит 12,8 %, или 0,13 о.е. На рис. 3.12 приведены зависимости высших гармонических составляющих в токе сетевой обмотки от величины этого тока, т. е. от потребляемой реактором мощности.

Максимум 3-й гармоники соответствует величине тока сетевой обмотки, равной 80 А (примерно 40 % номинальной мощности). При этом действующее значение тока 3-й гармоники составляет примерно 25 А, или 12,6 % от номинального тока реактора.

Очевидно, что значительное искажение кривой тока сетевой обмотки вызвано в большей степени 3-й гармонической составляющей. Для компенсации 3-й и других гармоник, кратных трем, используется, в основном, схемное решение в виде соединения треугольником специальной (компенсационной) обмотки реактора.

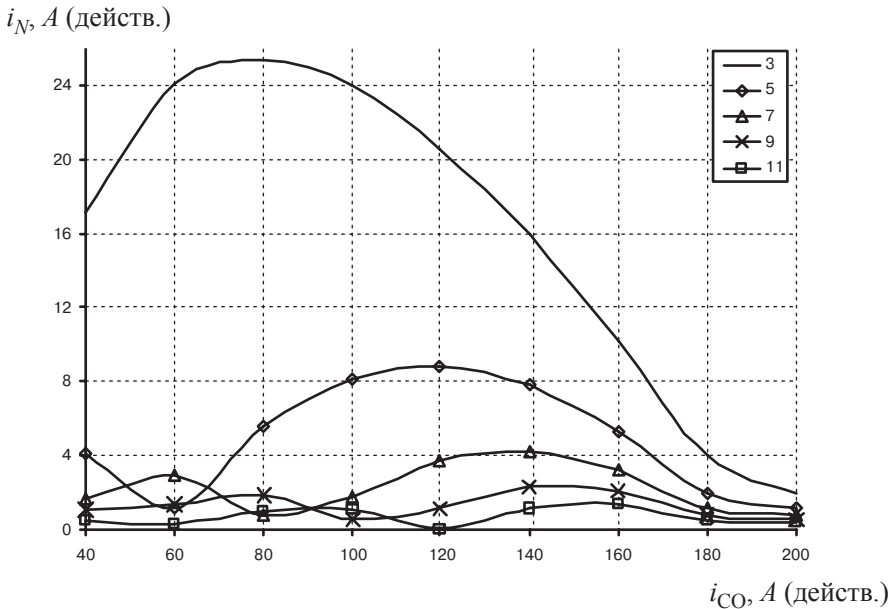


Рис. 3.12. Зависимость величины гармонических составляющих от тока сетевой обмотки реактора (номинальный ток реактора 200 А)

3.2.3. Компенсационная обмотка

Компенсационная обмотка УШР соединяется в треугольник (рис. 3.13) и выполняет две основные функции:

- компенсирует гармоники, кратные трем;
- выступает в качестве вторичной обмотки питающего трансформатора, к которой подключаются полупроводниковые преобразователи, осуществляющие подмагничивание магнитопровода реактора, а также подключаются фильтро-компенсирующие устройства (ФКУ).

Влияние компенсационной обмотки на гармонический состав тока сетевой обмотки можно видеть из сравнения рис. 3.14, а и рис. 3.14, б на примере режима потребления 40 % от номинальной мощности УШР, в котором 3-я гармоническая составляющая в токе СО была максимальна.

Напомним, что суммарный ток искажения в случае отсутствия КО в этом режиме составил 0,13 о.е. (12,8 % по отношению к номинальному току реактора), тогда как наличие соединенной в треугольник обмотки

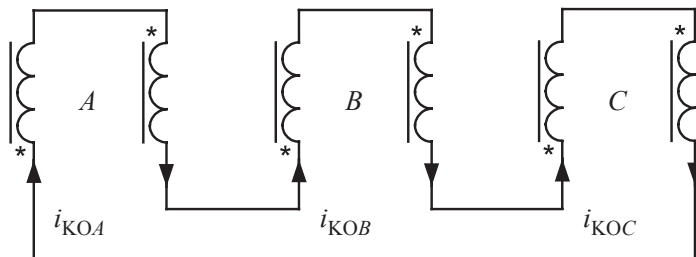


Рис. 3.13. Схема включения компенсационных обмоток фаз УШР

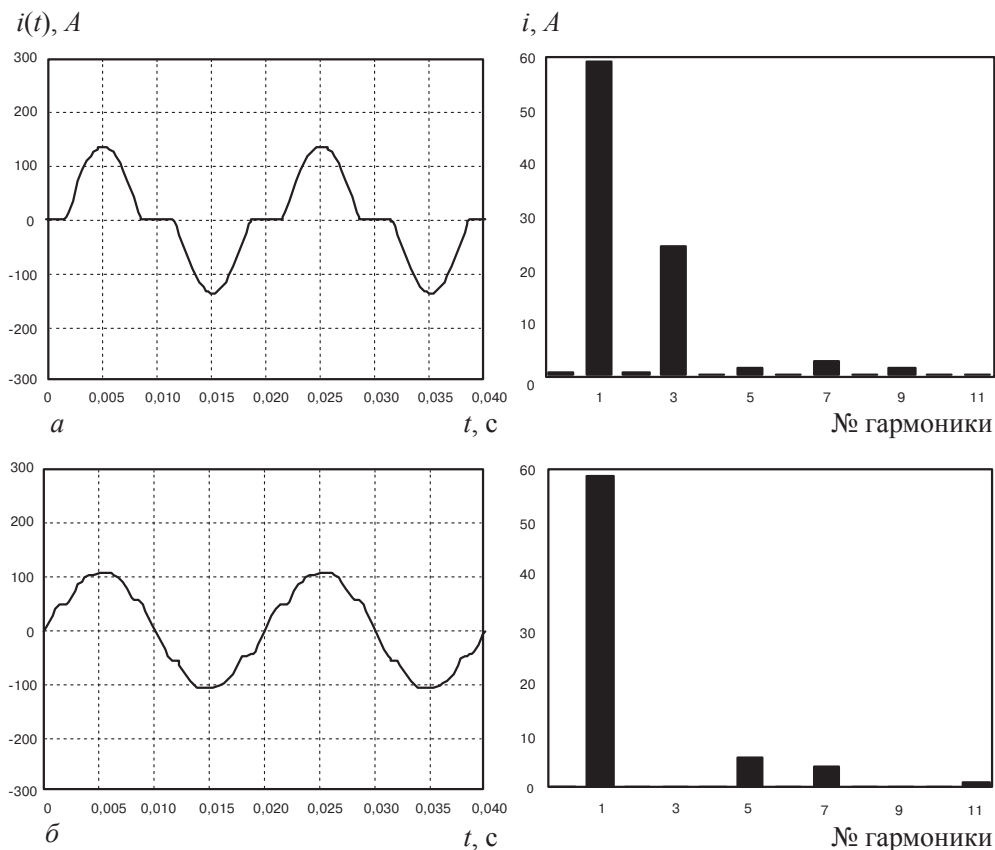


Рис. 3.14. Токи сетевой обмотки и их гармонический состав в режиме потребления 40 % от номинальной мощности УШР: *a* — КО разомкнута; *б* — КО замкнута

позволило уменьшить этот показатель до 0,04 о.е. за счет полной компенсации 3-й и 9-й гармонических составляющих. Заметим, что использование всего двух ФКУ малой мощности, настроенных на компенсацию 5-й и 7-й гармонических составляющих, позволяет практически исключить искажения тока сетевой обмотки в любом режиме.

Ранее отмечалось, что номинальный режим УШР близок к режиму полупериодного насыщения, в котором отсутствуют искажения тока, протекающего в сетевой обмотке. В компенсационной обмотке замыкаются только токи нечетных гармоник, кратные трем. Наиболее ярко выраженная из них — третья. Очевидно, что в номинальном режиме, вследствие отсутствия искажений, ток в компенсационной обмотке будет мал, а максимум тока КО будет иметь место примерно при 50%-й нагрузке устройства (см. рис. 3.15).

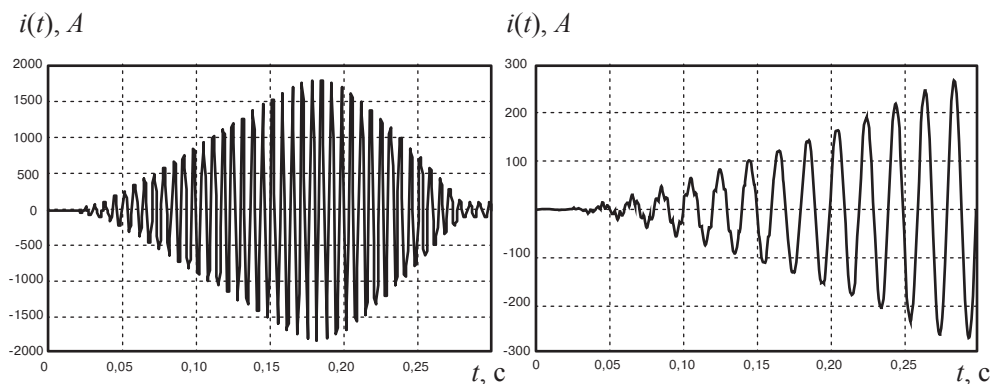


Рис. 3.15. Изменение тока в КО и СО при наборе мощности УШР от холостого хода до номинальной

Из примера рис. 3.15 следует, что максимум тока в компенсационной обмотке достигается через время 0,18 с после приложения к ОУ постоянного или выпрямленного напряжения. В этот момент времени амплитуда тока сетевой обмотки УШР составляет примерно 150 А, что соответствует 50 % потребляемой мощности.

Необходимо отметить, что скорость набора и сброса мощности УШР определяется параметрами самого реактора, состоянием его магнитной системы к моменту начала набора или сброса мощности и напряжения, приложенного к обмотке управления.

Для ускорения процессов набора и сброса мощности используются дополнительные полупроводниковые преобразователи с увеличенным напряжением, которые на короткое время подключаются к ОУ, следуя алгоритмам, заложенным в автоматическую систему управления реактора. Пример набора и сброса мощности УШР приведен на рис. 3.16. Как можно убедиться, время набора (форсировка) и сброса (расфорсировка) мощности составляет порядка 0,3 с. Подробнее о работе системы автоматического управления (САУ) см. в главе 5.

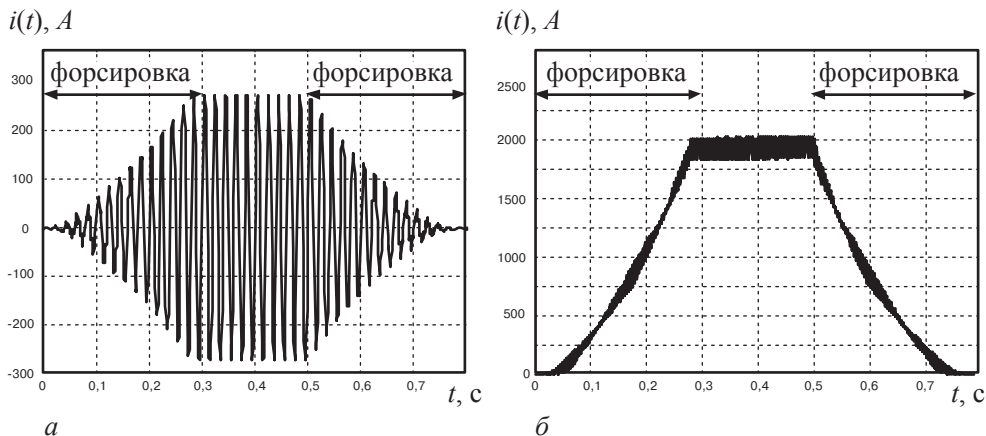


Рис. 3.16. Токи в сетевой обмотке и обмотке управления при форсировке и расфорсировке мощности УШР: *a* — ток в сетевой обмотке УШР; *б* — ток в обмотке управления УШР

3.3. Конструктивные исполнения и номенклатура выпускаемых УШР

За последние 12 лет активного внедрения управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов заводом-изготовителем ПАО «Запорожтрансформатор» были разработаны и опробованы различные варианты схемных и конструкторских решений УШР.

Основные принципы, заложенные в конструкцию управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора, следующие:

- регулирование мощности реактора осуществляется посредством насыщения магнитной системы УШР управляемым по величине постоянным магнитным потоком;
- создание постоянного магнитного потока в стержнях реактора осуществляется постоянным (выпрямленным) током в обмотке управления реактора;
- регулирование мощности реактора в его сетевой обмотке осуществляется за счет источника подмагничивания сравнительно небольшой мощности (принцип магнитного усилителя);
- для снижения высших гармоник в токе реактора требуется принятие специальных мер.

Указанные задачи были решены путем расщепления стержня каждой фазы на два (два «полустержня») и разделением функций обмоток. Так, одна из обмоток (сетевая обмотка) должна обеспечивать прямое подключение УШР к сети любого класса напряжения, другая (обмотка управления) — насыщение магнитной системы за счет протекания в ней

постоянного (выпрямленного) тока. Для подключения к обмотке управления (ОУ) преобразовательного блока малой мощности на ее выводах должно отсутствовать переменное напряжение, что достигается путем встречного включения секций ОУ.

Так как рабочая точка на кривой намагничивания по мере загрузки реактора перемещается на нелинейный ее участок, то это приводит к искажению тока сетевой обмотки. Значительное искажение кривой тока СО в большей степени вызвано 3-й гармонической составляющей, поэтому наиболее целесообразным способом ее исключения является применение в УШР обмотки, соединенной в треугольник.

В настоящее время активно используются несколько схемных решений управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов 35–500 кВ. Выбор того или иного конструктивного исполнения зависит от многих факторов: габаритных размеров, весовых, стоимостных показателей комплекса УШР, ремонтпригодности, сложности изготовления электромагнитной части, необходимой мощности и др.

Основными факторами, определяющими конструктивное исполнение УШР, являются их мощность и класс напряжения:

- реакторы мощностью до 32 МВАр, как правило, не имеют компенсационной обмотки, т. е. имеют только сетевую обмотку и обмотку управления; реакторы мощностью более 32 МВАр имеют все три обмотки;
- реакторы на напряжение до 220 кВ выполняются в трехфазном исполнении (электромагнитная часть серии РТДУ); реакторы же на напряжение 330–500 кВ чаще всего представляют собой трехфазную группу однофазных реакторов (электромагнитная часть серии РОДУ).

3.3.1. УШР мощностью менее 32 МВАр

Для УШР сравнительно малой мощности (до 32 МВАр) в качестве основного конструктивного исполнения был выбран вариант с двумя обмотками — сетевой и обмоткой управления (рис. 3.17).

Конструкция электромагнитной части УШР такого исполнения достаточно сложна, так как она трехфазная, и, кроме того, схема соединения, например сетевой обмотки, должна учитывать возможность протекания по ней постоянного тока в переходных режимах и исключать его попадание в сеть, что создает некоторые проблемы для релейной защиты УШР. Обмотка управления такого УШР также сложна: схема соединений ОУ представляет собой «двойной разомкнутый треугольник» и сочетает в себе несколько функций:

- обеспечивает подключение к выводам «+»/«-» обмотки маломощного (примерно 1 % от установленной мощности УШР) трансформаторно-преобразовательного блока, осуществляющего циркуляцию выпрямленного тока в ОУ;

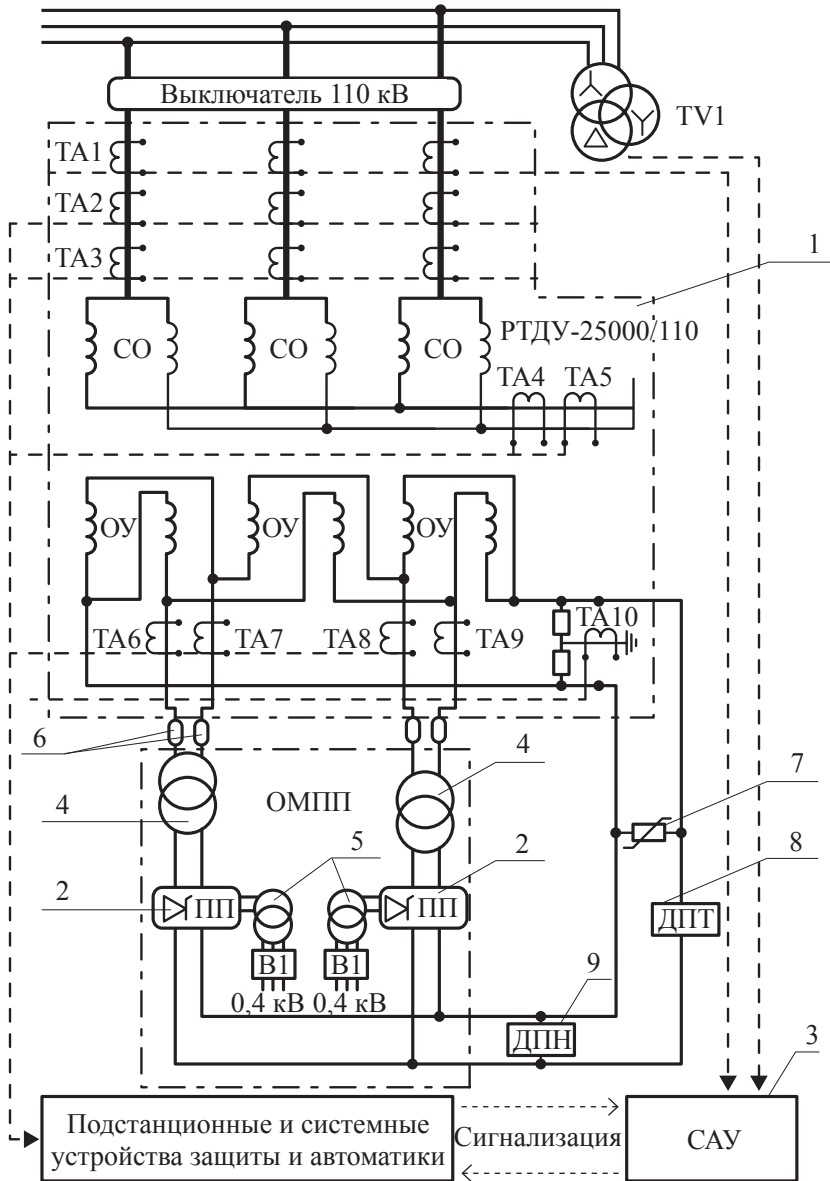


Рис. 3.17. Принципиальная схема двухобмоточного УШР серии РТУ-25000/110-УХЛ1: 1 — РТДУ-100000/220 — трехфазная электромагнитная часть РТУ-25000/110; 2 — полупроводниковый трехфазный преобразователь ППМ-200/750; 3 — САУ — система автоматического управления реактора; 4 — трансформатор преобразователя типа ОМ-200/22/0,22; 5 — трансформатор начального подмагничивания ТМО-2,5/0,4/0,012; 6 — предохранитель типа ПКТ 101-10-31.5-12.5; 7 — УЗП — устройство защиты от перенапряжений; 8 — ДПТ — датчик постоянного тока; 9 — ДПН — датчик постоянного напряжения; 10 — ТА1–ТА9 — встроенные ТТ

- обеспечивает компенсацию гармоник кратных трем за счет соединения обмотки управления в треугольник;
- обеспечивает питание трансформаторно-преобразовательных блоков непосредственно от обмотки управления за счет их подключения к выводам переменного напряжения ОУ;
- обеспечивает совмещение в одной вторичной обмотке функций компенсационной обмотки и обмотки управления, что позволяет не только снизить число обмоток, но и снизить расход активных материалов.

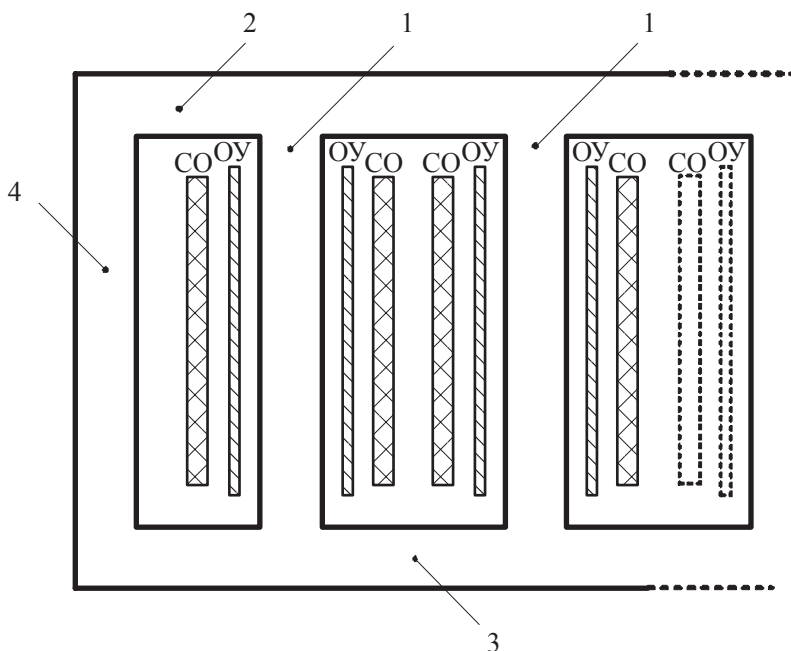


Рис. 3.18. Разрез магнитной системы фазы УШР 25 МВАр 110 кВ (показана крайняя левая из трех фаз трехфазного магнитопровода). Отдельная компенсационная обмотка отсутствует

В качестве наиболее распространенного варианта двухобмоточного реактора рассмотрим УШР типа РТУ-25000/110-УХЛ1. В состав реактора входят:

1. Электромагнитная часть, состоящая из магнитопровода бронестержневого типа с шестью «полустержнями» (два полустержня на фазу). Конструкция фазы такого реактора показана на рис. 3.18. Магнитная система фазы состоит из двух полустержней (1), верхнего (2) и нижнего (3) горизонтальных ярем и двух боковых ярем (4). На каждом полустержне располагаются секции обмотки управления ОУ и сетевой обмотки СО.

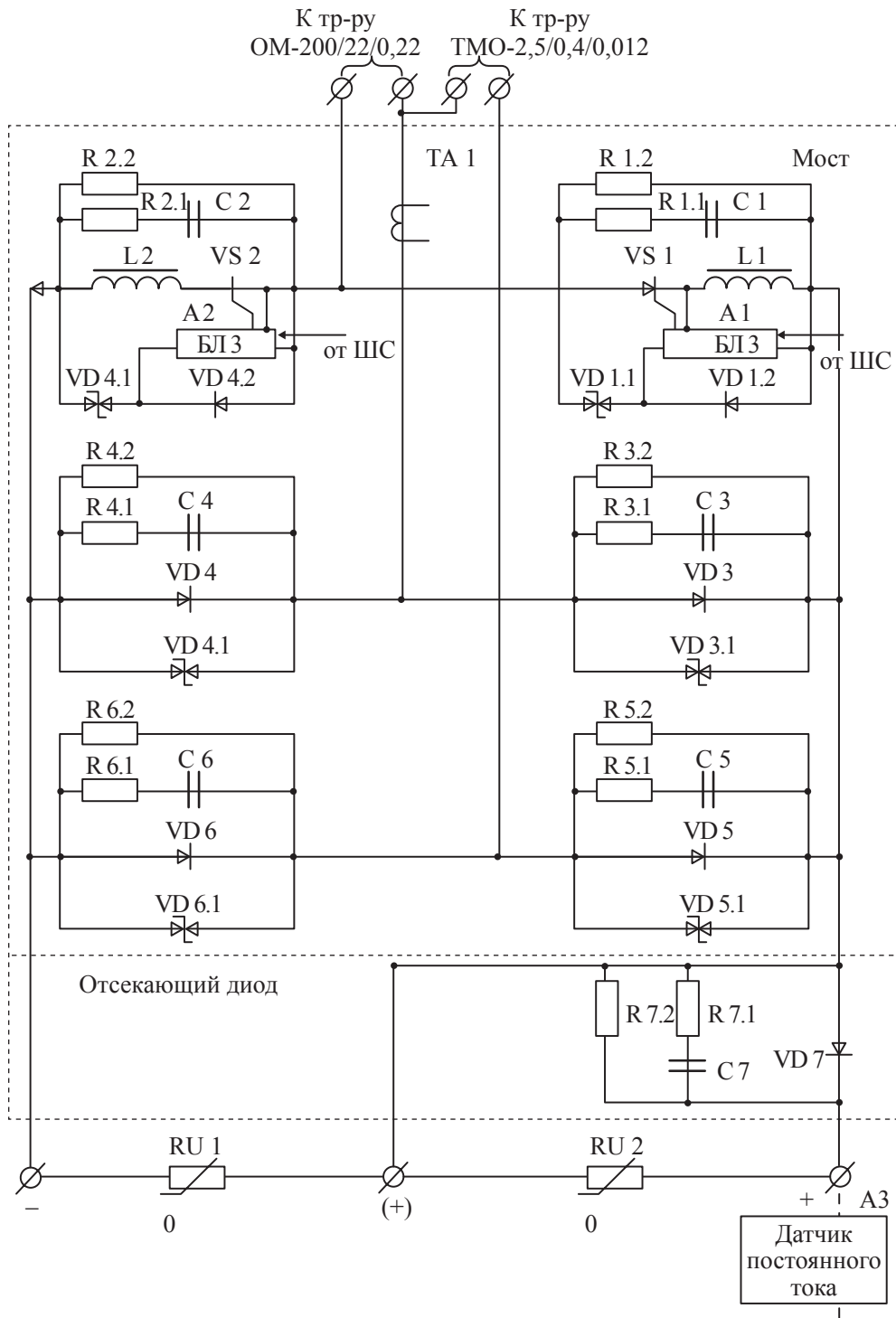


Рис. 3.19. Схема преобразовательного блока типа ППМ-200/750

На рис. 3.18, в отличие от рис. 3.2, сетевая обмотка имеет две секции, каждая из которых размещена на своем полустержне. Поскольку эти секции включены согласно, то в схеме рис. 3.18 реализован все тот же принцип магнитного усилителя, о котором говорилось и для рис. 3.2.

2. Два однофазных трансформаторно-преобразовательных блока типа ОМ-200/22/0.22, которые подключаются через предохранители к выводам переменного напряжения обмотки управления и обеспечивают регулирование реактора в полном диапазоне его мощности.

3. Два трансформатора начального подмагничивания типа ТМО-2,5/0.4/0.012, которые подключаются к трехфазной сети 380 В. Данные трансформаторы имеют связь по стороне НН с однофазными преобразователями типа ППМ-200/750 и необходимы для обеспечения начального подмагничивания реактора перед его включением. Схема преобразовательного блока показана на рис. 3.19.

4. Цифровая система автоматического управления, в которой реализованы алгоритмы управления мощностью реактора.

Межу выводами «+»/«-» обмотки управления внутри бака реактора устанавливаются два резистора, точка соединения которых заземляется. Резистор необходим на случай обрыва соединения между обмоткой управления и полюса преобразователя для обеспечения «гашения» запасенной в обмотке управления энергии.

В работе УШР используется информация, получаемая с датчиков постоянного тока и напряжения (ДПТ и ДПН соответственно). На основании этой информации происходит настройка ограничения выпрямленного тока преобразователей в различных режимах работы УШР, а также в случае перегрузки преобразователя и трансформатора, в режиме предварительного подмагничивания и т. д.

3.3.2. УШР мощностью более 32 МВАр

Реакторы мощностью более 32 МВАр имеют не только другое конструктивное исполнение электромагнитной части, но и другой состав оборудования.

Рассмотрим схемные решения таких реакторов на примере реактора РТУ-100000/220-УХЛ1 (рис. 3.20). Магнитопровод этого реактора, так же как магнитопровод РТУ-25000/110-УХЛ1, приведенный на рис. 3.18, представляет собой бронестержневую конструкцию с шестью «полустержнями» (по два полустержня на фазу).

Помимо различных схем соединения обмоток СО и ОУ, основным отличием является разделение функций обмотки управления. В реакторах мощностью более 32 МВАр введена отдельная дополнительная компенсационная обмотка, которая, как уже говорилось выше, выполняет функции компенсации высших гармоник сетевого тока кратных трем,

а также к ней подключаются маломощные (порядка 1 % от установленной мощности реактора) трансформаторно-преобразовательные блоки, за счет которых обеспечивается подмагничивание реактора.

При отсутствии дополнительных присоединений ток, развиваемый ТМП, и ток 3-й гармоники не превышают 20 % номинального тока реактора, поэтому КО выполняется уменьшенного сечения.

Отсутствие прямой электромагнитной связи между сетевой обмоткой и обмоткой управления, которое обеспечивается за счет наличия в УШР дополнительной компенсационной обмотки, расположенной между ОУ и СО, позволяет отказаться от сложного соединения сетевой обмотки, так как в ней исключено протекание выпрямленного тока в переходных режимах. Данное обстоятельство позволяет обеспечить необходимый состав трансформаторов тока для реализации быстродействующих защит.

Секции обмотки управления каждой фазы включены встречно друг относительно друга, поэтому переменное напряжение на ее выводах отсутствует, что позволяет объединить их и подключить к выводам выпрямленного напряжения преобразовательного блока для подмагничивания.

Поскольку на выводах компенсационной обмотки РТУ-100000/220-УХЛ1, в отличие от РТУ-25000/110-УХЛ1, имеется полноценное трехфазное напряжение, то к ним может быть подключен трехфазный трансформаторно-преобразовательный блок типа ТМП-1000/10/0.4, который обеспечивает подмагничивание УШР. В состав УШР 100 МВАр 220 кВ входят два таких блока подмагничивания — основной и резервный. Резервный ТМП имеет питание от РУ 6–35 кВ и кроме основной своей функции — регулирования тока подмагничивания во всем диапазоне мощности, выполняет не менее важную функцию — обеспечивает предварительное подмагничивание реактора перед подачей на него сетевого напряжения.

Мощность трансформатора ТМП 1000 кВАр и его выходное напряжение НН 400 В продиктованы необходимостью обеспечить время набора реактором мощности от 5 % до 100 % или обратно не более, чем за 1 с (требование Заказчика). Стоит отметить, что если форсированный набор и сброс мощности обеспечивать не за счет ТМП, питающегося от компенсационной обмотки реактора, а от ТМП, подключенного непосредственно РУ 6–35 кВ, то можно существенно снизить время полного набора и сброса мощности — до 0,5–0,6 с.

Уменьшение времени набора и сброса мощности УШР зависит от величины выпрямленного напряжения, приложенного к выводам обмотки управления. Вследствие того, что реактор имеет напряжение короткого замыкания порядка 50 %, то по мере загрузки реактора напряжение на КО снижается, а, соответственно, снижается и приложенное к ОУ

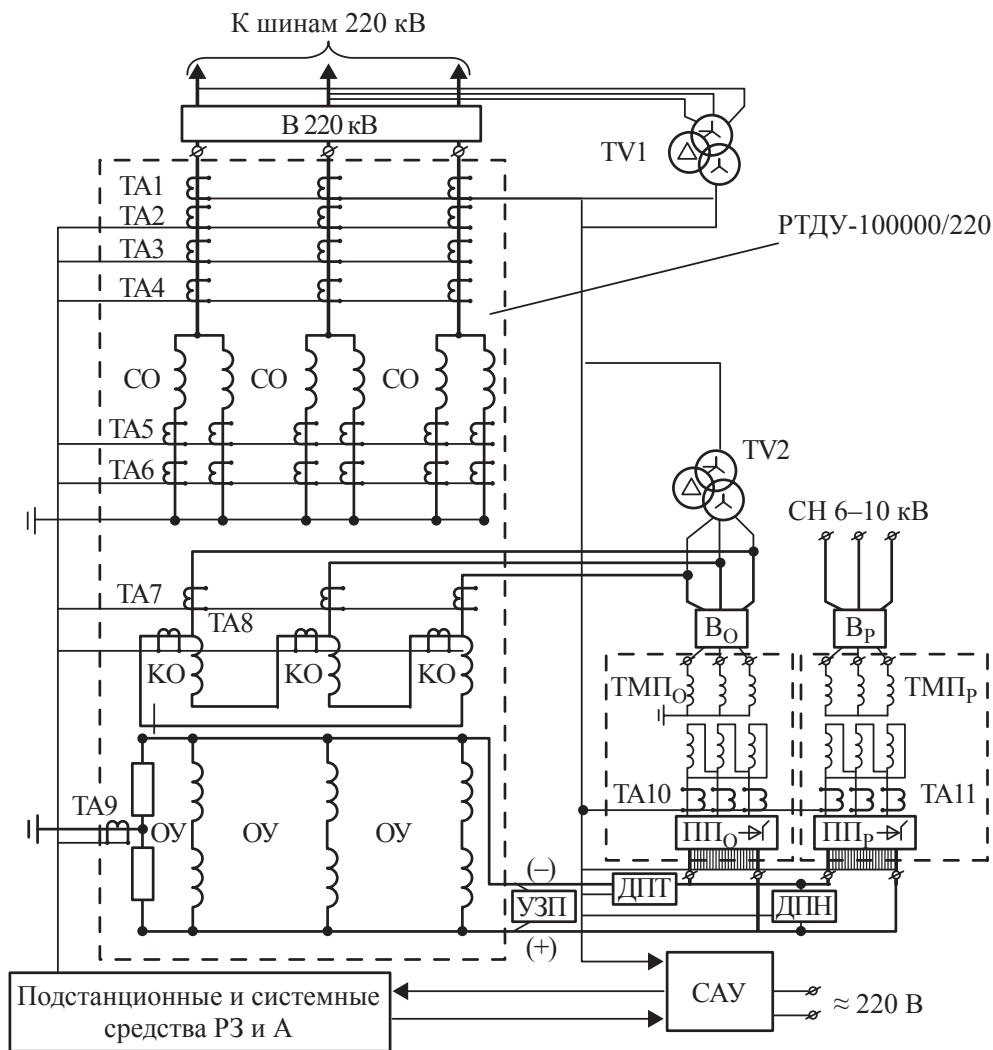


Рис. 3.20. Принципиальная схема трехобмоточного УШР серии РТУ-100000/220-УХЛ1: 1 — РТДУ-100000/220 — трехфазная электромагнитная часть РТУ-100000/220; 2 — ТМП₀ — основной трансформаторно-преобразовательный блок 1000 кВА, 10/0,4 кВ; 3 — ТМП_Р — резервный трансформаторно-преобразовательный блок 1000 кВА, 6–35/0,4 кВ; 4 — ПП₀, ПП_Р — полупроводниковые трехфазные управляемые преобразователи; 5 — САУ — система автоматического управления; 6 — ДПТ — датчик постоянного тока; 7 — ДПН — датчик постоянного напряжения; 8 — УЗП-2,5/1000 — устройство защиты от перенапряжений; 9 — ТА1–ТА11 — встроенные трансформаторы тока; 10 — TV1, TV2 — трансформаторы напряжения 220 кВ и 10 кВ; 11 — В_{220 кВ} — выключатель 220 кВ реактора; 12 — В₀, В_Р — выключатели основного и резервного ТМП

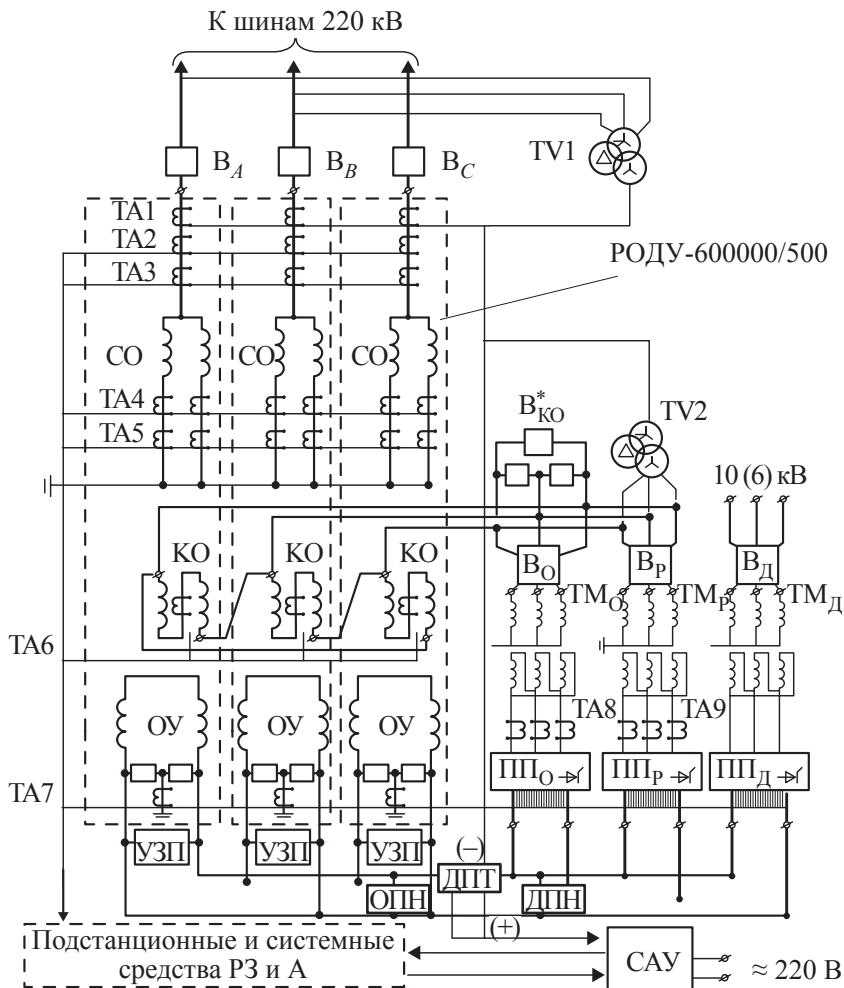


Рис. 3.21. Принципиальная схема трехобмоточного УШР серии РТУ-180000/500-УХЛ1: 1 — РОДУ-600000/500 — однофазная электромагнитная часть РТУ-180000/500; 2 — ТМ_Д — трансформатор динамических режимов, 1000 кВА, 6(10)/1,1 кВ; 3 — ТМ_О — основной трансформатор статических режимов 1000 кВА, 10/0,40 кВ; 4 — ТМ_Р — резервный трансформатор статических режимов 1000 кВА, 10/0,40 кВ; 5 — ПП_О, ПП_Р, ПП_Д — полупроводниковые трехфазные управляемые преобразователи основного, резервного и динамического ТМП; 6 — САУ — система автоматического управления; 7 — ДПТ — датчик постоянного тока; 8 — ДПН — датчик постоянного напряжения; 9 — УЗП-2,5/1000 — устройство защиты от перенапряжений; 10 — ОПН* — ограничитель перенапряжений (комплектуются только линейные УШР); 11 — ТА1–ТА9 — встроенные трансформаторы тока; 12 — TV1, TV2 — трансформаторы напряжения 500 кВ и 10 кВ; 13. В_А, В_В, В_С — выключатель 500 кВ реактора; В_О, В_Р, В_Д — выключатели основного, резервного, динамического ТМП; В_{КО} — выключатели шунтирования КО (только для линейных УШР)

выпрямленное напряжение. В случае подключения ТМП к сети 6–35 кВ, мощность которой значительно больше, чем мощность трансформатора ТМП-1000, выходное выпрямленное напряжение оказывается практически неизменным в течение всего набора реактором мощности.

Функции устанавливаемых в бак УШР резисторов, которые подключаются параллельно встречно включенным секциям ОУ, а также датчиков постоянного тока и напряжения, совпадают с теми же функциями, что и в РТУ-25000/110-УХЛ1.

В сетях 500 кВ согласно требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» необходимо иметь время полного изменения мощности УШР не более 0,3 с. Поэтому стандартная комплектация реактора 500 кВ (в отличие от реакторов 110–330 кВ) содержит полупроводниковый преобразователь с повышенным номинальным выпрямленным напряжением (ППД — динамический, см. рис. 3.21). Он используется в режимах форсированного набора и сброса мощности, а также обеспечивает функцию предварительного подмагничивания.

В составе УШР всех классов напряжения имеются основной и резервный преобразовательные блоки (ТМП_О и ТМП_Р). В стандартных конструкциях УШР 220–330 кВ, в которых отсутствует ТМПД, функции предварительного подмагничивания возлагают на ТМП_Р, который подключают к распределительному устройству собственных нужд 6–35 кВ (см. рис. 3.20).

Динамический преобразователь питается от трансформатора ТМП 1000 кВАр с напряжением на стороне НН равным 1 кВ (в отличие от основного и резервного ТМП, имеющих напряжение 400 В). Поэтому на выводах такого динамического преобразователя получается повышенное выпрямленное напряжение 1540 В.

На сегодняшний день процесс освоения технологии производства УШР 35–500 кВ завершен и перешел в стадию серийного производства. К моменту написания книги (ноябрь 2012 г.) в России и странах СНГ установлено 76 управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов. Типы и количество установленных УШР представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1. Номенклатура и количество изготовленных и находящихся в эксплуатации УШР

Тип	Мощность, кВАр	Напряжение, кВ	Количество
РТУ-25000/35	25 000	38,5	7
РТУ-25000/110	25 000	121	26

Тип	Мощность, кВАр	Напряжение, кВ	Количество
РТУ-63000/110	63 000	121	1
РТУ-25000/220	25 000	242	1
РТУ-63000/220	63 000	242	6
РТУ-100000/220	100 000	242	15
РТУ-180000/330	180 000	347	3
РТУ-180000/500	180 000	525	17

3.3.3. Технические характеристики наиболее распространенных УШР

Как следует из табл. 3.1, наиболее востребованными являются УШР типа РТУ-25000/110, РТУ-100000/220, РТУ-180000/500. Основные их технические характеристики представлены в табл. 3.2–3.4.

Таблица 3.2. Основные технические характеристики РТУ-25000/110

Технические характеристики (наименование параметра)	Значение параметра
Основные характеристики реактора	
Заводской тип (марка)	РТУ-25000/110
Номинальная мощность, МВАр	110
Количество фаз	3
Номинальное напряжение, кВ	121
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Класс напряжения нейтрали, кВ	35
Возможные варианты заземления нейтрали: Глухое заземление на землю (да, нет)	Да
Номинальный ток сетевой обмотки, А	119,3
Номинальное напряжение на обмотке управления одного стержня при холостом ходе и номинальном напряжении на сетевой обмотке, кВ	11

Технические характеристики (наименование параметра)	Значение параметра
Номинальный ток подмагничивания обмотки управления, А, не более	720
Номинальная частота, Гц	50
Потери холостого хода при напряжении холостого хода, кВт	25
Полные потери при номинальном напряжении, номинальной частоте, кВт	240
Допуск на потери, %	+15
Величина отклонения реактивного тока каждой фазы реактора от среднеарифметического значения токов трех фаз, % от номинального тока, не более	±3
Минимальное время изменения мощности от 5 до 100 % или обратно, с, не более	5
Время выхода на номинальный режим с предварительным подмагничиванием, с, не более	0,02
Допустимая перегрузка по мощности (не более 20 мин), % от номинальной мощности (при наибольшем рабочем напряжении сети)	30
Допустимая перегрузка по току сетевой обмотки (не более 20 мин), % от номинального тока (при напряжении сети не ниже номинального)	20
Амплитуда любой высшей гармоники сетевого тока при номинальном синусоидальном напряжении, % от номинального тока, не более	3
Превышение температуры элементов реактора над температурой окружающей среды при номинальном токе сетевой обмотки должно быть не более, град.	65 60 75
Напряжение короткого замыкания СО–КО, %, не менее	30
Двойная амплитуда величины вибрации на стенке бака, мкм, не более	150
Корректированный уровень звуковой мощности, дБА, не более	85

Технические характеристики (наименование параметра)	Значение параметра
Комплект поставки	
Электромагнитная часть реактора типа РТДУ-25000/110	Да
Система подмагничивания	Да
Система автоматического управления (САУ), которая устанавливается на пульте управления подстанцией	Да
Устройство защиты от перенапряжений (УЗП)	Да
Система мониторинга	По требованию заказчика
Датчик постоянного тока, шт.	1
Предохранитель ПКТ 101-10-31.5-12.5, шт.	4
Система автоматического управления (САУ)	
Система автоматического управления с каналом регулирования по напряжению и току	Да
Диапазон изменения уставки по напряжению, кВ	105...125
Диапазон изменения уставки по току, А	0...120
Срок службы, лет, не менее	30
Гарантийный срок эксплуатации, мес	36
Система подмагничивания	
Количество преобразовательных блоков ОМПП-200/22/0,22	2
Номинальная мощность преобразовательного трансформатора, кВА	200
Номинальное напряжение первичной обмотки преобразовательного трансформатора, кВ	22
Номинальное напряжение вторичной обмотки преобразовательного трансформатора, кВ	0,22
Номинальное выпрямленное напряжение преобразователя, В	200
Номинальный выпрямленный ток преобразователя, А	750

Таблица 3.3. Основные технические характеристики РТУ-100000/220

Технические характеристики (наименование параметра)	Значение параметра
Основные характеристики реактора	
Заводской тип (марка)	РТУ-100000/220
Номинальная мощность, МВАр	100
Номинальное напряжение, кВ	242
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Класс напряжения нейтрали, кВ	35
Номинальный ток сетевой обмотки, А	238
Номинальное линейное напряжение компенсационной обмотки в режиме холостого хода реактора, кВ	11
Номинальный ток обмотки управления, А, не более	2000
Номинальная частота, Гц	50
Класс напряжения обмотки управления, кВ	35
Полные потери при номинальном напряжении и номинальной мощности, кВт	600
Допуск на потери, %	+15
Величина отклонения реактивного тока каждой фазы реактора от среднеарифметического значения токов трех фаз, % от номинального тока, не более	±3
Минимальное время изменения мощности от 5 до 100 % или обратно, с, не более	1
Время выхода на номинальный режим с предварительным подмагничиванием, с, не более	0,02
Допустимая перегрузка по мощности (не более 20 мин), % от номинальной мощности (при наибольшем рабочем напряжении сети)	30
Допустимая перегрузка по току сетевой обмотки (не более 20 мин), % от номинального тока (при напряжении сети не ниже номинального)	20
Амплитуда любой высшей гармоники сетевого тока при номинальном синусоидальном напряжении, % от номинального тока, не более	3

Технические характеристики (наименование параметра)	Значение параметра
Превышение температуры элементов реактора над температурой окружающей среды при номинальном токе сетевой обмотки должно быть не более, град.	65 78 60 85
Напряжение короткого замыкания СО–КО, %, не менее	50
Двойная амплитуда величины вибрации на стенке бака, мкм, не более	200
Уровень звука, дБА, не более	90
Комплект поставки	
Электромагнитная часть реактора	Да
Система подмагничивания	Да
Система автоматического управления (САУ), которая устанавливается на пульте управления подстанцией	Да
Устройство защиты от перенапряжений (УЗП)	Да
Система мониторинга	По требованию заказчика
Система автоматического управления (САУ)	
Система автоматического управления с каналом регулирования по напряжению и току	Да
Статизм регулятора САУ по напряжению, % от $U_{с ном}$	1...5
Диапазон изменения уставки по напряжению, кВ	200...250
Диапазон изменения уставки по току, А	6...240
Точность задания уставки по напряжению, кВ, не более	1
Точность задания уставки по току, А, не более	1
Интерфейс связи САУ с АСУ ТП подстанции	Протокол IET 60870-5-101 (RS-232)
Климатическое исполнение — УХЛ 4 для установки в закрытом помещении с температурой окружающего воздуха +5...+ 35 °С	Да

Технические характеристики (наименование параметра)	Значение параметра
Система подмагничивания	
Основной преобразовательный блок ТМП-1000/10/0,4 (540/2000)	1
Резервный преобразовательный блок ТМП-1000/10/0,4 (540/2000)	1
Номинальная мощность, кВА	1000
Номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ	10
Номинальное линейное напряжение вторичной (вентильной) обмотки трансформатора, кВ	0,4
Полные потери (при номинальной мощности), кВт, не более	28
Потери холостого хода (при запертом преобразователе), кВт, не более	3
Схема и группа соединения первичной и вторичной (вентильной) обмоток трансформатора	Y _n /Δ-11
Номинальное линейное напряжение питания преобразователя, В	400
Номинальная частота напряжения питания преобразователя, Гц	50
Максимальное выходное напряжение преобразователя, В	540
Номинальный выпрямленный ток, А	2000
Допустимая перегрузка в течение не более 20 мин, А	2400
Номинальная мощность тепловых потерь преобразователя, Вт, не более	13 800

Таблица 3.4. Основные технические характеристики РТУ-180000/500

Технические характеристики (наименование параметра)	Значение параметра
Основные характеристики реактора	
Заводской тип (марка)	РТУ-180000/500
Номинальная мощность, МВАр	180

Технические характеристики (наименование параметра)	Значение параметра
Исполнение электромагнитной части: — однофазное (да, нет) — трехфазное (да, нет)	Да Да
Номинальное напряжение, кВ	525
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	550
Класс напряжения нейтрали, кВ	35
Номинальный ток сетевой обмотки, А	198
Номинальное линейное напряжение компенсационной обмотки в режиме холостого хода реактора, кВ	11
Номинальный ток обмотки управления, А, не более	2000
Номинальная частота, Гц	50
Возможные варианты заземления нейтрали: — глухое заземление на землю (да, нет) — заземление через компенсационный реактор с соответствующей защитой ОПН от перенапряжений (да, нет)	Да Да
Полные потери при номинальном напряжении и номинальной мощности: — при однофазном исполнении (на три фазы), кВт — при трехфазном исполнении, кВт	1080 900
Допуск на потери, %	+15
Величина отклонения реактивного тока каждой фазы реактора от среднеарифметического значения токов трех фаз, % от номинального тока, не более	±3
Минимальное время изменения мощности от 5 до 100 % или обратно, с, не более	0,3
Время выхода на номинальный режим с предварительным подмагничиванием, с, не более	0.02
Допустимая перегрузка по мощности (не более 20 мин), % от номинальной мощности (при наибольшем рабочем напряжении сети)	30
Допустимая перегрузка по току сетевой обмотки (не более 20 мин), % от номинального тока (при напряжении сети не ниже номинального)	20

Технические характеристики (наименование параметра)	Значение параметра
Амплитуда любой высшей гармоники сетевого тока при номинальном синусоидальном напряжении, % от номинального тока, не более	3
Превышение температуры элементов реактора над температурой окружающей среды при номинальном токе сетевой обмотки должны быть не более, град.	65 78 60 85
Напряжение короткого замыкания СО–КО, %, не менее	50
Двойная амплитуда величины вибрации на стенке бака, мкм, не более	200
Уровень звука, дБА, не более	90
Комплект поставки	
Электромагнитная часть реактора: — три электромагнитных части при однофазном исполнении электромагнитной части; — резервная фаза при однофазном исполнении; — одна электромагнитная часть при трехфазном исполнении электромагнитной части	Да По требованию Да
Система подмагничивания	Да
Система автоматического управления (САУ), которая устанавливается на пульте управления подстанцией	да
Устройство защиты от перенапряжений (УЗП)	да
Система мониторинга	По требованию заказчика
Система автоматического управления (САУ)	
Система автоматического управления с каналом регулирования по напряжению и току	Да
Статизм регулятора САУ по напряжению, % от $U_{с ном}$	1...5
Диапазон изменения уставки по напряжению, кВ	500...550
Диапазон изменения уставки по току, А	0...200

Технические характеристики (наименование параметра)	Значение параметра
Точность задания уставки по напряжению, кВ, не более	1
Точность задания уставки по току, А, не более	1
Интерфейс связи САУ с АСУ ТП подстанции	Протокол IET 60870-5-101 (RS-232)
Климатическое исполнение — УХЛ 4 для установки в закрытом помещении с температурой окружающего воздуха +5...+35 °С	Да
Система подмагничивания (основной и резервный преобразовательные блоки)	
Количество преобразовательных блоков ТМП-1000/10/0,4 (540/2000)	2
Номинальная мощность, кВА	1000
Номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ	10
Номинальное линейное напряжение вторичной (вентильной) обмотки трансформатора, кВ	0.4
Полные потери (при номинальной мощности), кВт, не более	28
Потери холостого хода (при запертом преобразователе), кВт, не более	3
Схема и группа соединения первичной и вторичной (вентильной) обмоток трансформатора	Y _n /Δ-11
Номинальное линейное напряжение питания преобразователя, В	400
Номинальная частота напряжения питания преобразователя, Гц	50
Максимальное выходное напряжение преобразователя, В	540
Номинальный выпрямленный ток, А	2000
Допустимая перегрузка в течение не более 20 мин, А	2400
Номинальная мощность тепловых потерь преобразователя, Вт, не более	13 800

Технические характеристики (наименование параметра)	Значение параметра
Система подмагничивания (преобразовательный блок динамических режимов)	
Количество преобразовательных блоков ТМП-1000/(6)10/1,1 (1485/2000)	1
Номинальная мощность, кВА	1000
Номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ	6 (10)
Номинальное линейное напряжение вторичной (вентильной) обмотки трансформатора, кВ	1.1
Полные потери (при номинальной мощности), кВт, не более	21
Потери холостого хода (при запертом преобразователе), кВт, не более	3
Схема и группа соединения первичной и вторичной (вентильной) обмоток трансформатора	Yн/Δ-11
Номинальное линейное напряжение питания преобразователя, В	1100
Номинальная частота напряжения питания преобразователя, Гц	50
Максимальное выходное напряжение преобразователя, В	1485
Номинальный выпрямленный ток, А	2000

МЕТОДИКА КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ УПРАВЛЯЕМОГО ШУНТИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА

В последнее время значительно возрос научно-практический интерес к развитию детального моделирования высоковольтного силового оборудования, имеющего сложную конструкцию магнитной системы [1, 2].

Например, создание компьютерной модели управляемого реактора [3] позволило еще на стадии проектирования проанализировать его поведение в симметричных и несимметричных переходных и установившихся режимах работы, оценить быстродействие, выявить особенности проведения коммутационных операций (в том числе и при ОАПВ) совместно с линиями электропередачи, найти оптимальные алгоритмы управления мощностью УШР.

4.1. Основные элементы конструкции реактора РТУ-180000/500 и его моделирование

Магнитная система одной фазы управляемого реактора представлена на рис. 4.1. В центре находятся два магнитных стержня (два «полустержня»), на которых располагаются компенсационная обмотка (КО), обмотка управления (ОУ), сетевая обмотка (СО).

Под магнитным стержнем здесь будем понимать элементарный участок магнитопровода, характеризующийся сечением s и длиной l , в пределах которого магнитный поток Φ в данный момент времени одинаков по всей длине и сечению магнитного стержня.

На рис. 4.1 потоки, проходящие по магнитопроводу, обозначены цифровым индексом, а потоки рассеяния — цифрой и буквой s .

Два центральных стержня с потоками Φ_1 и Φ_2 связаны между собой центральными ярмами с потоками Φ_3 и Φ_4 . Центральные ярма выполнены утолщенными и не насыщаются, что приводит к улучшению гармонического состава токов сетевой обмотки. Также имеются два боковых ярма Φ_5 и Φ_6 , которые являются путями для замыкания магнитного потока, создаваемого переменным током сетевой обмотки.

В схеме рис. 4.1 учтены следующие каналы рассеяния:

- между компенсационной обмоткой и центральными стержнями («полустержнями») Φ_{s1} и Φ_{s2} ;
- между обмоткой управления и компенсационной обмоткой Φ_{s3} и Φ_{s4} ;

- между сетевой обмоткой и обмоткой управления Φ_{s5} и Φ_{s6} ;
- между ярмами и баком Φ_{s7} и Φ_{s8} .

Конструкция рассматриваемого УШР предполагает, что сетевая обмотка охватывает оба полустержня, и канал рассеяния между сетевой обмоткой и обмоткой управления должен быть один. Однако для получения симметричной схемы замещения и сокращения объема расчетов принято допущение, что такая схема эквивалентна схеме с двумя каналами рассеяния Φ_{s5} и Φ_{s6} , сечения которых вполтину меньше исходного.

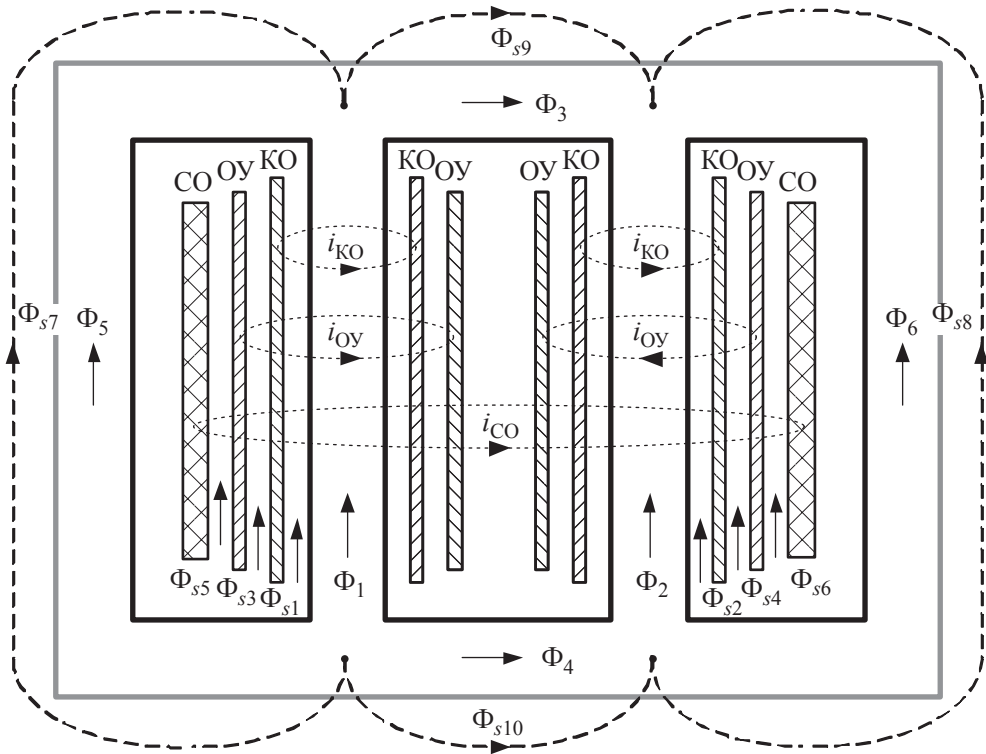


Рис. 4.1. Магнитная система фазы УШР

Указанным на рис. 4.1 магнитным путям сечением s и длиной l могут быть поставлены в соответствие магнитные сопротивления R и схема замещения магнитной цепи, приведенная на рис. 4.2. Индексы у магнитных сопротивлений те же, что и у соответствующих потоков. Схема содержит:

- магнитодвижущие силы $F = iW$, где i — ток обмотки; W — число ее витков;
- нелинейные магнитные сопротивления R (для них $\mu = f(B)$), которые представляют собой пути магнитных потоков в элементах

стального магнитопровода (в стержнях, в центральных и боковых ярмах);

- линейные магнитные сопротивления R , соответствующие каналам рассеяния (для них $\mu = \text{const}$).

Принятая модель магнитной системы реактора РТУ создана на основе реальной конструкции его магнитной цепи и расположения обмоток. Схема замещения магнитной цепи задается узлами и наиболее важными путями (ветвями) распределения магнитного потока, которые с некоторыми приближениями аппроксимируют картину магнитного поля. Число учитываемых ветвей и узлов выбирается таким, чтобы удовлетворительно аппроксимировать это поле без излишнего усложнения магнитной цепи.

Описанная концепция моделирования магнитной системы основана на описании поля посредством скалярного магнитного потенциала, определение которого предусматривает $\text{rot}H = 0$ в рассматриваемой области. Так как последнее предполагает поле сосредоточенным исключительно вне обмоток, то радиальный размер катушек не учитывается. Кроме введения в модель «тонких» обмоток, пренебрежем частотными зависимостями потерь в стали от вихревых токов и явлением гистерезиса. Учет реальных значений размеров катушек можно осуществить различными способами, один из которых упомянут в [1]. То же касается учета потерь в стали, например, [2]. Однако на данном этапе исследований реализация программного учета размеров катушек и потерь в стали [2] была признана не целесообразной.

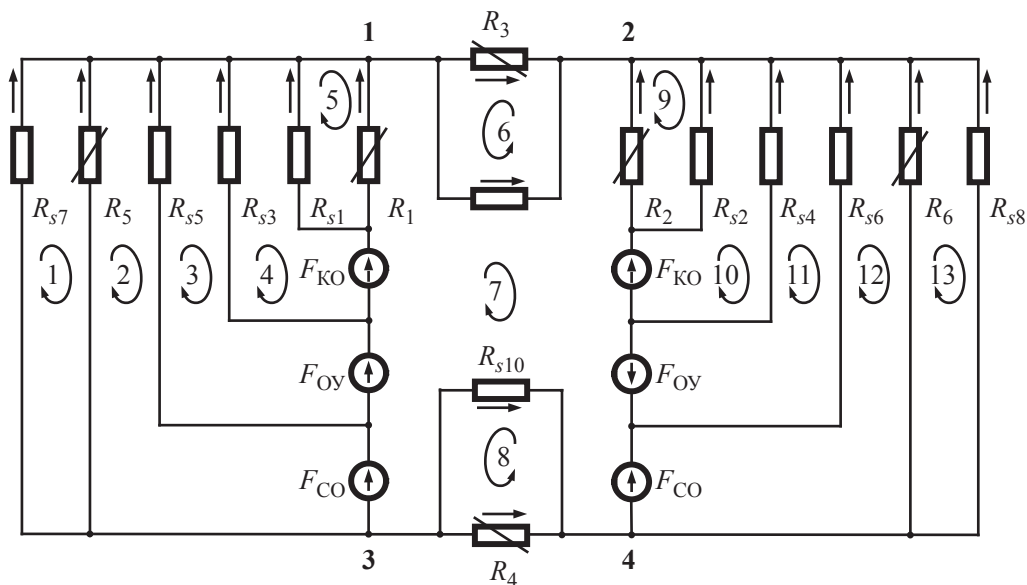


Рис. 4.2. Схема замещения магнитной системы фазы УШР

Схема рис. 4.2 содержит 4 узла ($q = 4$) и 16 ветвей ($p = 16$). Число уравнений, которые по законам Кирхгофа опишут конфигурацию такой магнитной системы:

- по первому закону Кирхгофа: $n = q - 1 = 3$;
- по второму закону Кирхгофа: $m = p - q + 1 = 13$.

В результате для каждой из трех фаз УШР можно записать уравнения: по первому закону Кирхгофа (сумма потоков в узле равна нулю):

$$\begin{aligned} \text{узел 1:} \quad & \Phi_{s7} + \Phi_5 + \Phi_{s5} + \Phi_{s3} + \Phi_{s1} + \Phi_1 - \Phi_{s9} - \Phi_3 = 0; \\ \text{узел 2:} \quad & \Phi_{s8} + \Phi_6 + \Phi_{s6} + \Phi_{s4} + \Phi_{s2} + \Phi_2 + \Phi_{s9} + \Phi_3 = 0; \\ \text{узел 3:} \quad & -\Phi_{s7} - \Phi_5 - \Phi_{s5} - \Phi_{s3} - \Phi_{s1} - \Phi_1 - \Phi_{s10} - \Phi_4 = 0. \end{aligned} \quad (4.1)$$

по второму закону Кирхгофа (сумма магнитных падений напряжения NI равна сумме действующих в контуре магнитодвижущих сил F):

$$\begin{aligned} \text{контур 1:} \quad & H_{s7}l_{s7} - H_{s7}l_{s7} = 0; \\ \text{контур 2:} \quad & H_5l_5 - H_{s5}l_{s5} = -F_{CO}; \\ \text{контур 3:} \quad & H_{s5}l_{s5} - H_{s3}l_{s3} = -F_{OY}; \\ \text{контур 4:} \quad & H_{s3}l_{s3} - H_{s1}l_{s1} = -F_{KO}; \\ \text{контур 5:} \quad & H_{s1}l_{s1} - H_1l_1 = 0; \\ \text{контур 6:} \quad & H_{s9}l_{s9} - H_3l_3 = 0; \\ \text{контур 7:} \quad & H_1l_1 - H_3l_3 - H_2l_2 - H_4l_4 = 2F_{OY}; \\ \text{контур 8:} \quad & H_4l_4 - H_{s10}l_{s10} = 0; \\ \text{контур 9:} \quad & H_2l_2 - H_{s2}l_{s2} = 0; \\ \text{контур 10:} \quad & H_{s2}l_{s2} - H_{s4}l_{s4} = F_{KO}; \\ \text{контур 11:} \quad & H_{s4}l_{s4} - H_{s6}l_{s6} = -F_{OY}; \\ \text{контур 12:} \quad & H_{s6}l_{s6} - H_6l_6 = F_{CO}; \\ \text{контур 13:} \quad & H_6l_6 - H_{s8}l_{s8} = 0. \end{aligned} \quad (4.2)$$

Уравнения магнитной системы должны быть дополнены уравнениями для обмоток реактора. Схема электрических соединений обмоток трех фаз реактора дана на рис. 4.3.

Сетевая обмотка охватывает оба полустержня. В трехфазной группе однофазных реакторов сетевые обмотки разных фаз соединяются в звезду с заземленной нейтралью.

Обмотка управления имеет две части, каждая из которых охватывает один из полустержней. Две части ОУ включены встречно, чтобы магнитодвижущая сила (МДС), создаваемая протекающим по ним током, была направлена в разные стороны. На ОУ воздействует электродвижущая сила (ЭДС) E от источника подмагничивания.

Компенсационная обмотка имеет две части, каждая из которых охватывает один из полустержней. Две части КО включены согласно.

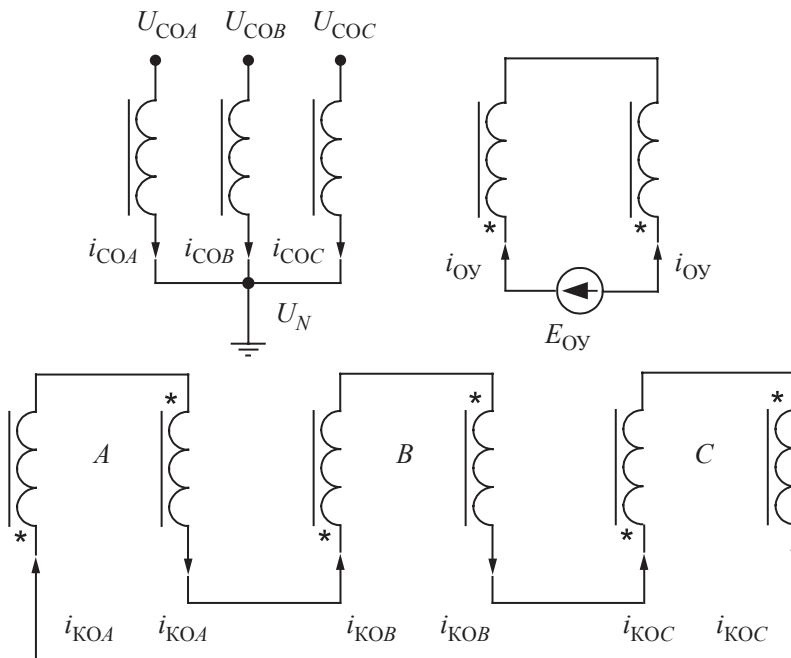


Рис. 4.3. Электрическая схема соединения обмоток реактора

В трехфазной группе однофазных реакторов КО разных фаз соединяются в треугольник.

Уравнения электрической части схемы:

CO, ф. A:

$$U_{COA} = i_{COA} \cdot R_{CO} + W_{CO} \cdot (\Phi'_{s5} + \Phi'_{s3} + \Phi'_{s1} + \Phi'_1 + \Phi'_2 + \Phi'_{s2} + \Phi'_{s4} + \Phi'_{s6})|_A ;$$

CO, ф. B:

$$U_{COB} = i_{COB} \cdot R_{CO} + W_{CO} \cdot (\Phi'_{s5} + \Phi'_{s3} + \Phi'_{s1} + \Phi'_1 + \Phi'_2 + \Phi'_{s2} + \Phi'_{s4} + \Phi'_{s6})|_B ;$$

CO, ф. C:

$$U_{COC} = i_{COC} \cdot R_{CO} + W_{CO} \cdot (\Phi'_{s5} + \Phi'_{s3} + \Phi'_{s1} + \Phi'_1 + \Phi'_2 + \Phi'_{s2} + \Phi'_{s4} + \Phi'_{s6})|_C ;$$

OY, ф. A:

$$U_{OYA} = i_{OYA} \cdot R_{OY} + W_{OY} \cdot (\Phi'_{s3} + \Phi'_{s1} + \Phi'_1 - \Phi'_2 - \Phi'_{s2} - \Phi'_{s4})|_A ;$$

OY, ф. B:

$$U_{OYB} = i_{OYB} \cdot R_{OY} + W_{OY} \cdot (\Phi'_{s3} + \Phi'_{s1} + \Phi'_1 - \Phi'_2 - \Phi'_{s2} - \Phi'_{s4})|_B ; \tag{4.3}$$

OY, ф. C:

$$U_{OYC} = i_{OYC} \cdot R_{OY} + W_{OY} \cdot (\Phi'_{s3} + \Phi'_{s1} + \Phi'_1 - \Phi'_2 - \Phi'_{s2} - \Phi'_{s4})|_C ;$$

КО, ф. A:

$$U_{KOA} = i_{KOA} \cdot R_{KO} + W_{KO} \cdot (\Phi'_{s1} + \Phi'_1 + \Phi'_2 + \Phi'_{s2})|_A ;$$

КО, ф. В:

$$U_{\text{КОВ}} = i_{\text{КОВ}} \cdot R_{\text{КО}} + W_{\text{КО}} \cdot (\Phi'_{s1} + \Phi'_1 + \Phi'_2 + \Phi'_{s2}) \Big|_B ;$$

КО, ф. С:

$$U_{\text{КОС}} = i_{\text{КОС}} \cdot R_{\text{КО}} + W_{\text{КО}} \cdot (\Phi'_{s1} + \Phi'_1 + \Phi'_2 + \Phi'_{s2}) \Big|_C .$$

В уравнениях (4.3):

- напряжения фаз сетевой обмотки $U_{\text{СО}}$ задаются внешней по отношению к реактору сетью и поэтому известны;
- напряжения фаз обмотки управления $U_{\text{ОУ}}$ известны и равны приложенной ЭДС управления E ;
- напряжения фаз компенсационной обмотки $U_{\text{КО}}$ неизвестны, поскольку она не имеет нагрузки и является холостой; требуются дополнительные уравнения для треугольника обмоток КО:

$$\text{второй закон:} \quad U_{\text{КОА}} + U_{\text{КОВ}} + U_{\text{КОС}} = 0;$$

$$\text{первый закон:} \quad i_{\text{КОА}} = i_{\text{КОВ}}; \quad (4.4)$$

$$\text{первый закон:} \quad i_{\text{КОВ}} = i_{\text{КОС}}.$$

Система нелинейных дифференциальных уравнений (4.1)–(4.4) определяет решение на каждом шаге расчета по времени $(n + 1)$ с учетом тех значений переменных, которые имели место на предыдущем шаге (n) . Преобразуем систему к удобному для решения виду.

Уравнения (4.1) продифференцируем по времени. Например, для 1-го узла

$$\Phi'_{s7}{}^{(n+1)} + \Phi'_5{}^{(n+1)} + \Phi'_{s5}{}^{(n+1)} + \Phi'_{s3}{}^{(n+1)} + \Phi'_{s1}{}^{(n+1)} + \Phi'_1{}^{(n+1)} - \Phi'_{s9}{}^{(n+1)} - \Phi'_3{}^{(n+1)} = 0 .$$

Уравнения (4.2) линеаризуем. Напряженность магнитного поля в стержне может быть вычислена с использованием формулы интегрирования неявного метода Эйлера

$$H^{(n+1)} = H^{(n)} + H'^{(n+1)} \cdot \Delta T ,$$

где ΔT — шаг интегрирования по времени;

$$H'^{(n+1)} = \left. \frac{dH}{dt} \right|_{n+1} \approx \left. \frac{\partial H}{\partial B} \right|_n \cdot \left. \frac{\partial B}{dt} \right|_{n+1} = \left. \frac{\partial H}{\partial B} \right|_n \cdot \left. \frac{\partial \Phi}{dt} \right|_{n+1} \cdot \frac{1}{S} \quad \text{— производная магнитного напряжения стержня на шаге интегрирования } n+1 .$$

Тогда линеаризацию удобно проводить с помощью выражения

$$H^{(n+1)}_l = H^{(n)}_l + H'^{(n+1)}_l \cdot \Delta T = H^{(n)}_l + \Phi'^{(n+1)} \cdot R^{(n+1)} \cdot \Delta T ,$$

где $R^{(n+1)} = \left. \frac{\partial H}{\partial B} \right|_n \cdot \frac{l}{S}$ — магнитное сопротивление магнитного стержня, которое на шаге $(n + 1)$ интегрирования можно принять постоянным, вычисленным на шаге (n) по известным значениям $B^{(n)}$,

$$H^{(n)} = f\left(B^{(n)}\right), \quad \left. \frac{\partial H}{\partial B} \right|_n .$$

Например, для контура 2 системы (4.2) получим следующее уравнение:

$$\left(\Phi'_5{}^{(n+1)} R_5^{(n+1)} - \Phi'_{s5}{}^{(n+1)} R_{s5}{}^{(n+1)} \right) \cdot \Delta T + i_{CO}{}^{(n+1)} W_{CO} = -H_5^{(n)} l_5 + H_{s5}{}^{(n)} l_{s5},$$

где неизвестные на шаге $(n + 1)$ величины расположены слева от знака равенства, а известные — в правой части.

Уравнения (4.3), (4.4) переписываем для шага $(n + 1)$.

Например, уравнение системы (4.3) для КО фазы «С» примет вид

$$U_{КОС}{}^{(n+1)} = i_{КОС}{}^{(n+1)} \cdot R_{КО} + W_{КО} \cdot \left(\Phi'_{s1}{}^{(n+1)} + \Phi'_1{}^{(n+1)} + \Phi'_2{}^{(n+1)} + \Phi'_{s2}{}^{(n+1)} \right) \Big|_C,$$

а, например, последнее уравнение системы (4.4) будет

$$i_{КОВ}{}^{(n+1)} = i_{КОС}{}^{(n+1)}.$$

С учетом выполненных преобразований системы (4.1)–(4.4) ее решение следует вести следующим образом.

1. Задаются начальные потоки $\Phi^{(0)}$ стержней, вычисляются индукции стержней $B^{(0)} = \Phi^{(0)}/S$, напряженности магнитного поля $H^{(0)} = f(B^{(0)})$ в стержнях, сопротивления магнитных стержней $R = \frac{\partial H}{\partial B} \Big|_0 \cdot \frac{l}{S}$. Обычно для всех стержней можно принять $\Phi^{(0)} = 0$, и тогда $B^{(0)} = 0$, $H^{(0)} = 0$, $R = 0$.

2. На каждом шаге по времени $(n + 1)$ при известных напряжениях U_{CO} и $U_{Oy} = E$, приложенных к сетевой и компенсационной обмоткам, а также при известных с предыдущего шага напряжениях $H^{(n)}$ и магнитных сопротивлениях R решаются преобразованные уравнения (4.1)–(4.4). В результате их решения будут найдены производные потоков $\Phi'{}^{(n+1)}$ стержней, а также токи фаз всех обмоток i_{CO} , i_{Oy} , $i_{КО}$.

3. По формуле интегрирования неявного метода Эйлера на основе уже известных потоков $\Phi^{(n)}$ и только что найденных в п. 2 производных $\Phi'{}^{(n+1)}$ осуществляется переход на следующий шаг расчета

$$\Phi^{(n+1)} = \Phi^{(n)} + \Phi'{}^{(n+1)} \cdot \Delta T.$$

4. Вычисляют индукцию стержней $B^{(n+1)} = \Phi^{(n+1)} / S$, напряженность $H^{(n+1)} = f(B^{(n+1)})$, магнитное сопротивление $R = \frac{\partial H}{\partial B} \Big|_{n+1} \cdot \frac{l}{S}$.

5. Переходят к п. 2 алгоритма.

4.2. Характеристика намагничивания стали

При решении системы уравнений реактора для каждого из стержней (магнитных или воздушных) требуются зависимости $H = f(B)$.

Для воздушных стержней справедливо $H = B/\mu_0$, где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м.

При моделировании реакторов и трансформаторов для магнитных стержней удобно использовать кривую намагничивания стали рис. 4.4, задаваемую аналитическим выражением

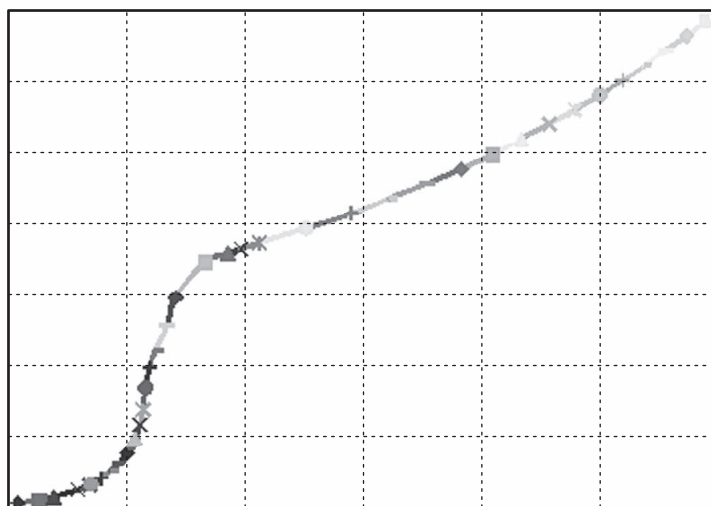
$$H = B \cdot \left[a - c \cdot \left[(d \cdot B)^n + 1 \right]^{-\frac{1}{n}} \right],$$

куда входят коэффициенты из таблицы.

Коэффициент	Значение
a	795 775
c	795 714
d	0,4996
n	42

Приведенная на рис. 4.4 кривая намагничивания хорошо согласуется с экспериментально полученной кривой для электротехнической стали, из которой выполнена магнитная система реактора.

B , Тл



H , А/м

Рис. 4.4. Характеристика намагничивания стали, используемая при моделировании УШР

4.3. Моделирование реакторов произвольной конструкции

Одной из первых программ для подробного моделирования произвольных электрической и магнитной цепей трансформаторов и управляемых реакторов стала программа NRAST [3], разработанная на кафедре «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Из-за устаревшего интерфейса и недостаточной совместимости с современным программным обеспечением в настоящее время NRAST почти не используется.

Еще одним программным комплексом, который позволяет проводить расчеты процессов в магнитной системе трансформаторов и реакторов, является EMTP. Программный комплекс EMTP (Electromagnetic Transients Program) широко известен во всем мире. Его второе название — ATP (Alternative Transients Program).

Комплекс EMTP является совместной канадско-американской разработкой и предназначен для расчета электромагнитных процессов в схемах различной сложности. Невысокая стоимость программы и удачный современный интерфейс послужили причиной ее широкого распространения в разных странах. Именно в EMTP выполняется значительное число расчетов электромагнитных переходных процессов, на которые ссылаются авторы статей различных журналов, издаваемых институтом IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).

Работа с EMTP состоит из трех основных этапов:

1. Создание схемы сети в графическом редакторе ATPDRAW, задание параметров элементов, выбор времени и шага расчета.
2. Решение уравнений, описывающих заданную схему.
3. Просмотр результатов, построение осциллограмм в программе PLOTXY.

Основное время затрачивается на выполнение 1-го этапа — на рациональное расположение на экране элементов («пиктограмм»), их соединение друг с другом при помощи соединительных линий.

В EMTP предусмотрена возможность создавать схемы как из «типового» набора элементов, так и из набора элементов («моделей»), разрабатываемых и описываемых конкретным пользователем для его нужд и по его усмотрению. Для создания моделей таких нетиповых устройств, которые затем в виде «пиктограмм» будут вставлены в расчетную схему и соединены с уже имеющимися «пиктограммами» типовых элементов, в графическом редакторе ATPDRAW существует встроенная утилита — MODEL'S LANGUAGE. Эта утилита и используется для создания моделей управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов.

В программе ЕМТР принципиально различают два типа моделей с точки зрения их взаимодействия с внешней схемой: «обычные» модели и TYPE 94.

«Обычная» — это та модель, которая в начале каждого шага интегрирования по времени получает из внешней схемы все переменные списка INPUT, а результат своей работы (переменные списка OUTPUT) выдает только в конце шага. Поэтому во внешней схеме результат работы модели может быть использован не на этом, а уже только на следующем шаге интегрирования. Иными словами, в таких моделях некоторые переменные как бы запаздывают от всей остальной схемы на один шаг расчета.

TYPE 94 — это та модель, которая работает синхронно с остальной схемой без какого-либо запаздывания. Синхронность достигается одним из двух способов:

- организацией на каждом шаге интегрирования по времени серии итераций между моделью и внешней схемой (ITERATE);
- приведением на каждом шаге интегрирования по времени внешней схемы к эквиваленту вида «ЭДС — за сопротивлением» (THEVELIN EQUIVALENT) и, затем, передачей величины ЭДС и сопротивления внутрь модели для точного (без итераций) учета внешней схемы при решении системы уравнений.

На каждом шаге интегрирования организация итераций или составление эквивалента внешней схемы выполняются автоматически средствами MODEL's, в зависимости от того, какой тип модели выбран: ITERATE или THEVELIN.

Для нужд моделирования управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов модели TYPE 94 непригодны по следующим причинам:

- итерации или составление эквивалента сети относительно выводов модели возможны только для моделей с ограниченным числом выводов (не больше трех однофазных или одного трехфазного), тогда как у реактора имеется три фазы по три обмотки;
- итерации или составление эквивалента сети невозможны в случае наличия в схеме двух моделей TYPE 94, тогда как в эксплуатации встречаются схемы, где в сети работают не один, а сразу несколько управляемых реакторов;
- итерации или составление эквивалента сильно увеличивают время расчета.

По названным соображениям для моделирования управляемого реактора в ЕМТР используют «обычные» модели, что дает возможность учесть необходимое число обмоток реактора, проводить расчеты в схемах с несколькими реакторами, снизить время расчета.

При моделировании УШР на каждом шаге интегрирования измеряются напряжения, приложенные к его обмоткам со стороны внешней схемы.

Далее в качестве переменных INPUT эти напряжения подаются внутрь модели. Там после решения системы уравнений реактора определяются токи в его обмотках, и далее в качестве переменных OUTPUT токи становятся управляющими воздействиями для источников тока, которые «впрыскивают» их в сеть, учитывая тем самым отклик моделируемого устройства (управляемого реактора) на напряжения, приложенные к его обмоткам со стороны сети.

Важным подготовительным этапом в работе с программой EMTP и MODEL'S LANGUAGE является составление системы уравнений реактора и ее линеаризация. Уравнения составляются по первому и второму законам Кирхгофа для магнитной и электрической цепей. Наиболее сложным при этом является запись выражений для магнитных и электрических падений напряжения, которые входят в уравнения по второму закону Кирхгофа.

Пусть имеется N_1 обмоток и N_2 магнитных стержней. Тогда, применив законы Кирхгофа для магнитной и электрической цепей для магнитного стержня j и обмотки k , в мгновенных значениях можно записать:

- для магнитного стержня $U_j = -H_j l_j + \sum_{p=1}^{N_1} i_p \cdot W_{jp}$,

где Φ_j — магнитный поток стержня j ; S_j — сечение магнитного стержня j ;

$B_j = \Phi_j / S_j$ — магнитная индукция стержня j ; $H_j = f(B_j)$ — напряженность магнитного поля стержня j ; U_j — разность магнитных потенциалов на концах намагниченного стержня j ; l_j — длина магнитного стержня j ; i_p — значение тока обмотки p ; W_{jp} — число витков обмотки p , охватывающих магнитный стержень j ; $i_p \cdot W_{jp} = F_p$ — магнитодвижущая сила

обмотки p ; $H_j l_j = \frac{\partial H_j}{\partial B_j} B_j l_j = \frac{\partial H_j}{\partial B_j} \frac{\Phi_j}{S_j} l_j = \Phi_j \cdot R_j$ — магнитное падение

напряжения в стержне j , равное произведению потока Φ_j на магнитное

сопротивление $R_j = \frac{\partial H_j}{\partial B_j} \cdot \frac{l_j}{S_j}$;

- для электрической обмотки $U_k = i_k R_k + \sum_{m=1}^{N_2} \Phi'_m \cdot W_{mk} - E_k$,

где U_k — разность потенциалов на зажимах обмотки k ; i_k — значение тока обмотки k ; R_k — активное сопротивление обмотки k ; E_k — источник ЭДС обмотки k (в трансформаторах $E_k = 0$); Φ'_m — производная магнитного потока стержня m по времени; W_{mk} — число витков обмотки k , охватывающих магнитный стержень m .

Система уравнений реактора, содержащая в том числе дифференциальные уравнения, линеаризуется с помощью формулы интегрирования неявного метода Эйлера

$$H_j^{(n+1)} I_j = H_j^{(n)} I_j + H_j^{\prime(n+1)} I_j \cdot \Delta T = H_j^{(n)} I_j + \Phi_j^{\prime(n+1)} \cdot R_j^{(n+1)} \cdot \Delta T.$$

После линеаризации выражения для магнитных и электрических падений напряжения примут вид

$$U_j^{(n+1)} = -\Phi_j^{\prime(n+1)} \cdot R_j^{(n+1)} \cdot \Delta T + \sum_{p=1}^{N_1} i_p \cdot W_{jp} - H_j^{(n)} I_j;$$

$$U_k^{(n+1)} = i_k^{(n+1)} \cdot R_k + \sum_{m=1}^{N_2} \Phi_m^{\prime(n+1)} \cdot W_{mk} - E_k^{(n+1)}.$$

Эти выражения полностью совпадают с теми, которые были записаны при моделировании одного из управляемых реакторов — реактора РТУ-180000/500.

Литература

1. Евдокунин Г. А., Дмитриев М. В. Моделирование переходных процессов в электрической сети, содержащей трансформаторы при учете конфигурации их магнитной системы // Известия РАН. Энергетика, 2009, № 2. С. 37–48.
2. Евдокунин Г. А., Николаев Р. Н. Моделирование и анализ переходных процессов в трансформаторах // Науч.-техн. ведомости СПбГПУ, 2009. № 4–1(89). С. 207–215.
3. Евдокунин Г. А., Коршунов Е. В., Сеппинг Э. А., Ярвик Я. Я. Метод расчета на ЭВМ электромагнитных переходных процессов в ферромагнитных устройствах с произвольной структурой магнитной и электрической цепей // Электротехника, 1991. № 2. С. 56–59.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ УШР, МОДЕЛИРОВАНИЕ И РАБОТА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ (САУ)

5.1. Общее описание САУ

Система автоматического управления (САУ) УШР служит для формирования постоянного магнитного потока в «полустержнях» магнитной системы устройства, необходимого для создания и поддержания заданных уровней потребления реактивной мощности электромагнитной частью реактора. Без этой системы УШР практически теряет все свои преимущества и превращается в обычный шунтирующий реактор с постоянным значением потребляемой реактивной мощности.

Фактически САУ задает углы управления тиристоров полупроводникового преобразователя, подключенного к выводам обмотки управления, изменяя, таким образом, приложенное к этой обмотке выпрямленное напряжение и ток в ней. Регулирование тока в обмотке приводит к изменению магнитного потока в стержнях, охваченных этой обмоткой, и, как следствие, к росту или уменьшению тока в сетевой обмотке.

Основой системы автоматического управления реактора является регулятор пропорционального типа. Это означает, что алгоритм регулирования выглядит так:

1. Оператором задается уставка — значение режимного параметра сети (напряжение на шинах, к которым подключен УШР, или ток сетевой обмотки), которое регулятор будет стремиться поддерживать путем изменения тока в обмотке управления.
2. Измеряется одноименный режимный параметр электрической сети в точке подключения реактора (напряжение или ток).
3. Производится сравнение измеренных и заданных оператором величин, после чего вычисляется их разность — сигнал рассогласования.
4. Пропорционально сигналу рассогласования выбирается угол открытия тиристоров преобразователя, обеспечивающий такой уровень потребления реактивной мощности, при котором сигнал рассогласования попадет в нормальный регулировочный диапазон.
5. Переход к началу цикла.

Можно выделить четыре основных режима работы САУ УШР.

1. Режим автоматической стабилизации напряжения. Этот режим является основным для САУ. Он предназначен для поддержания напряжения в точке подключения реактора благодаря плавному регулированию потребляемой реактивной мощности, величина которой зависит от уставки регулятора. Очевидно, что этот режим наиболее востребован в условиях суточного колебания напряжения в соответствии с графиком нагрузки.

2. Режим стабилизации заданного значения тока сетевой обмотки. В этом режиме происходит фиксация тока на заданном оператором уровне.

3. Режим форсированного набора мощности. Такой режим является кратковременным и реализуется только в тех случаях, когда измеренное значение параметра режима значительно больше уставки, заданной оператором. Физически осуществление форсированного режима подразумевает приложение к обмотке управления напряжения в несколько раз больше номинального. Это вызывает более быстрое изменение тока в обмотке и, соответственно, существенно ускоряет процесс набора мощности.

4. Режим форсированного сброса мощности. Такой режим необходим для ускоренного сброса мощности. Режим реализуется приложением к обмотке управления напряжения обратной полярности по сравнению с полярностью напряжения в режиме 3.

Для осуществления указанных четырех режимов в состав УШР входят сразу два преобразователя. Основной преобразователь находится в работе в нормальном режиме и необходим для поддержания установившегося значения тока в обмотке управления УШР или регулирования при незначительных изменениях мощности, а второй (динамический) служит для приложения к обмотке управления повышенного напряжения для обеспечения форсированных переходов реактора из одного режима в другой. За переключение этих преобразователей отвечает САУ, действуя или по заложенным в нее алгоритмам, или по желанию оператора.

Рассмотрим подробнее алгоритмы каждого из четырех режимов.

5.2. Подробное описание алгоритмов работы каналов и режимов САУ

5.2.1. Режим автоматической стабилизации напряжения

Режим автоматической стабилизации напряжения необходим, в первую очередь, для поддержания заданного напряжения в точке подключения реактора. Рассмотрим алгоритм функционирования САУ в этом режиме.

1. Один раз в период частоты сети измеряется значение напряжения сети U_C .

2. Измеренное напряжение U_C сравнивается с напряжением уставки U_Y , заданной оператором.
3. Вычисляется сигнал рассогласования $\Delta U = U_C - U_Y$ и выбирается угол управления тиристорами преобразователя, пропорциональный сигналу рассогласования. При изменении ΔU в диапазоне $(0 \div k) U_Y$ угол управления пропорционально меняется от α_{XX} (при $\Delta U = 0$) до $\alpha_{ном}$ (при $\Delta U = kU_Y$). Здесь α_{XX} , $\alpha_{ном}$ — значения углов управления, при которых при номинальном сетевом напряжении установившиеся значения токов сетевой обмотки составляют I_{XX} и $I_{ном}$; k — коэффициент статизма, устанавливаемый оператором в пределах $(0,01 \div 0,05) U_Y$ с дискретностью 0,01 (1 %). При значении ΔU , превышающем kU_Y , САУ будет работать в режиме ограничения тока сетевой обмотки реактора на номинальном уровне.

Отметим, что ток холостого хода реактора I_{XX} соответствует потребляемой реактором мощности, составляющей 3–5 % от номинальной.

Коэффициентом статизма называется величина, характеризующая точность регулирования:

$$k = \frac{\Delta \varepsilon_3}{\Delta \varepsilon_p}, \quad (5.1)$$

где $\Delta \varepsilon_p$ — отклонение управляемой величины от заданного значения, создаваемое некоторым внешним воздействием при разомкнутом контуре регулирования; $\Delta \varepsilon_3$ — отклонение управляемой величины от заданного значения, создаваемое тем же воздействием в замкнутой системе регулирования.

Как видно из п. 3 приведенного алгоритма САУ, устройство регулирования жестко привязывается к двум углам преобразователя — углу, соответствующему режиму холостого хода реактора, и углу, соответствующему номинальному режиму. Иными словами, угол холостого хода — это угол управления тиристором преобразователя, при котором выдаваемое им в обмотку управления напряжение создаст в ней такой ток, при котором ток в сетевой обмотке будет равен току холостого хода реактора. Аналогично, номинальный угол — это такой угол управления тиристором преобразователя, при котором напряжение преобразователя, приложенное к ОУ, создаст в ней такой ток, при котором ток в сетевой обмотке реактора будет равен номинальному.

Во многих расчетах процессов в схемах с УШР тиристорный преобразователь допустимо заменять источником постоянного напряжения E_0 , величина которого является функцией $E_0 = f(\Delta U)$ отклонения напряжения от уставки, заданной оператором.

САУ РТУ-180000/500 реализует пропорциональный закон регулирования, поэтому регулировочная характеристика $E_0 = f(\Delta U)$ представляет

собой прямую линию. Расчет характеристики производится по двум точкам: холостому ходу и номинальному режиму, которым соответствуют значения приложенных к ОУ напряжений $E_{0_{XX}} = 0$ В и $E_{0_{НОМ}} = 146$ В.

Точка характеристики $E_0 = f(\Delta U)$, соответствующая холостому ходу, будет иметь координаты $\Delta U = 0$, $E_0 = 0$. Точка номинального режима — координаты $\Delta U = kU_y$ и $E_0 = E_{0_{НОМ}}$, где U_y — заданное оператором значение уставки. Тогда уравнение линейной регулировочной характеристики будет:

$$E_0 = \frac{E_{0_{НОМ}}}{k \cdot U_y} \cdot \Delta U. \quad (5.2)$$

Выражение (5.2) и рис. 5.1 представляют регулировочную характеристику САУ РТУ-180000/500 при следующих значениях параметров: $k = 0,02$; $E_{0_{НОМ}} = 146$ В; $U_y = 500$ кВ.

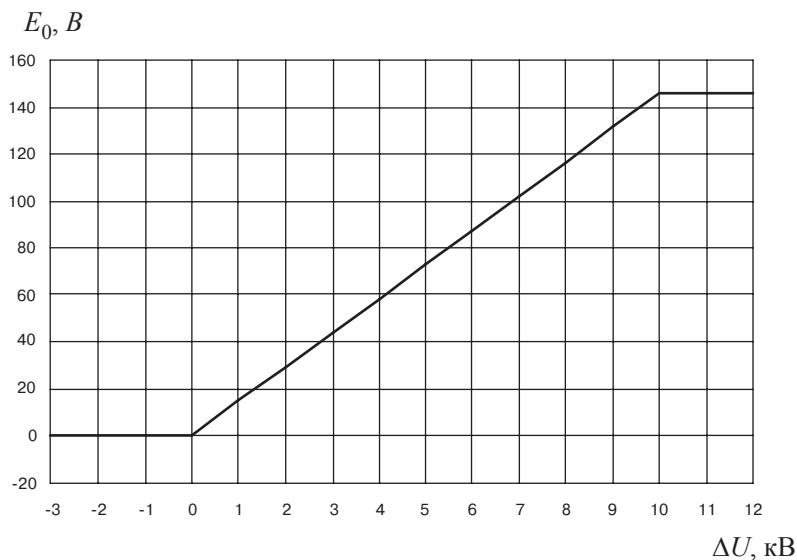


Рис. 5.1. Пример регулировочной характеристики

5.2.2. Режим форсированного набора мощности

Канал форсированного набора мощности необходим для ускоренного набора ее реактором. Суть «форсировки» заключается в приложении на короткое время к обмотке управления напряжения в несколько раз выше номинального.

Так, на рис. 5.2 можно увидеть, что при приложении напряжения 1500 В ток в обмотке управления намного быстрее достигает того значе-

ния, которое он будет иметь в установившемся режиме при приложении напряжения 150 В.

Форсированный режим в САУ включается при сочетании условий:

- сигнал рассогласования превышает величину статизма $\Delta U > kU_y$;
- ток сетевой обмотки реактора меньше 70 % от номинального.

При сочетании этих условий САУ перейдет в режим форсированного набора мощности УШР, задействовав динамический преобразователь с углами управления, соответствующими максимальному быстродействию. Режим форсировки будет поддерживаться до тех пор, пока ток сетевой обмотки не достигнет номинального значения либо напряжение на шинах не вернется в пределы нормального регулировочного диапазона $0 < \Delta U < kU_y$.

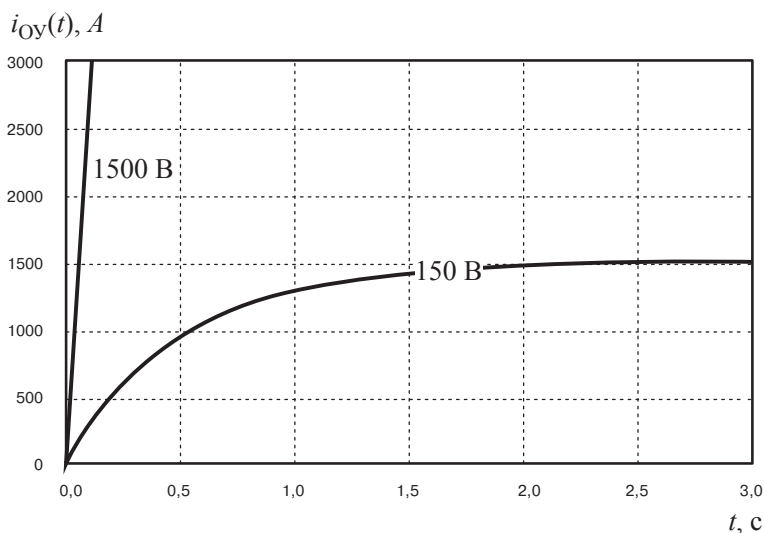


Рис. 5.2. Переходный процесс нарастания тока в обмотке управления при включении источника напряжением 150 В или 1500 В

5.2.3. Режим форсированного сброса мощности

Режим форсированного сброса мощности (расфорсировки) основан на том же принципе, что и режим форсировки — на приложении в течение короткого времени повышенного напряжения к обмотке управления. При приложении напряжения обратной полярности в магнитных стержнях реактора создается магнитный поток, направленный в противоположную сторону относительно постоянного магнитного потока предшествующего режима.

Режим расфорсировки в САУ включается при сочетании условий:

- сигнал рассогласования меньше нуля $\Delta U < 0$ (напряжение сети ниже напряжения уставки);
- ток сетевой обмотки реактора больше 30 % от номинального.

При сочетании этих условий САУ перейдет в режим форсированного сброса тока реактора, задействовав динамический преобразователь в инверторном режиме. Режим расфорсировки поддерживается до тех пор, пока реактор не перейдет в режим холостого хода либо напряжение на шинах не вернется в границы нормального регулировочного диапазона $0 < \Delta U < kU_y$.

5.2.4. Режим автоматической стабилизации тока сетевой обмотки

Этот режим служит для поддержания потребляемой мощности на заданном уровне.

Изменение потребляемой мощности реактором возможно за счет изменения приложенного к сетевой обмотке напряжения, в результате которого меняются амплитуда переменного магнитного потока и интервал времени, в течение которого стержни реактора находятся в состоянии насыщения. Очевидно, что при изменении напряжения сети в точке подключения реактора требуется коррекция величины тока обмотки управления.

Поддержание тока в ОУ на уровне, задаваемом уставкой, осуществляется за счет использования трех значений углов регулирования преобразователя, которые соответствуют трем уровням напряжения:

- напряжение ОУ, при котором реактор потребляет 120 % мощности при номинальном напряжении сети;
- напряжение обмотки управления, при котором реактор потребляет 40–60 % своей номинальной мощности;
- напряжение обмотки управления, при котором в сетевой обмотке протекает ток холостого хода.

Каждому из этих уровней соответствует свой диапазон значений сигнала рассогласования по току сетевой обмотки (табл. 5.1).

Таблица 5.1. Диапазоны значений сигнала рассогласования, соответствующие трем значениям угла регулирования

Величина ΔI	Угол регулирования
$-0,1 \cdot I_H \leq \Delta I < -0,01 \cdot I_H$	$\alpha_{\text{доп}}$
$ \Delta I \leq 0,01 \cdot I_H$	$\alpha_{0,5}$
$0,01 \cdot I_H < \Delta I \leq 0,1 \cdot I_H$	$\alpha_{\text{ХХ}}$

В зависимости от величины сигнала рассогласования, который представляет собой величину отклонения среднего по трем фазам действу-

ющего значения тока сетевой обмотки от уставки, САУ выбирает одно из трех значений угла регулирования тиристоров. Соответственно, если требуется поддержание некоторого промежуточного уровня потребления, например 75 % номинальной мощности, то система управления обеспечивает поддержание тока в сетевой обмотке за счет поочередного приложения напряжений двух уровней — один из них больше требуемого напряжения, второй — меньше. При этом изменение постоянной составляющей в токе обмотки управления будет иметь пилообразную форму.

Алгоритм работы САУ РТУ-180000/500 в режиме стабилизации тока СО:

1. Один раз в период частоты сети измеряется значение тока СО реактора I_{CO} .
2. Вычисляется сигнал рассогласования $\Delta I = I_{CO} - I_y$, где I_y — уставка тока, заданная оператором.
3. В зависимости от значения ΔI задаются углы регулирования тиристоров полупроводникового преобразователя мощности согласно табл. 5.1.

5.3. Примеры работы САУ реактора РТУ-180000/500

5.3.1. Пример работы САУ в схеме «линия с ШР и УШР»

Ниже приводится пример работы модели регулятора с параметрами $k = 0,02$, $U_y = 525\text{kВ}$ в условиях тестовой схемы (рис. 5.3).

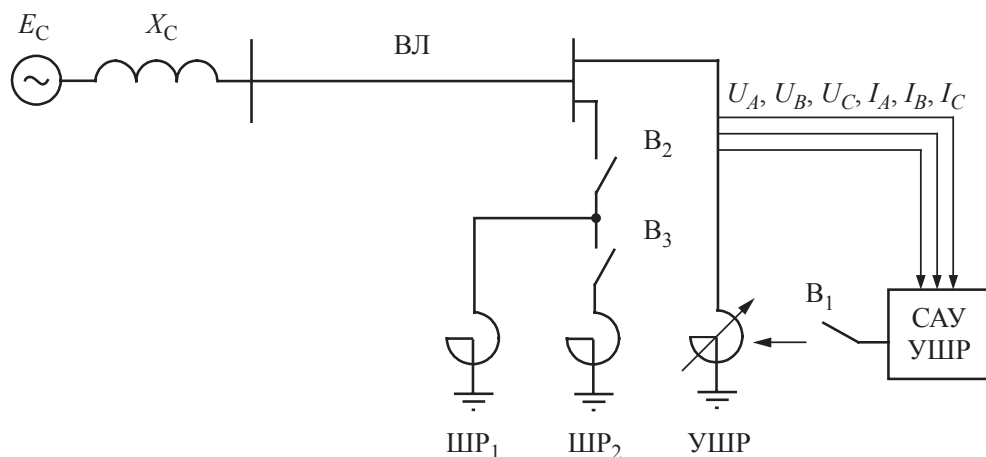


Рис. 5.3. Тестовая схема для иллюстрации работы САУ РТУ-180000/500

В схеме присутствуют следующие элементы:

- трехфазный источник сетевого напряжения E_C фазной амплитудой $E_m = 428$ кВ;
- индуктивное сопротивление системы $X_C = 15$ Ом;
- воздушная линия 500 кВ длиной 300 км;
- УШР РТУ-180000/500 со своей системой управления;
- 2 неуправляемых шунтирующих реактора мощностью 180 МВАр каждый;
- 3 выключателя (B_1, B_2, B_3), с помощью которых коммутируются элементы схемы.

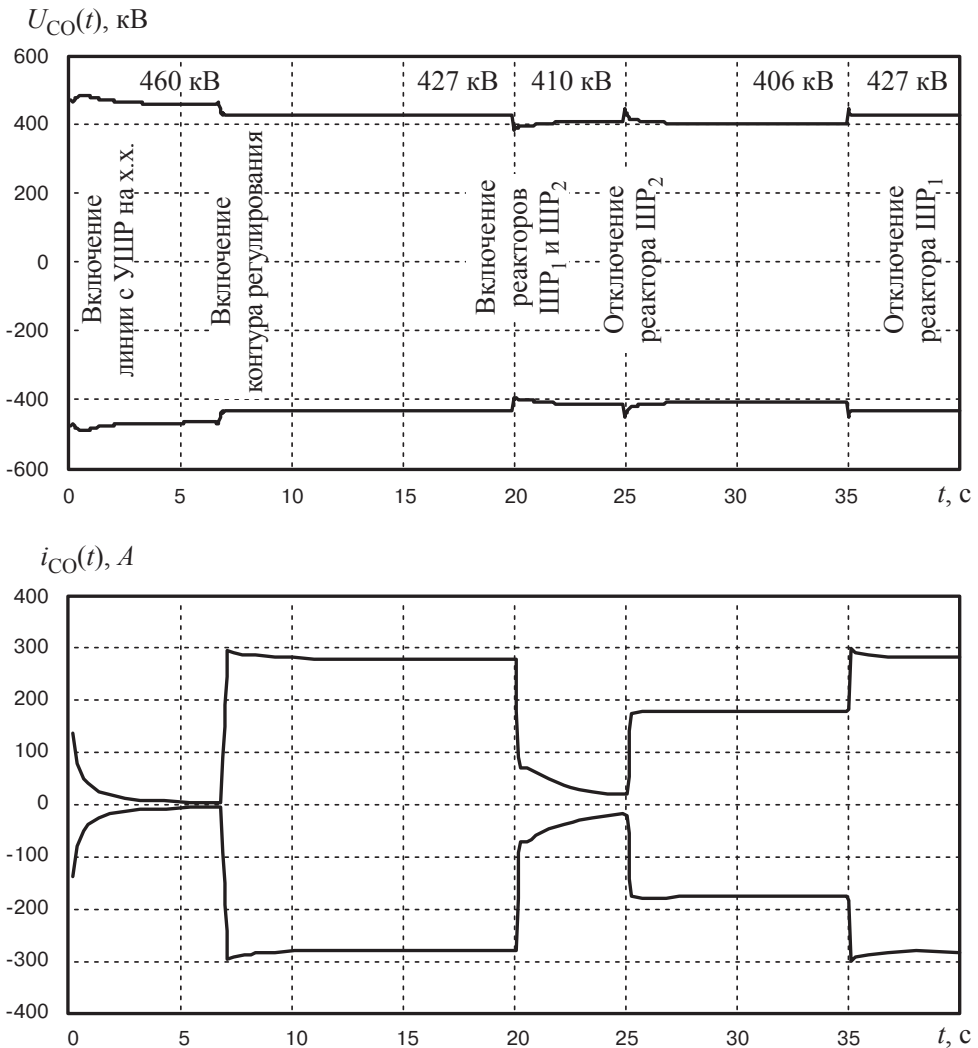


Рис. 5.4. Напряжение и ток СО УШР в схеме рис. 5.3

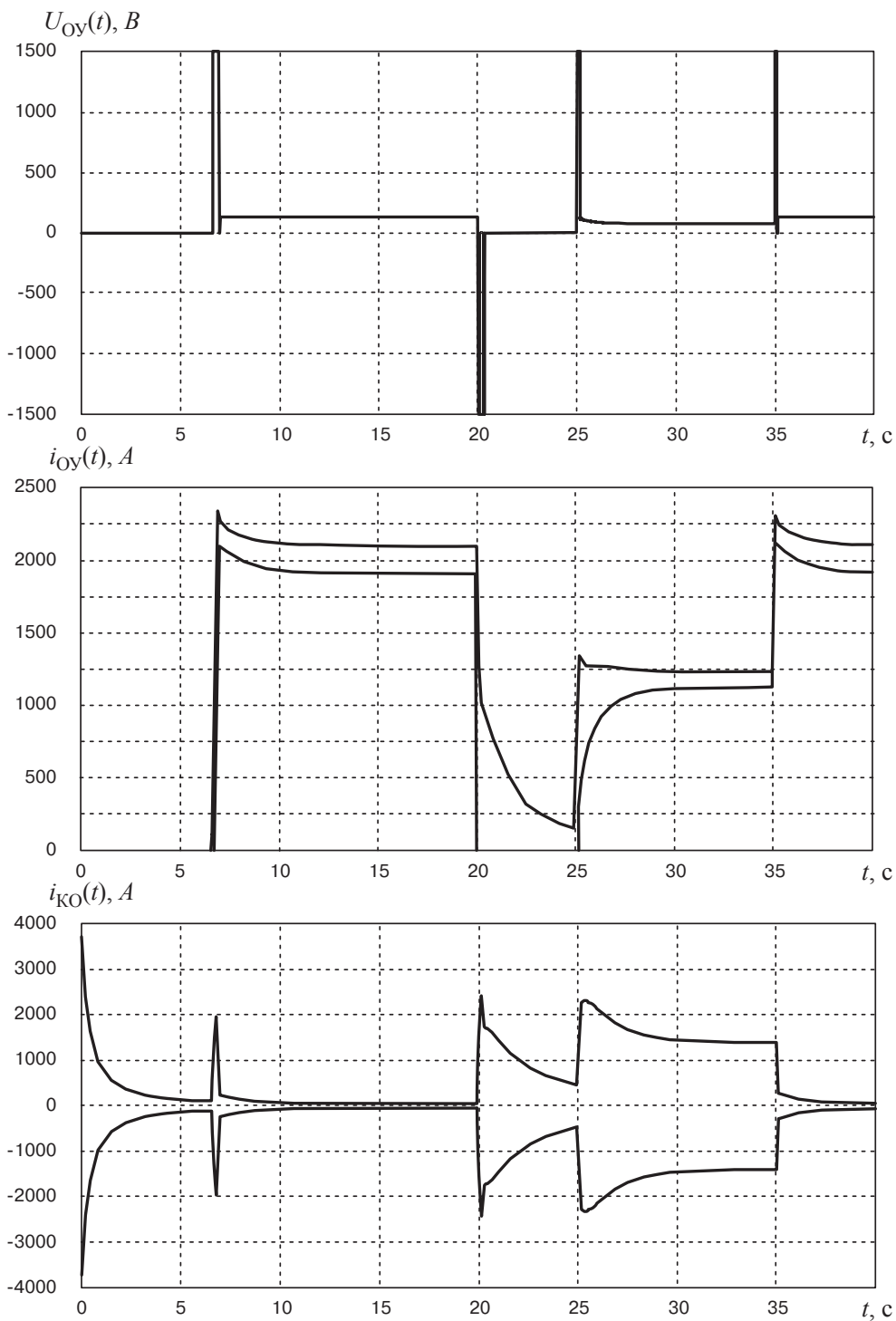


Рис. 5.5. Приложенное к ОУ напряжение, токи ОУ и КО в схеме рис. 5.3

В схеме рис. 5.3 выполняется ряд перечисленных коммутаций. Огибающие токов и напряжений обмоток УШР имеют вид как на рис. 5.4, 5.5.

1. До начала иллюстрации работы системы САУ односторонне включается линия с УШР, установленным в ее конце. В установившемся режиме напряжение в конце ВЛ составляет 460 кВ, что на 32 кВ выше наибольшего рабочего 428 кВ.

2. В момент времени $t = 5$ с замыкаются контакты выключателя B_1 , включается контур регулирования САУ, происходит форсированный набор мощности и регулятор формирует регулирующее воздействие, пропорциональное сигналу рассогласования между действующим значением линейного напряжения U_{AB} и уставкой $U_y = 525$ кВ; напряжение в конце ВЛ снижается на 33 кВ (до 427 кВ).

3. В момент времени $t = 20$ с замыкаются контакты выключателей B_2 и B_3 и в конце ВЛ подключаются дополнительные реакторы ШР₁ и ШР₂. Происходит резкое снижение напряжения в точке регулирования, сигнал рассогласования выпадает из диапазона регулирования и происходит форсированный сброс мощности УШР, что позволяет поднять напряжение в конце ВЛ до 410 кВ.

4. В момент времени $t = 25$ с контакты выключателя B_3 размыкаются и реактор ШР₂ отключается. Напряжение в конце ВЛ возрастает и регулятор выдает сигнал на набор мощности. Ток СО УШР увеличивается и устанавливается на значении, составляющем примерно 40 % от номинального значения тока; значение напряжения в конце ВЛ оказывается равным 406 кВ.

5. В момент времени $t = 35$ с размыкаются контакты выключателя B_2 и отключается вспомогательный реактор ШР₁. Напряжение на шинах приемной подстанции восстанавливается и УШР снова переходит в режим потребления реактивной мощности.

Из рис. 5.4–5.5 видно, что в случае резкого изменения напряжения СО УШР система управления на короткое время задействует каналы форсировки/расфорсировки, которые позволяют быстро вывести УШР на нужный уровень потребления реактивной мощности или сбросить ее.

5.3.2. Пример работы САУ в схеме «линия с УШР и БСК»

Рассмотрим схему, содержащую конденсаторную батарею (КБ) мощностью 90 МВАр в параллель с УШР мощностью 180 МВАр. Включение такой КБ совместно с УШР позволяет обеспечить в точке подключения плавное регулирование реактивной мощности от –90 МВАр до 90 МВАр, причем только за счет системы управления реактора, без каких-либо коммутаций в КБ.

Ниже приводится пример работы модели регулятора с параметрами $k = 0,02$, $U_y = 525$ кВ, в условиях тестовой схемы рис. 5.6, которая

отличается от схемы рис. 5.3 тем, что длина ВЛ 500 кВ уменьшена до 100 км и вместо ШР₁ установлена КБ. Последовательность коммутаций также несколько изменяется. Огибающие токов и напряжений обмоток УШР имеют вид как на рис. 5.7–5.8.

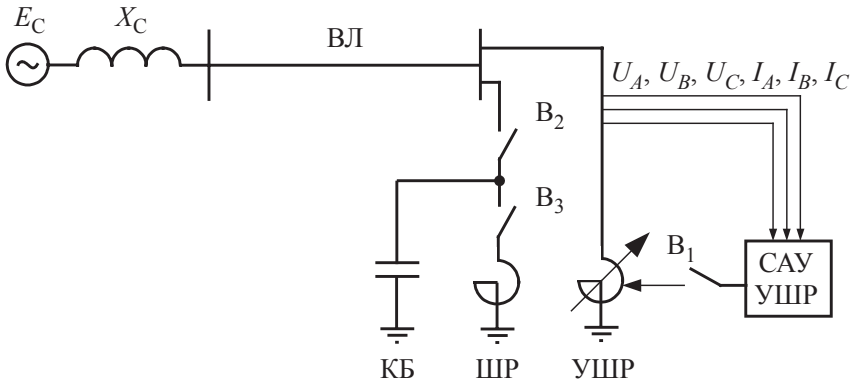


Рис. 5.6. Тестовая схема для иллюстрации работы РТУ-180000/500 совместно с конденсаторной батареей

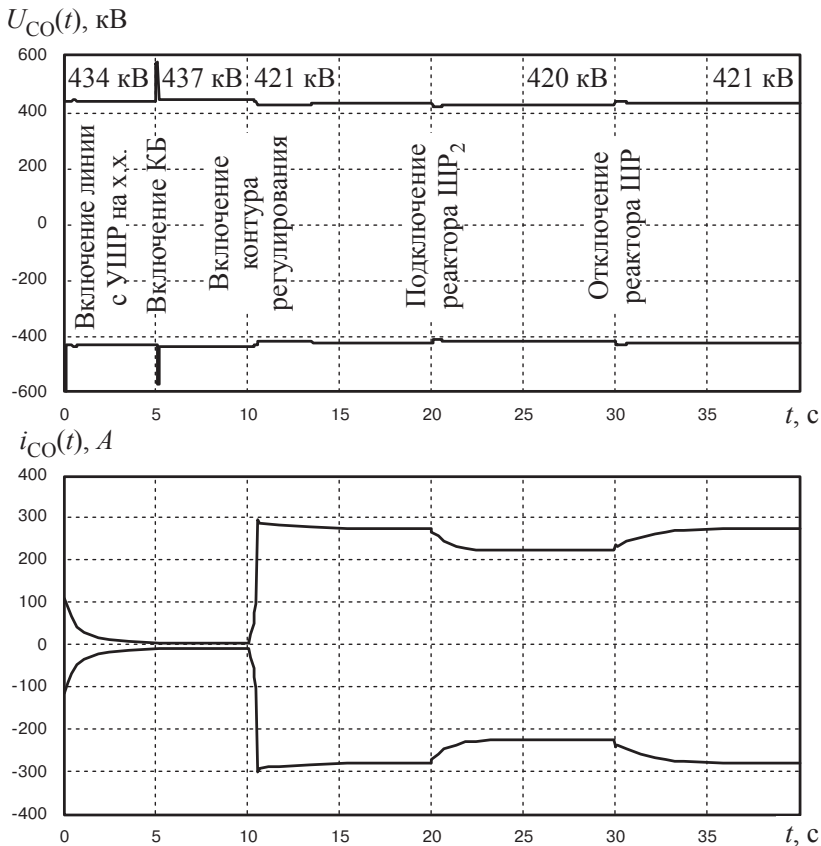


Рис. 5.7. Напряжение и ток СО УШР в схеме рис. 5.6

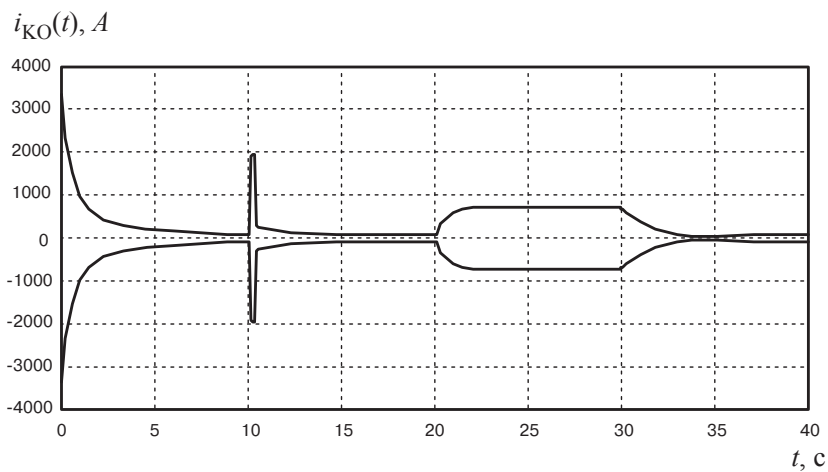
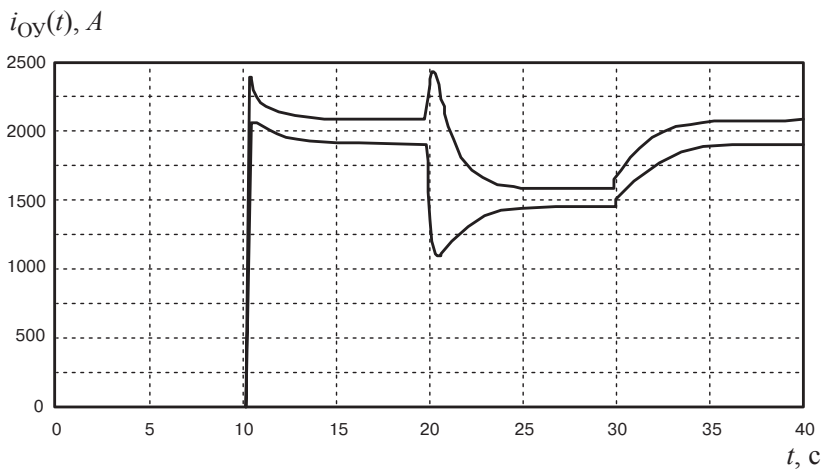
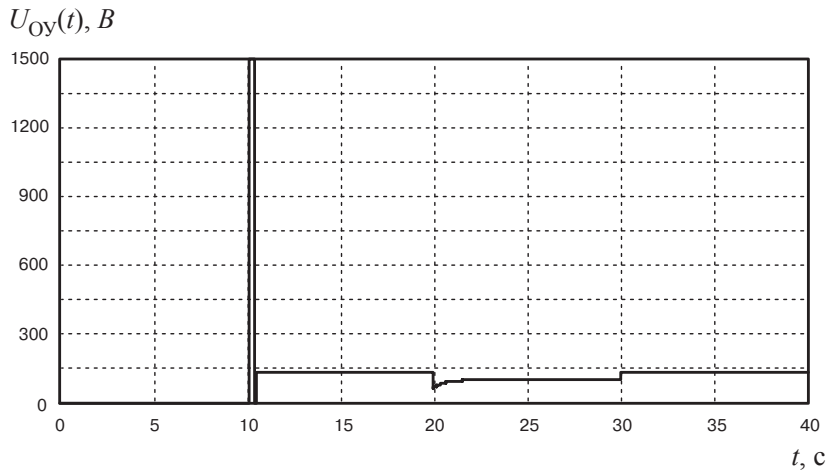


Рис. 5.8. Приложенное к ОУ напряжение, токи ОУ и КО в схеме рис. 5.6

В момент $t = 0$ с происходит одностороннее включение линии с УШР в режиме холостого хода на ее конце; напряжение в конце ВЛ в установившемся режиме становится равным 434 кВ, что выше наибольшего рабочего 428 кВ на 6 кВ.

В момент времени $t = 5$ с выключатель B_2 подключает КБ. При этом генерируемая конденсаторной батареей реактивная мощность вызывает увеличение напряжения в точке подключения до 437 кВ.

В момент времени $t = 10$ с выключатель B_1 вводит в работу канал регулирования. Регулятор выявляет отклонение напряжения от уставки и формирует сигнал управления, пропорциональный сигналу рассогласования. УШР форсированно набирает мощность и напряжение снижается до примерно 421 кВ.

В момент времени $t = 20$ с с помощью выключателя B_3 подключается вспомогательный реактор ШР. Происходит снижение напряжения в точке регулирования и происходит сброс мощности УШР, что позволяет выровнять напряжение в конце ВЛ, которое становится равным 420 кВ.

В момент времени $t = 30$ с вспомогательный реактор отключается, напряжение восстанавливается и регулятор формирует сигнал на увеличение тока СО.

5.3.3. Пример работы САУ в режиме стабилизации тока

Рассмотрим схему рис. 5.6 с такой же последовательностью коммутаций, но при стабилизации тока СО УШР. Уставка по току $I_y = 198$ А. Огибающие токов и напряжений обмоток УШР имеют такой вид, как на рис. 5.9, 5.10.

1. В момент $t = 0$ с происходит одностороннее включение линии с УШР в режиме холостого хода на ее конце.

2. В момент времени $t = 5$ с выключатель B_2 подключает КБ; при этом генерируемая конденсаторной батареей реактивная мощность создает небаланс, приводящий к увеличению напряжения в точке подключения.

3. В момент времени $t = 10$ с замыкается контур регулирования; регулятор выявляет отклонение тока от уставки и формирует сигнал управления, пропорциональный сигналу рассогласования. УШР форсированно набирает мощность, напряжение снижается. После достижения током амплитудного значения в 280 А регулятор переходит в режим поддержания тока на заданном уровне.

4. В момент времени $t = 20$ с выключатель B_3 подключает вспомогательный реактор ШР. Происходит снижение напряжения в точке регулирования и ток СО также незначительно снижается. Регулятор восстанавливает значение тока до заданного уровня.

5. В момент времени $t = 30$ с вспомогательный реактор ШР отключается, напряжение восстанавливается, ток увеличивается и регулятор на короткое время выводит сигнал управления в 0 для того, чтобы восстановить величину тока, заданную уставкой.

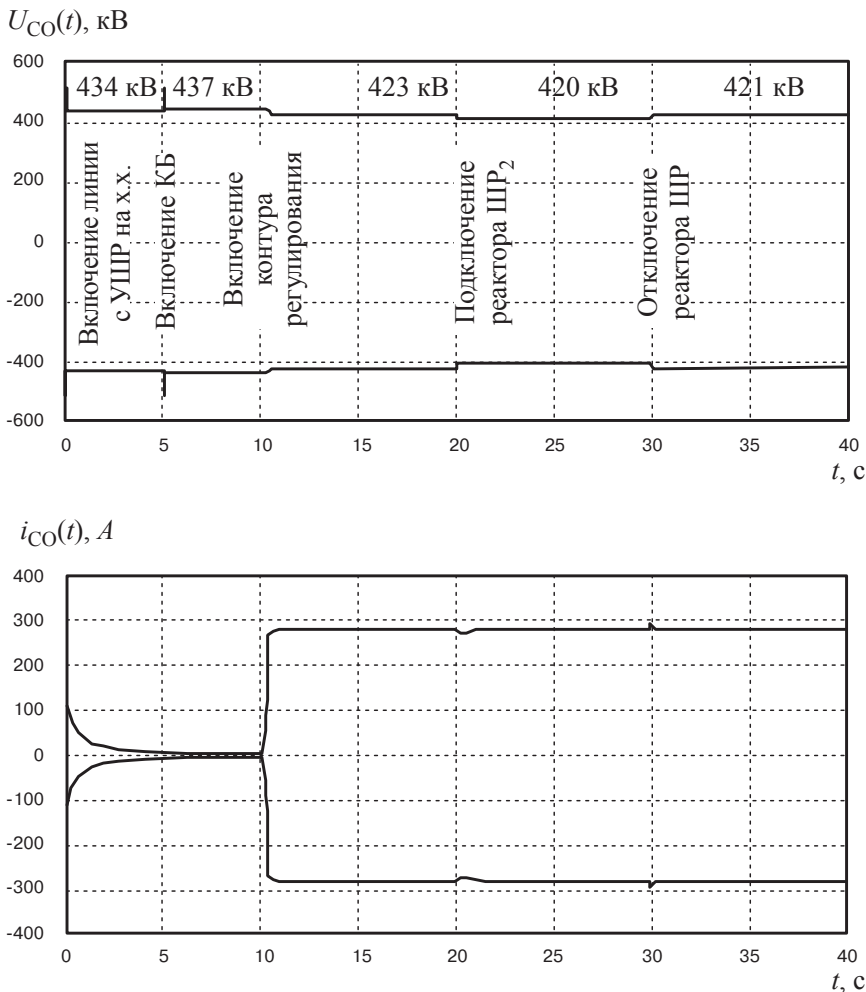


Рис. 5.9. Напряжение и ток СО УШР в схеме рис. 5.6, где работает канал стабилизации тока СО

Подробнее приложенное к ОУ напряжение представлено на рис. 5.11. Видно, что заданное значение тока поддерживается не постоянно, а за счет попеременного изменения углов управления, которые заставляют преобразователь выдавать три различных уровня напряжения на ОУ. Таким образом, различные заданные значения тока СО получаются при различной длительности приложения напряжений того или иного уровня.

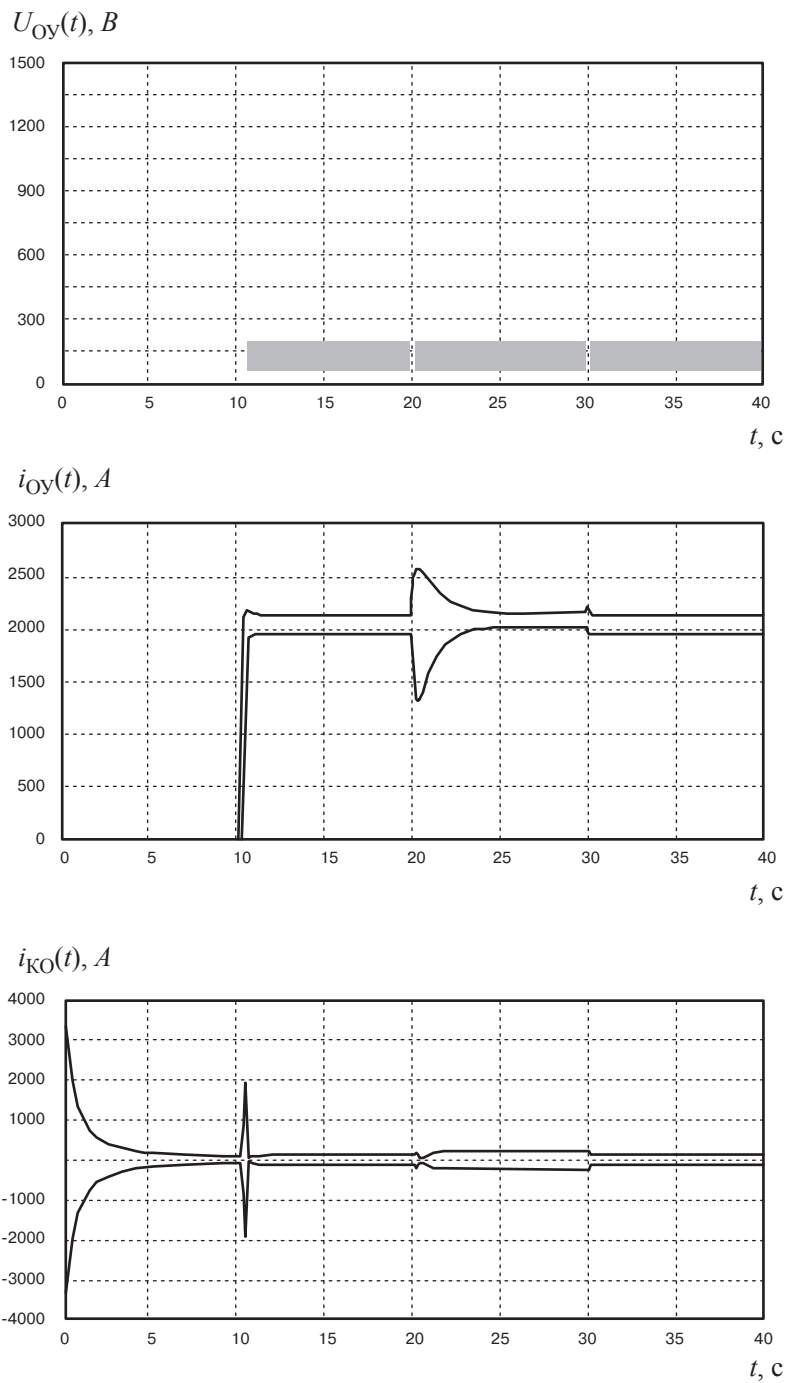


Рис. 5.10. Приложенное к ОУ напряжение, токи ОУ и КО в схеме рис. 5.6, где работает канал стабилизации тока СО

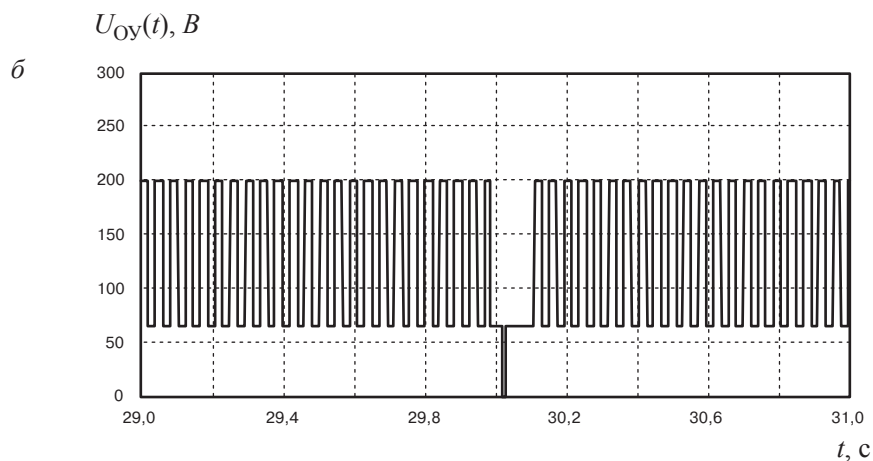
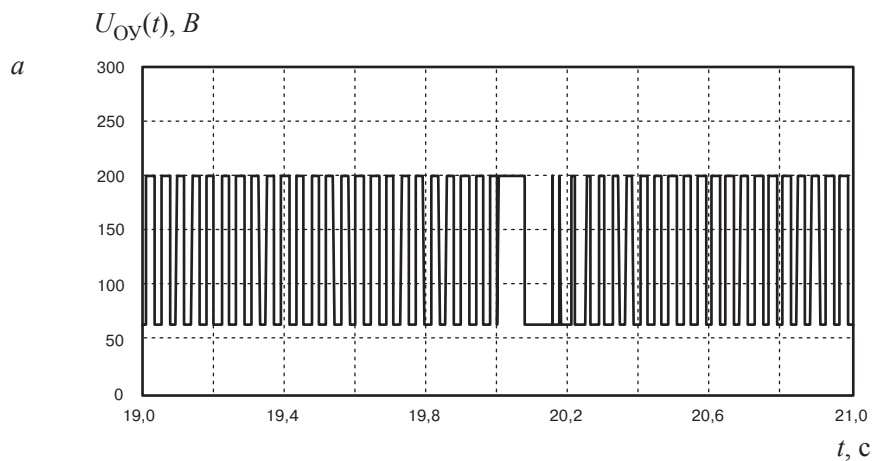


Рис. 5.11. Детализация представленного на рис. 5.10 приложенного к ОУ напряжения: *a* — вблизи от момента $t = 20$ с, когда был подключен реактор ШР; *б* — вблизи от момента $t = 30$ с, когда реактор ШР был отключен

ВНУТРЕННИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ С УПРАВЛЯЕМЫМИ ШУНТИРУЮЩИМИ РЕАКТОРАМИ

В нормальном режиме напряжение на изоляции оборудования не должно повышаться сверх наибольшего рабочего напряжения. Всякое превышение мгновенным значением напряжения на изоляции амплитуды наибольшего рабочего напряжения принято называть перенапряжением. В большинстве случаев перенапряжения имеют кратковременный характер, так как они возникают при быстро затухающих переходных процессах или в аварийных режимах, время существования которых ограничивается действием релейной защиты и системной автоматики. Различные виды перенапряжений имеют длительность от единиц микросекунд до нескольких часов. Даже самые кратковременные перенапряжения способны привести к пробоем или перекрытию изоляции и связанной с этим необходимости последующего отключения поврежденного элемента сети, т. е. к перерывам в электроснабжении потребителей или снижением качества электроэнергии.

В зависимости от места возникновения можно выделить различные типы перенапряжений. Наибольшее практическое значение имеют перенапряжения на фазах относительно земли. Они воздействуют на изоляцию, отделяющую токоведущие части электрооборудования от земли и заземленных конструкций.

В зависимости от причин возникновения различают две группы перенапряжений: внешние и внутренние. Внешние перенапряжения являются следствием воздействия внешних по отношению к рассматриваемой сети источников энергии (например, при ударах молнии). Внутренние перенапряжения развиваются за счет процессов, обусловленных функционированием электрической сети, имеют место при неблагоприятной конфигурации сети, а также вследствие работы коммутационных аппаратов или повреждений изоляции.

В расчетах внешних (грозовых) перенапряжений на изоляции силовых трансформаторов и реакторов (управляемых или неуправляемых) первостепенное значение имеют расстояние от этого оборудования [1, 2] до защитных аппаратов (ограничителей перенапряжений ОПН), а также защитные характеристики ОПН. Конфигурация магнитной системы трансформаторов и реакторов, схемы соединения их обмоток имеют второстепенное значение и почти не влияют на уровень грозовых перенапряжений. Поэтому такое оборудование в расчетах грозовых перена-

пряжений учитывается лишь своей входной емкостью, которая, хотя и зависит от конструкции, но в рамках каждого класса напряжения имеет достаточно узкий диапазон значений. Следовательно, основные вопросы защиты изоляции УШР от внешних (грозовых) перенапряжений решаются полностью аналогично защите обычных неуправляемых реакторов, УШР здесь не имеет никаких значимых особенностей.

Поскольку целью книги является как раз изучение особенностей УШР, его электромагнитной части, то исследования внешних (грозовых) перенапряжений здесь не приведены, а все внимание уделено только внутренним.

6.1. ОПН и внутренние перенапряжения

Внутренние перенапряжения в зависимости от длительности воздействия на изоляцию подразделяются на квазистационарные и коммутационные. И те, и другие перенапряжения представляют опасность для оборудования электрических сетей, однако особо внимательно эти перенапряжения изучают, прежде всего, при выборе основных характеристик ограничителей перенапряжений ОПН [3].

Квазистационарные перенапряжения возникают при временных с точки зрения эксплуатации режимах работы и неблагоприятных сочетаниях параметров сети и могут продолжаться до тех пор, пока не изменится схема или режим сети. Длительность таких перенапряжений (от секунд до десятков минут) ограничивается действием релейной защиты или оперативного персонала.

Коммутационные перенапряжения возникают при всевозможных быстрых изменениях режимов работы сети. Они происходят вследствие работы коммутационных аппаратов (включение и отключение элементов сети), пробоях изоляции, а также при резком изменении параметров нелинейных элементов.

Современные ОПН предназначены для защиты изоляции оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Эти виды перенапряжений имеют импульсный характер и сравнительно небольшую энергию, поглощение которой для ОПН, при его верном выборе, не представляет особой опасности.

Квазистационарные перенапряжения, за счет возможно большой длительности своего существования, способны приводить к многократному срабатыванию ОПН и выделению в нем значительной энергии, к перегреву ОПН и его повреждению. По общепризнанному мнению современные ОПН не предназначены для ограничения квазистационарных перенапряжений и защиты оборудования от них, так как это потребовало бы неоправданных затрат на параллельные элементы в конструкции ОПН.

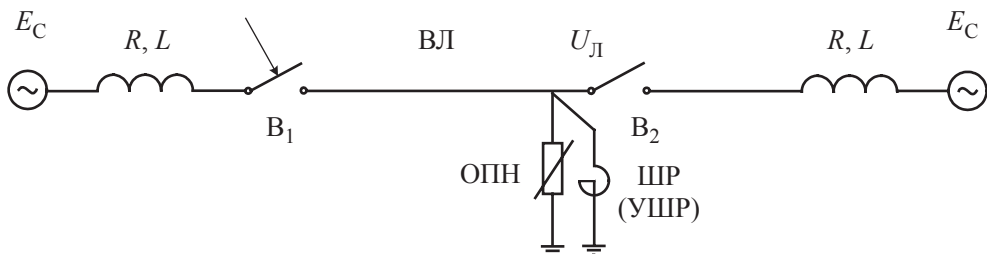


Рис. 6.1. Включение ВЛ

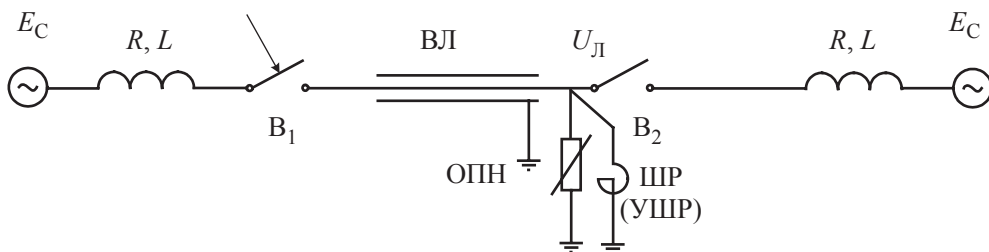


Рис. 6.2. Включение ВЛ на однофазное к.з. в ее конце

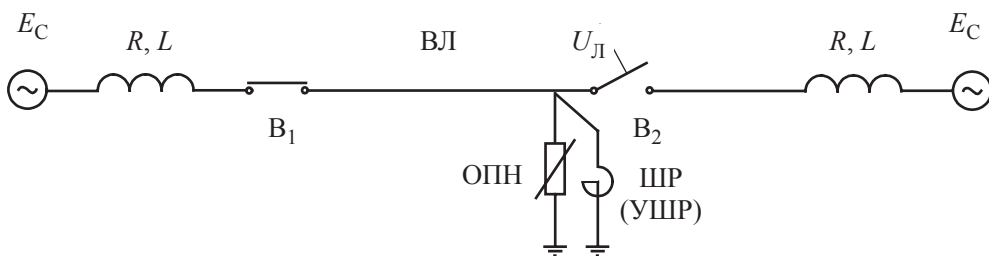


Рис. 6.3. Разрыв электропередачи

Основными характеристиками ОПН, определяющими его работу в условиях существования перенапряжений, являются [3, 4]:

- наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{НРО}}$ (кВ);
- удельная энергоемкость $W_{\text{уд}}$ (кДж/кВ).

Наибольшее рабочее напряжение ОПН — это одна из точек его вольт-амперной характеристики. Зная $U_{\text{НРО}}$, можно легко найти защитные характеристики ОПН, т. е. остающиеся напряжения ОПН при различных импульсных токах. Наибольшее рабочее напряжение ОПН напрямую определяет:

- надежность работы ОПН под рабочим напряжением сети и при возникновении квазистационарных перенапряжений, для ограничения которых он не предназначен;
- защищенность оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений (чем выше $U_{нрО}$, тем выше остающиеся напряжения и хуже защита).

Энергоемкость ОПН — определяет его способность без появления дефектов в конструкции пропускать через себя импульсные токи и поглощать их энергию.

В сетях 330–750 кВ наиболее опасные внутренние перенапряжения возникают, прежде всего, на протяженных воздушных линиях. Ограничители перенапряжений ОПН, установленные на таких линиях (на входе в распределительное устройство или же у линейных реакторов ШР, УШР), всегда подвергаются повышенной опасности как из-за квазистационарных перенапряжений значительной величины и длительности, так и из-за высокой энергии коммутационных перенапряжений.

Рассмотрим внутренние перенапряжения на примере электропередачи 500 кВ, в состав которой входит ВЛ 500 кВ длиной 500 км с присоединенным к линии в ее конце реактором — обычным неуправляемым (ШР) или управляемым (УШР).

Основные расчетные случаи для анализа внутренних перенапряжений даны на рис. 6.1–6.3 (собственный выключатель реактора не показан):

- одностороннее включение ВЛ;
- одностороннее включение ВЛ на однофазное короткое замыкание в ее конце;
- разрыв электропередачи, например, вследствие асинхронного хода.

Еще одним важным расчетным случаем внутренних (квазистационарных) перенапряжений является так называемое однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ) линии, которое рассмотрено в специальной главе 7.

6.2. Квазистационарные перенапряжения

Квазистационарные и коммутационные перенапряжения в схемах на рис. 6.1–6.3 возникают «одновременно», что усложняет анализ каждого из этих перенапряжений в отдельности. Для того чтобы оценить особенности ограничения с помощью УШР именно квазистационарных перенапряжений, рассмотрим три приведенные ниже режимные ситуации, удобные для изучения, но не частые на практике.

Во всех случаях напряжение питающей сети отвечает наибольшему рабочему напряжению сети 500 кВ — напряжению 525 кВ. Индуктивное сопротивление сети на частоте 50 Гц принято одинаковым по прямой и нулевой последовательностям:

- в начале линии 50 Ом (система малой мощности);
- в конце линии 5 Ом (очень мощная система, мощная станция).

Индуктивное сопротивление сети, к которой примыкает ВЛ (в конце), имеет важное значение только при разрыве электропередачи, и оно специально принято очень малым, равным всего 5 Ом, поскольку тогда внутренние перенапряжения в конце ВЛ при отключении выключателя B_2 будут наиболее опасными.

6.2.1. Одностороннее включение ВЛ

В схеме на рис. 6.1 линия с выведенным из работы реактором находится в режиме одностороннего питания от сети. В момент времени $t = 3$ с, считая от начала расчета, из-за недопустимого повышения напряжения в конце ВЛ подана команда на ввод реактора в работу:

- обычный реактор подключается к ВЛ своим собственным выключателем (он не показан на рис. 6.1);
- управляемый реактор уже был подключен к ВЛ и находился на холостом ходу $E_0 = 0$; в момент времени $t = 3$ с начинается форсированный набор мощности под действием $E_0 = 1500$ В; с момента времени $t = 3,3$ с возбуждение реактора вместо форсированного становится номинальным $E_0 = 132$ В.

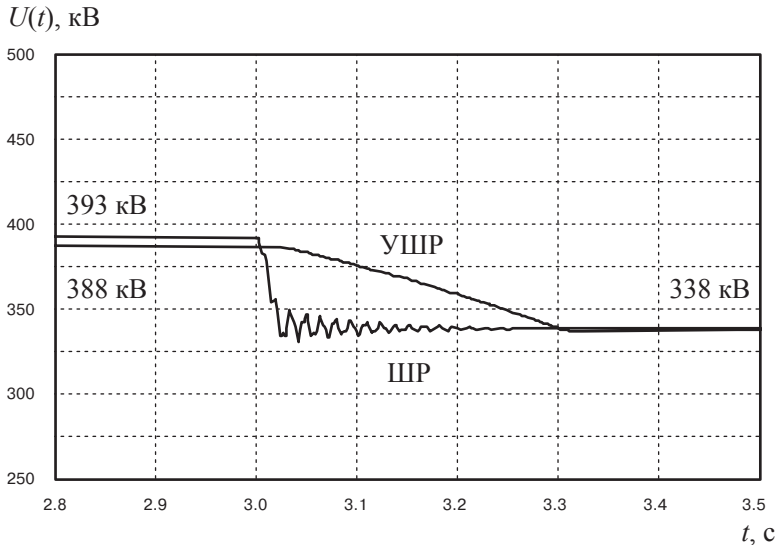


Рис. 6.4. Действующее значение фазного напряжения в схеме рис. 6.1

На рис. 6.4 приведены результаты расчетов действующего значения фазного напряжения в месте установки реактора в конце ВЛ, полученные в схеме рис. 6.1 при описанных выше условиях. Фазное значение наибольшего рабочего напряжения сети 500 кВ составляет $525/\sqrt{3} = 303$ кВ.

До ввода реактора в работу квазистационарные перенапряжения в конце ВЛ составляли 393 кВ (случай ШР) и 388 кВ (случай УШР). После ввода реактора напряжение в конце ВЛ снизилось до 338 кВ. Оценим опасность таких напряжений для ОПН, установленных в конце ВЛ.

Допустимые кратности повышения напряжения типового ОПН приведены в табл. 6.1. Допустимые повышения напряжения для ОПН со стандартными рабочими напряжениями 303, 318, 333 кВ даны в табл. 6.2 (для неблагоприятного случая, когда ОПН уже рассеивал энергию перенапряжений, но еще не остыл).

Таблица 6.1. Допустимая кратность повышения напряжения типового ОПН. Задается в относительных единицах наибольшего рабочего напряжения ОПН $U_{НРО}$ для двух случаев: без предварительного рассеивания энергии перенапряжений (*) и с предварительным (**)

Длительность T приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{ОПН}(T)$ превышения напряжения на ОПН, не менее
0,1 с	1,50*/1,40**
1 с	1,43*/1,35**
10 с	1,37*/1,30**
100 с	1,31*/1,23**
1200 с (20 мин)	1,23*/1,15**
3600 с (1 ч)	1,19*/1,10**

Таблица 6.2. Допустимое повышение напряжения ОПН 500 кВ в зависимости от его наибольшего рабочего напряжения

Длительность T приложения повышенного напряжения	Наибольшее рабочее напряжение ОПН 500 кВ		
	$U_{НРО} = 303$ кВ	$U_{НРО} = 318$ кВ	$U_{НРО} = 333$ кВ
0,1 с	424	445	466
1 с	409	429	450
10 с	394	413	433
100 с	373	391	410
1200 с (20 мин)	348	366	383
3600 с (1 ч)	333	350	366

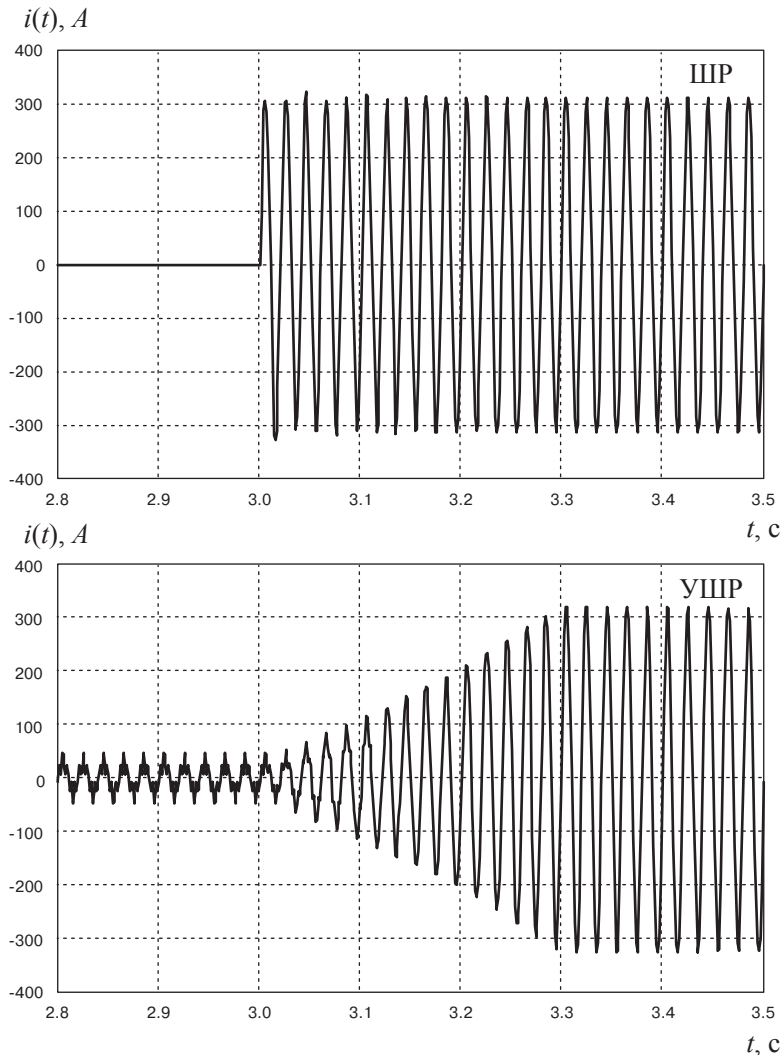


Рис. 6.5. Осциллограммы токов сетевой обмотки фазы «А» реактора в схеме рис. 6.1

Анализ табл. 6.2 показывает, что в условиях конкретной ВЛ 500 кВ длиной 500 км при ее одностороннем питании без реактора (напряжение в конце ВЛ составляет около 388–393 кВ):

- ОПН $U_{\text{НРО}} = 303$ кВ сможет выдержать работу без реактора не более 10 с;
- ОПН $U_{\text{НРО}} = 318$ кВ сможет выдержать работу без реактора не более 100 с;
- ОПН $U_{\text{НРО}} = 333$ кВ сможет выдержать работу без реактора не более 5 мин.

Следовательно, после обнаружения опасного повышения напряжения в конце ВЛ 500 кВ и принятия решения о вводе реактора в работу быстрого действия УШР, при котором форсированный набор мощности происходит за время 0,3 с, более чем достаточно для исключения повреждений ОПН с любым $U_{\text{НРО}}$. После выхода реактора (ШР или УШР) на номинальную мощность напряжение на ОПН составит 338 кВ и согласно табл. 6.2 представляет опасность для ОПН только при времени воздействия около 1 ч (для $U_{\text{НРО}} = 303$ кВ) и более 1 ч (для $U_{\text{НРО}} = 318$ кВ, 333 кВ).

Различие начальных значений напряжения в конце ВЛ (388 кВ и 393 кВ — см. рис. 6.2) вызвано тем, что ненагруженный УШР потребляет из сети ток намагничивания, который из-за возникших квазистационарных перенапряжений достиг нескольких десятков ампер, как это показано на рис. 6.5 (до $t = 3$ с).

6.2.2. Одностороннее включение ВЛ на однофазное короткое замыкание

В схеме на рис. 6.2 линия с выведенным из работы реактором находится в режиме одностороннего питания от сети. В момент времени $t = 2,9$ с, считая от начала расчета, в конце ВЛ возникает однофазное короткое замыкание фазы «С», но линия не отключается (на практике, напротив, линия достаточно быстро будет отключена действием релейной защиты). В момент $t = 3$ с из-за недопустимого повышения напряжения в конце ВЛ подана команда на ввод реактора в работу:

- обычный реактор подключается к ВЛ своим собственным выключателем (он не показан на рис. 6.2);
- управляемый реактор уже был подключен к ВЛ и находился на холостом ходу $E_0 = 0$ В; в момент времени $t = 3,0$ с начинается форсированный набор мощности под действием $E_0 = 1500$ В; с момента времени $t = 3,3$ с возбуждение реактора вместо форсированного становится номинальным $E_0 = 132$ В.

На рис. 6.6 приведены результаты расчетов действующего значения фазного напряжения в месте установки реактора в конце ВЛ, полученные в схеме рис. 6.2 при описанных выше условиях. До ввода реактора в работу после появления на ВЛ однофазного короткого замыкания напряжение повышается по-разному: до 430 кВ (ШР отключен) и 400 кВ (УШР есть, но не нагружен). Поясним это.

Поскольку у ВЛ индуктивное сопротивление нулевой последовательности выше, чем прямой, то при коротких замыканиях в конце ВЛ ток однофазного короткого замыкания всегда меньше, чем ток трехфазного короткого замыкания, а напряжение на неповрежденных фазах ВЛ повышается сверх того значения, которое было до возникновения однофазного короткого замыкания. Для УШР из-за наличия соединенных в тре-

угольник компенсационных обмоток, напротив, сопротивление нулевой последовательности меньше, чем по прямой. Таким образом, наличие в конце ВЛ присоединенного УШР (даже ненагруженного) приводит к тому, что при однофазном коротком замыкании повышение напряжения на неповрежденных фазах 400 кВ уже не такое значительное, как было бы без УШР (430 кВ). Оценим опасность таких напряжений для ОПН, установленного в конце ВЛ.

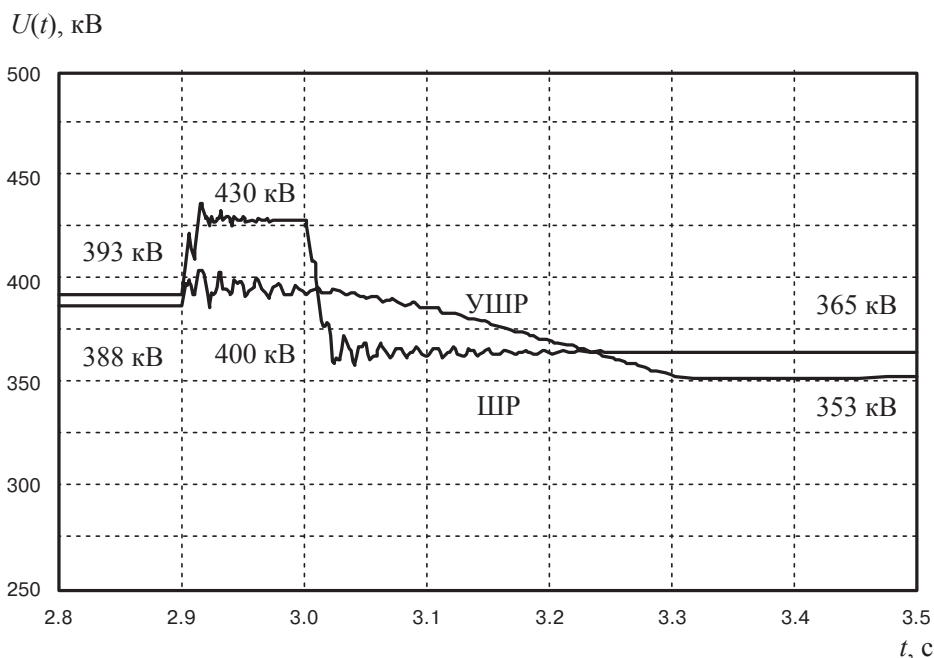


Рис. 6.6. Действующее значение фазного напряжения в схеме рис. 6.2

Напряжение 430 кВ согласно табл. 6.2:

- ОПН $U_{НРО} = 303$ кВ сможет выдержать работу без реактора не более 0,1 с;
- ОПН $U_{НРО} = 318$ кВ сможет выдержать работу без реактора не более 1 с;
- ОПН $U_{НРО} = 333$ кВ сможет выдержать работу без реактора не более 10 с.

Время отключения ВЛ, на которой имеется короткое замыкание, может быть как менее 0,1 с (основная защита линии), так и может составлять несколько секунд (резервная защита). В последнем случае в условиях рассмотренного примера существует риск повреждения ОПН с $U_{НРО} = 333$ кВ, 318 кВ.

Напряжение 400 кВ согласно табл. 6.2 ОПН сможет выдержать в течение нескольких секунд (при $U_{\text{НРО}} = 333$ кВ) и более длительное время (если $U_{\text{НРО}} = 318$ кВ, 333 кВ), т. е. ОПН не повредится, даже если ВЛ будет отключена резервной защитой вместо основной.

Как видно, наличие на ВЛ даже ненагруженного УШР существенно снижает повышение напряжения на ВЛ при однофазном коротком замыкании, исключая риск повреждения ОПН.

6.2.3. Разрыв электропередачи

В схеме на рис. 6.3 линия с выведенным из работы реактором находится в режиме двустороннего питания, т. е. замкнута в транзит, асинхронного хода нет, имеет место нормальный режим работы. В момент времени $t = 2,9$ с, считая от начала расчета, подается команда на разрыв нормально работающего транзита. В момент $t = 3,0$ с из-за недопустимого повышения напряжения в конце ВЛ подана команда на ввод реактора в работу:

- обычный реактор подключается к ВЛ своим собственным выключателем (он не показан на рис. 6.3);
- управляемый реактор уже был подключен к ВЛ и находился на холостом ходу $E_0 = 0$ В; в момент времени $t = 3,0$ с начинается форсированный набор мощности под действием $E_0 = 1500$ В; с момента времени $t = 3,3$ с возбуждение реактора вместо форсированного становится номинальным $E_0 = 132$ В.

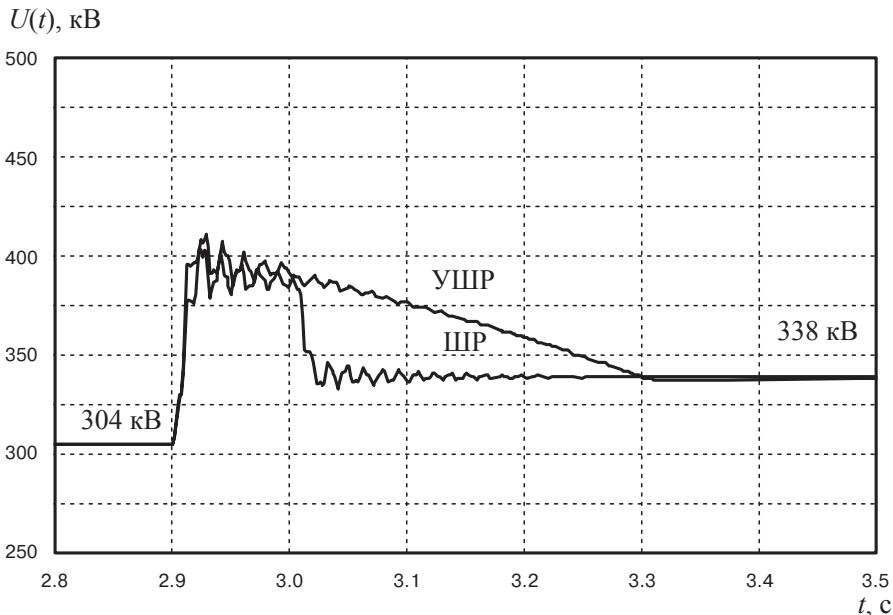


Рис. 6.7. Действующее значение фазного напряжения в схеме рис. 6.3

На рис. 6.7 приведены результаты расчетов действующего значения фазного напряжения в месте установки реактора в конце ВЛ, полученные в схеме рис. 6.3 при описанных выше условиях. До разрыва транзита напряжение в конце ВЛ составляло 304 кВ, т. е. отвечало наибольшему рабочему напряжению сети 500 кВ (303 кВ), что неудивительно, поскольку приемная система является «мощной», с малым внутренним сопротивлением. После разрыва транзита напряжение возрастает до 400 кВ, и далее, с момента 3 с, реакторы вводятся в работу, напряжение снижается до 338 кВ (для ШР — мгновенно, для УШР — за время форсировки, равное 0,3 с).

Напряжение 400 кВ согласно табл. 6.2 ОПН сможет выдержать в течение нескольких секунд (при $U_{\text{НРО}} = 303$ кВ) и более длительное время (если $U_{\text{НРО}} = 318$ кВ, 333 кВ). Поэтому быстродействия УШР, при котором форсированный набор мощности происходит за время 0,3 с, более чем достаточно для исключения повреждений ОПН с любым $U_{\text{НРО}}$.

6.3. Коммутационные перенапряжения

Расчеты процессов при коммутациях ВЛ будем вести в два этапа. На первом этапе определим коммутационные перенапряжения без учета действия ОПН, что позволит проанализировать влияние УШР на уровни перенапряжений. На втором этапе — выполним расчеты выделяющейся в ОПН энергии, что позволит оценить влияние УШР на требования к энергоемкости установленных ОПН.

Наличие ОПН, как правило, ограничивает коммутационные перенапряжения для безопасного уровня. Поэтому при наличии ОПН изучением перенапряжений уже не занимаются, а внимание сосредотачивают на требованиях к энергии ОПН.

При расчетах выделяющейся энергии ОПН моделировался вольтамперной характеристикой, для которой остающееся напряжение при импульсном токе 1 кА формы 30/60 мкс составляло 800 кВ (это типовой ОПН 500 кВ).

6.3.1. Одностороннее включение ВЛ

В схеме на рис. 6.1 в момент $t = 3,0$ с выключателем B_1 на линию подается напряжение. Изначально к ВЛ уже был присоединен реактор:

- обычный реактор подключен к ВЛ своим собственным выключателем (он не показан на рис. 6.1);
- управляемый реактор подключен к ВЛ своим собственным выключателем (он не показан на рис. 6.1) и предварительно подмагничен [5] напряжением $E_0 = 30$ В.

На рис. 6.8 приведены результаты расчетов коммутационных перенапряжений без учета действия ОПН. Видно, что осциллограммы напряже-

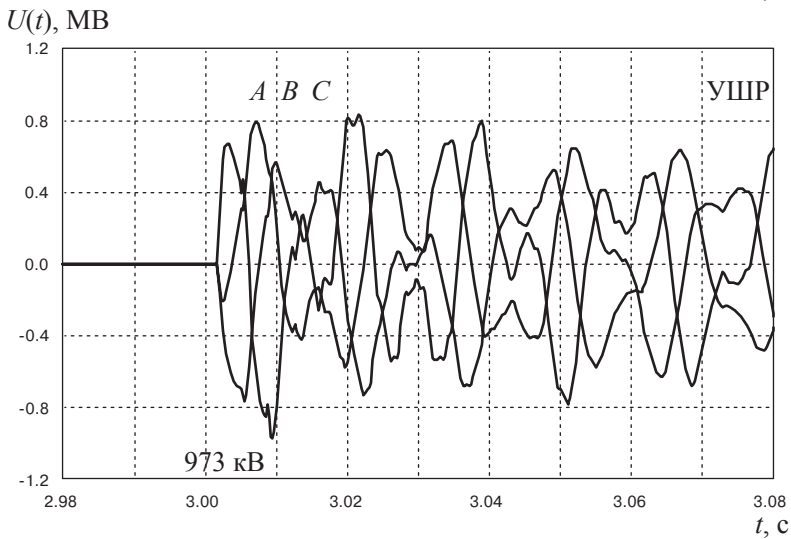
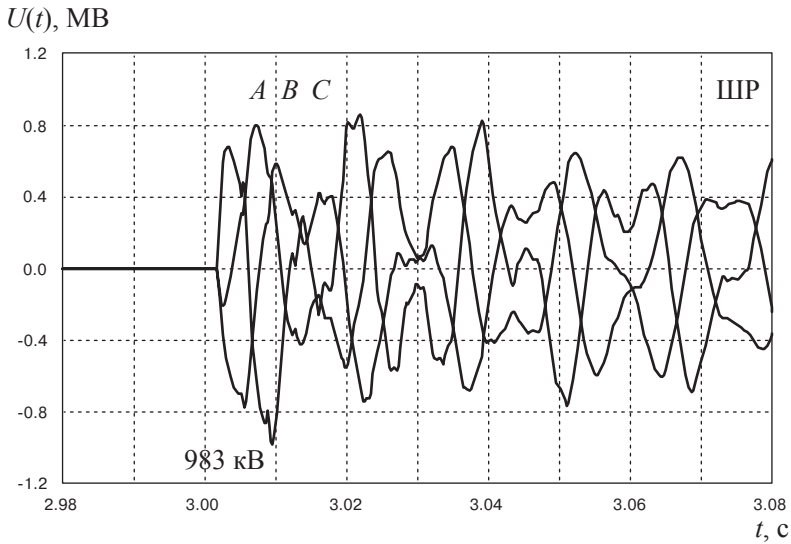


Рис. 6.8. Не ограниченные действием ОПН перенапряжения в конце ВЛ в схеме рис. 6.1

ния очень близки друг другу, т. е. одинаковые по мощности ШП и УШП (предварительно подмагничен) в переходном процессе симметричного трехфазного включения ВЛ ведут себя очень похоже. Однако в случае УШП перенапряжения все же несколько ниже (973 кВ против 983), но такое различие на грани погрешности моделирования.

На рис. 6.9 даны осциллограммы выделяющейся в ОПН энергии. Наибольшая энергия в условиях примера выделилась в ОПН фазы «А». В случае УШП энергия несколько ниже (640 кДж против 720). При наибольшем рабочем напряжении ОПН, равном $U_{\text{НРО}} = 303$ кВ, такой энер-

гии W отвечает энергоемкость $W_{уд} = W/U_{нр0}$, равная приблизительно $W_{уд} = 2,0 \div 2,5$ кДж/кВ.

Минимальная энергоемкость ОПН, выпускаемых в настоящее время для сетей 110–750 кВ, составляет $W_{уд} = 2,0 \div 3,0$ кДж/кВ. Подавляющее большинство ОПН 500 кВ, производимых промышленностью, имеет энергоемкость $W_{уд} = 4,0 \div 5,0$ кДж/кВ, крайне редко энергоемкость ОПН 500 кВ достигает 10 кДж/кВ.

Видно, что при одностороннем включении ВЛ с присоединенным УШР имеет место некоторое снижение требований к энергоемкости ОПН, но оно малозаметно на фоне допустимых для ОПН 500 кВ значений энергоемкости в 4–5 кДж/кВ.

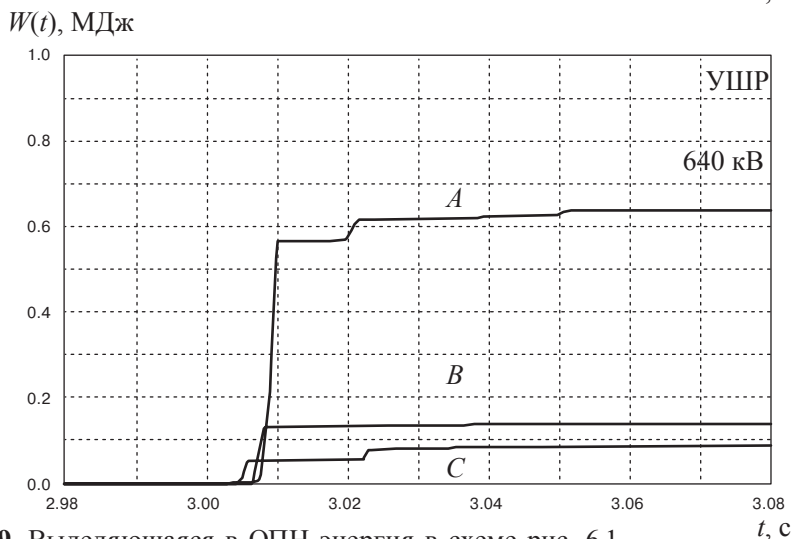
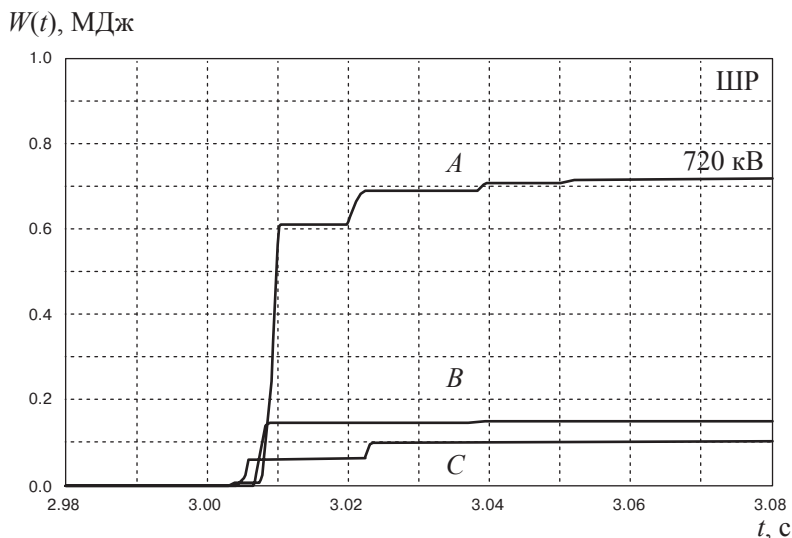


Рис. 6.9. Выделяющаяся в ОПН энергия в схеме рис. 6.1

6.3.2. Одностороннее включение ВЛ на однофазное короткое замыкание

В схеме рис. 6.2 в момент $t = 3,0$ с выключателем B_1 на линию подается напряжение, однако в конце ВЛ имеется однофазное короткое замыкание фазы «В». Изначально к ВЛ уже был присоединен реактор:

- обычный реактор подключен к ВЛ своим собственным выключателем (он не показан на рис. 6.2);
- управляемый реактор подключен к ВЛ своим собственным выключателем (он не показан на рис. 6.2) и предварительно подмагничен напряжением $E_0 = 30$ В.

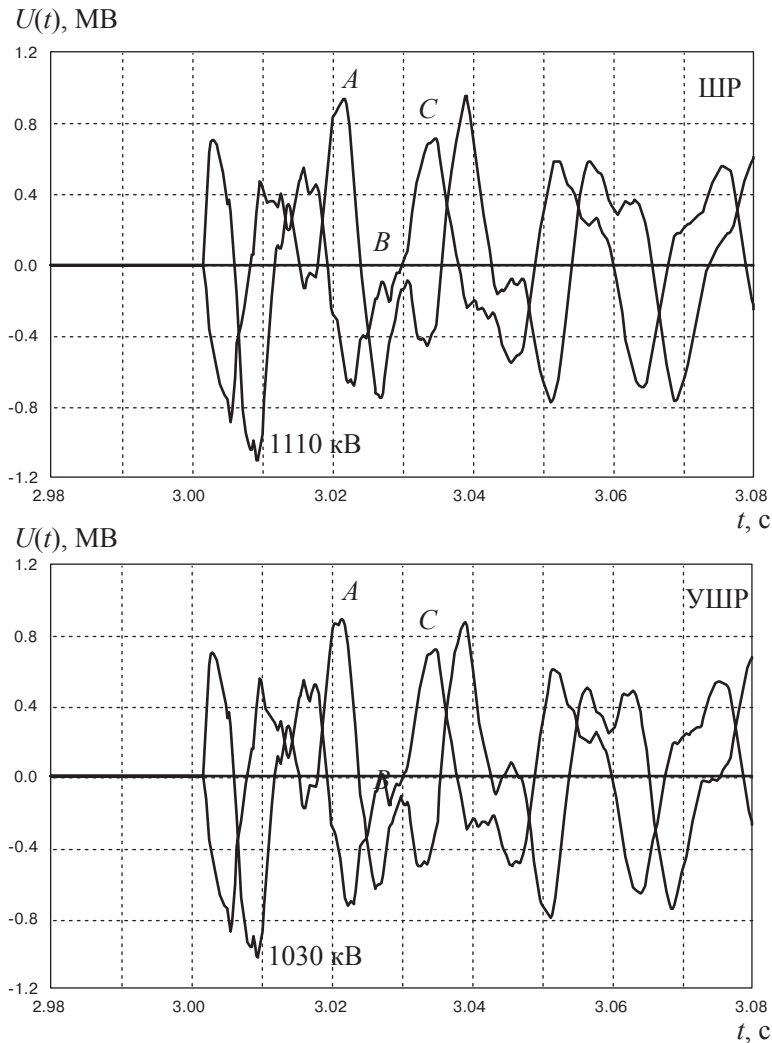


Рис. 6.10. Неограниченные действием ОПН перенапряжения в конце ВЛ в схеме рис. 6.2

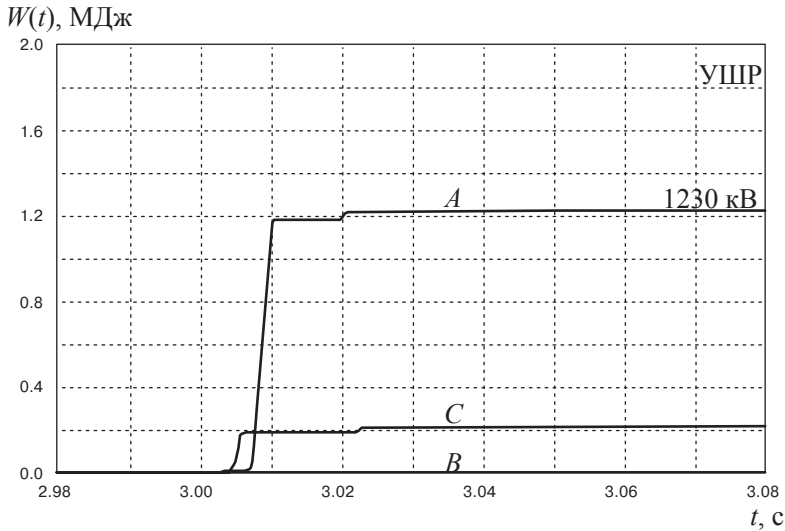
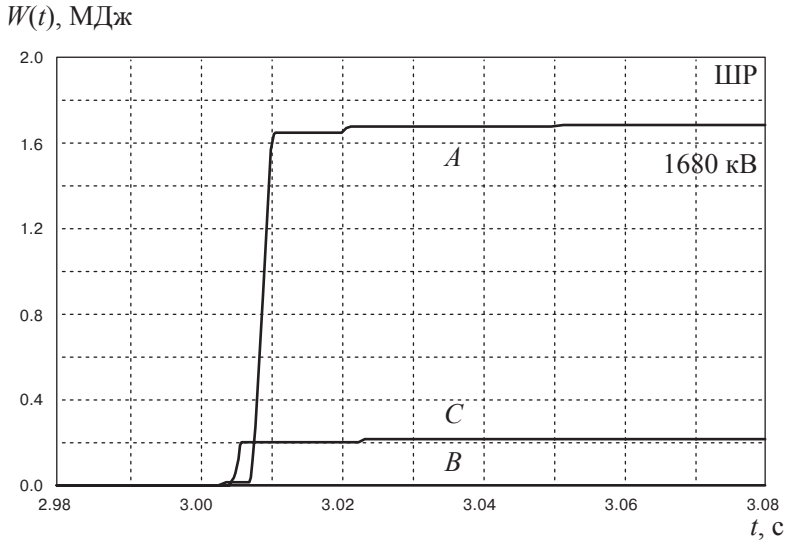


Рис. 6.11. Выделяющаяся в ОПН энергия в схеме рис. 6.2

На рис. 6.10 даны результаты расчетов коммутационных перенапряжений без учета действия ОПН. Видно, что осциллограммы напряжения близки друг другу. Однако в случае УШПР перенапряжения приблизительно на 10 % ниже (1030 кВ против 1110), что уже было пояснено тем, что в несимметричных режимах УШПР за счет треугольника компенсационных обмоток снижает повышение напряжения на неповрежденных фазах. Несимметрия режима здесь вызвана наличием на линии однофазного короткого замыкания.

На рис. 6.11 даны осциллограммы выделяющейся в ОПН энергии. Наибольшая энергия в условиях примера выделилась в ОПН фазы «А».

В случае УШР энергия на 25 % ниже (1230 кДж против 1680), поскольку меньше перенапряжения. При наибольшем рабочем напряжении ОПН, равном 303 кВ, такой энергии отвечает энергоемкость около 4,0–5,5 кДж/кВ — как раз наиболее распространенное значение энергоемкости современных ОПН 500 кВ.

Видно, что при одностороннем включении ВЛ с присоединенным УШР на короткое замыкание (к.з.) имеет место снижение требований к энергоемкости ОПН.

6.3.3. Разрыв электропередачи

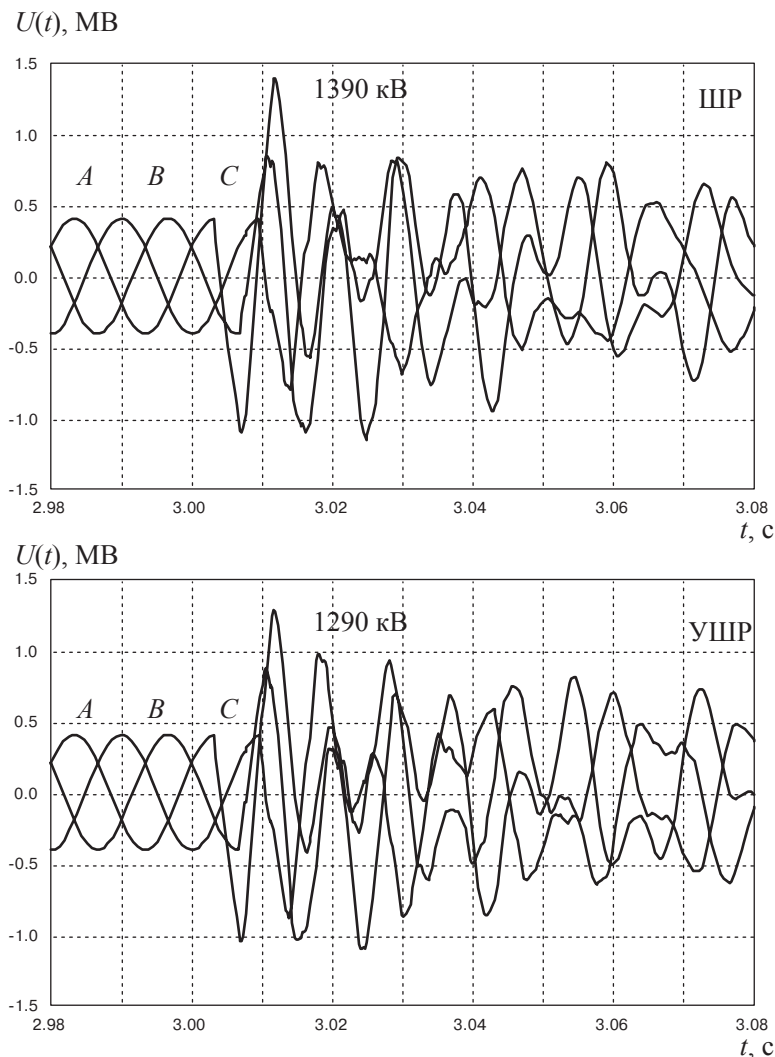


Рис. 6.12. Неограниченные действием ОПН перенапряжения в конце ВЛ в схеме рис. 6.3

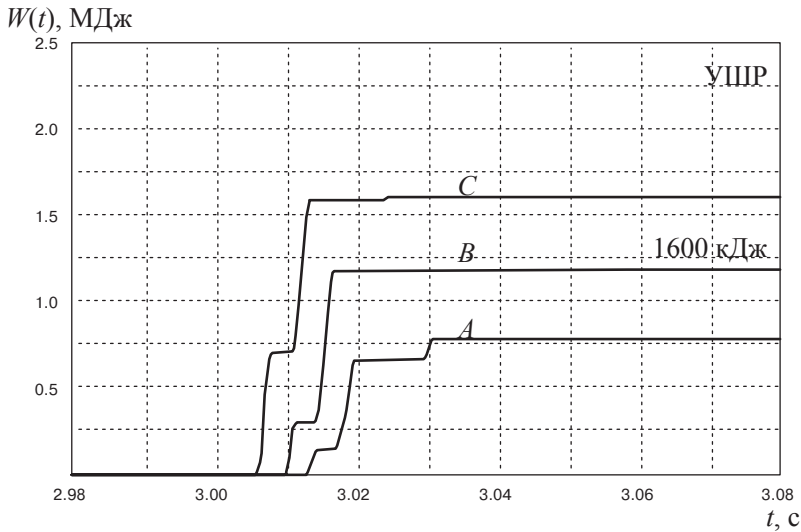
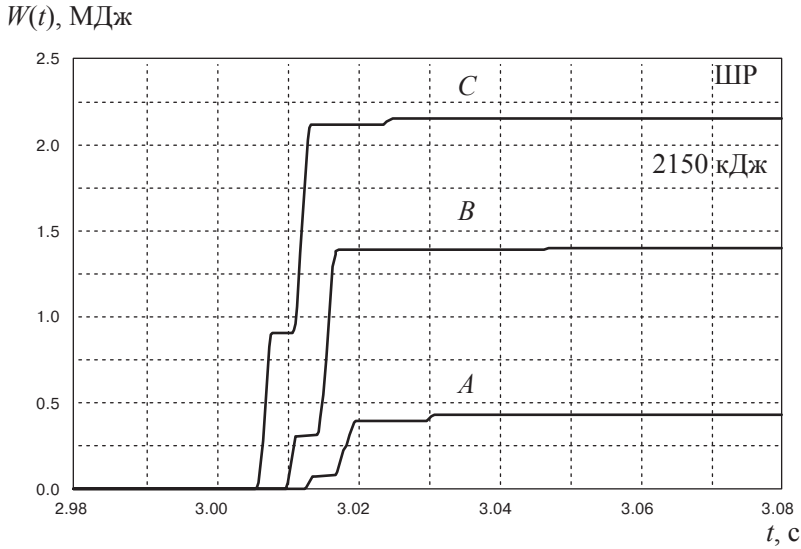


Рис. 6.13. Выделяющаяся в ОПН энергия в схеме рис. 6.3

В схеме на рис. 6.3 в момент $t = 3,0$ с выключателем B_2 электропередача аварийно размыкается, поскольку по ней имел место асинхронный ход (ЭДС слева и справа от линии находятся в противофазе). Изначально к ВЛ уже был присоединен реактор:

- обычный реактор подключен к ВЛ своим собственным выключателем (он не показан на рис. 6.3);
- управляемый реактор подключен к ВЛ своим собственным выключателем (он не показан на рис. 6.3) и предварительно подмагничен напряжением $E_0 = 30$ В.

На рис. 6.12 даны результаты расчетов коммутационных перенапряжений без учета действия ОПН. Видно, что осциллограммы напряжения близки друг другу. Однако в случае УШР перенапряжения приблизительно на 10 % ниже (1290 кВ против 1390), что уже было пояснено тем, что в несимметричных режимах УШР за счет наличия треугольника компенсационных обмоток снижает повышение напряжения на неповрежденных фазах. Несимметричный режим возникает потому, что отключение выключателя В₂ в схеме рис. 6.3 происходит в момент перехода тока через нулевое значение, а оно в разных фазах достигается неодновременно.

На рис. 6.13 даны осциллограммы выделяющейся в ОПН энергии. Наибольшая энергия в условиях примера выделилась в ОПН фазы «А». В случае УШР энергия на 25 % ниже (1600 кДж против 2150), поскольку меньше перенапряжения. При наибольшем рабочем напряжении ОПН, равном 303 кВ, такой энергии отвечает энергоемкость около 5 и 7 кДж/кВ. Второй ОПН будет заметно дороже первого.

Видно, что при одностороннем включении на к.з. ВЛ с присоединенным УШР имеет место заметное снижение требований к энергоемкости ОПН.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Энергоатомиздат, 2004.
2. *Дмитриев М. В.* Грозные перенапряжения на оборудовании РУ 35–750 кВ и защита от них. СПб.: Изд-во Политехнического ун-та, 2010. 64 с.
3. *Дмитриев М. В.* Применение ОПН в электрических сетях 6–750 кВ. СПб.: Изд-во «ЗЭУ», 2007. — 60 с.
4. ГОСТ Р 52725-2007. «Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические требования и методы испытаний». Введен с 1 января 2008 г.
5. *Евдокунин Г. А., Коршунов Е. В., Сеппинг Э. А., Ярвик Я. Я.* Метод расчета на ЭВМ электромагнитных переходных процессов в ферромагнитных устройствах с произвольной структурой магнитной и электрической цепей // *Электротехника*, 1991. № 2. С. 56–59.

ОДНОФАЗНОЕ АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С РЕАКТОРАМИ

Автоматическое повторное включение (АПВ) воздушных линий (ВЛ) электропередачи — это эффективное мероприятие для повышения надежности электроснабжения потребителей. Большинство коротких замыканий на ВЛ 330–750 однофазные, и, поэтому, на таких линиях используют однофазное АПВ (ОАПВ), прибегая к трехфазному (ТАПВ) или в случае неуспешности ОАПВ, или при многофазных повреждениях.

В цикле ОАПВ после двустороннего отключения от сети аварийной фазы ВЛ в месте короткого замыкания может продолжать гореть электрическая дуга, получая подпитку от неотключенных фаз линии, и повторное включение должно быть осуществлено после погасания дуги, так как в противном случае ОАПВ будет неуспешным и потребует полного трехфазного отключения ВЛ. Поэтому важной задачей, возникающей при применении ОАПВ, является обеспечение такой величины тока подпитки, при которой будет происходить самогашение дуги в бес-токовую паузу — интервал времени, в течение которого аварийная фаза ВЛ отделена от сети выключателями начала и конца линии.

Наибольшая вероятность успешного ОАПВ достигается:

- при малых токах подпитки;
- при отсутствии повторных пробоев в месте короткого замыкания после гашения дуги, что зависит от уровня восстанавливающегося напряжения.

Ток подпитки и восстанавливающееся напряжение определяются конструкцией ВЛ (ее погонными индуктивными и емкостными параметрами), длиной ВЛ и ее транспозицией, числом присоединенных к линии шунтирующих реакторов, их конструкцией и наличием в их нейтрали так называемых четвертных лучей — нулевых реакторов [1, 2].

В последнее время в сетях высокого напряжения находят применение не только ШР традиционной конструкции, но и управляемые шунтирующие реакторы УШР [3]. Поэтому серьезный практический интерес вызывают особенности ОАПВ на линиях с такими реакторами. Для расчета тока подпитки и восстанавливающегося напряжения в цикле ОАПВ на ВЛ с реакторами разного типа ниже приведены простые аналитические выражения. При необходимости они могут быть уточнены при помощи детального компьютерного моделирования процессов в программе ЕМТР/АТР, для которой в последнее время специально были разработаны под-

робные модели УШР [4] различных классов напряжения и мощности, а также модель открытой дуги [5], основанная на решении уравнения баланса энергии дугового столба.

7.1. Ток подпитки в цикле ОАПВ

Величина тока подпитки носит статистический характер, обусловленный такими случайными факторами, как фаза линии, на которой произошло короткое замыкание; угол между напряжениями по концам линии, зависящий от значения передаваемой мощности; расположение места повреждения на линии; число и расположение (по концам) на линии шунтирующих реакторов; уровень рабочего напряжения; длина дугового промежутка и погодные условия. Следует также иметь в виду, что гашение дуги зависит от случайного значения аperiодической составляющей тока подпитки.

На рис. 7.1 показана ВЛ с присоединенными ШР и УШР, на которой в момент времени «1» возникает однофазное короткое замыкание на фазе «А», отключаемое в моменты «2» и «3» головными выключателями линии, после чего в месте повреждения ВЛ перестает протекать ток короткого замыкания сети и начинает проходить суммарный ток подпитки $I_{\text{СУМ}}$.

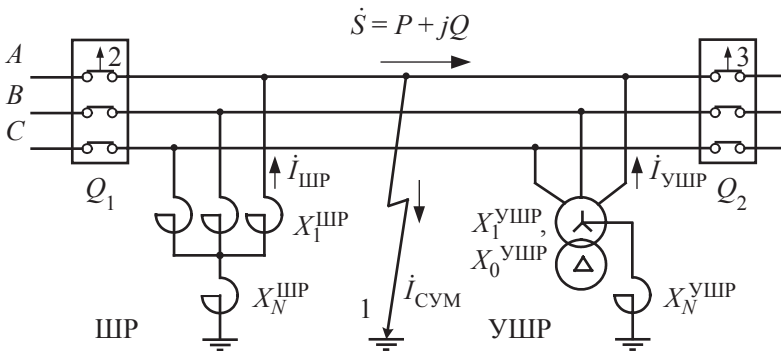


Рис. 7.1. ОАПВ на ВЛ с присоединенными шунтирующими реакторами

Помимо токов от ШР и УШР суммарный ток подпитки в месте повреждения определяется электростатической (емкостной) и электромагнитной составляющими. Электростатическая составляющая обусловлена наличием на здоровых фазах ВЛ рабочего напряжения сети, а электромагнитная — током в здоровых фазах.

В обозначениях рис. 7.1 суммарный ток подпитки $I_{\text{СУМ}}$ определяется как

$$I_{\text{СУМ}} = (I_{\text{ЭС}} + N_{\text{УШР}} I_{\text{УШР}} + N_{\text{ШР}} I_{\text{ШР}}) + (I_{\text{ЭМ}}), \quad (7.1)$$

где $\dot{I}_{\text{ЭС}}$ и $\dot{I}_{\text{ЭМ}}$ — электростатическая и электромагнитная составляющие; $\dot{I}_{\text{УШР}}$ и $\dot{I}_{\text{ШР}}$ — токи подпитки от УШР и ШР; $N_{\text{УШР}}$ и $N_{\text{ШР}}$ — число УШР и ШР на ВЛ.

Суммарный ток подпитки $\dot{I}_{\text{СУМ}}$ имеет две составляющих, каждая из которых в (7.1) помещена в круглые скобки: первая определяется рабочим напряжением на здоровых фазах ВЛ (подпитка через емкости ВЛ, через ШР и УШР), вторая определяется током здоровых фаз ВЛ. Как правило, угол между составляющими близок к 90° , что позволяет находить величину тока подпитки как

$$I_{\text{СУМ}} = |\dot{I}_{\text{СУМ}}| = \sqrt{(\dot{I}_{\text{ЭС}} + N_{\text{УШР}}\dot{I}_{\text{УШР}} + N_{\text{ШР}}\dot{I}_{\text{ШР}})^2 + (\dot{I}_{\text{ЭМ}})^2}.$$

7.1.1. Электростатическая составляющая тока подпитки

На рис. 7.2 показана емкостная схема замещения ВЛ в паузу ОАПВ, где введены обозначения: B_M — междуфазная емкостная проводимость ВЛ, B_0 — собственная емкостная проводимость фазы на землю. Для многократно транспонированной линии указанные проводимости не зависят от фазы ВЛ (A, B, C).

Пользуясь емкостной схемой замещения ВЛ, т. е. полагая напряжение в начале и в конце линии одинаковым по величине и углу, несложно записать

$$\dot{I}_{\text{ЭС}} = (\dot{U}_B - \dot{U}_A) \cdot (jB_M) + (\dot{U}_C - \dot{U}_A) \cdot (jB_M),$$

где $B_M = B_M^* l_{\text{ВЛ}}$, $l_{\text{ВЛ}}$ — длина ВЛ (км), $j = \sqrt{-1}$ — мнимая единица.

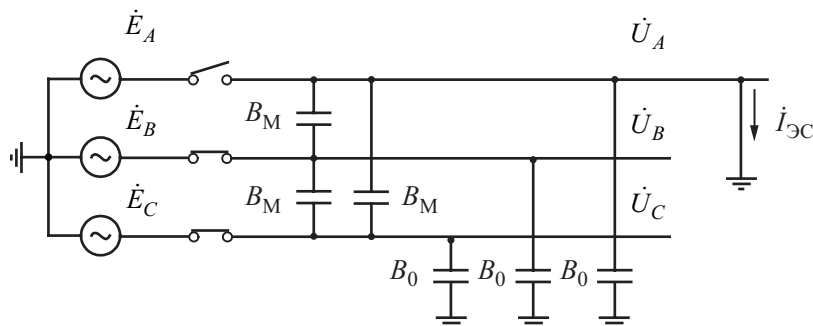


Рис. 7.2. Емкостная схема замещения ВЛ в паузу ОАПВ

Учитывая $\dot{E}_A + \dot{E}_B + \dot{E}_C = 0$, а также и $\dot{U}_A = 0$, $\dot{U}_B = \dot{E}_B$, $\dot{U}_C = \dot{E}_C$, получим

$$\dot{I}_{\text{ЭС}} = -jB_M^* l_{\text{ВЛ}} \cdot \dot{E}_A, \quad (7.2)$$

где $|\dot{E}_A| = U_{\text{НР}} \sqrt{2/3}$ — амплитуда фазного значения наибольшего рабочего напряжения $U_{\text{НР}}$ сети (здесь и далее будут приводиться формулы и результаты расчетов для амплитудных значений составляющих суммарного тока подпитки).

Погонная междуфазная емкостная проводимость может быть найдена как

$$B_1^* = \omega C_1^* = \omega / (\nu_1 Z_{B_1}), \quad B_0^* = B_S^* = \omega C_0^* = \omega / (\nu_0 Z_{B_0}), \quad B_M^* = (B_1^* - B_0^*) / 3,$$

где $Z_{B_1} = 250 \div 400$ Ом (согласно [1]) и $Z_{B_0} \approx 2 \cdot Z_{B_1}$ — волновые сопротивления ВЛ по прямой и нулевой последовательностям, $\nu_1 = 3 \cdot 10^8$ м/с и $\nu_0 = \nu_1 / 1,5$ — скорости распространения электромагнитной волны вдоль ВЛ по прямой и нулевой последовательностям, $\omega = 2\pi f = 314$ рад/с.

Например, для ВЛ 500 кВ типовой конструкции (с горизонтальным расположением фазных проводов) справедливо $Z_{B_1} = 270$ Ом, и по формуле (7.2) получим электростатическую составляющую тока подпитки около 15 А на каждые 100 км длины линии — см. рис. 7.3.

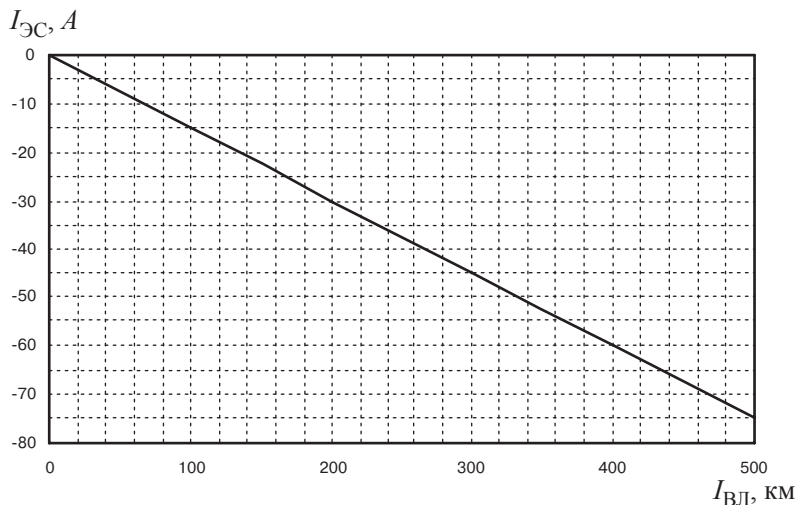


Рис. 7.3. Электростатическая составляющая тока подпитки для типовой ВЛ 500 кВ

7.1.2. Составляющая тока подпитки от УШР

Управляемый шунтирующий реактор имеет обмотки, соединенные в треугольник. В зависимости от типа УШР в треугольник соединяют или обмотки управления (ОУ), или компенсационные обмотки (КО). Для мощных реакторов в сетях 330–750 кВ в треугольник соединяются КО.

Наличие соединенных в треугольник обмоток приводит к тому, что УШР увеличивает суммарный ток подпитки. Для снижения негативно-го влияния УШР на ток подпитки в паузу ОАПВ можно рассмотреть несколько способов, среди которых и размыкание треугольника, и его шунтирование. Кроме того, есть и традиционный способ подавления тока подпитки в электропередачах высших классов напряжений 330–750 кВ — установка в нейтраль шунтирующих реакторов дополнительного компенсационного реактора [1, 2].

Со стороны питающей сети УШР представляет собой устройство, имеющее три фазных вывода и один нейтральный, в котором протекает сумма токов фаз. Тогда, пренебрегая малыми активными сопротивлениями обмоток по сравнению с индуктивными сопротивлениями, система уравнений УШР в установившемся или квазистационарном режиме может быть записана следующим образом:

$$\begin{aligned}\dot{U}_A - \dot{U}_N &= jX_S \dot{I}_A + jX_m \dot{I}_B + jX_m \dot{I}_C; \\ \dot{U}_B - \dot{U}_N &= jX_m \dot{I}_A + jX_S \dot{I}_B + jX_m \dot{I}_C; \\ \dot{U}_C - \dot{U}_N &= jX_m \dot{I}_A + jX_m \dot{I}_B + jX_S \dot{I}_C; \\ \dot{U}_N &= jX_N (\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C),\end{aligned}$$

где \dot{U}_A , \dot{U}_B , \dot{U}_C и \dot{I}_A , \dot{I}_B , \dot{I}_C — напряжения и токи фаз сетевой обмотки УШР; \dot{U}_N — напряжение нейтрали, в которой может быть установлен реактор индуктивным сопротивлением X_N ; X_S и X_m — собственное индуктивное сопротивление фазы реактора и взаимное индуктивное сопротивление между фазами.

Опыт прямой последовательности. Система уравнений реактора

$$\begin{aligned}\dot{U}_A - \dot{U}_N &= jX_1 \dot{I}_A; \\ \dot{U}_B - \dot{U}_N &= jX_1 \dot{I}_B; \\ \dot{U}_C - \dot{U}_N &= jX_1 \dot{I}_C; \\ \dot{U}_N &= jX_N (\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C) = 0,\end{aligned}$$

где X_1 — индуктивное сопротивление УШР прямой последовательности.

Если к УШР со стороны сети приложена тройка напряжений \dot{U}_A , \dot{U}_B , \dot{U}_C прямой последовательности, то и фазные токи \dot{I}_A , \dot{I}_B , \dot{I}_C будут токами прямой последовательности: $\dot{I}_B = a^2 \dot{I}_A$, $\dot{I}_C = a \dot{I}_A$. Тогда совместное рассмотрение общей системы и системы в опыте прямой последовательности даст $X_1 = X_S - X_m$.

Опыт нулевой последовательности. Система уравнений реактора

$$\dot{U}_A - \dot{U}_N = jX_0 \dot{I}_0;$$

$$\dot{U}_B - \dot{U}_N = jX_0 \dot{I}_0;$$

$$\dot{U}_C - \dot{U}_N = jX_0 \dot{I}_0;$$

$$\dot{U}_N = jX_N (3\dot{I}_0),$$

где X_0 — индуктивное сопротивление УШР нулевой последовательности.

Если к УШР со стороны сети приложена тройка напряжений $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$ нулевой последовательности, то и фазные токи $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$ будут токами прямой последовательности: $\dot{I}_A = \dot{I}_B = \dot{I}_C = \dot{I}_0$. Тогда совместное рассмотрение общей системы и системы в опыте прямой последовательности даст $X_0 = X_S + 2X_m$.

Поскольку $X_1 = X_S - X_m$ и $X_0 = X_S + 2X_m$, то параметры реактора будут

$$X_S = \frac{2X_1 + X_0}{3};$$

$$X_m = \frac{X_0 - X_1}{3}.$$

Общая система уравнений УШР может быть преобразована к виду

$$\dot{U}_A = j(X_S + X_N)\dot{I}_A + j(X_m + X_N)\dot{I}_B + j(X_m + X_N)\dot{I}_C;$$

$$\dot{U}_B = j(X_m + X_N)\dot{I}_A + j(X_S + X_N)\dot{I}_B + j(X_m + X_N)\dot{I}_C;$$

$$\dot{U}_C = j(X_m + X_N)\dot{I}_A + j(X_m + X_N)\dot{I}_B + j(X_S + X_N)\dot{I}_C.$$

Пусть фазные ЭДС сети составляют $\dot{E}_A, \dot{E}_B, \dot{E}_C$. Тогда в нормальном режиме $\dot{U}_A = \dot{E}_A, \dot{U}_B = \dot{E}_B, \dot{U}_C = \dot{E}_C$, а после появления короткого замыкания (на фазе «А») имеем $\dot{U}_A = 0, \dot{U}_B + \dot{U}_C = \dot{E}_B + \dot{E}_C = -\dot{E}_A$. Тогда из последней системы уравнений найдем ток фазы «А» реактора при наличии дуги в паузу ОАПВ

$$\dot{I}_A = -j\dot{E}_A \frac{(X_m + X_N)}{(X_S - X_m)(X_S + 2X_m + 3X_N)}$$

или

$$\dot{i}_A = -j \frac{\dot{E}_A}{3} \left[\frac{1}{X_1} - \frac{1}{X_0 + 3X_N} \right].$$

У реактора шунтирован треугольник КО

Если у реактора шунтирован треугольник КО, то при этом собственное сопротивление фазы УШР оказывается равным сопротивлению нулевой последовательности $X_S = X_0$, откуда с учетом $X_S = (2X_1 + X_0)/3$ следует равенство $X_1 = X_0$ (у УШР, как и у короткозамкнутого трансформатора, сопротивление прямой последовательности оказывается равно сопротивлению нулевой). Тогда ток фазы «А» реактора

$$i_A = -j \frac{\dot{E}_A}{3} \left[\frac{1}{X_0} - \frac{1}{X_0 + 3X_N} \right].$$

У реактора разомкнут треугольник КО

Если у реактора разомкнут треугольник КО, то фазы УШР не влияют друг на друга, и взаимное сопротивление фаз реактора оказывается равным $X_m = 0$, откуда с учетом $X_m = (X_0 - X_1)/3$ следует равенство индуктивных сопротивлений последовательностей $X_0 = X_1$ (сопротивление нулевой последовательности УШР равно сопротивлению прямой). Тогда ток фазы «А» реактора

$$i_A = -j \frac{\dot{E}_A}{3} \left[\frac{1}{X_1} - \frac{1}{X_1 + 3X_N} \right].$$

Согласно схеме рис. 7.1 подпитка дуги током реактором будет противоположна по знаку току фазы реактора, т. е. $\dot{I}_{\text{УШР}} = -\dot{I}_A$ (или $\dot{I}_{\text{ШР}} = -\dot{I}_A$). Итоговые выражения, описывающие различные способы снижения негативного влияния УШР на ток дуги в паузу ОАПВ, приведены ниже.

Отсутствие коммутаций УШР, установка 4-го луча УШР

$$\dot{I}_{\text{УШР}} = j \frac{\dot{E}_A}{3} \left[\frac{1}{X_1^{\text{УШР}}} - \frac{1}{X_0^{\text{УШР}} + 3X_N^{\text{УШР}}} \right]. \quad (7.3a)$$

Размыкание треугольника обмоток УШР, установка 4-го луча УШР

$$\dot{I}_{\text{УШР}} = j \frac{\dot{E}_A}{X_1^{\text{УШР}}} \cdot \frac{X_N^{\text{УШР}}}{X_1^{\text{УШР}} + 3X_N^{\text{УШР}}}. \quad (7.3б)$$

Шунтирование треугольника обмоток УШР, установка 4-го луча УШР

$$\dot{I}_{\text{УШР}} = j \frac{\dot{E}_A}{X_0^{\text{УШР}}} \cdot \frac{X_N^{\text{УШР}}}{X_0^{\text{УШР}} + 3X_N^{\text{УШР}}}. \quad (7.3в)$$

Отключение от линии фазы УШР, одноименной с поврежденной фазой ВЛ (4-й луч УШР на ток не влияет и поэтому здесь не используется)

$$\dot{I}_{\text{УШР}} = 0. \quad (7.3г)$$

В формулах использованы обозначения: $X_1^{\text{УШР}} = U_{\text{НР}}^2 / Q_{\text{УШР}}$ — индуктивное сопротивление УШР по прямой последовательно-сти; $Q_{\text{УШР}}$ — текущая трехфазная мощность реактора на время ОАПВ; $X_0^{\text{УШР}}$ — индуктивное сопротивление УШР нулевой последовательности, определяемое его конструкцией; $X_N^{\text{УШР}}$ — сопротивление 4-го луча.

При сравнении токов (7.2) и (7.3) видно, что подпитка от УШР с 4-м лучом в нейтрали практически во всех случаях противоположна по знаку емкостной составляющей $\dot{I}_{\Sigma C}$ и может частично или полностью ее компенсировать за исключением 1-го случая, в котором ток УШР совпадает по знаку с $\dot{I}_{\Sigma C}$, поскольку для реакторов характерно

$$X_1^{\text{УШР}} > (X_0^{\text{УШР}} + 3X_N^{\text{УШР}}).$$

На рис. 7.4–7.6 рассмотрены соответственно 1-й, 2-й и 3-й способы борьбы с токами подпитки. Все расчеты выполнены на примере типового УШР 500 кВ, производимого ОАО «Запорожтрансформатор» [3], имеющего диапазон регулирования потребляемой мощности $Q_{\text{УШР}} = 0 \div 180$ МВАр (возможна перегрузка до 30 % на короткое время), $X_0^{\text{УШР}} = 845$ Ом.

Согласно рис. 7.4 снижение негативного влияния УШР на суммарный ток может быть достигнуто форсированием его мощности на время ОАПВ с одновременным использованием 4-го луча сопротивлением около 200 Ом.

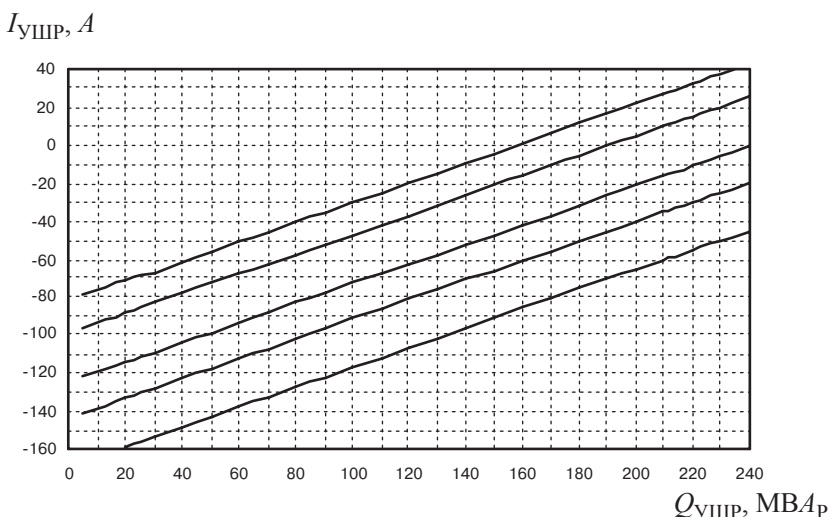


Рис. 7.4. Подпитка дуги от УШР 500 кВ (расчет по (7.3а)). Сопротивление 4-го луча варьируется в диапазоне от 0 до 300 Ом

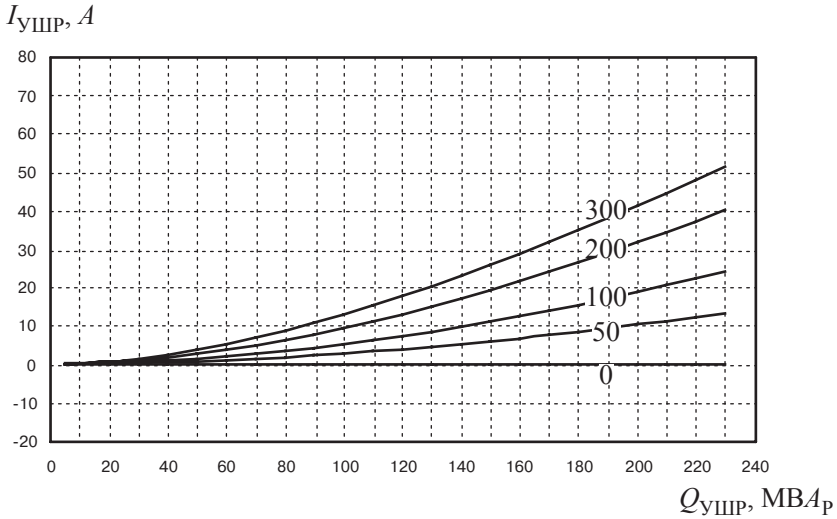


Рис. 7.5. Подпитка дуги от УШР 500 кВ при размыкании треугольника (расчет по (7.3б)). Сопротивление 4-го луча варьируется в диапазоне от 0 до 300 Ом

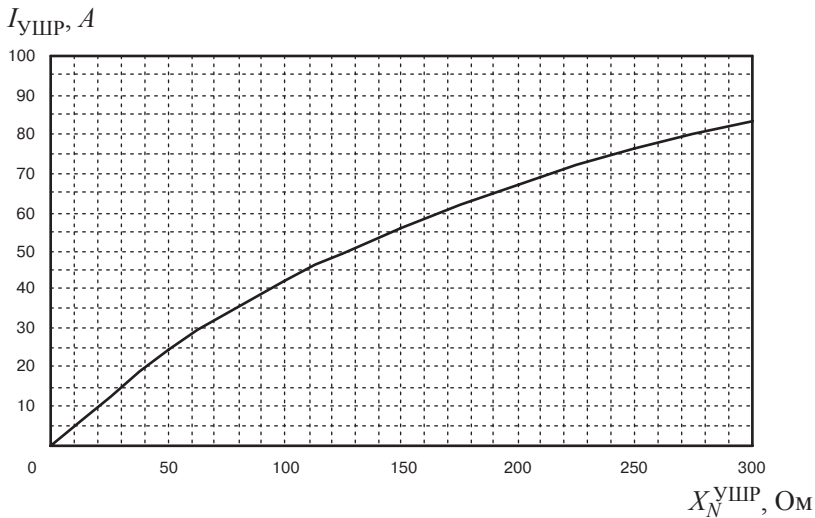


Рис. 7.6. Подпитка дуги от УШР 500 кВ при шунтировании стороны треугольника (расчет по (7.3в)). Сопротивление 4-го луча варьируется в диапазоне от 0 до 300 Ом

7.1.3. Составляющая тока подпитки от ШР

В схеме на рис. 7.1 в паузу ОАПВ во время горения дуги ток подпитки от неуправляемого ШР может быть найден по формуле (7.3б), полученной для УШР с разомкнутым треугольником

$$\dot{I}_{\text{ШР}} = j \frac{E_A}{X_1^{\text{ШР}}} \cdot \frac{X_N^{\text{ШР}}}{X_1^{\text{ШР}} + 3X_N^{\text{ШР}}}, \quad (7.4)$$

где $X_1^{\text{ШР}} = U_{\text{НР}}^2 / Q_{\text{ШР}}$ — индуктивное сопротивление фазы реактора на промышленной частоте по прямой последовательности; $X_N^{\text{ШР}}$ — сопротивление 4-го луча.

При сравнении токов (7.2) и (7.4) видно, что подпитка от ШР с 4-м лучом в нейтрали противоположна по знаку емкостной составляющей тока $\dot{I}_{\text{ЭС}}$ и может частично или полностью ее компенсировать.

В качестве примера для ШР 500 кВ, имеющего $U_{\text{НР}} = 525$ кВ и $Q_{\text{ШР}} = 180$ МВАр, на рис. 7.7 представлены результаты расчетов, откуда, в частности, видно, что в случае отсутствия 4-го луча обычный шунтирующий реактор не влияет на ток подпитки в паузу ОАПВ.

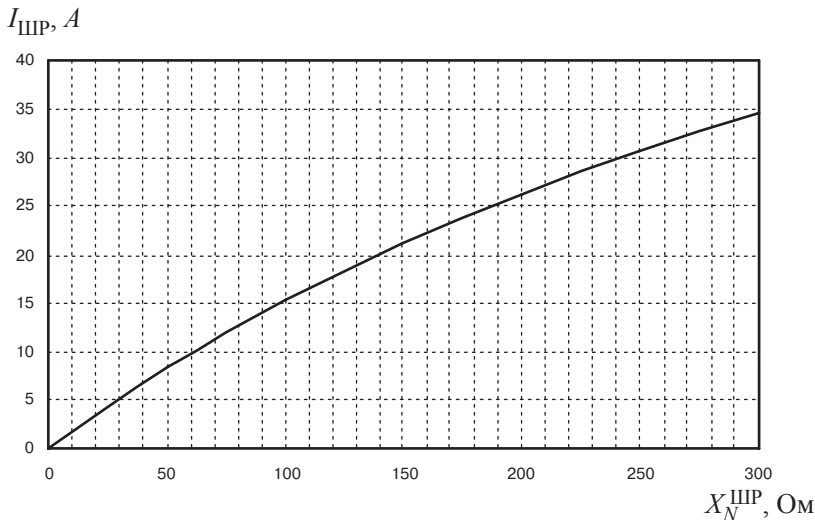


Рис. 7.7. Подпитка дуги от ШР 500 кВ в паузу ОАПВ

7.1.4. Электромагнитная составляющая тока подпитки

На рис. 7.8 дана схема для определения электромагнитной составляющей тока подпитки, где введены обозначения: X_S^* — погонное значение собственного продольного индуктивного сопротивления фазы ВЛ; $l_{\text{КЗ}}$ и $(l_{\text{ВЛ}} - l_{\text{КЗ}})$ — расстояние от места короткого замыкания до начала (Н) воздушной линии и до конца (К); $X_{\text{СН}} = 1/B_{\text{СН}} = 2/(B_0^* l_{\text{КЗ}})$ — емкостное сопротивление участка ВЛ длиной $l_{\text{КЗ}}/2$; $X_{\text{СК}} = 1/B_{\text{СК}} = 2/(B_0^* (l_{\text{ВЛ}} - l_{\text{КЗ}}))$ — емкостное сопротивление участка ВЛ длиной $(l_{\text{ВЛ}} - l_{\text{КЗ}})/2$; $X_{\text{РН}}$ и $X_{\text{РК}}$ — сопротивление «фаза-земля» реакторов, включенных в начале и конце ВЛ.

Для многократно транспонированной линии параметры схемы рис. 7.8 не зависят от фазы ВЛ (A, B, C), на которой произошло короткое замыкание.

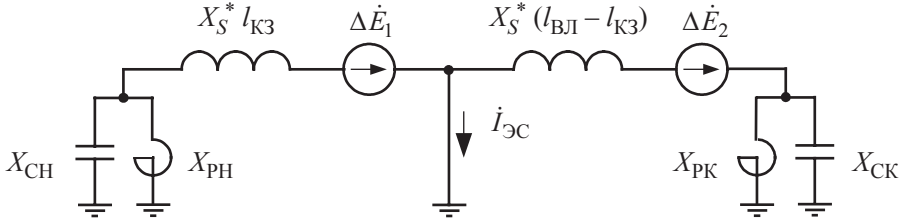


Рис. 7.8. Схема замещения ВЛ в паузу ОАПВ

Электромагнитная составляющая тока подпитки зависит от среднего вдоль трассы ВЛ тока в ее здоровых фазах. Для упрощенных расчетов допустимо считать ток в начале, середине и конце линии одинаковым по величине и углу. Тогда

$$\dot{I}_{ЭМ} = \frac{\Delta \dot{E}_1}{jX_S^* l_{к3} + (jX_{PH} \| (-jX_{CH}))} - \frac{\Delta \dot{E}_2}{jX_S^* (l_{ВЛ} - l_{к3}) + (jX_{PK} \| (-jX_{CK}))}, \quad (7.5)$$

где $\Delta \dot{E}_1$ и $\Delta \dot{E}_2$ — продольные ЭДС, наводимые в схеме рис. 7.8 на отключенную фазу «А» от токов рабочих фаз \dot{I}_B и \dot{I}_C :

$$\begin{aligned} \Delta \dot{E}_1 &= jX_M^* l_{к3} \cdot (\dot{I}_B + \dot{I}_C) = -jX_M^* l_{к3} \cdot \dot{I}_A; \\ \Delta \dot{E}_2 &= jX_M^* (l_{ВЛ} - l_{к3}) \cdot (\dot{I}_B + \dot{I}_C) = -jX_M^* (l_{ВЛ} - l_{к3}) \cdot \dot{I}_A, \end{aligned}$$

где \dot{I}_A — рабочий ток фазы «А», который протекал бы в ней в отсутствие ОАПВ.

Индуктивные параметры ВЛ, входящие в (7.5), могут быть найдены как

$$\begin{aligned} X_1^* &= \omega L_1^* = \omega \cdot Z_{B1} / v_1; & X_0^* &= \omega L_0^* = \omega \cdot Z_{B0} / v_0; & X_S^* &= (2X_1^* + X_0^*) / 3; \\ X_M^* &= (X_0^* - X_1^*) / 3. \end{aligned}$$

Рассмотрим частные случаи, где поварьируем число присоединенных к линии реакторов.

1. Линия без реакторов

Для линий длиной до нескольких сотен километров продольное индуктивное сопротивление заметно меньше поперечного емкостного, т. е. вместо (7.5) имеем

$$i_{ЭМ} = \left[\frac{X_M^* B_0^* l_{КЗ}^2}{2} - \frac{X_M^* B_0^* (l_{ВЛ} - l_{КЗ})^2}{2} \right] \cdot i_A.$$

Видно, что наибольшая электромагнитная составляющая тока подпитки будет при коротком замыкании в начале или в конце линии, ее величина

$$i_{ЭМ} = \pm \frac{X_M^* B_0^* l_{ВЛ}^2}{2} \cdot i_A. \quad (7.6)$$

Например, для ВЛ 500 кВ типовой конструкции по формуле (7.6) коэффициент пропорциональности между $i_{ЭМ}$ и i_A , определяющий наибольшую возможную электромагнитную составляющую тока подпитки, приведен в табл. 7.1. Если по такой ВЛ 500 кВ передается достаточно большая активная мощность, скажем, 1000 МВт, на напряжении 525 кВ, то амплитуда фазного тока составит 1550 А и вызовет ток подпитки, приведенный в последней строке табл. 7.1 (амплитудное значение).

Таблица 7.1. Наибольшая электромагнитная составляющая тока подпитки для типовой ВЛ 500 кВ

$l_{ВЛ}$, км	0	100	150	200	250	300	350	400	450	500
$I_{ЭМ}/I_A$	0	$2,7 \times 10^{-3}$	$6,2 \times 10^{-3}$	0,011	0,017	0,025	0,034	0,044	0,055	0,068
$I_{ЭМ}$, А при $I_A = 1550$ А	0	4	10	17	27	38	52	68	86	106

2. Линия с одним реактором

Пусть на линии установлен один реактор (ШР или УШР), не отключаемый на время ОАПВ. Например, если реактор установлен в начале линии, то в (7.5) сопротивление $X_{РН} \parallel X_{СН}$ возрастает по сравнению со случаем без реактора, а электромагнитная составляющая тока подпитки, следовательно, снижается и будет менее значений из табл. 7.1. Лишь при коротком замыкании на ВЛ вблизи от реактора ток $I_{ЭМ}$ будет достигать значений из табл. 7.1.

3. Линия с двумя реакторами

Если на линии в обоих ее концах установлены реакторы (ШР или УШР), не отключаемые на время ОАПВ, то в (7.5) сопротивления $X_{РН} \parallel X_{СН}$ и $X_{РК} \parallel X_{СК}$ заметно возрастают по сравнению со случаем без реакторов, а электромагнитная составляющая тока подпитки, следовательно, снижается и будет практически отсутствовать вне зависимости от места короткого замыкания на ВЛ.

7.1.5. Рекомендации по снижению тока подпитки в цикле ОАПВ

Согласно табл. 7.1 заметной величина $I_{ЭМ}$ становится только для ВЛ большой длины без реакторов при серьезной нагрузке передаваемой мощностью. Поскольку для линий большой длины все реакторы, как правило, не отключаются, то величиной $I_{ЭМ}$ в (7.1) допустимо пренебречь по сравнению с емкостной и другими составляющими тока подпитки, считая упрощенно $I_{СУМ} = I_{ЭС} + N_{УШР} I_{УШР} + N_{ШР} I_{ШР}$.

Время гашения дуги тока подпитки в определенной мере является случайной величиной. В [2] предложена аппроксимация зависимости времени гашения дуги (с вероятностью 0,9) от амплитуды тока подпитки $t_{Г0,9} = 0,2 + 2,86 \cdot 10^{-4} \cdot I_{СУМ}^2$. Например, при амплитуде тока подпитки $I_{СУМ} = 70$ А, используя приведенную зависимость, найдем $t_{Г0,9} = 1,6$ с. При токах большей величины, согласно [2], время гашения дуги существенно возрастает, хотя из опыта эксплуатации известны случаи, когда быстрое гашение дуги происходит и при токах, превосходящих 70 А.

Пренебрежем током $I_{ЭМ}$ и будем считать еще допустимым суммарный ток подпитки $I_{СУМ} \leq 70$ А (для линий без реакторов он достигается при длине 400–500 км). Тогда можно дать рекомендации по проведению ОАПВ на линиях с УШР:

1) *отсутствие коммутаций УШР, установка 4-го луча УШР* — применимо для линий длиной менее 200 км, но только при наличии форсировки мощности УШР; для более длинных ВЛ кроме форсировки потребуется 4-й луч;

2) *размыкание треугольника обмоток УШР, установка 4-го луча УШР* — просто размыкание применимо для линий длиной менее 400–500 км; для более длинных линий требуется форсировка мощности УШР и 4-й луч;

3) *шунтирование треугольника обмоток УШР, установка 4-го луча УШР* — просто шунтирование применимо для линий длиной менее 400–500 км; для более длинных линий требуется 4-й луч;

4) *отключение от линии фазы УШР, одноименной с поврежденной фазой ВЛ* — применимо для линий длиной менее 400–500 км; при этом использование 4-го луча бесполезно, поскольку здесь он не влияет на ток подпитки.

С учетом сложности реализации тех или иных технических решений можно сформулировать следующие рекомендации по ведению ОАПВ на ВЛ с УШР:

- для ВЛ длиной менее 400–500 км (таких линий большинство) необходимо отключать фазу УШР;
- для ВЛ длиной более 400–500 км надо шунтировать треугольник и использовать 4-й луч.

Для ВЛ длиной более 400–500 км, когда электростатическая составляющая тока подпитки достаточно велика, требуется 4-й луч. Поскольку к линиям такой большой длины, как правило, присоединено сразу несколько реакторов, то установку 4-го луча можно предусматривать и/или в нейтрали УШР, и/или в нейтрали ШР. Выбор величины индуктивного сопротивления 4-го луча зависит от того, в нейтраль какого реактора он установлен.

7.2. Восстанавливающееся напряжение в цикле ОАПВ

Рассмотренный ранее случай, когда на время ОАПВ управляемый реактор остается подключенным к ВЛ и в его схеме отсутствуют какие-либо коммутации, иногда допустим с точки зрения тока подпитки, однако по восстанавливающемуся напряжению зачастую не проходит. К сожалению, разработать для этого случая простые и удобные аналитические выражения не удалось, и поэтому ограничимся тем, что приведем две осциллограммы восстанавливающегося напряжения на ВЛ 500 кВ длиной 150 км, полученные в программе ЕМТР (дуга подпитки гаснет в момент времени $t = 4$ с).

Из рис. 7.9 видно, что максимальное значение напряжения отключенной фазы ВЛ относительно земли превосходит амплитуду наибольшего рабочего напряжения сети 500 кВ ($\sqrt{2} \cdot 525 / \sqrt{3} = 428$ кВ) и представляет опасность как для успешности ОАПВ, так и для подключенного к ВЛ оборудования.

7.2.1. Случай отключения фазы УШР

Для снижения тока подпитки на ВЛ длиной менее 400–500 км рекомендуется отключение фазы УШР.

Если на линии нет ШР (есть только УШР), то, подставляя в (7.7) условие $X_1^{\text{ШР}} = \infty$, имеем всегда $|\dot{U}_A / \dot{E}_A| = B_M / (B_0 + 2B_M) \approx 0,1$, т. е. напряжение минимально и не опасно.

Если на линии есть ШР (помимо УШР), то кратность установившегося повышения напряжения 50 Гц на отключенной фазе ВЛ может быть получена как

$$\left| \frac{\dot{U}_A}{\dot{E}_A} \right| = \frac{\left(\frac{X_N^{\text{ШР}}}{X_1^{\text{ШР}} + 3X_N^{\text{ШР}}} \cdot \frac{1}{X_1^{\text{ШР}}} \right) - B_M}{\left(\frac{X_1^{\text{ШР}} + 2X_N^{\text{ШР}}}{X_1^{\text{ШР}} + 3X_N^{\text{ШР}}} \cdot \frac{1}{X_1^{\text{ШР}}} \right) - (B_0 + 2B_M)}, \quad (7.7)$$

где $B_M = B_M^* L$; $B_0 = B_0^* L_{\text{ВЛ}}$.

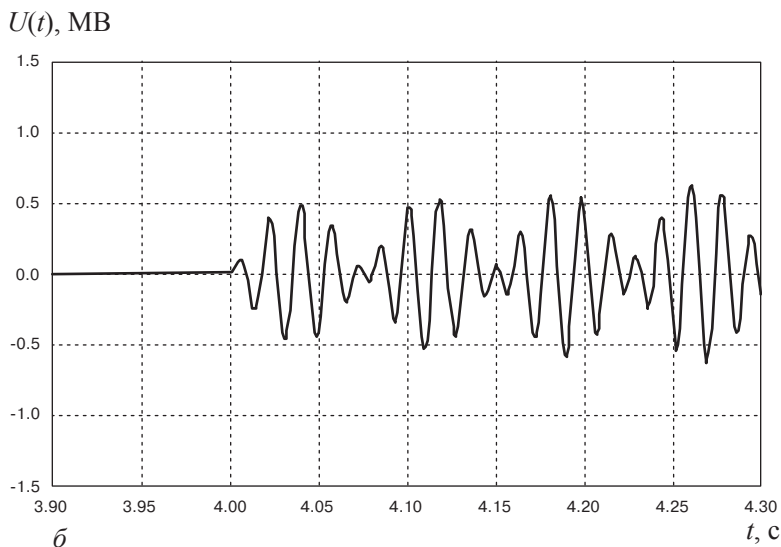
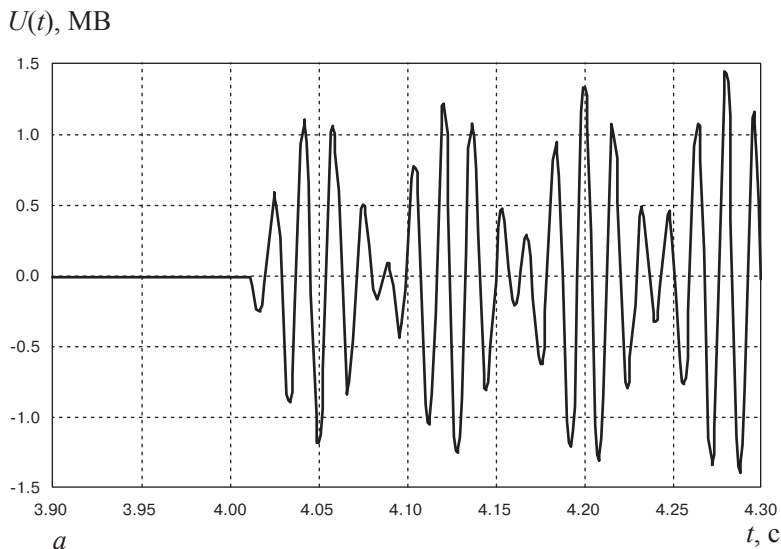


Рис. 7.9. Напряжение на отключенной фазе ВЛ 500 кВ длиной 150 км после гашения дуги подпитки в момент 4 с. Мощность УШР составляет $Q_{\text{УШР}} = 60$ МВАр (а) и 180 МВАр (б)

На рис. 7.10 для типовой ВЛ 500 кВ дана зависимость кратности напряжения 50 Гц от величины сопротивления 4-го луча, установленного в нейтрали ШР. Видно, что заметные повышения напряжения $|\dot{U}_A/\dot{E}_A| > 0,5$ возможны для линий длиной от 150 до 250 км и существенно зависят от сопротивления 4-го луча.

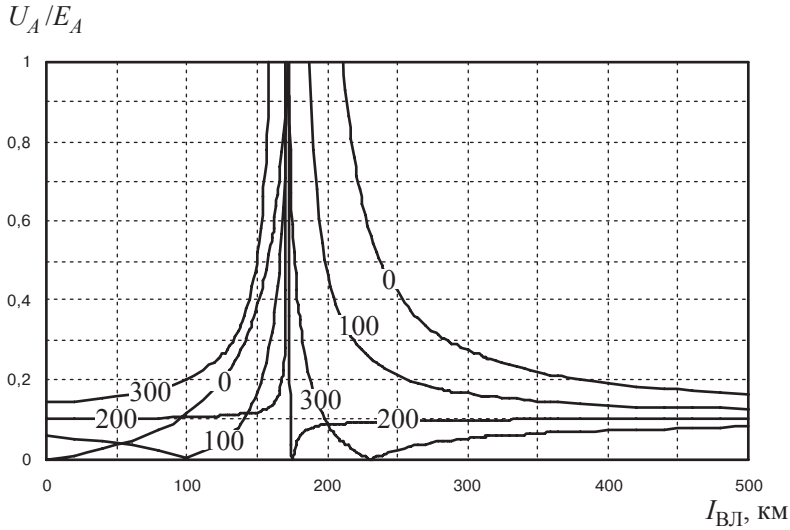


Рис. 7.10. Кратность напряжения 50 Гц на отключенной фазе после гашения дуги в цикле ОАПВ типовой ВЛ 500 кВ. На время ОАПВ к ВЛ присоединен только один ШР с 4-м лучом 0–300 Ом

7.2.2. Случай шунтирования треугольника обмоток УШР

Для снижения тока подпитки на ВЛ длиной более 400–500 км рекомендуется шунтирование фазы (трех фаз) треугольника УШР и одновременное использование 4-го луча в нейтрали УШР.

После успешного гашения дуги тока подпитки на отключенной фазе ВЛ в биениях восстанавливается напряжение 50 Гц, кратность установившегося значения которого

$$\left| \frac{\dot{U}_A}{\dot{E}_A} \right| = \frac{\left(\frac{X_N^{\text{УШР}}}{X_0^{\text{УШР}} + 3X_N^{\text{УШР}}} \cdot \frac{1}{X_0^{\text{УШР}}} + \frac{X_N^{\text{ШР}}}{X_1^{\text{ШР}} + 3X_N^{\text{ШР}}} \cdot \frac{1}{X_1^{\text{ШР}}} \right) - B_M}{\left(\frac{X_0^{\text{УШР}} + 2X_N^{\text{УШР}}}{X_0^{\text{УШР}} + 3X_N^{\text{УШР}}} \cdot \frac{1}{X_0^{\text{УШР}}} + \frac{X_1^{\text{ШР}} + 2X_N^{\text{ШР}}}{X_1^{\text{ШР}} + 3X_N^{\text{ШР}}} \cdot \frac{1}{X_1^{\text{ШР}}} \right) - (B_0 + 2B_M)} \quad (7.8)$$

Если на линии нет ШР (есть только УШР), то, подставляя в (7.8) условие $X_1^{\text{ШР}} = \infty$, имеем кратность напряжения 50 Гц на отключенной фазе, приведенную на рис. 7.11.

Если на линии есть ШР (помимо УШР), то в зависимости от мощности ШР и УШР, мест установки 4-х лучей (в нейтрали ШР и/или в нейтрали УШР) для каждой конкретной ВЛ заданной длины и конструкции следует проводить расчеты по (7.8).

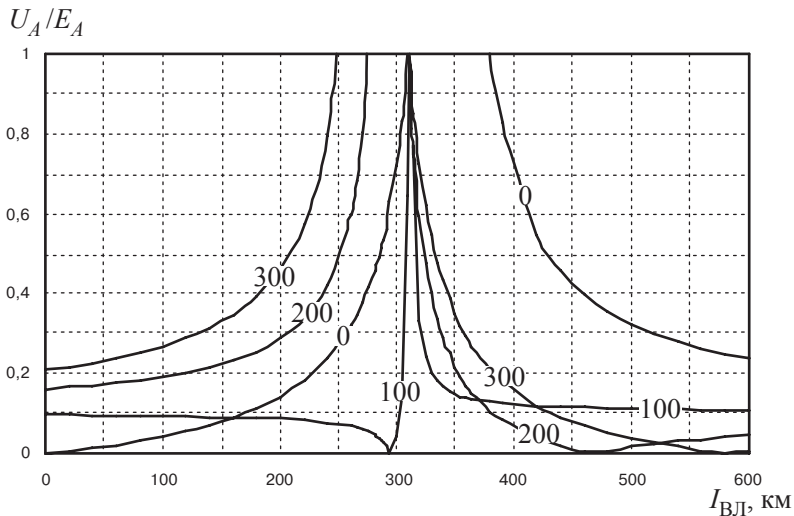


Рис. 7.11. Кратность напряжения 50 Гц на отключенной фазе после гашения дуги в цикле ОАПВ типовой ВЛ 500 кВ. На время ОАПВ к ВЛ присоединен только один УШР с 4-м лучом 0–300 Ом и шунтированной фазой треугольника

На рис. 7.12–7.14 приведена кратность напряжения 50 Гц на отключенной фазе в зависимости от места установки 4-го луча величиной 0–300 Ом:

- 4-й луч только в нейтрали УШР (рис. 7.12);
- 4-й луч только в нейтрали ШР (рис. 7.13);
- 4-й луч и в нейтрали УШР, и такой же в нейтрали ШР (рис. 7.14).

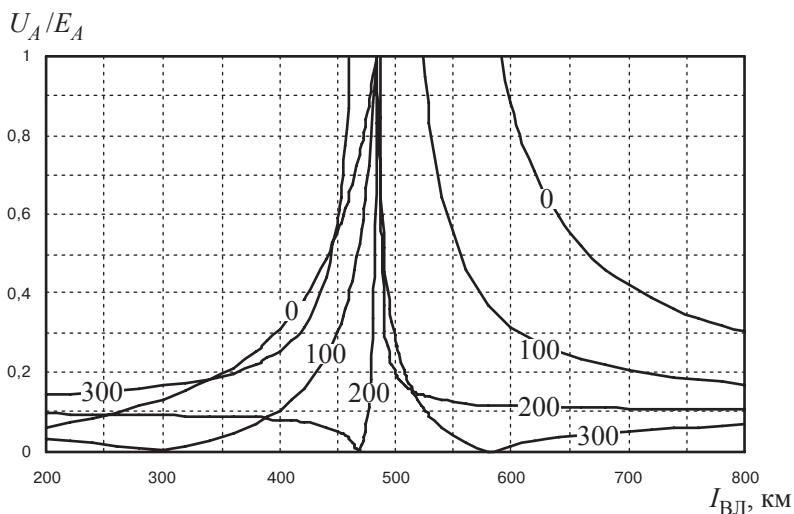


Рис. 7.12. Кратность напряжения 50 Гц на отключенной фазе после гашения дуги в цикле ОАПВ типовой ВЛ 500 кВ. На время ОАПВ к ВЛ присоединен один УШР с 4-м лучом 0–300 Ом и шунтированной фазой треугольника, а также один ШР без 4-го луча

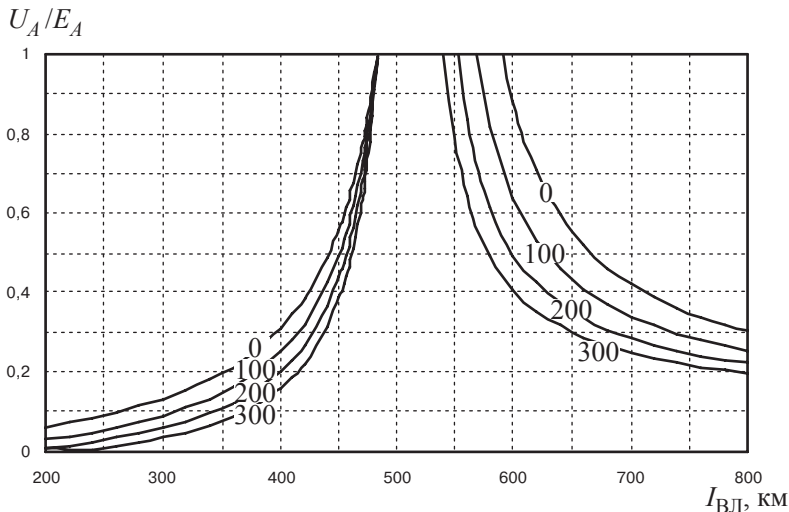


Рис. 7.13. Кратность напряжения 50 Гц на отключенной фазе после гашения дуги в цикле ОАПВ типовой ВЛ 500 кВ. На время ОАПВ к ВЛ присоединен один УШР с шунтированной фазой треугольника без 4-го луча, а также один ШР с 4-м лучом 0–300 Ом

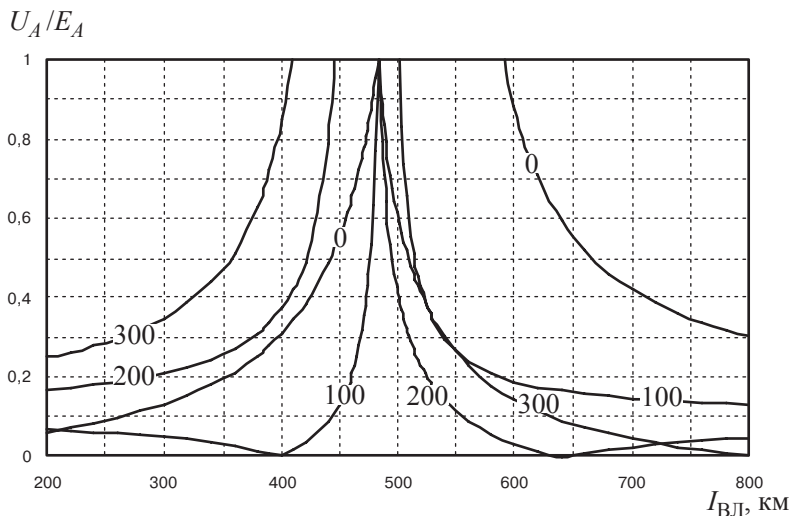


Рис. 7.14. Кратность напряжения 50 Гц на отключенной фазе после гашения дуги в цикле ОАПВ типовой ВЛ 500 кВ. На время ОАПВ к ВЛ присоединен один УШР с 4-м лучом 0–300 Ом и шунтированной фазой треугольника, а также один ШР с таким же 4-м лучом 0–300 Ом

7.2.3. Рекомендации по восстанавливаемому напряжению в цикле ОАПВ

С целью недопущения резонансных перенапряжений на отключенной фазе после гашения дуги подпитки (а также для снижения вероятности

повторных пробоев дугового промежутка) следует стремиться к минимизации величины восстанавливающегося напряжения. Приемлемым (с некоторым запасом) можно считать напряжение $|\dot{U}_A/\dot{E}_A| < 0,5$.

Понимая возможные погрешности в задании величин, входящих в (7.7) и (7.8), целесообразно провести расчеты не только для конкретной длины ВЛ, но и при длинах, близких к заданной, так как резонансные повышения напряжения иногда бывают в очень узком диапазоне параметров схемы (см. рис. 7.10 при $X_N^{\text{ШР}} = 200$ Ом, рис. 7.11 при $X_N^{\text{УШР}} = 100$ Ом).

Для линий с несколькими реакторами в расчетах важно рассмотреть не только ситуацию, когда к моменту запуска ОАПВ в работе находились все реакторы, но и вариант, когда к моменту запуска ОАПВ один из реакторов был отключен.

Если восстанавливающееся напряжение в каком-то из рассмотренных случаев окажется неприемлемым, то можно поступить одним из следующих способов:

- 1) скорректировать место установки 4-го луча и его параметры, сохранив при этом ток подпитки на допустимом уровне;
- 2) для линий «пограничной» длины (400–500 км для ВЛ 500 кВ) изменить способ снижения тока подпитки, сохранив при этом ток подпитки на допустимом уровне (вместо шунтирования треугольника обмоток УШР использовать отключение фазы УШР или наоборот);
- 3) использовать возможность отключения фазы ШР, одноименной с поврежденной фазой ВЛ.

Литература

1. *Евдокунин Г. А.* Электрические системы и сети. СПб.: Синтез Бук, 2011. 284 с.
2. *Беляков Н. Н., Кадомская К. П., Левинштейн М. Л.* и др. Процессы при однофазном повторном включении линий высоких напряжений / под ред. М. Л. Левинштейна. М.: Энергоатомиздат, 1991.
3. *Кондратенко Д. В., Долгополов А. Г.* Опыт эксплуатации управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов производства ОАО «Запорожтрансформатор» в Литве и Казахстане // Энерго-Info, 2009. № 10(33).
4. *Евдокунин Г. А., Дмитриев М. В., Карнов А. С.* и др. Компьютерное моделирование управляемых шунтирующих реакторов различных типов и сравнение их технических характеристик // Энергетик, 2011. № 3. С. 27–31.
5. *Dmitriev M. V., Evdokunin G. A., Gamilko V. A.* EMTP Simulation of the secondary arc extinction at overhead transmission lines under single phase automatic reclosing // 2005 IEEE St. Petersburg PowerTech Proceedings, June 27–30, 2005, Report № 15.

ОГРАНИЧЕНИЕ АПЕРИОДИЧЕСКИХ ТОКОВ НА ЛИНЕЙНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯХ С ПОМОЩЬЮ УШР

Количество элегазовых выключателей, установленных в сетях номинальным напряжением 110 кВ и выше, неуклонно растет. Такие выключатели применяют как на новых объектах, так и на действующих (при замене масляных выключателей 110–220 кВ и воздушных 110–750 кВ).

В последние годы на ряде подстанций произошла серия повреждений [1] так называемых линейных элегазовых выключателей 500 кВ, т. е. тех выключателей, которыми осуществляется коммутация воздушных линий с присоединенными шунтирующими реакторами.

Все аварии имели место в циклах «включение — быстрое отключение», когда вслед за включением ВЛ с реакторами (при котором в токе линейного выключателя из-за наличия реакторов появлялась апериодическая составляющая) с малым интервалом времени давалась команда на отключение ВЛ. Повышенное содержание апериодической составляющей в незначительном по величине отключаемом токе односторонне питаемой ВЛ 500 кВ приводило к длительному отсутствию нулевых значений этого тока и оказывалось недопустимо для элегазового выключателя с автокомпрессионным принципом гашения, при котором интенсивность воздействия на дугу определяется величиной отключаемого тока.

Величина максимально возможной апериодической составляющей тока в реакторе определяет так называемый бросок тока при его включении. В линейной постановке задачи (без учета магнитопровода) бросок тока реактора не превышает двойной величины амплитуды его номинального тока. Учет магнитной системы реактора может привести к тому, что бросок тока будет иным. В отсутствие данных по магнитной системе неуправляемых реакторов (магнитопровода и его воздушного немагнитного зазора) для этих реакторов броски тока определялись в линейной постановке, тогда как для УШР все данные имелись и были заложены в расчеты.

Рассмотрим подробнее причины появления апериодических токов, а также основные способы их ограничения на линиях с неуправляемыми реакторами и на линиях с УШР.

8.1. Апериодические токи при включении неуправляемых реакторов

В общем случае при включении под напряжение индуктивных элементов (например, реакторов рис. 8.1) в токе выключателя появляются

две составляющие: периодическая, равная току нормального установившегося режима, и апериодическая, возникновение которой вызвано невозможностью мгновенного изменения тока реактора от нулевого к значению установившегося режима.

Апериодическая составляющая характеризуется начальным значением и скоростью затухания. Начальное значение апериодической составляющей тока зависит от момента замыкания контактов выключателя (например, если включение происходит в момент, когда мгновенное значение сетевого напряжения близко к нулю, то апериодическая составляющая имеет наибольшее значение, равное амплитуде периодической составляющей тока). Постоянная времени затухания апериодического тока определяется соотношением активного и индуктивного сопротивлений в цепи его протекания.

Фазные токи шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 МВАр при его включении под напряжение показаны на рис. 8.2.

На рис. 8.2, *а* в нормальном установившемся режиме работы периодическая составляющая фазного тока имеет амплитуду 280 А (уровень напряжения в сети 500 кВ отвечает наибольшему рабочему 525 кВ). На рис. 8.2, *б*, в переходном процессе включения реактора максимальное значение тока фазы «А» определяется суммой периодической (амплитуда 280 А) и апериодической (с учетом затухания — чуть менее 280 А) составляющих и в первые моменты достигает 560 А.

Рассмотрим далее процесс включения реактора совместно с ВЛ, к которой он присоединен (рис. 8.3). Степень компенсации K зарядной мощности ВЛ определяется выражением [1, 4] $K = b_{PЭ}/b_1$, где $b_{PЭ} = N \cdot b_P$ — индуктивная проводимость N реакторов, присоединенных к ВЛ; b_1 — емкостная проводимость ВЛ по прямой последовательности. Ток выключателя ВЛ имеет две составляющие (см. рис. 8.4, начальные колебания высокой частоты опускаем):

- периодическая составляющая тока линейного выключателя равна алгебраической сумме емкостного тока ВЛ и индуктивного тока реактора; она зависит от K ;
- величина апериодической составляющей тока не зависит от емкостной проводимости ВЛ (или от K), а определяется индуктивной проводимостью реакторов линии (их числом и мощностью), а также моментом замыкания контактов линейного выключателя (вблизи от максимального или от нулевого значений).

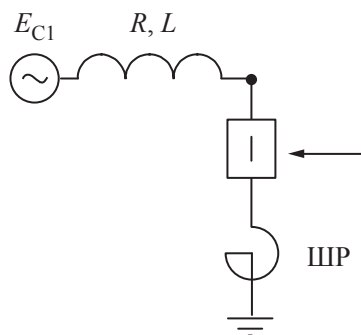


Рис. 8.1. Включение реактора под напряжение

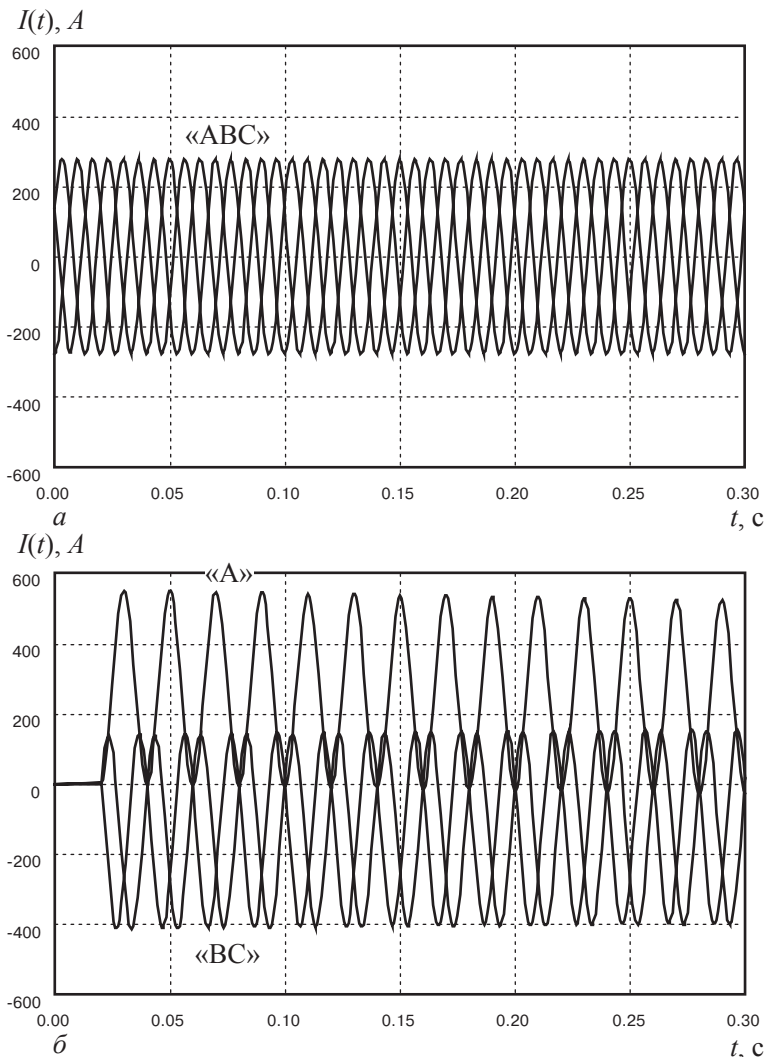


Рис. 8.2. Фазные токи ШП 500 кВ 180 МВАр при его включении в схеме рис. 8.1: *a* — в установившемся режиме работы; *б* — в переходном процессе включения реактора в момент времени, когда мгновенное значение напряжения фазы «А» сети имеет нулевое значение

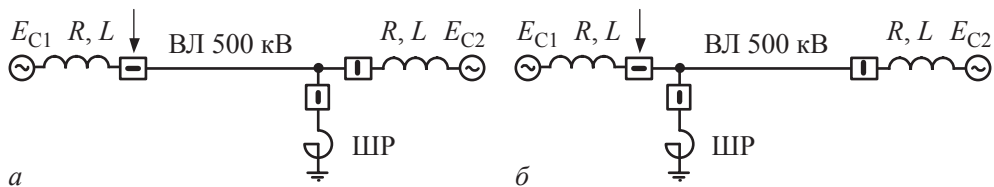


Рис. 8.3. Включение на холостой ход линии с реактором: *a* — реактор установлен в конце ВЛ; *б* — реактор установлен в начале ВЛ

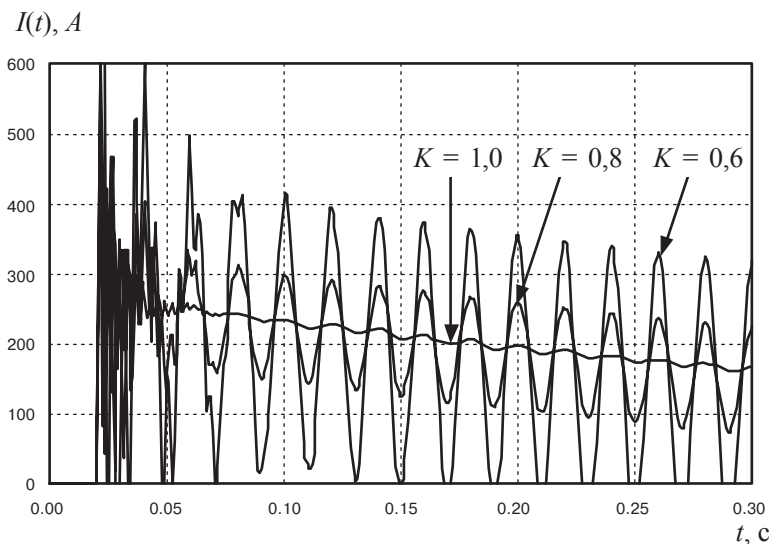


Рис. 8.4. Ток фазы «А» ВЛ 500 кВ различной длины с одним шунтирующим реактором 180 МВАр, установленным на конце ВЛ (схема рис. 3, а), при включении линии в момент времени, когда мгновенное значение напряжения фазы «А» равно нулю, в зависимости от длины ВЛ:

175 км ($K \approx 1$); 220 км ($K = 0,8$); 290 км ($K = 0,6$)

На рис. 8.5 показан ток фазы «А» линейного выключателя воздушной линии 500 кВ длиной 175 км с одним присоединенным реактором мощностью 180 МВАр. Такая ВЛ имеет полную компенсацию зарядной мощности $K \approx 1$, и периодическая составляющая тока выключателя в установившемся режиме работы отсутствует, а значит ток фазы «А» определяется только аperiodической составляющей и в первые моменты достигает 280 А.

Скорость затухания аperiodической составляющей зависит от соотношения активного сопротивления и индуктивности цепи. Такое соотношение выше у воздушной линии, чем у типовой питающей сети. Поэтому на рис. 8.5, а затухание аperiodической составляющей тока происходит быстрее, чем на рис. 8.5, б, где аperiodический ток хотя и есть в линейном выключателе, но по самой линии не проходит.

Для ряда кривых, показанных на рис. 8.4, 8.5, время затухания аperiodической составляющей достигает нескольких секунд, в течение которых ток выключателя линии не будет иметь нулевых значений, что может вызвать трудности в гашении дуги, если сразу за включением выключателя потребуется его быстрое отключение.

Примеры быстрых циклов включения-отключения, когда в отключаемом токе *неповрежденных фаз* может быть опасная аperiodическая составляющая, таковы:

- первичное включение ВЛ и ее отключение или из-за ложной работы защиты, или из-за наличия на ВЛ короткого замыкания (однофазного, двухфазного на землю, двухфазного без земли);
- включение ВЛ в цикле трехфазного АПВ и ее отключение из-за короткого замыкания (однофазного, двухфазного на землю или двухфазного без земли), не устранившегося за время паузы АПВ.

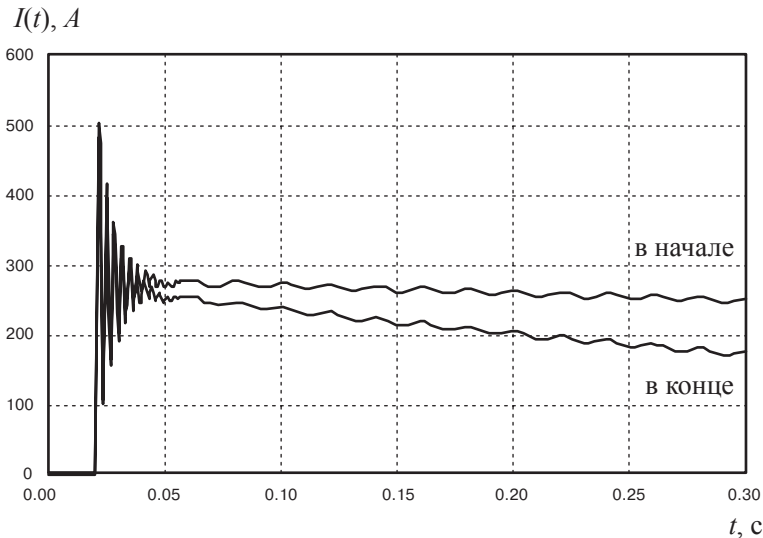


Рис. 8.5. Ток фазы «А» ВЛ 500 кВ длиной 175 км с одним шунтирующим реактором 180 МВАр при ее включении в момент времени, когда мгновенное значение напряжения фазы «А» равно нулю:

- реактор установлен *в конце* ВЛ (схема рис. 8.3, а);
- реактор установлен *в начале* ВЛ (схема рис. 8.3, б)

В настоящее время в сетях 110–750 кВ наиболее распространенным типом является элегазовый выключатель колонкового типа (с точки зрения конструктивного исполнения) с автокомпрессионным принципом гашения дуги. Во включенном положении основная часть тока проходит через главные контакты. При отключении движение от привода передается подвижным контактам, которые выходят из неподвижных контактов. С момента перемещения подвижных контактов начинается сжатие газовой смеси в дутьевом цилиндре. После размыкания главных токоведущих контактов ток переходит в дугогасительный токоведущий контур, между контактами которого после их размыкания образуется электрическая дуга отключения. К моменту размыкания дугогасительных контактов в дутьевых цилиндрах уже достигнуто необходимое давление элегаза или газовой смеси. Дуга отключения обдувается, охлаждается и гасится потоком газа, проходящим через зазор между изоляционным дутьевым

соплом и подвижным дугогасительным контактом. После гашения дуги в результате дальнейшего перемещения подвижных контактов создается необходимый изоляционный промежуток. Для выключателя описанной конструкции полное время отключения составляет около 40 мс.

В циклах «включение–отключение» опасность той или иной апериодической составляющей тока должна проверяться в процессе испытаний выключателей на заводах-изготовителях или в независимых лабораториях. В настоящее время таких испытаний, к сожалению, не проводится. Поэтому в качестве первого (грубого) приближения можно считать, что апериодическая составляющая тока не опасна для выключателя лишь в том случае, когда ток выключателя получит нулевые значения не позднее, чем за интервал времени 80 мс после его включения. Это время получено путем сложения времени ложного или штатного срабатывания устройств РЗА (около 40 мс) и полного времени отключения выключателя (около 40 мс).

Например, пользуясь этим критерием для осциллограмм рис. 8.4 (они получены в случае, когда реактор присоединен в конце ВЛ), можно сделать вывод, что при $K > 0,6$ апериодическая составляющая опасна для выключателя ВЛ. Если реактор присоединен в начале ВЛ, то апериодическая составляющая тока будет опасна в расширенном диапазоне значений коэффициента компенсации $K > 0,5$.

Аналогичная ситуация с коммутируемыми токами характерна не только для ВЛ 500 кВ, но и для всех ВЛ 330–750 кВ с присоединенными реакторами.

Для снижения опасности апериодических токов можно использовать [2, 3]:

- включение ВЛ с предварительно выведенным из работы реактором, подключение которого производить с задержкой в несколько секунд;
- предвключаемые резисторы (ПР);
- блоки управляемой коммутации (УК).

Следует отметить, что требования к величине сопротивления ПР и настройке УК заметно отличаются в зависимости от возлагаемой на них задачи — или это ограничение коммутационных перенапряжений, или ограничение максимальной величины апериодических токов.

8.2. Апериодические токи при включении УШР

Управляемые реакторы УШР позволяют изменять потребляемую реактивную мощность в широком диапазоне значений. Например, реактор РТУ-500 имеет этот диапазон от минимальной мощности до номинальной, составляющей 180 МВАр — такой же номинальной мощностью обладает и обычный неуправляемый реактор, рассмотренный ранее.

При изменении реактором потребляемой мощности УШР тем самым изменяет и степень (коэффициент) компенсации емкости линии K . Поэтому может показаться, что если при включении ВЛ с УШР он будет настроен на потребление минимальной реактивной мощности, то по своей сути это будет означать отсутствие реактора на линии, т. е. отсутствие проблемы апериодических токов.

На самом деле включение УШР под напряжение сопровождается сложными переходными процессами в его магнитной системе, характер и скорость протекания которых зависят от предшествовавшего включению состояния магнитной системы, а также от приложенного к обмотке управления (ОУ) напряжения.

На рис. 8.6 показаны огибающие синусоидального тока фазы «А» сетевой обмотки УШР при его включении под сетевое напряжение в момент времени $t = 0$, когда мгновенное значение напряжения фазы «А» имеет максимальное значение. Видно, что скорость набора мощности существенно отличается в случае номинального возбуждения и в случае кратковременной форсировки: в первом случае для выхода на фазный ток с амплитудным значением 280 А (отвечает трехфазной мощности 180 МВАр) реактору потребовалось несколько секунд, а во втором случае — доли секунды.

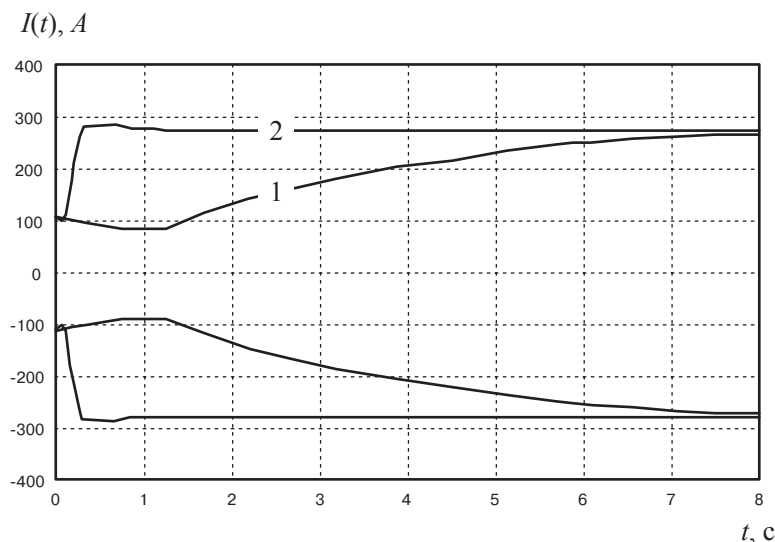


Рис. 8.6. Ток фазы «А» СО УШР 500 кВ при включении реактора под сетевое напряжение в момент времени $t = 0$, когда мгновенное значение напряжения фазы «А» имеет максимальное значение: 1 — к ОУ приложено номинальное возбуждение 140 В; 2 — в интервале 0–0,3 с приложено форсированное напряжение 1500 В, а затем уже номинальное

Однако чаще всего включение УШР под сетевое напряжение происходит не так, как показано на рис. 8.6, а с использованием так называемого предварительного подмагничивания. Его суть заключается в том, что к моменту включения сетевой обмотки УШР магнитная система реактора уже «подготовлена» предварительным приложением к ОУ некоторого напряжения управления. На рис. 8.7 даны огибающие синусоидального тока фазы «А» сетевой обмотки УШР, магнитная система которого к моменту $t = 3$ с включения УШР уже была предварительно подмагничена длительным приложением к ОУ напряжения 30 В.

Как видно, предварительное подмагничивание УШР приводит к тому, что в первые моменты после включения УШР ток сетевой обмотки имеет ту же амплитуду 280 А, как и в режиме потребления номинальной мощности. Следующее за этим приложение к ОУ реактора номинального подмагничивания (кривые 2, 3) дает очень быстрый (даже «мгновенный») выход на номинальный режим потребления.

Анализ рис. 8.7 показывает, что поведение предварительно подмагниченного УШР в первые моменты после своего включения под сетевое напряжение мало отличается от поведения такого же по мощности неуправляемого реактора. Поэтому названные ранее способы борьбы с апериодическими токами линий с обычными реакторами не теряют актуальности и для линий с УШР (при этом расчет K ведется на номинальную мощность УШР).

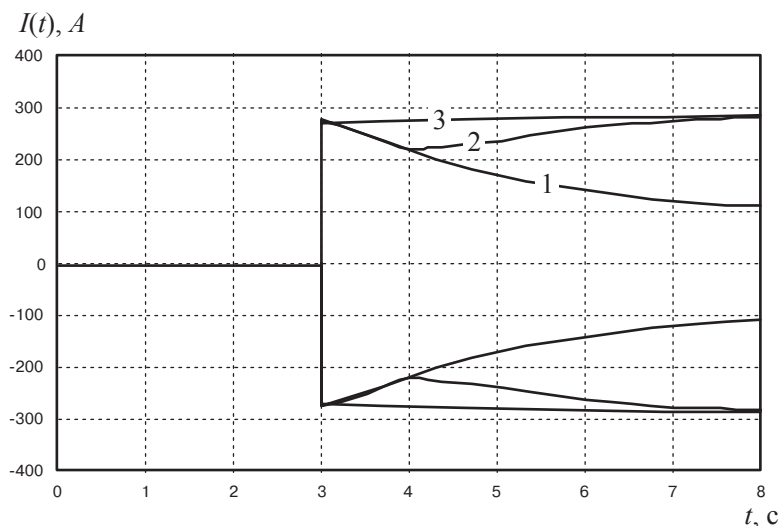


Рис. 8.7. Ток фазы «А» СО УШР 500 кВ при включении реактора под сетевое напряжение в момент времени $t = 3$ с, когда мгновенное значение напряжения фазы «А» имеет максимальное значение: 1 — к ОУ приложено напряжение 30 В, отвечающее предварительному подмагничиванию; 2 — в момент времени $t = 4$ с напряжение 30 В меняется на номинальное возбуждение 140 В; 3 — номинальное возбуждение 140 В подается сразу после включения СО, т. е. в $t = 3$ с

8.3. Ограничение аperiodических токов при помощи предвключаемых резисторов

Предвключаемые резисторы исторически появились задолго до устройств управляемой коммутации и до массового внедрения в сетях ограничителей ОПН. Основной задачей, которая была возложена на резисторы, было ограничение коммутационных перенапряжений в сетях сверхвысокого напряжения, где запасы прочности изоляции оборудования невелики и оказываются сопоставимы с кратностями коммутационных перенапряжений. Появление в сетях современных ОПН (и управляемой коммутации) решило проблемы коммутационных перенапряжений без применения предвключаемых резисторов.

В настоящее время некоторые специалисты вновь предлагают оснащать линейные выключатели предвключаемыми резисторами, но уже не для ограничения перенапряжений, а для уменьшения величины аperiodической составляющей тока.

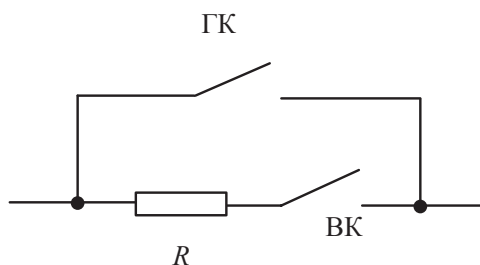


Рис. 8.8. Принципиальная схема выключателя с предвключаемым резистором

При включении выключателя, оснащенного резистором, переходные процессы возникают дважды: первый раз при замыкании ВК и второй раз — при замыкании ГК. Большое сопротивление R даст хорошее демпфирование на первом этапе включения, но зато интенсивными окажутся переходные процессы на втором этапе включения.

Очевидно, выбор сопротивления резистора R требует обоснования. Оно проводится по следующим критериям:

- должно обеспечиваться хорошее демпфирование переходных процессов при включении ВК и ГК;
- должна быть допустимой выделяющаяся в резисторе энергия.

На рис. 8.8 показана принципиальная схема выключателя с резистором. Такой выключатель имеет главные контакты (ГК) и вспомогательные контакты (ВК). При включении выключателя вначале замыкаются ВК, вводя в действие резистор, который демпфирует переходные процессы (или коммутационные перенапряжения, или аperiodические токи), а затем замыкаются ГК, шунтируя резистор. При отключении выключателя резисторы, как правило, не используются.

Если предвключаемый резистор необходим для ограничения коммутационных перенапряжений, то согласно исследованиям [4] его величина должна быть близка волновому сопротивлению линии, т. е. должна быть около 300–400 Ом.

Если предвключаемый резистор необходим для ограничения аperiodической составляющей тока, то его величина должна быть такой, чтобы за время работы резистора (с момента замыкания ВК до момента замыкания ГК) аperiodическая составляющая затухла.

Аperiodическая составляющая вызвана наличием на линии N реакторов. Постоянная времени затухания тока реакторов может быть найдена как

$$\tau_R = \frac{L_{PЭ}}{R},$$

где $L_{PЭ} = x_{PЭ} / \varphi$, $x_{PЭ} = x_P / N$, $x_P = U_P^2 / Q_P$, N — число реакторов на ВЛ.

Полное затухание аperiodической составляющей произойдет за время $3\tau_R$. Рассчитаем величину сопротивления R , которая обеспечит за время ΔT полное затухание аperiodической составляющей тока одного реактора:

$$\begin{aligned} 3\tau_R &\leq \Delta T; \\ R &\geq \frac{3}{\omega \Delta T} \cdot \frac{U^2}{NQ}. \end{aligned}$$

На рис. 8.9 даны результаты расчетов минимальной величины сопротивления резистора, которая обеспечит затухание аperiodической составляющей тока за время быстрее ΔT . Например, при $\Delta T = 0,02$ с (интервал времени между работой ВК и ГК составляет 20 мс) для ВЛ с одним реактором необходимо сопротивление не менее 700 Ом, а для ВЛ с двумя реакторами — не менее 350–400 Ом.

Для подтверждения на рис. 8.10 приведены осциллограммы тока ВЛ 500 кВ, полученные в условиях рис. 8.3, а (175 км, один ШР). При времени работы $\Delta T = 20$ мс резистор $R = 400$ Ом не дает полного затухания аperiodического тока, тогда как $R = 800$ Ом обеспечивает таковое.

Если на ВЛ есть два реактора, то выбор резистора должен проводиться с помощью рис. 8.9 для того числа реакторов, при котором аperiodический ток наиболее опасен. Если выключатель имеет несколько последовательных разрывов, каждый из которых оснащен резистором, то требованиям рис. 8.9 должно отвечать суммарное сопротивление всех последовательно включенных резисторов.

Определенный по рис. 8.9 резистор должен быть проверен на допустимость энергетических нагрузок при коммутациях. Наибольшая энергия выделяется в резисторе при включении выключателя на короткое замыкание, когда все фазное напряжение сети оказывается приложенным к резистору.

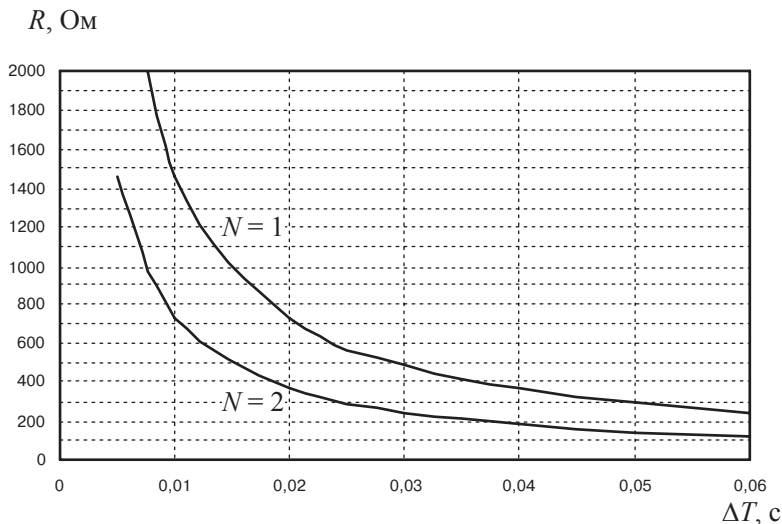


Рис. 8.9. Требования к величине сопротивления резистора, обеспечивающего полное затухание аperiodической составляющей тока ВЛ 500 кВ с N реакторами за время ΔT своей работы

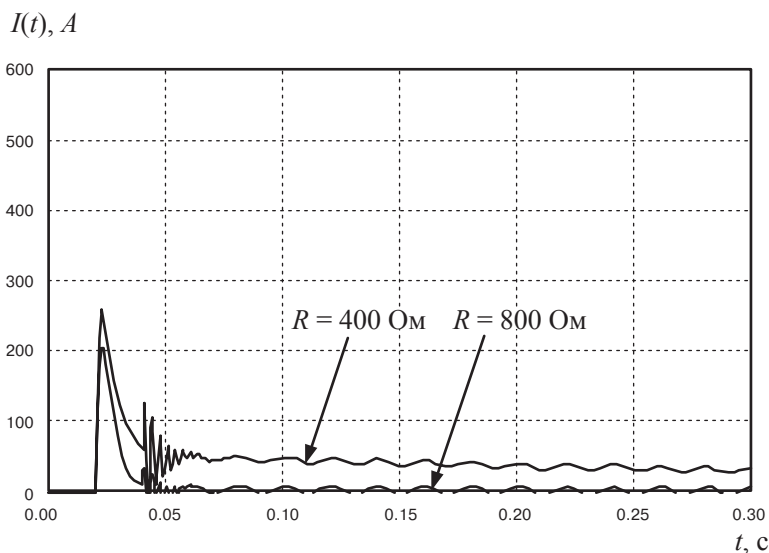


Рис. 8.10. Ток фазы «А» ВЛ 500 кВ длиной 175 км с одним шунтирующим реактором 180 МВАр, установленным на конце ВЛ (схема рис. 8.3, а), при включении линии в момент времени, когда мгновенное значение напряжения фазы «А» равно нулю. Выключатель линии оснащен резистором (ВК замыкаются в 0,02 с, ГК замыкаются в 0,04 с, время работы резистора 0,02 с)

$$P = \frac{(U_P/\sqrt{3})^2}{R} = \frac{(U_P)^2}{3R}.$$

Мощность потерь в резисторе за время его работы

$$W = P \cdot \Delta T = \frac{(U_P)^2}{3R} \cdot \Delta T.$$

На рис. 8.11 даны расчеты требуемой от резистора способности рассеивать энергию включения на короткое замыкание. Если выключатель имеет несколько последовательных разрывов, каждый из которых оснащен резистором, то требованиям рис. 8.11 должно отвечать суммарное сопротивление всех резисторов.

Следует учитывать, что включение выключателя на короткое замыкание может быть многократным за время, которое недостаточно для остывания резистора. Поэтому реальные требования должны быть в 2–3 раза больше тех значений W , которые получены на рис. 8.11.

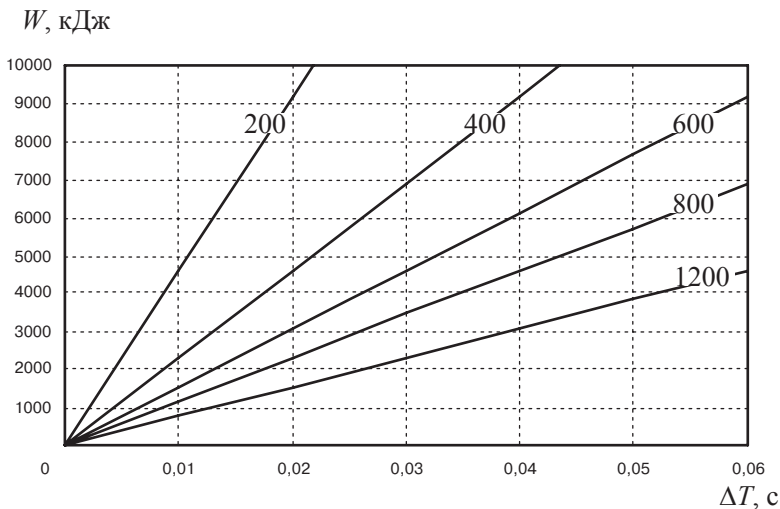


Рис. 8.11. Требования к способности резистора рассеивать энергию в зависимости от его величины (200, 400, 600, 800, 1200 Ом) и времени ΔT работы

Заводы-изготовители элегазовых выключателей 500 кВ, аттестованные для применения на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», подтверждают возможность изготовления выключателей 500 кВ с резисторами сопротивлением $R = 1000 \div 1600$ Ом. Время включения резисторов — $\Delta T = 10$ мс. При таком времени согласно рис. 8.9 для ВЛ 500 кВ с одним реактором потребуется резистор сопротивлением не менее 1400 Ом, для ВЛ с двумя реакторами — резистор не менее 700 Ом.

В связи с тем, что шунтирование резистора, величина которого в 2–3 раза превосходит волновое сопротивление линии, может вызвать переходный процесс, сопровождаемый появлением новой апериодической составляющей тока линии, становится необходимым выполнение соответствующих компьютерных расчетов тока. Они показали, что для ВЛ 500 кВ с реакторами мощностью 180 МВАр оптимальными будут резисторы: 1200 Ом — для линий с одним реактором; 600 Ом — для линий с двумя реакторами. Видно, что величины резисторов в несколько раз превосходят «традиционные» значения, рекомендованные по условиям ограничения коммутационных перенапряжений.

Аналогично можно обосновать оптимальные величины резисторов для ВЛ 330 кВ, 750 кВ и др.

8.4. Ограничение апериодических токов при помощи управляемой коммутации

Переходные процессы при работе выключателей возникают как при их включении, так и при их отключении.

При включении выключателей:

- коммутационные перенапряжения могут быть ограничены с использованием блока управляемой коммутации, настроенного на замыкание контактов вблизи от нулевого значения сетевого напряжения («управляемое включение»);
- апериодическая составляющая может быть минимизирована с использованием блока управляемой коммутации, настроенного на замыкание контактов вблизи от максимального значения сетевого напряжения.

При отключении выключателей, если есть риск повторных пробоев между контактами, коммутационные перенапряжения также могут быть ограничены с использованием блока управляемой коммутации («управляемое отключение»). Блок должен быть настроен таким образом, чтобы момент размыкания контактов был смещен достаточно далеко от нулевого значения тока так, что к моменту перехода тока через ноль и гашению дуги расстояние между контактами было значительным и соответствовало большой прочности промежутка между контактами.

С появлением в сетях современных ОПН основным назначением управляемой коммутации могло бы стать не ограничение коммутационных перенапряжений, а ограничение апериодических токов. При этом необходимая точность настройки УК оказывается сильно связана со степенью компенсации зарядной мощности ВЛ:

- если коэффициент компенсации близок к единице, то в токе выключателя почти нет периодической составляющей тока, а значит при возникновении аperiodической составляющей тока суммарный ток выключателя «долго» не будет иметь нулей; в таких случаях точность коммутации должна быть весьма высока;
- чем больше коэффициент компенсации отличается от единицы, тем больше в токе выключателя присутствует периодическая составляющая, и тем меньшую опасность представляет возможность появления аperiodической, а значит снижаются требования к точности коммутации.

На рис. 8.12 проанализирована необходимая точность настройки устройства управляемой коммутации на примере ВЛ 500 кВ длиной 175 км с одним реактором (коэффициент компенсации 1,0). Видно, что при отклонении момента коммутации всего на 0,5 мс ток выключателя содержит аperiodическую составляющую около 50 А, что при отсутствии периодической составляющей приведет к негашению дуги (ток не имеет нулевых значений более 80 мс).

В настоящее время точность управляемой коммутации составляет не лучше ± 1 мс, т. е. недостаточно высока для того, чтобы решить проблемы аperiodических токов на линиях с полной компенсацией зарядной мощности.

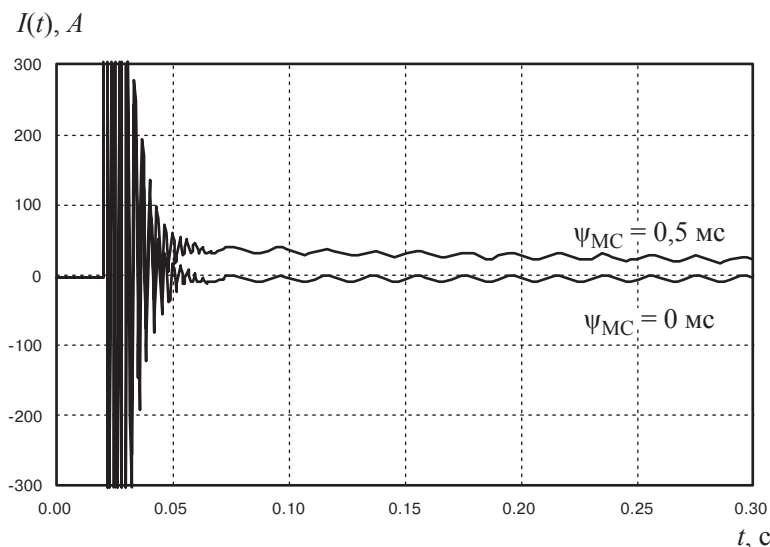


Рис. 8.12. Ток фазы «А» ВЛ 500 кВ длиной 175 км с одним ШР 180 МВАр при ее включении:

- точно в максимум напряжения фазы «А»;
- с отклонением в 0,5 мс от максимума напряжения фазы «А»

8.5. Методика выбора мероприятий по ограничению апериодических токов

Рассмотрим воздушную линию с подключенными к ней шунтирующими реакторами. Пусть синусоида сетевого напряжения описывается выражением

$$e(t) = E_m \cdot \cos(\omega t + \psi),$$

где E_m — амплитуда фазного значения наибольшего рабочего напряжения сети.

В установившемся режиме работы ток реакторов и ток односторонне питаемой ВЛ носят индуктивный и емкостный характер, соответственно, по отношению к сетевому напряжению:

$$i_{\text{РП}}(t) = -I_{\text{РП}} \sin(\omega t + \psi);$$

$$i_{\text{ВЛ}}(t) = I_{\text{ВЛ}} \sin(\omega t + \psi).$$

В переходном процессе включения ВЛ с присоединенными реакторами под сетевое напряжение в токе реакторов (и токе выключателя ВЛ) в общем случае может появляться и апериодическая составляющая тока, начальное значение которой будет $I_{\text{РА}} = I_{\text{РП}} \cdot \sin \psi$, а ее изменение во времени с учетом затухания будет описываться выражением

$$i_{\text{РА}}(t) = I_{\text{РА}} \cdot \exp(-t / \tau) = (I_{\text{РП}} \cdot \sin \psi) \cdot \exp(-t / \tau).$$

Таким образом, при одностороннем включении ВЛ составляющие тока выключателя линии представлены на рис. 8.13:

- периодическая составляющая тока реакторов, имеющая амплитуду $I_{\text{РП}}$;
- апериодическая составляющая тока реакторов, имеющая начальное максимальное значение $I_{\text{РА}}$ и постоянную времени затухания τ ;
- периодическая составляющая тока холостой ВЛ (емкостного тока), которая имеет амплитуду $I_{\text{ВЛ}}$.

Соотношение $I_{\text{РП}}$ и $I_{\text{ВЛ}}$ соответствует K — степени компенсации емкостной проводимости ВЛ индуктивной проводимостью реакторов

$$K = \frac{I_{\text{РП}}}{I_{\text{ВЛ}}}.$$

Для типовой ВЛ 500 кВ зависимость K от длины ВЛ и числа реакторов типовой мощности показана на рис. 8.14.

В момент включения линии $t = 0$ напряжение сети будет $e(0) = E_m \times \cos \psi$, где ψ — угол (рад), при котором происходит включение.

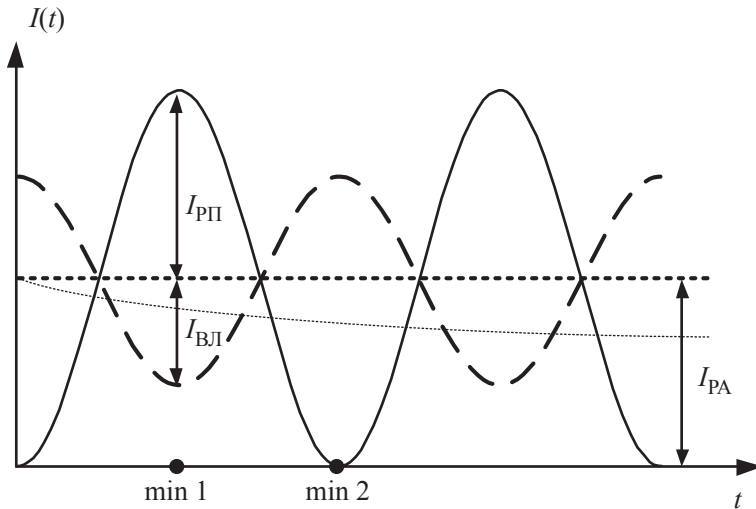


Рис. 8.13. Составляющие тока выключателя ВЛ с шунтирующими реакторами

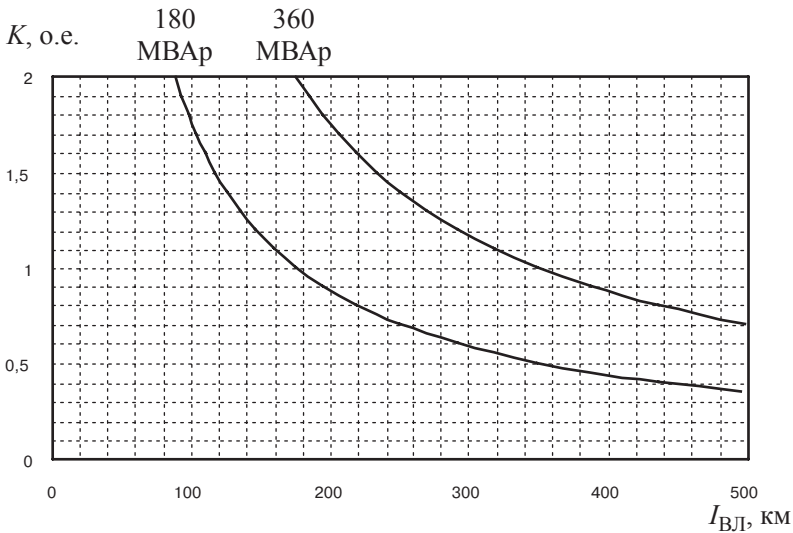


Рис. 8.14. Коэффициент компенсации в зависимости от длины ВЛ 500 кВ типовой конструкции и мощности присоединенных реакторов

При $\psi = \pi/2$ имеем $e(0) = 0$, т. е. включение ВЛ пришлось на нулевое значение сетевого напряжения, и, следовательно, начальное значение аperiodического тока реакторов будет наибольшим, равными амплитуде периодической составляющей тока реакторов $I_{PA} = I_{PI} \cdot \sin\psi = I_{PI}$.

При $\psi = 0$ имеем $e(0) = E_m$, т. е. включение ВЛ пришлось на максимум напряжения сети, и, следовательно, аperiodический ток отсутствует $I_{PA} = 0$.

Для ограничения аperiodических токов блоки УК настраиваются на включение ВЛ вблизи максимального сетевого напряжения: $\psi = 0$. С учетом возможной неточности работы УК реально включение ВЛ происходит не при $\psi = 0$, а с некоторой ошибкой $\psi = \pm\Delta\psi$. При этом мгновенное значение сетевого напряжения будет

$$e(0) = E_m \cdot \cos \psi = E_m \cdot \cos(\pm\Delta\psi).$$

Начальное значение аperiodического тока, следовательно, равно

$$I_{PA} = I_{PI} \cdot \sin(\pm\Delta\psi) = \pm I_{PI} \cdot \sin \Delta\psi,$$

а его изменение во времени определяется формулой

$$i_{PA}(t) = \pm(I_{PI} \cdot \sin \Delta\psi) \cdot \exp(-t/\tau).$$

Расчет тока без учета затухания аperiodической составляющей

Гашение дуги тока наиболее вероятно в моменты минимальных значений суммарного тока выключателя ВЛ, которых согласно рис. 8.13 может быть два:

$$I_{\min 1} = I_{PA} + I_{PI} - I_{ВЛ};$$

$$I_{\min 2} = I_{PA} - I_{PI} + I_{ВЛ}.$$

В эти моменты желательно, чтобы суммарный ток выключателя ВЛ менял знак. Так как на рис. 8.13 аperiodическая составляющая принята положительной полярности, то условием успешной работы выключателя можно считать $I_{\min 1} > 0$ или $I_{\min 2} < 0$, откуда

$$I_{PA} + I_{PI} - I_{ВЛ} \leq 0;$$

$$I_{PA} - I_{PI} + I_{ВЛ} \leq 0.$$

Рассмотрим, например, первое условие:

$$I_{PI} \cdot \sin \Delta\psi + I_{PI} - \frac{I_{PI}}{K} \leq 0;$$

$$K \leq \frac{1}{1 + \sin \Delta\psi}.$$

Аналогично из второго условия найдем

$$K \geq \frac{1}{1 - \sin \Delta\psi}.$$

Поскольку $0 \leq K < \infty$, то окончательно имеем следующие условия

$$\begin{cases} 0 \leq K \leq \frac{1}{1 + \sin\Delta\psi}; \\ \frac{1}{1 - \sin\Delta\psi} \leq K < \infty. \end{cases}$$

Расчет тока с учетом затухания апериодической составляющей

Если после включения ВЛ с реакторами под сетевое напряжение возникнет необходимость ее отключения и интервал времени между включением ВЛ и попыткой гашения дуги составит T_B , то при выводе условий гашения дуги необходимо использовать не начальное значение апериодической составляющей I_{PA} , а значение с учетом затухания $I_{PA} \cdot \exp(-T_B/\tau)$. Тогда найденные ранее условия могут быть скорректированы к виду

$$\begin{cases} 0 \leq K \leq \frac{1}{1 + \exp(-T_B/\tau) \cdot \sin\Delta\psi}; \\ \frac{1}{1 - \exp(-T_B/\tau) \cdot \sin\Delta\psi} \leq K < \infty. \end{cases}$$

Активное сопротивление сетевой обмотки реактора 500 кВ, управляемого или неуправляемого, составляет около $R = 4$ Ом, а индуктивное сопротивление под номинальной нагрузкой составляет $X = 1530$ Ом. Постоянная времени реактора может быть оценена как $\tau_p = L/R = X/(\omega R) \approx 1,2$ с. Контур, в котором проходит апериодический ток реактора, включает в себя не только реактор, но и воздушную линию (если реактор установлен в ее конце), а также эквивалент питающей сети. В результате их учета постоянная времени τ затухания апериодического тока будет меньше таковой для реактора $\tau < \tau_p$. Положим $\tau = 0,8$ с.

Минимальный интервал времени между включением ВЛ и ее отключением (окончанием воздействия на дугу, т. е. последней возможностью ее успешного гашения) составляет около $T_B = 0,08$ с, как было пояснено ранее.

Учитывая изложенное, затухание апериодического тока за 80 мс можно оценить как $\exp(-T_B/\tau) \approx 0,9$ (отвечает самому неблагоприятному случаю установки реактора в начале ВЛ), и, следовательно, найденные ранее условия будут

$$\begin{cases} 0 \leq K \leq \frac{1}{1 + 0,9 \cdot \sin\Delta\psi}; \\ \frac{1}{1 - 0,9 \cdot \sin\Delta\psi} \leq K < \infty. \end{cases}$$

При установке реактора в конце ВЛ затухание аperiodических токов будет сильнее, а значит область опасных значений K будет меньше.

Указанные условия могут быть использованы для построения зависимости $\Delta\psi = f(K)$ (см. рис. 8.15) требуемой точности управляемой коммутации в функции от коэффициента компенсации зарядной мощности ВЛ. Такая зависимость позволит определить область применения устройств управляемой коммутации ВЛ с учетом достигнутой в настоящее время точности их работы — при каких значениях коэффициента K управляемая коммутация решит проблему аperiodических токов, а при каких K возможности управляемой коммутации будет недостаточно для ограничения аperiodических токов.

Точность работы управляемой коммутации, как правило, указывается не в радианах, а в миллисекундах. Тогда перед использованием условий следует провести пересчет из миллисекунд в радианы по следующей формуле

$$\Delta\psi = \Delta\psi_{\text{мс}} \cdot \frac{\pi}{10\text{мс}}.$$

В настоящее время производители устройств управляемой коммутации заявляют точность $\Delta\psi_{\text{мс}} = 2$ мс, существенно реже $\Delta\psi_{\text{мс}} = 1$ мс. Поэтому в случае применения УК будем ориентироваться на точность $\Delta\psi_{\text{мс}} = 2$ мс. Случаю же отсутствия управляемой коммутации соответствует «точность» $\Delta\psi_{\text{мс}} = 5$ мс.

На рис. 8.15 можно выделить четыре характерных зоны.

Зона 1. При $0 \leq K \leq 0,53$ аperiodические токи не представляют опасности при любом $\Delta\psi_{\text{мс}}$, т. е. вне зависимости от момента включения ВЛ под сетевое напряжение. Мероприятия по ограничению аperiodических токов не требуются.

Зона 2. При $K > 0,53$ найденные ранее условия не выполняются, т. е. существует опасность отказа в гашении дуги и необходимы дополнительные мероприятия. Если в качестве таких мероприятий рассматривать управляемую коммутацию, то эффект от ее использования существенно зависит от точности $\Delta\psi_{\text{мс}}$ ее работы:

- при $\Delta\psi_{\text{мс}} = 2$ мс управляемую коммутацию целесообразно применять в очень узком диапазоне $0,53 \leq K \leq 0,65$; при $K > 0,65$ точности уже не хватает;
- при $\Delta\psi_{\text{мс}} = 1$ мс диапазон несколько шире — $0,53 \leq K \leq 0,78$.

Зона 3. Точности управляемой коммутации явно не хватает, и поэтому ее использование бесполезно. Требуется использование предвключаемых резисторов или же коммутация ВЛ без опасного числа реакторов.

Зона 4. На подавляющем числе ВЛ имеет место $K \leq 0,8$, значения $K \leq 1,5$ уже крайне редки — именно $K = 1,5$ было выбрано в качестве наибольшего для рис. 8.15. Видно, что для $1 < K \leq 1,5$ управляемая ком-

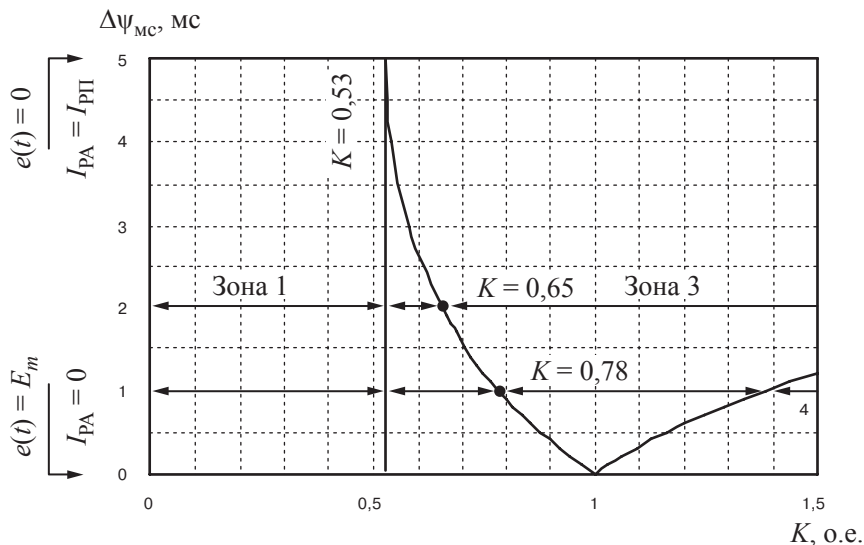


Рис. 8.15. Область применения различных мероприятий для ограничения аperiodических токов

мутация при $\Delta\psi_{\text{МС}} = 2$ мс (и даже при $\Delta\psi_{\text{МС}} = 1$ мс) не может решить проблему аperiodических токов.

Таким образом, по результатам анализа рис. 8.15 можно дать следующие общие рекомендации по проблеме аperiodических токов, рассчитанные на точность $\Delta\psi_{\text{МС}} = 2$ мс (в скобках даны значения при $\Delta\psi_{\text{МС}} = 1$ мс):

- при $0 \leq K \leq 0,53$ мероприятия не требуются;
- при $0,53 \leq K \leq 0,65$ ($0,53 \leq K \leq 0,78$) требуются мероприятия, в качестве которых рекомендуется управляемая коммутация как наиболее простое решение;
- при $K > 0,65$ ($K > 0,78$) требуются мероприятия, в качестве которых не остается ничего другого, как использовать предвключаемые резисторы или же выполнять коммутацию ВЛ без опасного числа реакторов.

Напомним, что рис. 8.15 получен в наиболее неблагоприятном случае — при установке реакторов в начале ВЛ (со стороны включения ВЛ). При установке реакторов на противоположном конце область эффективной работы управляемой коммутации будет шире, чем до значений $K \leq 0,65$ ($K \leq 0,78$).

8.6. Специальные возможности УШР по ограничению аperiodических токов

В сравнении с обычными реакторами особенность УШР заключается, прежде всего, в том, что у УШР имеется компенсационная обмотка (КО),

соединенная в треугольник. При наличии специальных выключателей в заданный момент времени КО может быть или шунтирована, или разомкнута. Также для УШР предусмотрена возможность форсированного набора или сброса мощности.

Форсировка или расфорсировка позволяют быстро изменить потребляемую УШР мощность. Скорость изменения мощности зависит от величины приложенного к ОУ напряжения (положительного или отрицательного). Например, при типовом значении напряжения форсировки 1500 В полный набор мощности произойдет за время около 0,3 с. Такого быстродействия недостаточно для того, чтобы успеть существенно изменить коэффициент компенсации K и достичь благоприятного уровня периодической составляющей тока на фоне имеющейся в токе выключателя аperiodической составляющей, поскольку весь цикл включения и отключения ВЛ может занять всего 0,08 с. Для обеспечения достаточного быстродействия УШР напряжение форсировки следует увеличить в несколько раз сверх 1500 В.

Размыкание КО изменит гармонический состав тока сетевой обмотки (он ухудшится) и, кроме того, исчезнет электромагнитная связь между тремя фазами УШР, которая обеспечивалась за счет замкнутого треугольника и существенно влияла на процессы в неполнофазных режимах, таких как ОАПВ. Однако при трехфазном питании перечисленные последствия размыкания КО малозаметны и, поэтому не повлияют на аperiodические токи, а значит размыкание КО здесь может не рассматриваться.

Шунтирование КО переводит УШР в режим короткого замыкания. Так как напряжение короткого замыкания УШР близко к 50 %, то шунтирование КО (короткое замыкание КО) приведет к снижению индуктивного сопротивления реактора приблизительно в два раза, а значит в два раза возрастет потребляемая реактором мощность, изменится коэффициент компенсации K , что, несомненно, повлияет на эффективность применения устройств управляемой коммутации.

Отметим, что шунтирование КО повышает мощность УШР вне зависимости от состояния его магнитной системы и приложенного напряжения управления.

На рис. 8.16 приведены зависимости $\Delta\psi = f(K)$, но, в отличие от рис. 8.15, диапазон значений K расширен до 2,5. Это сделано с целью учета роста K вследствие шунтирования КО.

На кривой, разделяющей зону 3 и зону 4, показаны точки $K = 2,1$ и $K = 1,4$. Они показаны потому, что при $K \geq 2,1$ (точность УК $\Delta\psi_{мс} = 2$ мс) и при $K \geq 1,4$ (точность УК $\Delta\psi_{мс} = 1$ мс) управляемая коммутация становится эффективной для ограничения аperiodических токов.

Положим, что столь высокие коэффициенты K были достигнуты за счет шунтирования КО. Если после шунтирования КО коэффициенты

стали $K = 2,1$ и $K = 1,4$, до шунтирования они были, соответственно, $K = 1,05$ (или $K \approx 1$) и $K = 0,7$. Эти точки принадлежат кривой, которая разделила зону 3 на зоны 3А и 3Б.

Если раньше (на рис. 8.15) управляемая коммутация была бесполезна в любой точке из зоны 3, то теперь точки, принадлежащие зоне 3Б, могут быть сделаны безопасными за счет шунтирования КО и перехода в зону 4.

Если раньше резисторы или раздельную коммутацию ВЛ и реакторов в зоне 3 надо было применять повсеместно, то при использовании шунтирования КО область применения этих технических решений уменьшается до зоны 3А.

Из рис. 8.16 видно, что при точности управляемой коммутации $\Delta\psi_{мс} = 1$ мс зона 3А вырождается, т. е. никогда на ВЛ с УШР не требуется применение такого сложного и дорого технического решения, как предвключаемые резисторы, или неудобной в эксплуатации раздельной коммутации ВЛ и реакторов.

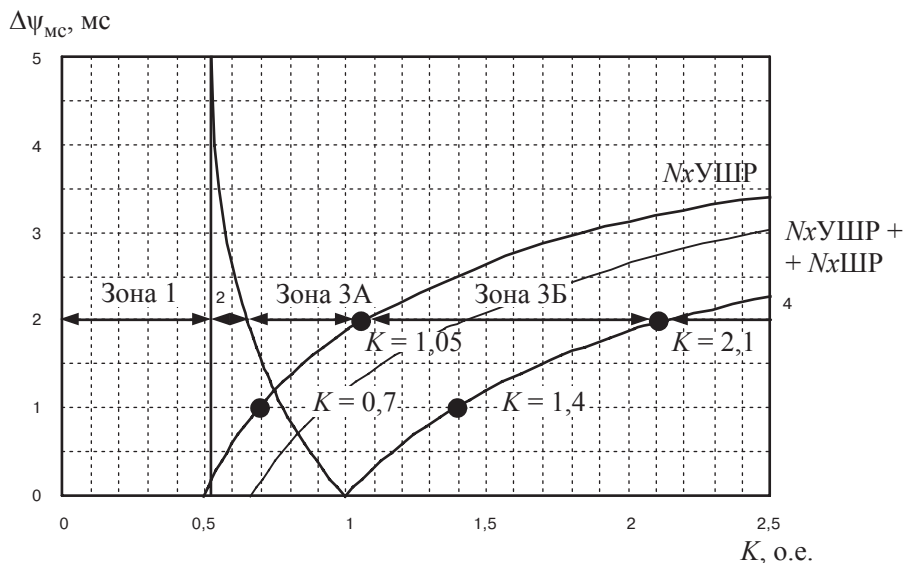


Рис. 8.16. Область применения различных мероприятий для ограничения аperiodических токов на ВЛ с УШР с учетом возможности шунтирования треугольника обмоток КО

Зона 1. При $0 \leq K \leq 0,53$ аperiodические токи не представляют опасности при любом $\Delta\psi_{мс}$, т. е. вне зависимости от момента включения ВЛ под напряжение. Мероприятия по ограничению аperiodических токов не требуются.

Зона 2. При $K > 0,53$ найденные ранее условия не выполняются, т. е. существует опасность отказа гашения дуги и необходимы мероприятия

по ограничению. Если в роли мероприятий рассматривать управляемую коммутацию, то эффект от ее использования существенно зависит от точности $\Delta\psi_{\text{MC}}$ ее работы:

- при $\Delta\psi_{\text{MC}} = 2$ мс управляемую коммутацию целесообразно применять в очень узком диапазоне $0,53 < K \leq 0,65$; при $K > 0,65$ точности уже не хватает;
- при $\Delta\psi_{\text{MC}} = 1$ мс диапазон несколько шире — $0,53 < K \leq 0,78$.

Зона 3А. Требуется использование предвключаемых резисторов или же коммутация ВЛ без опасного числа реакторов.

Зона 3Б. Для точек из этой зоны рекомендуется совместное применение управляемой коммутации и предварительного (перед включением ВЛ под напряжение) шунтирования КО УШР. Область применения такого решения существенно зависит от точности $\Delta\psi_{\text{MC}}$ ее работы:

- при $\Delta\psi_{\text{MC}} = 2$ мс решение эффективно при любых $K > 1$;
- при $\Delta\psi_{\text{MC}} = 1$ мс решение эффективно при любых $K > 0,7$.

Зона 4. В эту зону необычно высоких коэффициентов линия попадает лишь на время шунтирования КО.

Таким образом, если обеспечить на ВЛ с УШР точность управляемой коммутации $\Delta\psi_{\text{MC}} = 1$ мс, по результатам анализа рис. 8.16 можно дать следующие общие рекомендации по проблеме аperiodических токов:

- при $0 \leq K \leq 0,53$ мероприятия не требуются;
- при $0,53 < K \leq 0,78$ требуются мероприятия, в качестве которых рекомендуется управляемая коммутация как наиболее простое решение;
- при $K > 0,78$ требуются мероприятия, в качестве которых целесообразна управляемая коммутация выключателя ВЛ совместно с шунтированием КО;
- предвключаемые резисторы или же коммутации ВЛ без опасного числа реакторов не требуются ни при каких K .

На практике встречаются случаи, когда не все реакторы ВЛ управляемые, а, например, один реактор управляемый, а другой нет (при этом номинальные мощности обоих реакторов одинаковые). Очевидно, что при шунтировании КО коэффициент K увеличится не в два раза, а только в полтора, т. е. обычный реактор мешает УШР в полной мере проявить все преимущества шунтирования КО. На рис. 8.16 тонкой линией показана кривая, которая разграничит зоны 3А и 3Б для этого случая. Зона 3А имеет увеличенный размер, и в диапазоне $0,78 < K \leq 0,92$ даже при высокой точности управляемой коммутации $\Delta\psi_{\text{MC}} = 1$ мс и применении шунтирования КО проблему аperiodических токов не решить, т. е. в указанном диапазоне K все же следует применить резисторы или коммутацию ВЛ с одним реактором (вместо двух).

Для подтверждения выполненных рассуждений дадим ряд осциллограмм. На рис. 8.17, а показана осциллограмма тока фазы «А» выключа-

теля линии 500 кВ длиной 175 км с одним присоединенным в ее начале УШР 500 кВ мощностью 180 МВАр. Линия включена в момент нулевого напряжения фазы «А». Видно, что ток линии почти не имеет периодической составляющей, поскольку $K \approx 1$. Кроме того, осциллограмма тока практически полностью совпадает с осциллограммами для обычного неуправляемого реактора: такое же начальное значение аperiodической составляющей $I_{PA} = I_{PI} = 280$ А, такая же скорость затухания.

Если на этой ВЛ применена управляемая коммутация с точностью 2 мс, то в худшем случае начальное значение аperiodического тока будет (рис. 8.17, б)

$$I_{PA} = I_{PI} \cdot \sin \Delta\psi = 280 \cdot \sin(2\text{мс} \cdot \pi/10\text{мс}) = 165 \text{ А.}$$

Из рис. 8.17, б видно, что УК не решило проблему аperiodических токов — это полностью совпадает с данными рис. 8.16, где точка $\Delta\psi_{\text{мс}} = 2$ мс, $K \approx 2$ принадлежит опасной зоне 3. Согласно рис. 8.16 шунтирование КО повысит коэффициент до $K \approx 2$ и выведет линию из опасной зоны в безопасную зону 4.

Для проверки на рис. 8.18 для этой ВЛ 500 кВ, выключатель которой оснащен управляемой коммутацией с точностью $\Delta\psi_{\text{мс}} = 2$ мс, дополнительно применено шунтирование треугольника КО, выполненное незадолго до включения ВЛ. Ясно видно, что к моменту 80 мс ток выключателя ВЛ уже получает нулевые значения, т. е. возможное отключение ВЛ не будет сопровождаться отказом линейного выключателя.

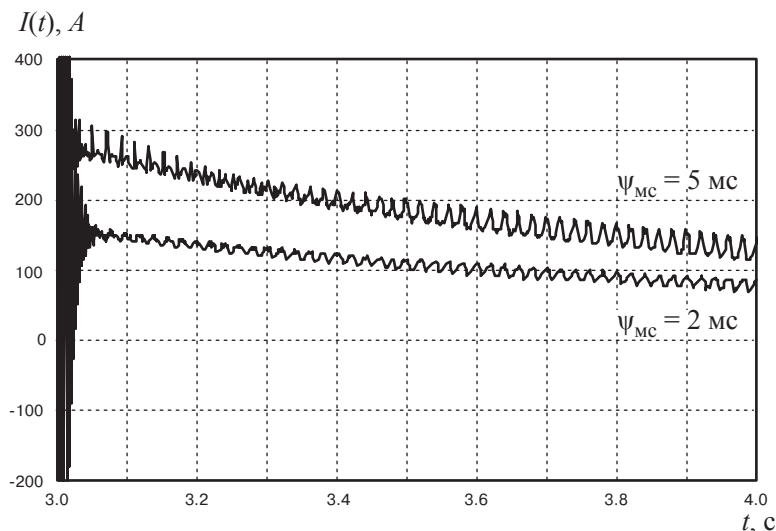


Рис. 8.17. Ток фазы «А» выключателя ВЛ 500 кВ 175 км при ее включении совместно с предварительно подмагниченным УШР 500 кВ 180 МВАр:

- коммутация в ноль напряжения фазы «А» ($\psi_{\text{мс}} = 5$ мс);
- коммутация в максимум напряжения фазы «А» с ошибкой 2 мс ($\psi_{\text{мс}} = 2$ мс)

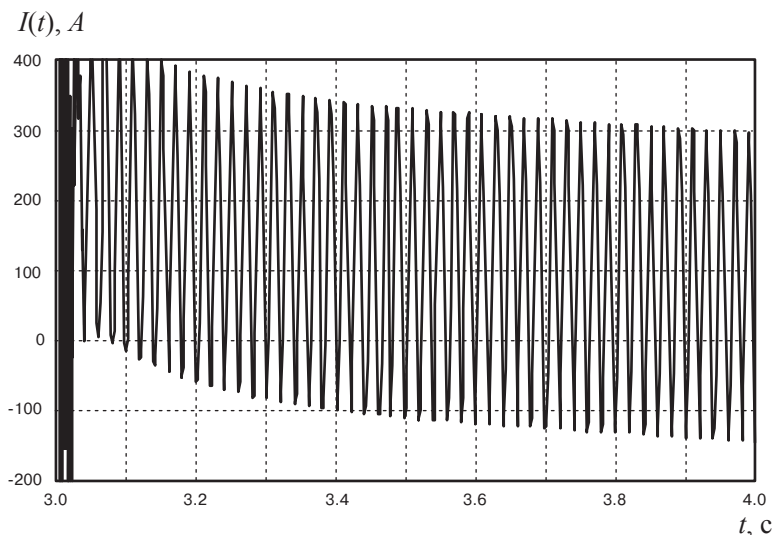


Рис. 8.18. Ток фазы «А» выключателя ВЛ 500 кВ 175 км при ее включении совместно с предварительно подмагниченным УШР 500 кВ 180 МВАр. Коммутация происходит в максимум напряжения фазы «А» с ошибкой 2 мс. Для УШР выполнено шунтирование КО

8.7. Заключение

1. Сетевым компаниям, использующим элегазовые выключатели в качестве линейных, следует направить производителям выключателей настоятельное предложение произвести конструктивные доработки выключателей, которые позволят коммутировать ненагруженные линии с высокой степенью компенсации емкости этих линий шунтирующими реакторами (возможно с доработкой дугогасительной системы).

2. В технической документации на выключатели должны указываться требования к содержанию аperiodической составляющей в суммарном токе: допустимый уровень, допустимая постоянная времени затухания или интервал времени, в течение которого мгновенное значение суммарного тока должно принимать нулевые значения. Эти требования должны проверяться в процессе испытаний выключателей.

3. При установке типовых элегазовых выключателей (без указанной в п. 1 доработки) в проектах следует учитывать особые условия работы этих выключателей на ВЛ с реакторами, связанные с гашением аperiodических токов. Особое внимание следует уделять линиям со степенью компенсации зарядной мощности $K > 0,5$.

4. Для ограничения аperiodической составляющей тока ВЛ с реакторами при наличии обосновывающих расчетов можно предложить: или

отказ от коммутации ВЛ с нежелательным числом реакторов, или выключатели с предвключаемыми резисторами, или выключатели с управляемой коммутацией. Наиболее простым решением, как правило, является управляемая коммутация, но из-за своей недостаточной точности область ее эффективной работы ограничена сравнительно узким диапазоном коэффициентов компенсации K , за пределами которого необходимо идти на применение более сложных технических решений — отказ от коммутации ВЛ с нежелательным числом реакторов или применение резисторов.

5. Выбор резисторов и настройка блоков управляемой коммутации принципиально отличаются от случаев их использования для ограничения коммутационных перенапряжений.

6. Применение на ВЛ не обычных неуправляемых реакторов, а управляемых реакторов (с возможностью при необходимости шунтировать КО на время первичного включения линии), а также оснащение выключателей таких ВЛ устройствами управляемой коммутации (с точностью не хуже $\Delta\psi_{mc} = 1$ мс) могло бы полностью решить проблему ограничения величин апериодических токов на линиях до допустимого для элегазовых выключателей уровня.

Литература

1. *Дмитриев М. В., Евдокунин Г. А.* и др. Коммутации высоковольтных ВЛ и воздействия на выключатели // *Новости электротехники*, 2008. № 3(51).
2. *Дмитриев М. В., Евдокунин Г. А., Гринев Н. В.* Апериодические токи на ВЛ с реакторами // *Новости электротехники*, 2012. № 4(76).
3. *Дмитриев М. В.* Методика выбора мероприятий по борьбе с апериодическими токами // *Новости электротехники*, 2012. № 5(77).
4. *Евдокунин Г. А.* Электрические системы и сети. СПб.: Синтез Бук, 2011. 284 с.

УСТОЙЧИВОСТЬ УЗЛА НАГРУЗКИ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СОСТАВЕ УШР+БСК

Синхронные и асинхронные электродвигатели представляют собой основную и, как правило, весьма важную нагрузку в электрических сетях. При проектировании систем электроснабжения должны быть обеспечены условия их пуска, требуемые режимы напряжения в номинальных условиях, обеспечивающие наивысшие технико-экономические показатели их работы, а также — допустимые уровни и длительности кратковременных снижений напряжения, не приводящие к потере устойчивости параллельной работы синхронных двигателей с сетью и к «опрокидыванию» асинхронных двигателей. Перерывы в электроснабжении, особенно при добыче нефти, чреваты тем, что аварийные ситуации буквально в считанные секунды приводят к остановке механизмов, и последующая добыча нефти может начаться не ранее чем через полтора-два часа, а в ряде случаев и через несколько суток. Поэтому основной приоритет при проектировании энергосистем новых месторождений (во многих случаях автономных) отдается обеспечению бесперебойной, надежной и качественной выработке электроэнергии, а также живучести электроэнергетической системы (ЭЭС) в разных аварийных ситуациях [1].

9.1. Расчетная схема и ее основные характеристики

Состав нагрузки в автономной системе питания разрабатываемого месторождения зачастую может значительно отличаться от аналогичных показателей единых ЭЭС. В частности суммарная доля двигательной нагрузки может достигать 95 % (около 60 % асинхронной и 35 % синхронной). Кроме того, схемы электроснабжения чаще всего содержат высокоманевренные газотурбинные или газопоршневые установки, а также характеризуются радиальной структурой с удаленностью потребителей от источника электроэнергии до 10–20 км. Целью данной главы является оценка эффективности применения современных средств компенсации реактивной мощности на основе УШР и батареи столических конденсаторов (БСК) для автономных электроэнергетических систем с большим процентным содержанием двигательной нагрузки (синхронной

и асинхронной), а также определение основных требований к быстродействию указанных устройств.

На рис. 9.1 представлен пример упрощенной схемы электроснабжения автономных месторождений. Синхронный генератор газотурбинной электростанции мощностью 25 МВт осуществляет электроснабжение потребителей по двухцепной воздушной линии электропередачи длиной 20 км на напряжении 35 кВ. Состав нагрузки потребителей: 60 % асинхронной двигательной нагрузки, 35 % синхронной, 5 % статической.

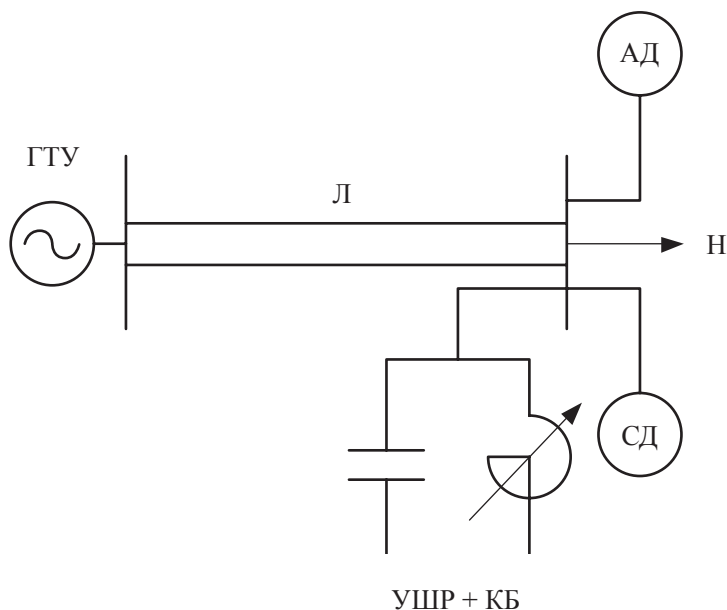


Рис. 9.1. Упрощенная схема электроснабжения автономных месторождений

Корректный учет динамических свойств газовой турбины основан на разработках [2], в соответствии с которыми газотурбинная установка упрощенно может быть представлена объектом управления (блок-схемой) [3], показанным на рис. 9.2.

В соответствии с блок-схемой, представленной на рис. 9.2, на вход регулятора скорости газовой турбины подается сигнал-рассогласование, равный отклонению от номинальной скорости вращения $E_r = 1 - N$, где N — относительная текущая скорость вращения газовой турбины. Выходной величиной регулятора скорости газовой турбины является величина мощности P_0 , необходимая для поддержания заданной скорости вращения. Сам регулятор скорости газовой турбины может быть представлен апериодическим звеном первого порядка, типовые параметры которого равны: $K_d = 25$, $T_g = 0,05$ с.

Полученный выходной сигнал регулятора скорости газовой турбины должен быть верифицирован с заданным регулировочным диапазоном режимов работы оборудования, для чего в блок-схему введено дополнительное ограничительное звено:

- если $P_0 \geq P_{\max}$, тогда $P = P_{\max}$;
- если $P_0 < P_{\min}$, тогда $P = P_{\min}$.

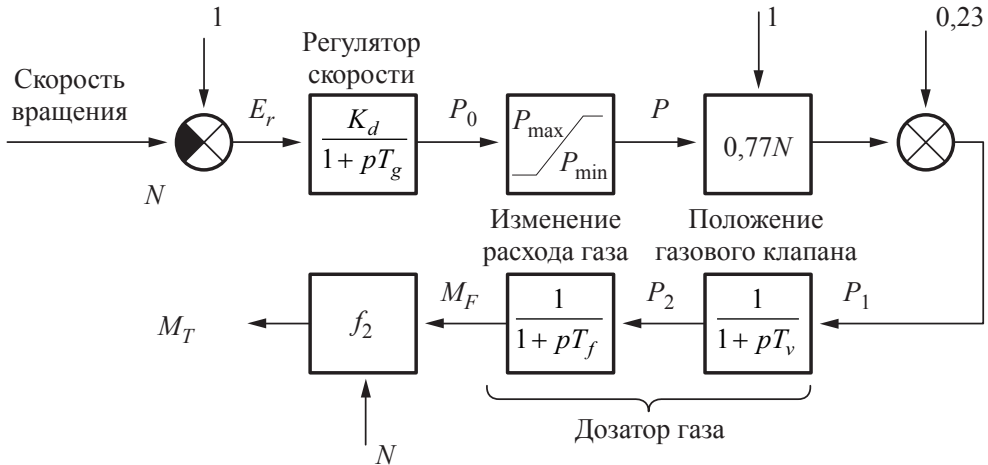


Рис. 9.2. Упрощенная математическая модель газовой турбины

Далее нужно обратить внимание на тот факт, что для газовой турбины необходимо достаточно большое количество топлива для поддержания холостого хода: 23 % номинального расхода газа. Таким образом, диапазон регулирования газовой турбины изменяется в пределах не от 0 до 100 %, а в пределах от 23 % до 100 %. В этой связи в блок-схему математической модели газовой турбины внесены соответствующие звенья.

Изменение скорости вращения газовой турбины осуществляется регулированием подачи газа при воздействии на газовый клапан. Инерционность изменения положения газового клапана может быть учтена аperiodическим звеном первого порядка с постоянной времени $T_V = 0,05$ с.

Регулировка положения газового клапана, в свою очередь, приводит к изменению расхода газа. Инерционность изменения расхода газа также учитывается аperiodическим звеном первого порядка с постоянной времени $T_f = 0,4$ с.

Результирующий механический момент газовой турбины является функцией температуры и давления в камере сгорания, противодавления, частоты вращения. Кроме того, механический момент газовой турбины

определяется характеристиками автоматического регулятора скорости и в общем случае зависит от скорости вращения. В соответствии с блок-схемой (рис. 9.2) механический момент газовой турбины определяется передаточной функцией f_2 , которая, в соответствии с [3], может быть представлена следующим образом:

$$f_2 = 1,3 \cdot (W_F - 0,23) + 0,5 \cdot (1 - N),$$

где W_F — выходной сигнал звена, эквивалентирующего изменение расхода газа при регулировании скорости.

Методика математического моделирования синхронных электрических двигателей основана на использовании полной системы уравнений переходных процессов Парка–Горева с учетом быстропереходных процессов в статорных обмотках и представлена в многочисленных работах, среди которых [4].

Синхронные электрические двигатели оснащены простыми системами автоматического регулирования возбуждения (корректоры напряжения) со статизмом регулирования возбуждения до 10 %, что достаточно распространено в автономных энергосистемах [5].

Математическая модель асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором аналогична модели синхронной машины при отсутствии обмотки возбуждения и автоматического регулятора возбуждения.

Механический момент M_T , развиваемый на валу асинхронного двигателя, зависит от особенностей технологического процесса, электромеханической и кинематической системы механизма и т. п. Асинхронный привод компрессорных станций, получивший наибольшее распространение в автономных энергосистемах месторождений, характеризуется зависимостью развиваемого момента от скольжения $M_T = f(s)$ и в соответствии с [6] может быть представлен следующим образом:

$$M_T = K_{\text{заг}} \cdot \left[P_{\text{ст}} + (1 - P_{\text{ст}}) \cdot \left(\frac{s - s_0}{1 - s_{\text{ном}}} \right)^2 \right] \cdot \cos \varphi,$$

где $K_{\text{заг}}$ — коэффициент загрузки асинхронного двигателя; $s_{\text{ном}}$ — номинальное скольжение асинхронного двигателя; $P_{\text{ст}}$ — статический момент сопротивления (начальный момент сопротивления).

В дальнейших расчетах для упрощения математической модели системы электроснабжения группы асинхронных и синхронных электродвигателей представлены соответствующими эквивалентными электрическими машинами. Параметры эквивалентных асинхронных и синхронных электрических двигателей являются усредненными и рассчитаны на основании сведений о наиболее часто используемых электродвигателях в автономных системах месторождений.

9.2. Повышение устойчивости узла нагрузки при коротких замыканиях

В качестве одного из возможных аварийных возмущений рассмотрим трехфазное короткое замыкание на одной из линий вблизи шин газотурбинной электростанции с последующим отключением одной из цепей, которое ликвидируется основными защитами. Современные выключатели класса напряжения 35–110 кВ имеют собственное время отключения 0,02–0,025 с (по информации на сайте www.abb.com для выключателей с элегазовой изоляцией и номинальным напряжением до 110 кВ). Время действия современных микропроцессорных терминалов релейной защиты составляет 0,01–0,015 с. Таким образом, для дальнейших расчетов примем полное время отключения трехфазного короткого замыкания, включающее собственное время отключения выключателя и время срабатывания устройств релейной защиты 0,04 с. Для наглядного представления результатов здесь и в дальнейших расчетах будем считать, что заторможенному состоянию асинхронных двигателей соответствует скольжение $s = 1,0$ о.е.

На рис. 9.3 представлен результат расчета переходного процесса изменения относительного угла между роторами синхронного генератора и (эквивалентного) синхронного электродвигателя. Как видно, первое колебание относительного угла между роторами генератора и синхронного электродвигателя (рис. 9.3) не является критичным, а нарушение устойчивости параллельной работы происходит на втором колебании. При этом напряжение (рис. 9.4) в узле нагрузки потребителя в послеаварийном режиме снижено.

Существенно возросшая нагрузка на оставшуюся в работе линию электропередачи (после отключения параллельной цепи действием основных защит) приводит к еще большему снижению напряжения. Вследствие пониженного значения напряжения в послеаварийном режиме характеристика электромагнитного момента для асинхронного электродвигателя, подключенного к тому же узлу, оказывается ниже его механического момента (рис. 9.5).

Это вызывает классическую лавину напряжения, при которой асинхронный электродвигатель начинает тормозиться, потребляя при этом все большую реактивную мощность, что, в свою очередь, ведет к дальнейшему снижению напряжения и к последующей его остановке (рис. 9.6).

Таким образом, основной причиной развития тяжелых аварийных ситуаций в подобных системах является потенциальная возможность возникновения лавины напряжения в послеаварийных режимах, которая может приводить к длительным остановам технологического оборудования с последующим долгим восстановлением технологических процессов.

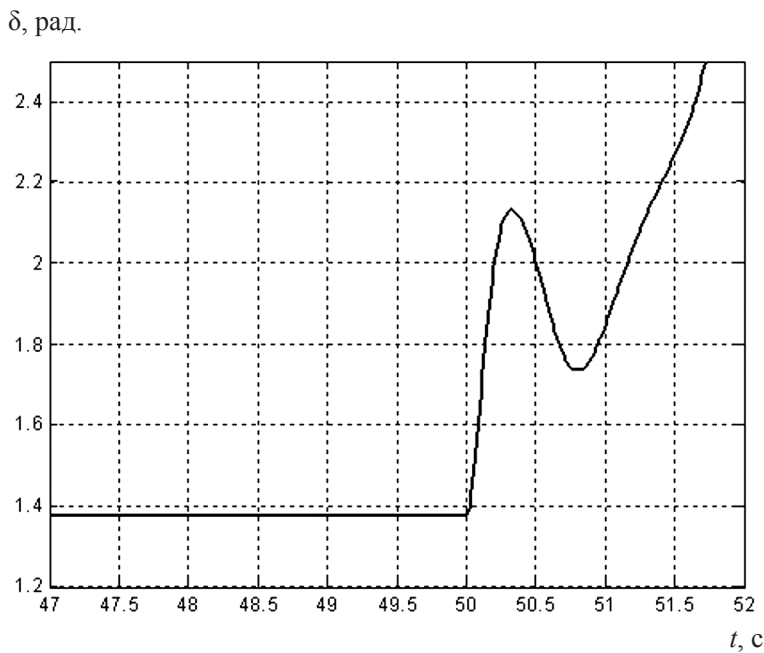


Рис. 9.3. Изменение относительного угла между роторами генератора электрической станции и синхронного электродвигателя

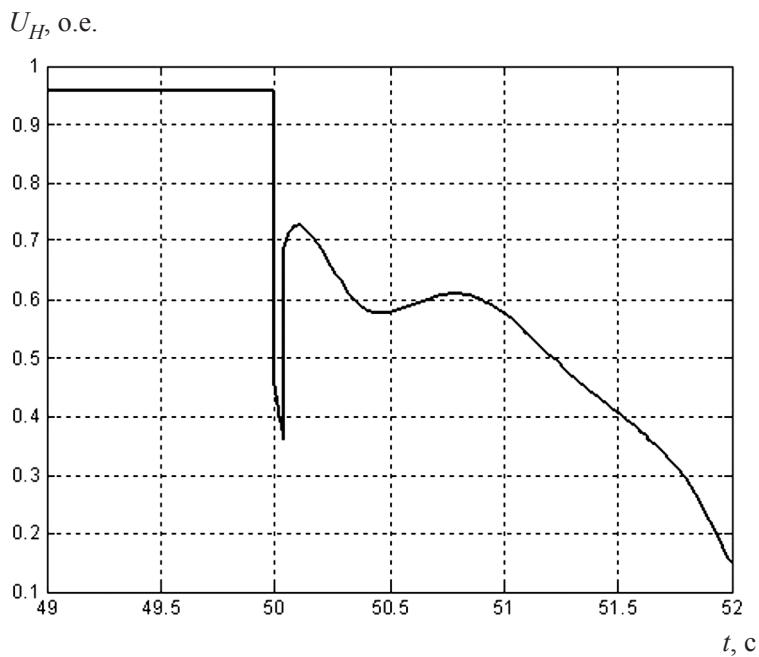


Рис. 9.4. Изменение напряжения в узле нагрузки потребителя

M , о.е.

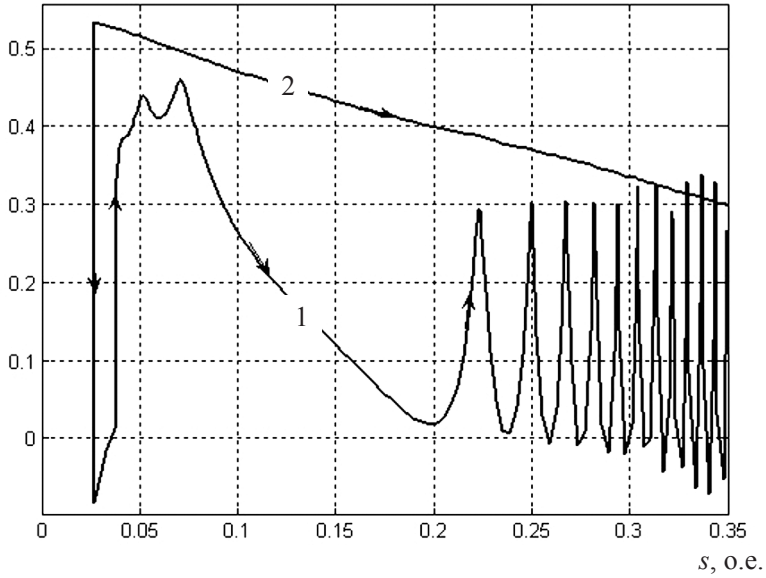


Рис. 9.5. Изменение электромагнитного и тормозного моментов асинхронного электродвигателя: 1 — электромагнитный момент асинхронного электродвигателя; 2 — тормозной момент асинхронного электродвигателя

s , о.е.

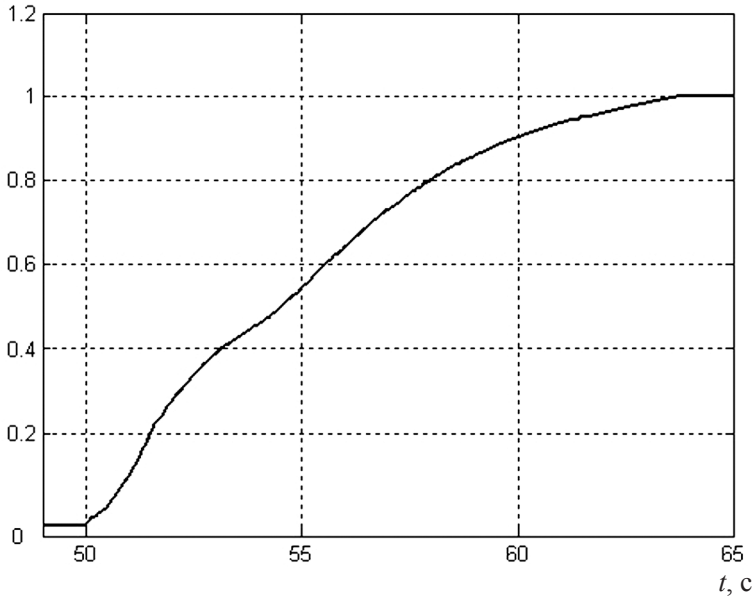


Рис. 9.6. Изменение скольжения асинхронного электродвигателя

При этом, как было показано выше, применение в подобных системах современного быстродействующего коммутационного оборудования и быстродействующих устройств релейной защиты не позволяет гарантированно обеспечить сохранение динамической устойчивости работы системы.

Рассмотрим вариант установки на шинах потребителя устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ) на базе управляемого шунтирующего реактора (УШР) мощностью 25 МВАр и батареи статических конденсаторов (БСК) мощностью 25 МВАр. Такое устройство способно плавно изменять выдаваемую реактивную мощность в диапазоне от 0 до 25 МВАр, что в относительных единицах соответствует относительной реактивной проводимости УКРМ $B_p = 1 \dots 0$. Оценим влияние УКРМ на устойчивость нагрузки в аварийных режимах. Основным параметром УШР в составе УКРМ, влияющим на устойчивость нагрузки, является быстродействие, с которым реактивная мощность УШР снижается до минимального значения. Заметим, что речь идет не о быстродействии при многократном изменении мощности УШР в ограниченный интервал времени, а об однократном сбросе мощности УШР, т. е. о «расфорсировке». Определим требуемое время расфорсировки УШР для рассматриваемой схемы автономного электроснабжения. Изменение быстродействия (времени расфорсировки) управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора осуществляется различными и относительно простыми техническими мероприятиями:

- снятием импульсов управления с тиристоров полупроводникового преобразователя;
- шунтированием обмотки управления с помощью специального шунтирующего диода;
- приложением обратного напряжения к выводам обмотки управления.

Последнее из указанных мероприятий позволяет осуществить разгрузку УШР с максимальной мощности до режима холостого хода примерно за 0,3 с, и оно обеспечивается относительно несложными техническими мероприятиями в системе управления УШР.

Результаты расчета переходных процессов (рис. 9.7–9.9) показывают, что применение установки УШР+БСК позволяет в аварийных ситуациях увеличить уровень динамической устойчивости электродвигателей в узле нагрузки за счет поддержания на более высоком уровне напряжения в послеаварийных режимах. Так, на рис. 9.9 в исходном установившемся режиме эквивалентная емкостная проводимость (в относительных единицах — мощность) установки УШР+БСК составляет порядка 0,23 о.е. (режим выдачи реактивной мощности), что соответствует потреблению УШР реактивной мощности 0,77 о.е. (индуктивная проводимость УШР –0,77 о.е.). Вследствие изменения (уменьшения) проводимости УШР

в установке УШР+БСК в послеаварийном режиме выдача реактивной мощности от БСК быстро растет, достигая ее номинальной мощности за время порядка 0,3 с (рис. 9.9). Таким образом, за счет эффективного поддержания напряжения на шинах узла нагрузки (рис. 9.8) торможение электродвигателя (с последующим его остановом) не происходит и опасность нарушения динамической устойчивости работы синхронного электродвигателя ликвидируется.

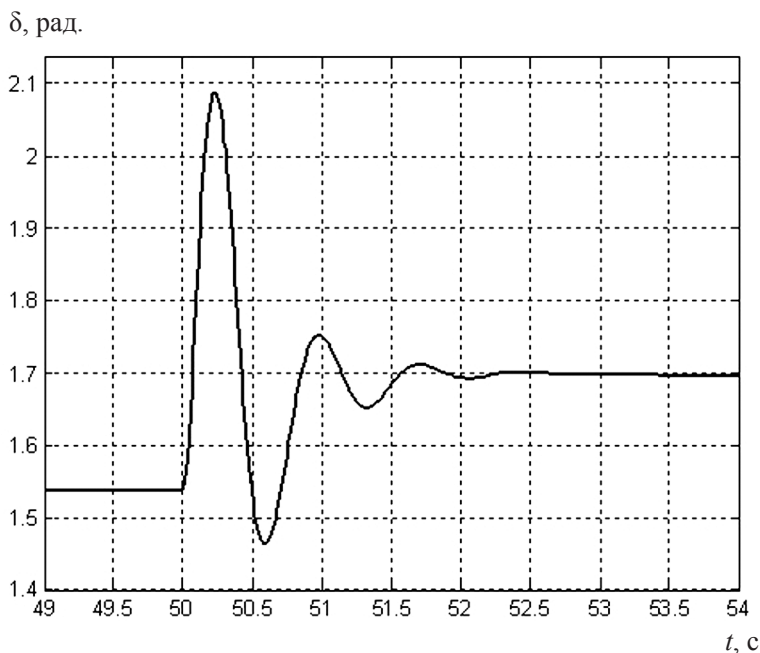


Рис. 9.7. Изменение относительного угла между ротором генератора электрической станции и синхронного электродвигателя при установке УШР+БСК

Обобщенные зависимости электромагнитного и тормозного моментов асинхронного электродвигателя от скольжения при различном быстродействии (времени расфорсировки УШР) устройства управляемой компенсации реактивной мощности показаны на рис. 9.10 (τ_p — постоянная времени расфорсировки).

Видно, что расфорсировка УШР, например, за время более $\tau_p = 4,5$ с уже не обеспечивает эффекта повышения уровня динамической устойчивости нагрузки и не исключает возникновение в послеаварийных режимах лавины напряжения. Однако, как было показано выше, существующие конструкции УШР с подмагничиванием обеспечивают полную расфорсировку реактора за время $3\tau_p \leq 0,3$ с, т. е. решают проблему устойчивости узла нагрузки при типовых возмущениях.

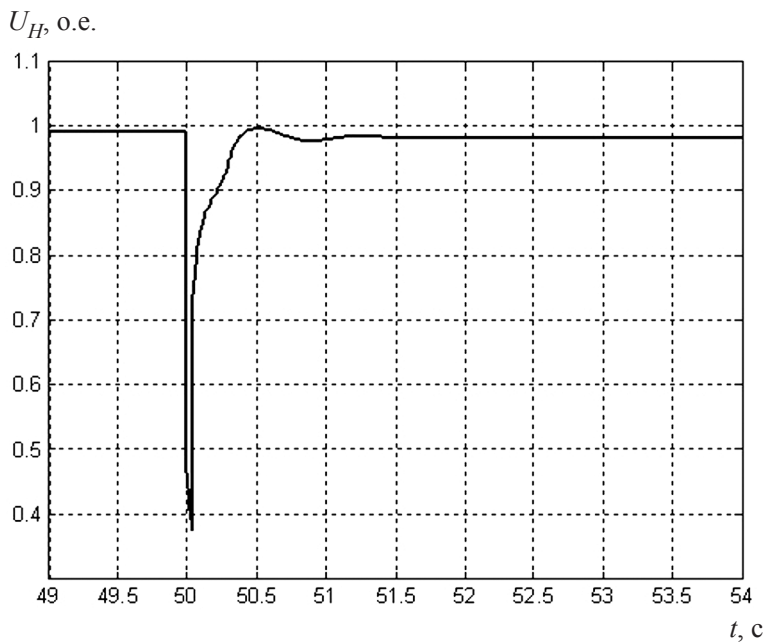


Рис. 9.8. Изменение напряжения в узле нагрузки потребителя при установке УШР+БСК

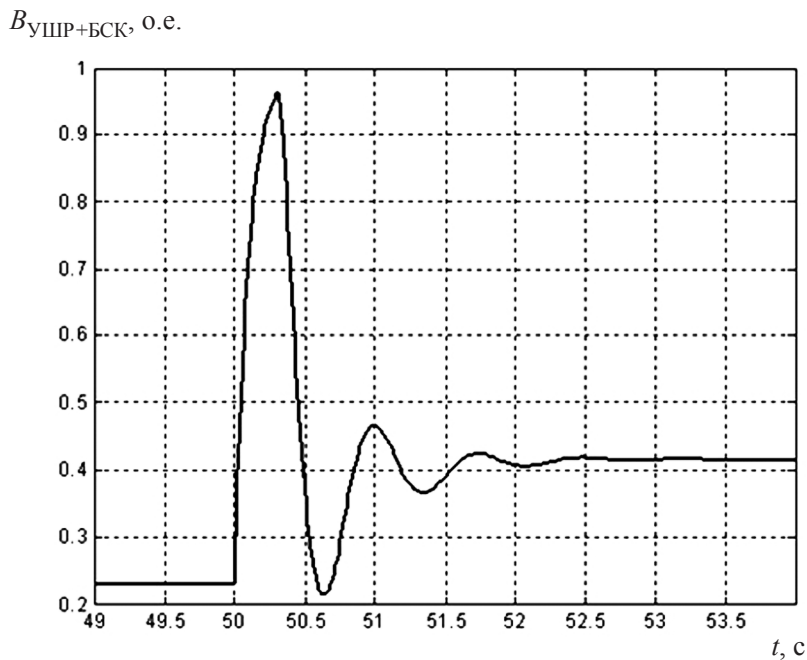


Рис. 9.9. Изменение проводимости установки УШР+БСК

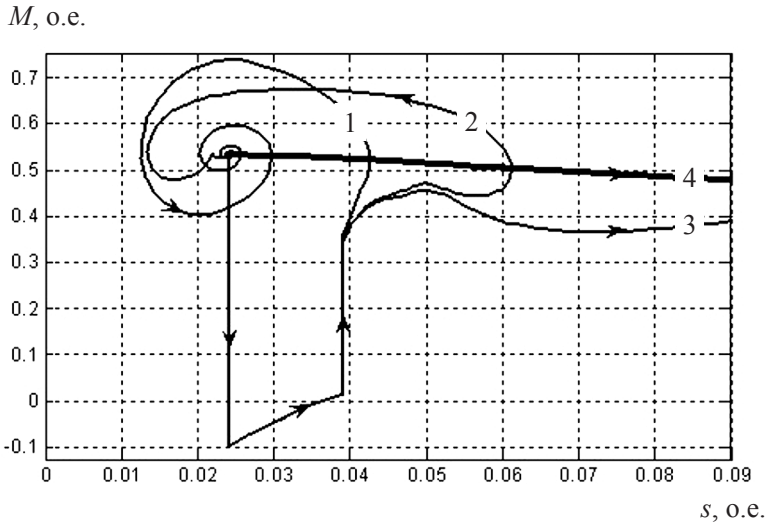


Рис. 9.10. Изменение электромагнитного и тормозного моментов асинхронного электродвигателя при различном быстродействии УШР: 1 — электромагнитный момент асинхронного электродвигателя при $\tau_p = 0,3$ с; 2 — электромагнитный момент асинхронного электродвигателя при $\tau_p = 3,0$ с; 3 — электромагнитный момент асинхронного электродвигателя при $\tau_p = 4,5$ с; 4 — тормозной момент асинхронного электродвигателя

9.3. Улучшение условий группового пуска крупных асинхронных электродвигателей

Процессы пуска крупных асинхронных электродвигателей сопровождаются значительными кратностями пусковых токов (близкими к значениям токов короткого замыкания) и пониженными значениями напряжения. Длительность подобных переходных процессов значительна и может составлять десятки секунд.

Рассмотрим процесс группового пуска асинхронных электродвигателей, составляющих около 65 % от суммарного объема нагрузки, после их полного останова.

На рис. 9.11 и 9.12 представлены результаты расчета изменения относительного угла между роторами генератора газотурбинной электрической станции и синхронного электродвигателя, а также напряжения в узле нагрузки при повторном включении асинхронного электродвигателя после предшествующего полного его останова без применения средств управляемой компенсации реактивной мощности.

Видно, что при осуществлении подобного пуска в автономной энергосистеме возникает опасность нарушения динамической устойчивости

относительного движения роторов генератора и синхронного электродвигателя. Снижение напряжения при включении остановленного асинхронного электродвигателя (рис. 9.12) приводит к возникновению асинхронного режима работы генератора и синхронного электродвигателя и, соответственно, к неуспешному пуску асинхронной нагрузки.

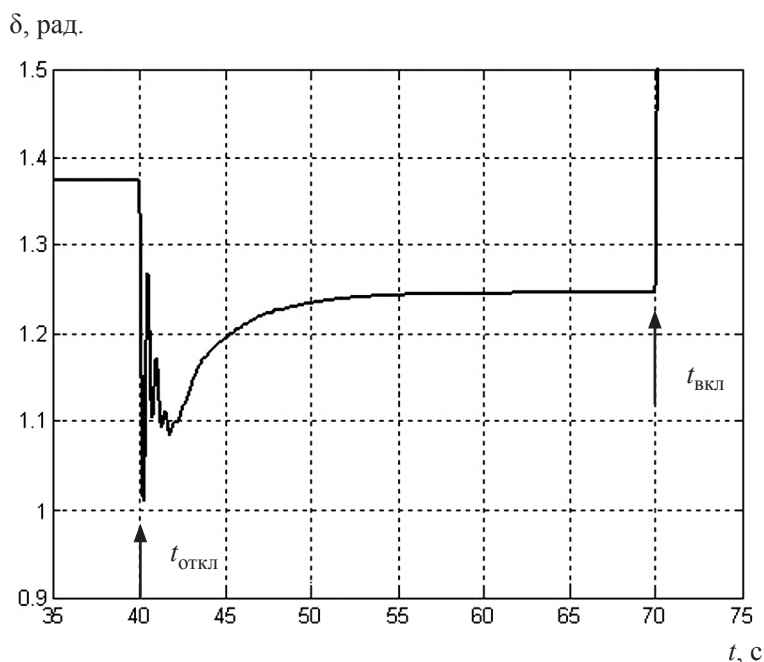


Рис. 9.11. Изменение относительного угла между ротором генератора электрической станции и синхронного электродвигателя при останове $t_{\text{откл}}$ и пуске $t_{\text{вкл}}$ асинхронного электродвигателя

Рассмотрим эффективность применения средств управляемой компенсации реактивной мощности на базе УШР+БСК для улучшения условий пуска крупных асинхронных электродвигателей.

Так, на рис. 9.13 видно, что применение установки управляемой компенсации реактивной мощности позволило обеспечить устойчивость взаимного движения генераторов электрической станции и эквивалентных синхронных электродвигателей. Более высокий уровень напряжения (рис. 9.14) при групповом пуске крупного асинхронного двигателя осуществляется за счет активного регулирования проводимости УШР в установке УШР+БСК (рис. 9.15).

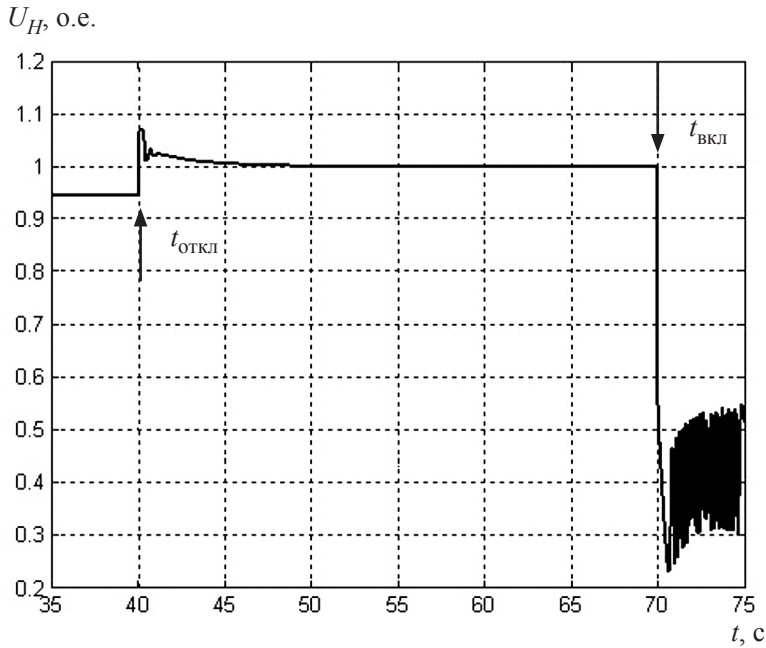


Рис. 9.12. Изменение напряжения в узле нагрузки при останове $t_{\text{откл}}$ и пуске $t_{\text{вкл}}$ асинхронного электродвигателя

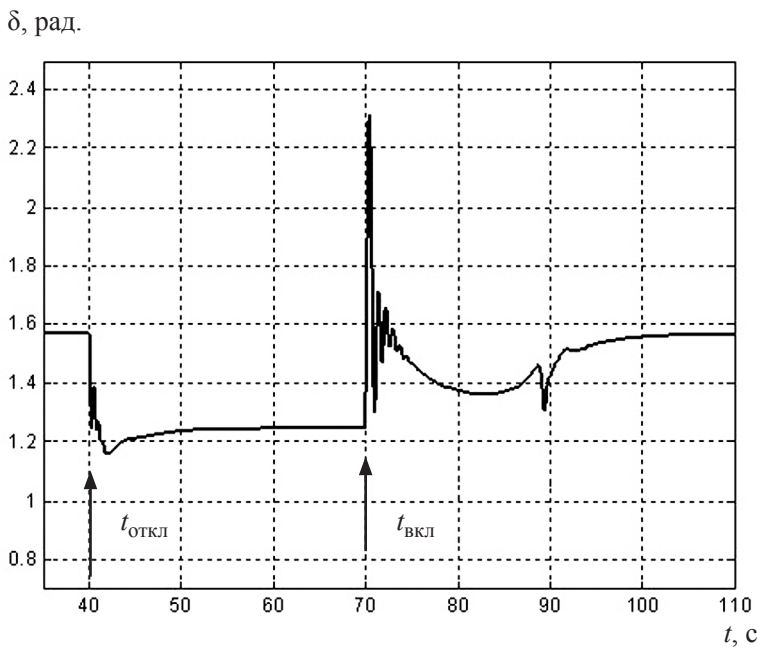


Рис. 9.13. Изменение относительного угла между ротором генератора электрической станции и синхронного электродвигателя при останове $t_{\text{откл}}$ и пуске $t_{\text{вкл}}$ асинхронного электродвигателя с учетом работы установки УШР+БСК

$U_H, s, \text{о.е.}$

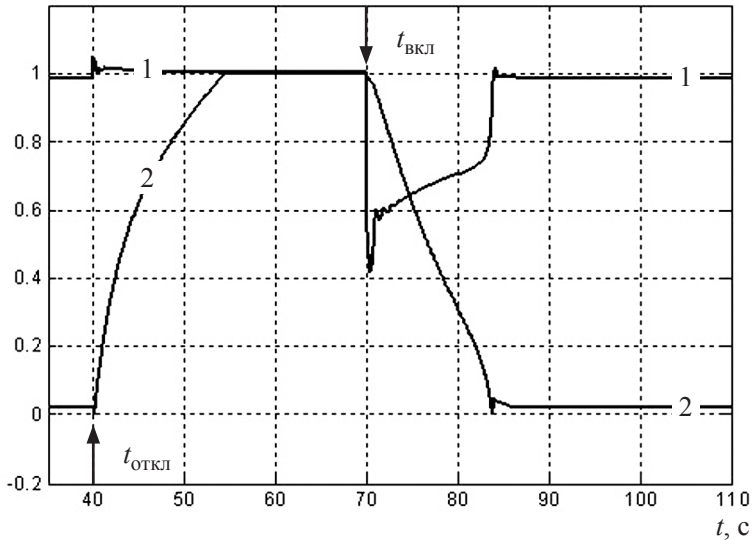


Рис. 9.14. Изменение напряжения в узле нагрузки при останове $t_{\text{откл}}$ и пуске $t_{\text{вкл}}$ крупного асинхронного электродвигателя с учетом работы установки УШР+БСК: 1 — изменение напряжения в узле нагрузки; 2 — изменение скольжения асинхронного электродвигателя

$B_{\text{УШР+БСК}}, \text{о.е.}$

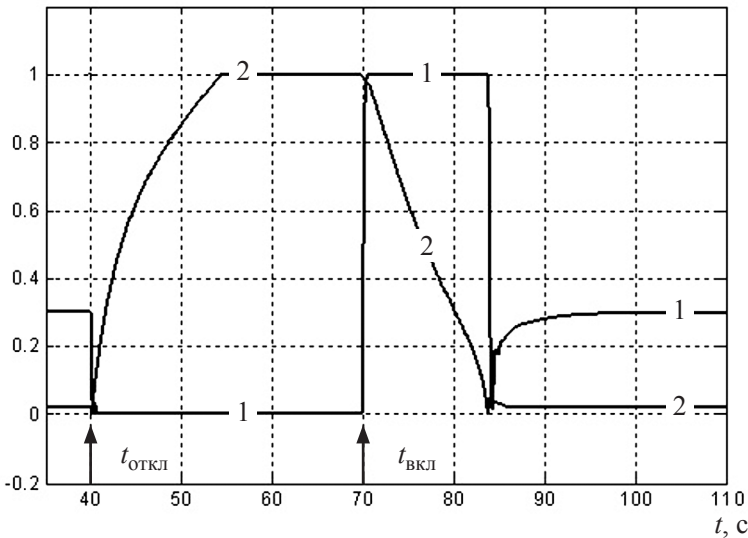


Рис. 9.15. Изменение проводимости установки УШР+БСК при пуске $t_{\text{вкл}}$ асинхронного электродвигателя: 1 — изменение проводимости установки УШР+БСК; 2 — изменение скольжения асинхронного электродвигателя

В соответствии с рис. 9.15 в момент времени $t_{\text{откл}}$ происходит останов асинхронных двигателей. После отключения асинхронных двигателей для ограничения повышения напряжения в узле нагрузки происходит увеличение потребляемой УШР мощности до номинальной, тем самым вырабатываемая установкой УШР+БСК реактивная мощность становится равна нулю (суммарная проводимость УШР+БСК становится равной нулю (кривая 1)). В момент времени $t_{\text{вкл}}$ осуществляется групповой пуск асинхронных двигателей, при этом на время пуска асинхронных двигателей происходит снижение потребляемой УШР реактивной мощности до нуля (кривая 1), а генерируемая установкой УШР+БСК реактивная мощность за счет конденсаторной батареи становится максимальной ($B_{\text{УШР+БСК}} = 1$ о.е.). После окончания процесса группового пуска асинхронных двигателей происходит изменение проводимости установки УШР+БСК за счет изменения потребляемой УШР реактивной мощности. Режим работы установки УШР+БСК после пуска асинхронных двигателей совпадает с исходным.

Дополнительной иллюстрацией успешного группового пуска асинхронных двигателей за счет изменения проводимости УШР служит рис. 9.16, на котором видно, что при групповом пуске асинхронных двигателей электрический момент двигателя всюду выше, чем тормозной.

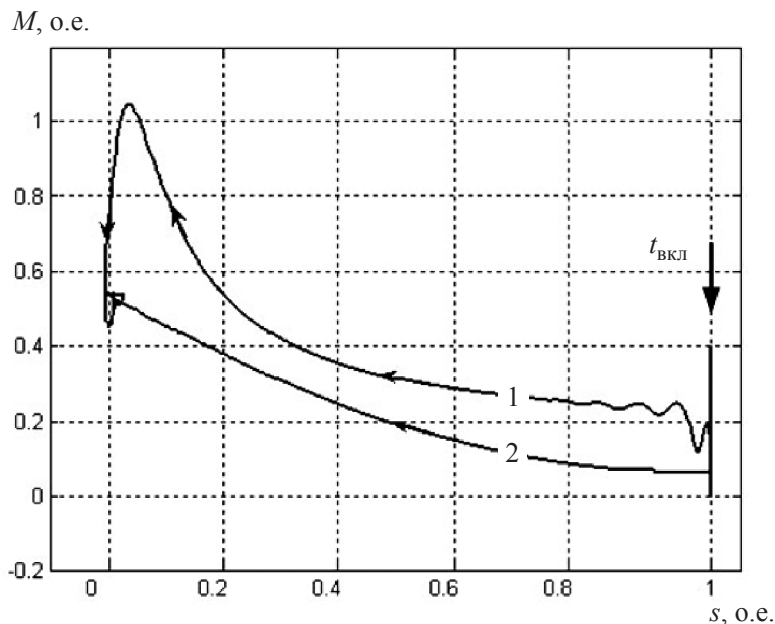


Рис. 9.16. Процесс изменения электромагнитного и тормозного моментов асинхронного электродвигателя при пуске $t_{\text{вкл}}$: 1 — электромагнитный момент асинхронного электродвигателя; 2 — тормозной момент асинхронного электродвигателя

Быстродействие (расфорсировка) управляемого шунтирующего реактора в установке УШР+БСК во всех расчетах принято, как и ранее, — 0,3 с. Результаты расчета группового пуска асинхронных электродвигателей при различном быстродействии управляемого шунтирующего реактора установки УШР+БСК представлены на рис. 9.17.

Таким образом, расчеты п. 9.2 и п. 9.3 показали, что проблемы динамической устойчивости узлов нагрузки в автономных энергосистемах, содержащих большое количество асинхронных и синхронных электродвигателей, как в послеаварийных режимах, так и в режимах, связанных с пусками крупных асинхронных электродвигателей (групповых пусках), могут быть эффективно решены при установке средств управляемой компенсации реактивной мощности на базе УШР+БСК. При этом современные конструкции и алгоритмы регулирования управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов обеспечивают во всех рассмотренных случаях требуемый уровень быстродействия. Большее быстродействие регулирования реактивной мощности, например, с использованием более дорогих управляемых шунтирующих реакторов трансформаторного типа или статических тиристорных компенсаторов в подобных случаях не может быть обосновано.

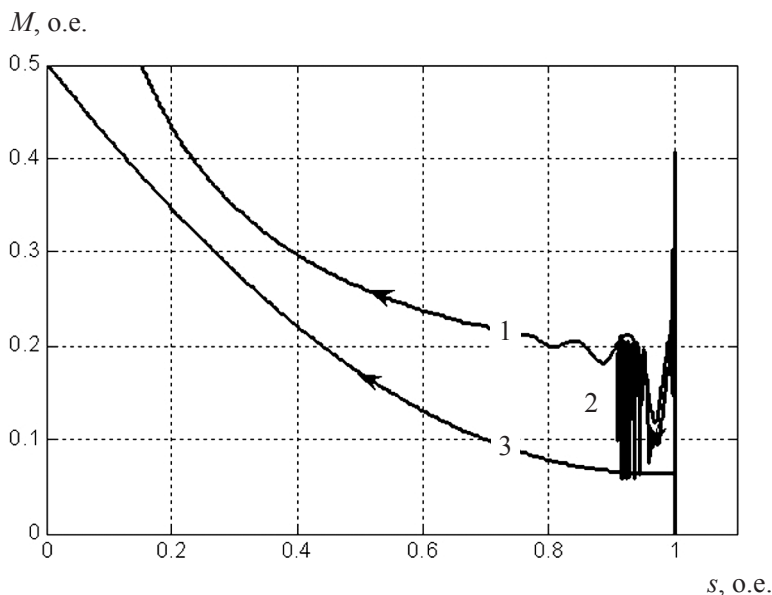


Рис. 9.17. Процесс изменения электромагнитного и тормозного моментов асинхронного электродвигателя при пуске при различном быстродействии установки УШР+БСК: 1 — электромагнитный момент асинхронного электродвигателя при $\tau_p = 0,3$ с; 2 — электромагнитный момент асинхронного электродвигателя при $\tau_p = 0,75$ с; 3 — тормозной момент асинхронного электродвигателя

Литература

1. Андрус С. Т., Беляев А. Н. Управляемые источники реактивной мощности для обеспечения устойчивости узлов нагрузки нефтегазодобывающих комплексов // Научно-технические ведомости СПбГТУ, СПб., 2008. № 1. С. 92–97.
2. Rowen W. I. Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines // ASME Journal of Engineering for Power, October 1983. P. 865–872.
3. Sharma C. Modeling of an Island Grid // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13. No. 3, Aug. 1998. P. 971–978.
4. Основы переходных процессов в электроэнергетических системах: Конспект лекций. Часть I / А. Н. Беляев, С. В. Смолвик, Р. В. Око-роков, Г. А. Першиков, В. С. Чудный. СПб.: СПбГПУ, 2006. 112 с.
5. Беляев А. Н. Повышение динамической устойчивости автономных энергосистем нефтегазодобывающих комплексов на основе электрического торможения // Научно-технические ведомости СПбГПУ, СПб., 2008. № 4(63), основной выпуск. С. 163–169.
6. Основы переходных процессов в электроэнергетических системах: Конспект лекций. Часть II / А. Н. Беляев, С. В. Смолвик, Р. В. Око-роков, Г. А. Першиков, В. С. Чудный. СПб.: СПбГПУ, 2006. 112 с.

АНАЛИЗ ВЕЛИЧИН ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ВОЗДЕЙСТВУЮЩИХ НА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ И ИЗОЛЯЦИЮ ОБМОТКИ УПРАВЛЕНИЯ УШР

В процессе эксплуатации УШР при их включении в сеть и при отсутствии предварительного подмагничивания зафиксирован ряд случаев повреждения силовых элементов системы подмагничивания (защитных варисторов и тиристорных полупроводниковых преобразователей). Большая часть повреждений элементов системы подмагничивания связана с недостаточной защищенностью полупроводниковых преобразователей от коммутационных перенапряжений.

Целью данной главы является выявление причин появления перенапряжений, воздействующих на преобразователь и изоляцию обмотки управления в различных режимах работы УШР 500 кВ, а также расчет энергии коммутационных импульсов для определения требований к необходимой емкости защитных устройств.

Трехфазная группа однофазных реакторов типа РОДУ-60000/500 содержит встроенный в каждой фазе шунтирующий резистор с полным сопротивлением 21 Ом (рис. 10.1); трехфазный УШР типа РТДУ-180000/500 на выводах обобщенной обмотки управления содержит один такой шунтирующий резистор (рис. 10.2).

На рис. 10.1 и рис. 10.2 использованы следующие обозначения: $R_{\text{УШР}}$ — шунтирующие резисторы; R_1-R_6 , L_1-L_6 — активные сопротивления и емкости демпфирующих цепей, обеспечивающих ограничение амплитуды и скорости нарастания восстанавливающего анодного напряжения на тиристорах; L_1-L_6 — дроссели насыщения, обеспечивающие ограничение скорости нарастания тока через тиристоры при их включении; VS_1-VS_6 — силовые тиристоры; БЛЗ — блоки лавинной защиты, включающие цепи для прохождения сигналов на управляющие переходы тиристорного моста; $VD_{1,1}-VD_{6,1}$ — симметричные ограничители напряжения обратного знака; $VD_{1,2}-VD_{6,2}$ — диоды, предназначенные для исключения заряда емкостных демпфирующих цепей при обратных напряжениях на тиристорах; RU_1 , RU_2 — варисторы, предназначенные для защиты выпрямителей от перенапряжений импульсного характера, возникающих при коммутациях управляемого шунтирующего реактора или в аварийных ситуациях.

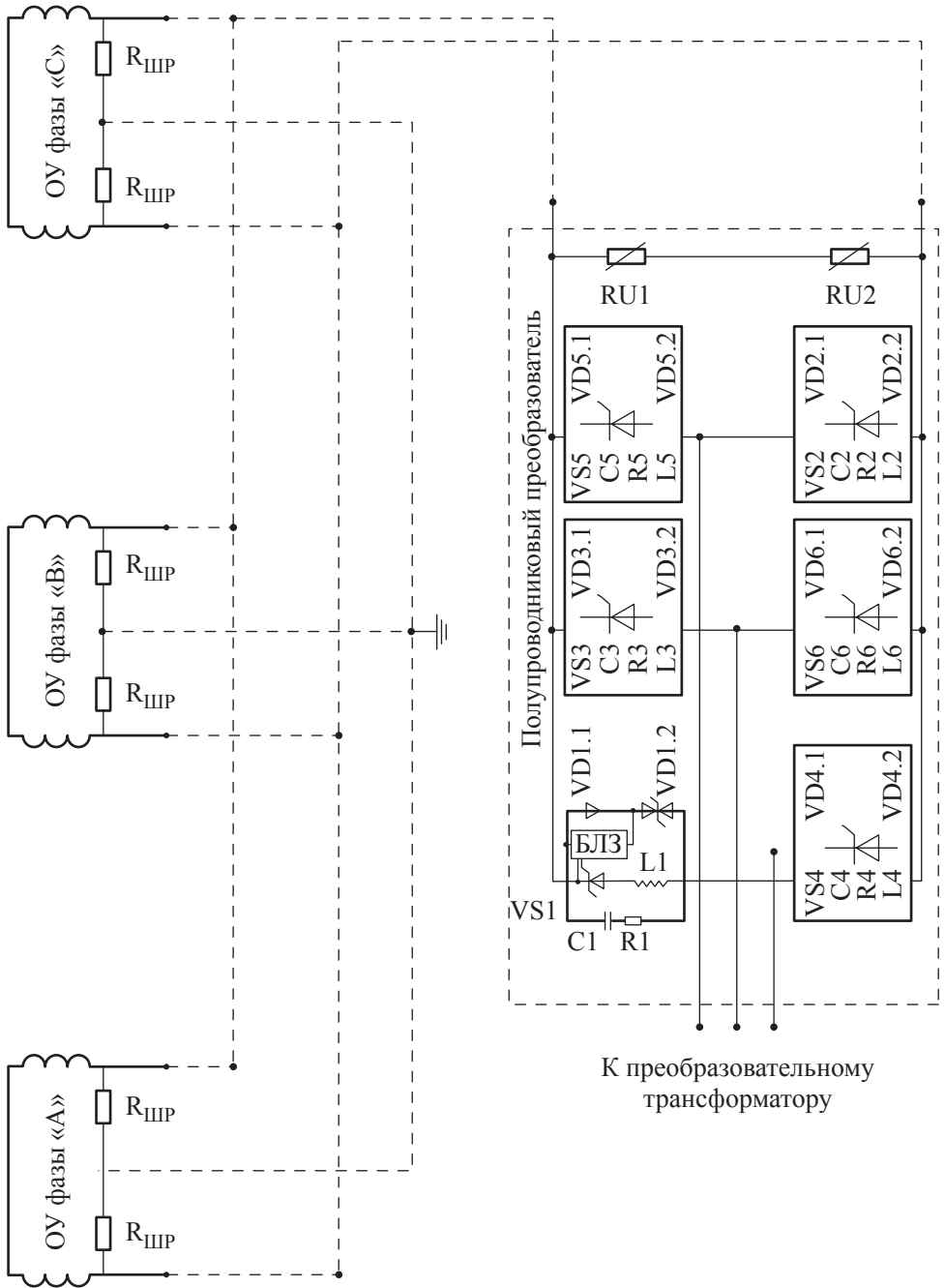


Рис. 10.1. Упрощенная схема электрических соединений обмотки управления и силовых полупроводниковых устройств трехфазной группы однофазных реакторов типа РОДУ-60000/500

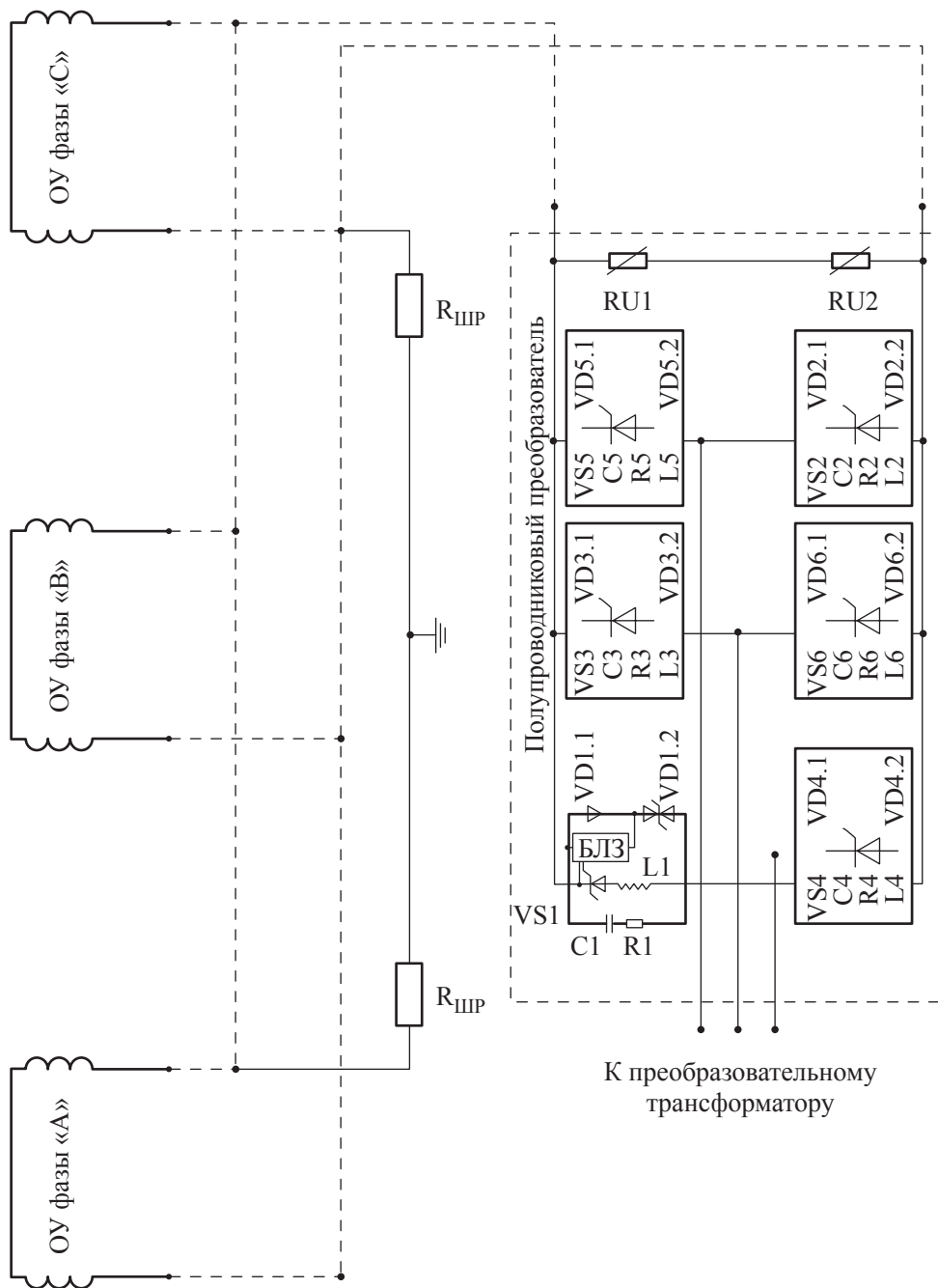


Рис. 10.2. Упрощенная схема электрических соединений обмотки управления и силовых полупроводниковых устройств трехфазного реактора типа РГДУ-180000/500-УХЛ1

10.1. Возможные причины возникновения опасных коммутационных перенапряжений на выводах ОУ

Конструктивно секции обмотки управления управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора, расположенные на «полустержнях» каждой фазы магнитопровода, включены встречно по отношению к основному переменному потоку сетевой обмотки. Такая конструкция при условии абсолютной симметрии устройства: равенство числа витков «полуобмоток» ОУ и КО, сечений «полустержней» и индукций насыщения полустержней, обеспечивает отсутствие разности потенциалов на выводах ОУ как в нормальных режимах, так и при переходных процессах в сети, например связанных с коммутацией УШР при нулевой начальной индукции в магнитопроводе.

Коммутации УШР в этих условиях при различных моментах подачи питающего напряжения со стороны сетевой обмотки, при одновременном замыкании контактов реакторного выключателя и вне зависимости от схемного исполнения УШР (группа однофазных или трехфазный), а также независимо от величины сопротивлений шунтирующих резисторов принципиально не могут привести к возникновению перенапряжений на выводах ОУ. Наличие заземленного электростатического экрана между сетевой обмоткой и обмоткой управления исключает емкостную природу появления перенапряжений на выводах обмотки управления вследствие аварийных возмущений во внешней схеме.

Для понимания возможных причин появления повышенных значений напряжения на выводах ОУ воспользуемся уравнением (4.3), которое связывает ток i_{OY} и напряжение U_{OY} «полуобмоток» управления с соответствующими магнитными потоками из схемы замещения магнитных цепей УШР (рис. 4.2)

$$U_{OY} = i_{OY} \cdot R_{OY} + W_{OY} \cdot (\Phi'_1 + \Phi'_{s1} + \Phi'_{s3}) - W_{OY} \cdot (\Phi'_2 + \Phi'_{s2} + \Phi'_{s4}). \quad (10.1)$$

В выражении (10.1) сумма производных потоков в первых скобках относится к первому полустержню и дает результирующую производную потока, сцепленного с первой полуобмоткой; сумма производных потоков во вторых скобках относится ко второму полустержню и дает производную потока, сцепленного со второй полуобмоткой.

Повреждение вентиляей, как отмечалось, происходило при включении УШР на режим холостого хода; таким образом, в приведенном уравнении ток обмотки управления считаем равным нулю $i_{OY} = 0$. В этом случае искомым является напряжение на выводах обмотки управления U_{OY} .

Анализ (10.1) позволяет предположить следующие причины возможного появления повышенного напряжения на выводах ОУ U_{OU} :

- 1) небольшое конструктивное отличие числа витков в полуобмотках ОУ W_{OU} ;
- 2) различие величин производных потоков (10.1) в полустержнях, что, в свою очередь, может быть вызвано рядом причин:
 - некоторая конструктивная несимметрия устройства;
 - различие индукций насыщения полустержней;
 - различие начальных значений потоков в полустержнях при включении устройства.

Конструктивную несимметрию УШР (отличие числа витков полуобмоток, отличие площадей полустержней, различие индукций насыщения) следует рассматривать исключительно как теоретическую причину появления повышенных значений напряжения на выводах ОУ. Так, проведенные испытания УШР типа РОДУ-60000/500-УХЛ1 подтвердили высокую степень симметрии устройства: напряжение небаланса обмотки управления составляет порядка $U_{OU}^{НБ} = 0,65$ В, ток небаланса — $I_{OU}^{НБ} = 0,05$ А. Таким образом, основной предполагаемой причиной появления опасных коммутационных перенапряжений на выводах обмотки управления УШР следует считать различие начальных значений потоков в полустержнях при включении устройства в сеть.

Отключение УШР из предшествующего нагрузочного режима путем прерывания тока в ОУ снятием импульсов управления с тиристоров полупроводникового преобразователя может приводить к появлению остаточной индукции магнитной системы УШР, которая сохраняется длительное время вплоть до следующего включения УШР в сеть. Следует отметить, что в этом случае остаточные индукции полустержней имеют противоположные знаки, что связано с протеканием постоянного тока в исходном режиме работы УШР по встречно включенным полуобмоткам ОУ (см. рис. 10.3).

При последующем включении УШР в сеть на режим холостого хода без предварительного подмагничивания под воздействием вынужденной составляющей напряжения сети в обоих полустержнях стремятся возникнуть одинаковые переменные магнитные потоки (синусоидальной формы и амплитудой 1,6–1,7 Тл, см. рис. 3.5). Существенное отличие начального состояния магнитной системы УШР от ее конечного вызывает интенсивный переходный процесс выравнивания (изменения) магнитных потоков обоих полустержней. Различие в производных изменения потоков в полустержнях в течение этого переходного процесса в соответствии с выражением (10.1) приводит к возникновению разности потенциалов между выводами обмотки управления. Оценка максимальной величины

возникающей разности потенциалов между выводами обмотки управления, а также оценка энергии коммутационных воздействий представлена в последующих разделах. При этом рассмотрены две различные конструкции УШР (см. рис. 10.1, 10.2).

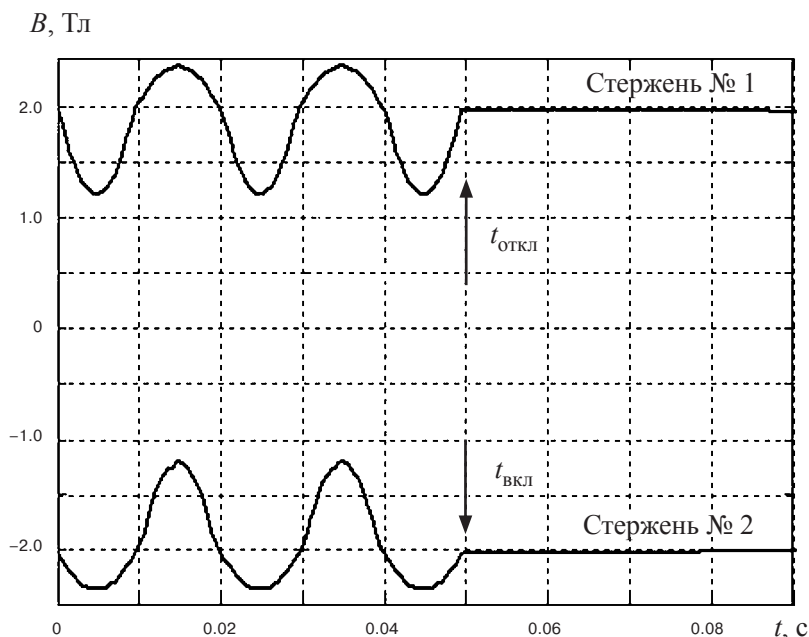


Рис. 10.3. Отключение УШР из режима номинальной нагрузки с прерыванием тока в обмотке управления

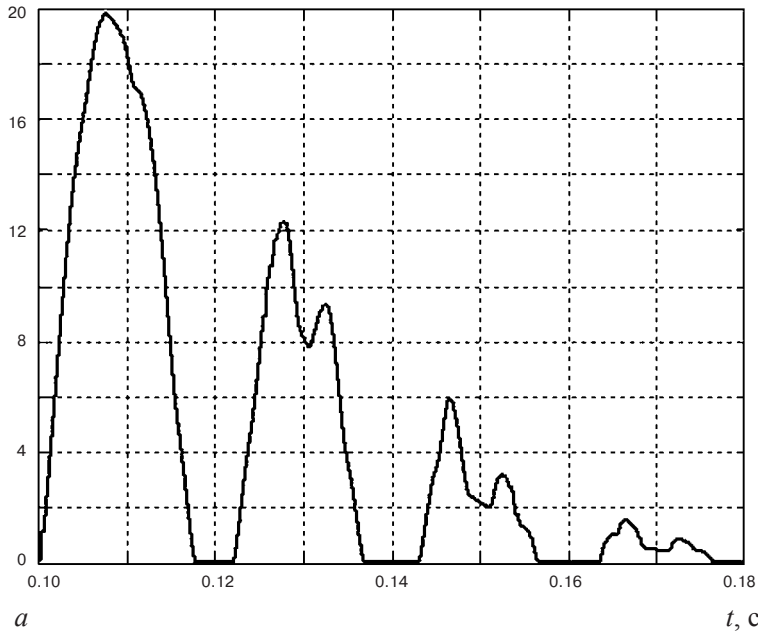
10.2. Коммутации трехфазной группы однофазных УШР

Рассмотрим процесс включения трехфазной группы однофазных УШР со встроенными шунтирующими резисторами сопротивлением $R_{ШР} = 21$ Ом в каждой фазе (см. рис. 10.1).

На рис. 10.4 представлен результат расчета, переходного при включении УШР при ненулевых разнонаправленных остаточных индукциях магнитной системы в момент прохождения напряжения фазы «А» через ноль. Включению УШР предшествовало его отключение из режима потребления номинальной мощности снятием импульсов управления с тиристоров полупроводникового преобразователя.

Видно, что напряжение на выводах ОУ при такой коммутации достигает значения 20 кВ, т. е. будет неизбежен выход из строя полупровод-

$U_{Oy}, \text{кВ}$



$U_{\text{ШР}}, \text{кВ}$

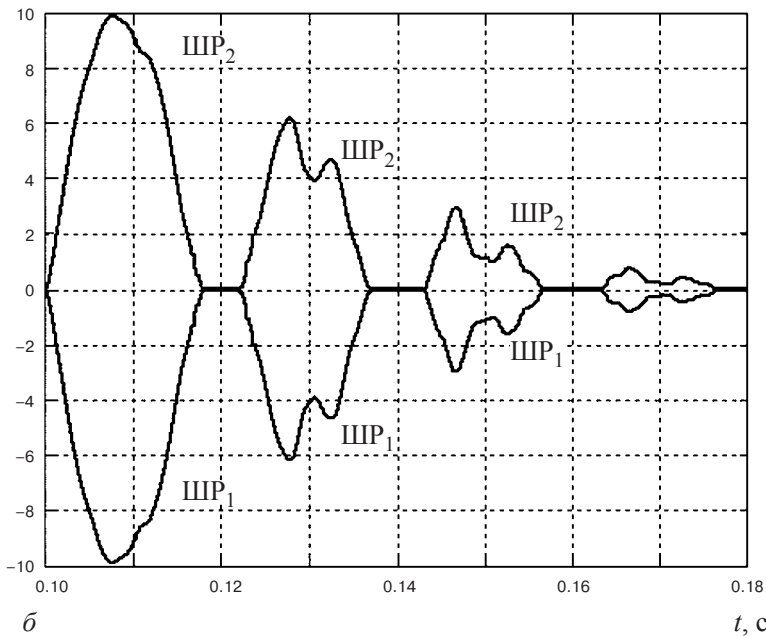


Рис. 10.4. Напряжение на выводах ОУ при включении УШР (а) и падение напряжения на шунтирующих резисторах (б)

$d\Phi/dt$, Вб/с

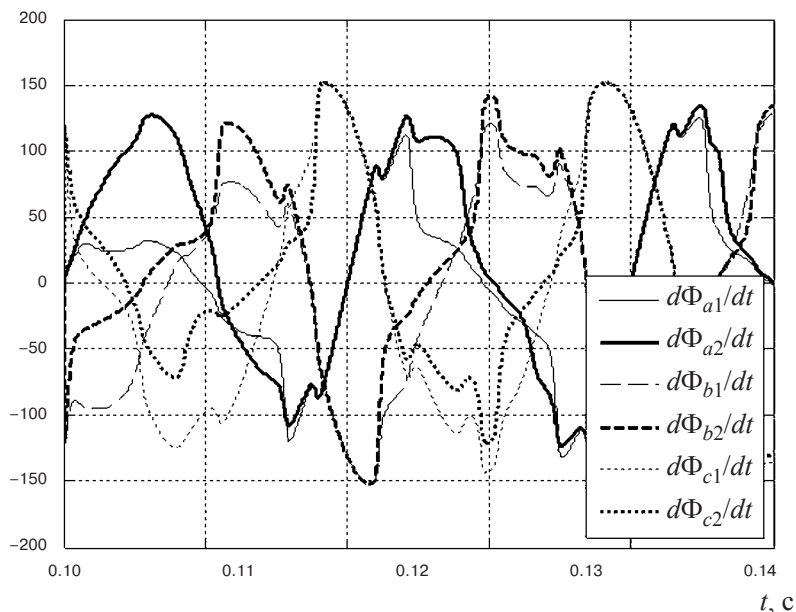


Рис. 10.4, в. Производные потоков полустержней различных фаз при включении УШР в сеть

никового преобразователя, поскольку допустимое обратное напряжение для тиристорov составляет всего 2,5 кВ.

Энергия, выделяющаяся при этом в шунтирующих резисторах УШР за время 0,10–0,18 с (рис. 10.4, б), будет равна:

$$W = \int_{0,1}^{0,18} i^2 R dt = 637 \text{ кДж.}$$

Из рис. 10.4, в видно, что производные потоков полустержней в переходном процессе установления нового режима существенно отличаются друг от друга, что согласно (10.1) и вызывает перенапряжения на отключенном преобразовательном блоке. Максимумы перенапряжений на выводах обмотки управления (рис. 10.4, а) соответствуют наибольшему различию между производными потоков полустержней (рис. 10.4, в).

Таким образом, коммутация трехфазной группы однофазных УШР в момент прохождения напряжения сети фазы «А» через ноль при предшествующем отключении УШР из режима потребления номинальной мощности приводит к возникновению опасных коммутационных перенапряжений на выводах ОУ, а энергия, выделяемая при этом в шунтирующих резисторах, достигает $W = 637$ кДж.

10.3. Коммутации трехфазного УШР

Рассмотрим процесс коммутации трехфазного УШР со встроенным шунтирующим резистором сопротивлением $R_{\text{ШР}} = 21$ Ом на выводах обобщенной ОУ (см. рис. 10.2).

На рис. 10.5 приведен расчет переходного процесса при включении УШР в момент прохождения напряжения фазы «А» через ноль. Включению УШР предшествовало его отключение из режима потребления номинальной мощности снятием импульсов управления с тиристором полупроводникового преобразователя.

Видно, что напряжение на выводах ОУ в этом случае достигает значения порядка 45 кВ, т. е. неизбежен выход из строя полупроводникового преобразователя, а также возможно повреждение изоляции обмотки управления.

Энергия, выделяющаяся при этом в шунтирующих резисторах УШР за время 0,10–0,12 с (рис. 10.5, б), будет равна:

$$W = \int_{0,1}^{0,12} i^2 R dt = 512 \text{ кДж.}$$

Из рис. 10.5, в видно, что производные результирующих потоков обеих полустержней (индексы 1, 2) всех фаз в начальный момент времени одинаковы, что свидетельствует об установившемся режиме магнитной системы УШР. Однако в переходном процессе производные потоков полустержней существенно различны, например для фазы «А» максимальная разность имеет место для момента времени t_1 . При этом, как видно из рис. 10.5, а, моменту времени t_1 отвечает максимальное напряжение на выводах обмотки управления, что подтверждает ранее высказанные предположения о причинах появления перенапряжений на выводах обмотки ОУ.

Для оценки влияния момента коммутации УШР на величину напряжения на выводах ОУ, а также на энергию, выделяющуюся в шунтирующих резисторах, рассмотрим процесс повторного включения трехфазного УШР в момент прохождения напряжения фазы «А» через максимум (рис. 10.6).

Из рис. 10.6 видно, что напряжение на выводах ОУ достигает 40 кВ. При такой коммутации также неизбежен выход из строя полупроводникового преобразователя и возможно повреждение изоляции обмотки управления. Энергия, выделяющаяся в шунтирующих резисторах УШР за время 0,10–0,12 с (рис. 10.6, б), будет равна:

$$W = \int_{0,1}^{0,12} i^2 R dt = 528 \text{ кДж.}$$

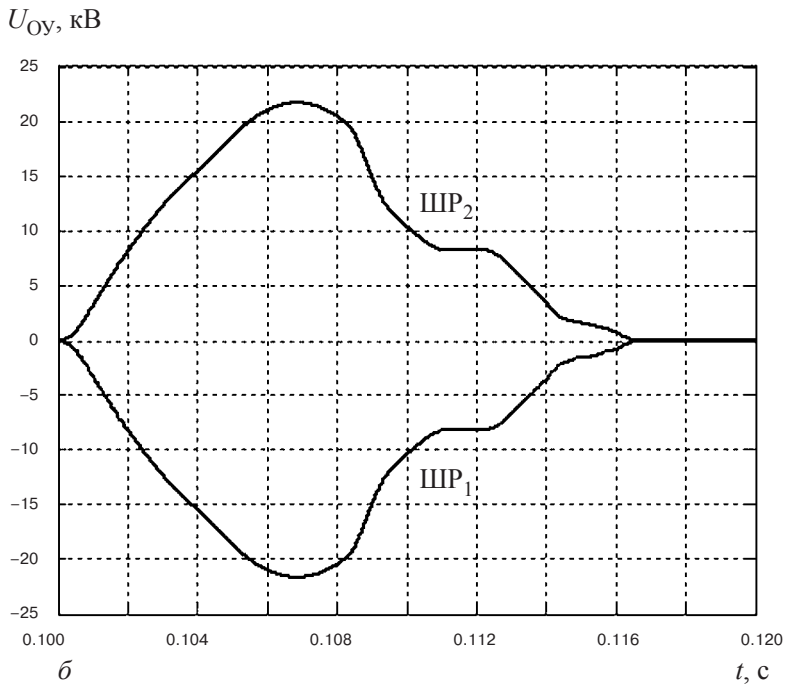
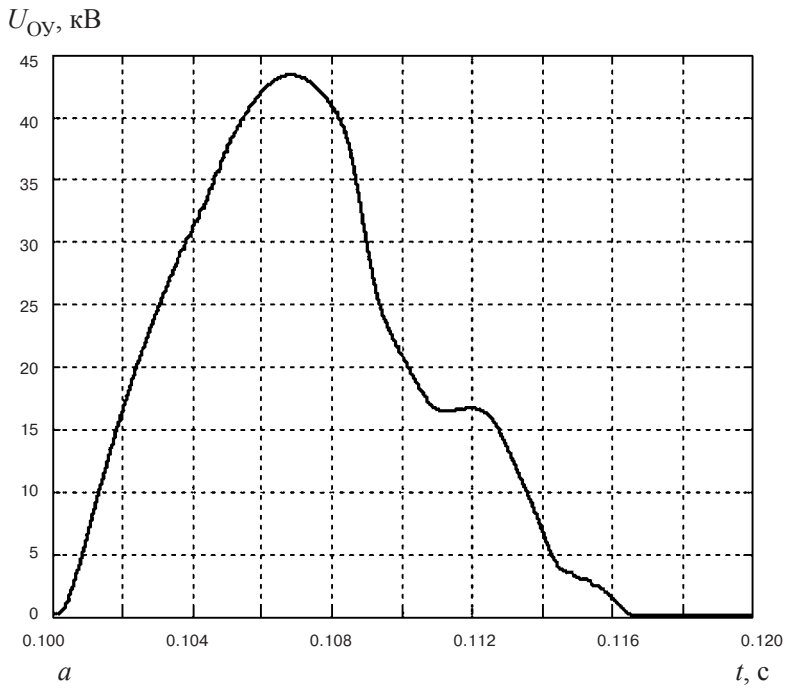


Рис. 10.5. Напряжение на выводах ОУ при включении УШР (а) и падение напряжения на шунтирующих резисторах (б)

$d\Phi/dt$, Вб/с

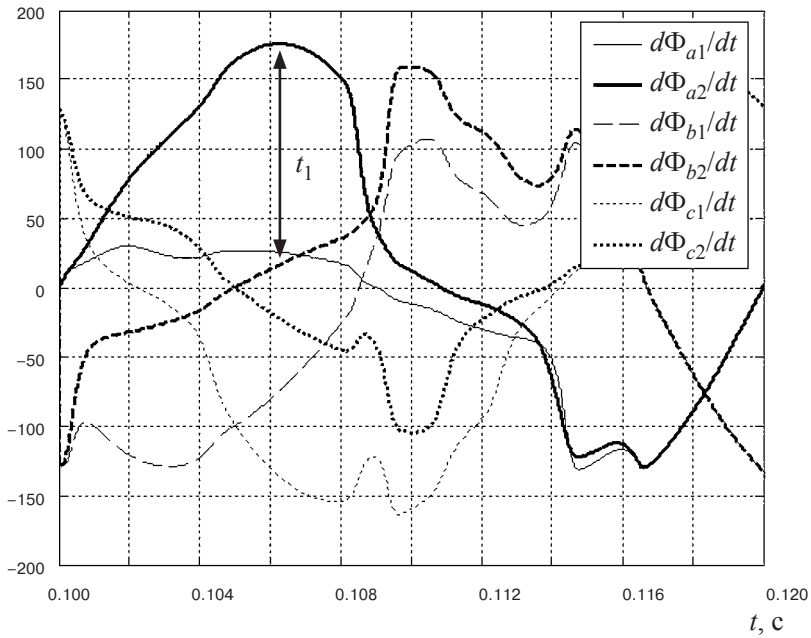


Рис. 10.5, в. Производные потоков полустержней различных фаз при включении УШР в сеть

U_{OY} , кВ

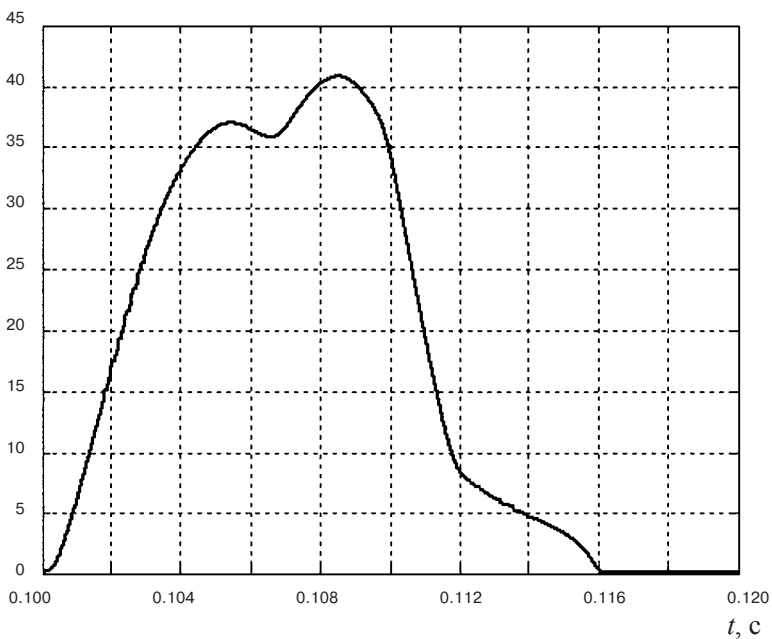


Рис. 10.6, а. Напряжение на выводах ОУ при включении УШР

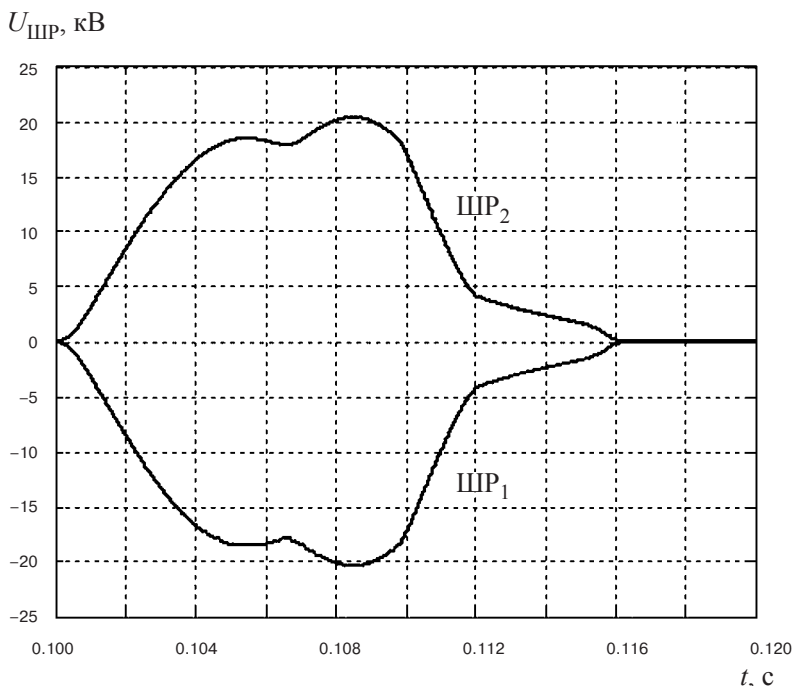


Рис. 10.6, б. Падение напряжения на шунтирующих резисторах. Включение УШР происходит в момент максимального значения напряжения фазы «А»

Таким образом, момент включения УШР в сеть практически не влияет на величину перенапряжений и энергию, выделяющуюся в шунтирующих резисторах при коммутационном импульсе.

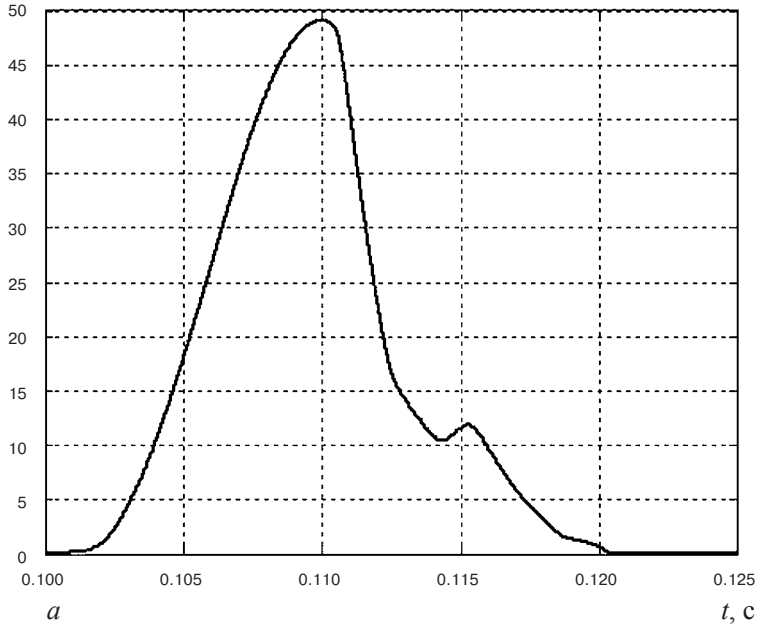
10.4. Оценка влияния разновременности коммутации фаз реакторного выключателя на величину перенапряжений

Оценим влияние разновременности коммутации фаз реакторного выключателя на форму импульса и его энергию. Включению УШР предшествовало его отключение из режима потребления номинальной мощности снятием импульсов управления с тиристоров полупроводникового преобразователя.

На рис. 10.7, 10.8 даны результаты расчетов переходного процесса включения УШР в сеть при ненулевых начальных значениях индукций полустержней с учетом разновременности коммутации фаз реакторного выключателя:

- при прохождении напряжений фаз «А», «В», «С» через ноль (рис. 10.7);
- при прохождении напряжения фаз «А», «В», «С» через максимум (рис. 10.8).

$U_{OY}, \text{кВ}$



$U_{\text{ШР}}, \text{кВ}$

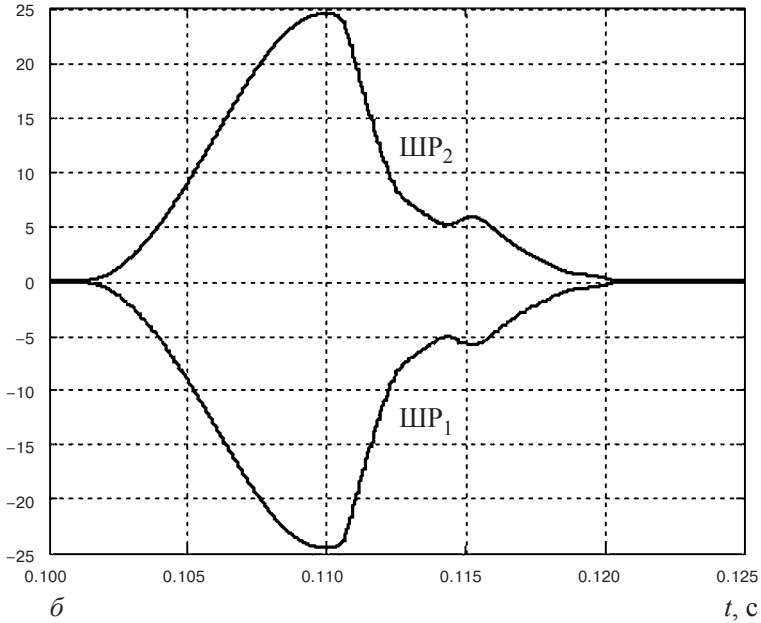


Рис. 10.7. Напряжение на выводах ОУ при включении УШР в моменты прохождения напряжений фаз через ноль (*a*) и падения напряжения на шунтирующих резисторах (*б*)

$d\Phi/dt$, Вб/с

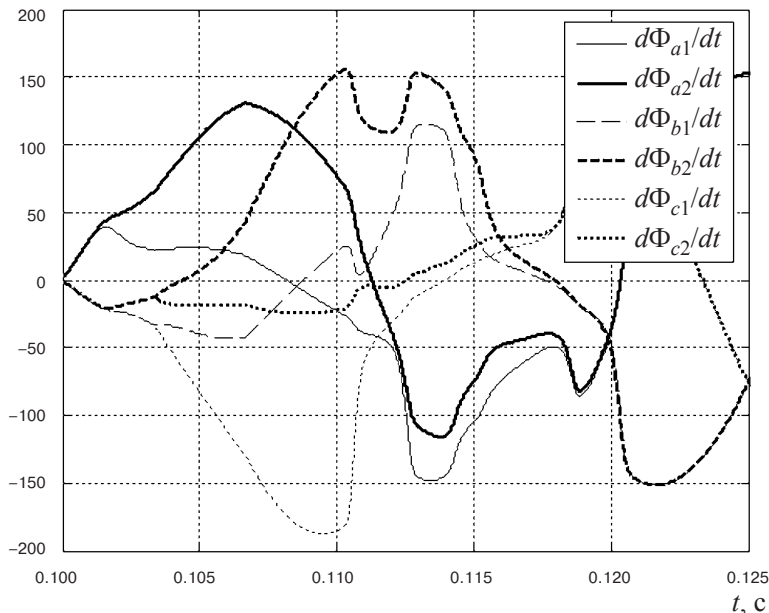


Рис. 10.7, в. Производные потоков полустержней различных фаз при включении УШР в сеть в моменты прохождения напряжений фаз «А», «В», «С» через ноль

При включении в ноль напряжения энергия, выделяющаяся в шунтирующих резисторах УШР за время 0,10–0,125 с (рис. 10.7, б), будет равна:

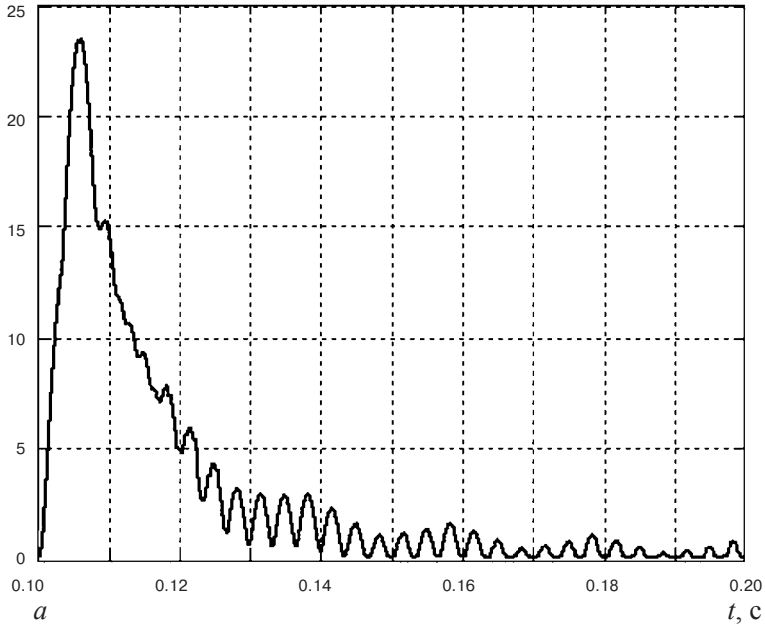
$$W = \int_{0,1}^{0,125} i^2 R dt = 561 \text{ кДж.}$$

При включении в максимум напряжения сети энергия, выделяющаяся в шунтирующих резисторах УШР за время 0,1–0,2 с (рис. 10.8, б), будет равна:

$$W = \int_{0,1}^{0,2} i^2 R dt = 177 \text{ кДж.}$$

Сравнение рис. 10.7 и рис. 10.8 показывает, что разновременность коммутации фаз выключателя УШР оказывает существенное влияние на величину коммутационного импульса, а также на энергию, выделяющуюся в шунтирующих резисторах: так, при включении всех фаз в моменты прохождения напряжений каждой из фаз через ноль наблюдаются значительно большие перенапряжения на выводах обмотки управления (до 50 кВ — рис. 10.7, а), чем в случае коммутации фаз в максимумы соответствующих напряжений (до 25 кВ — рис. 10.8, а).

$U_{Oy}, \text{кВ}$



$U_{\text{ШР}}, \text{кВ}$

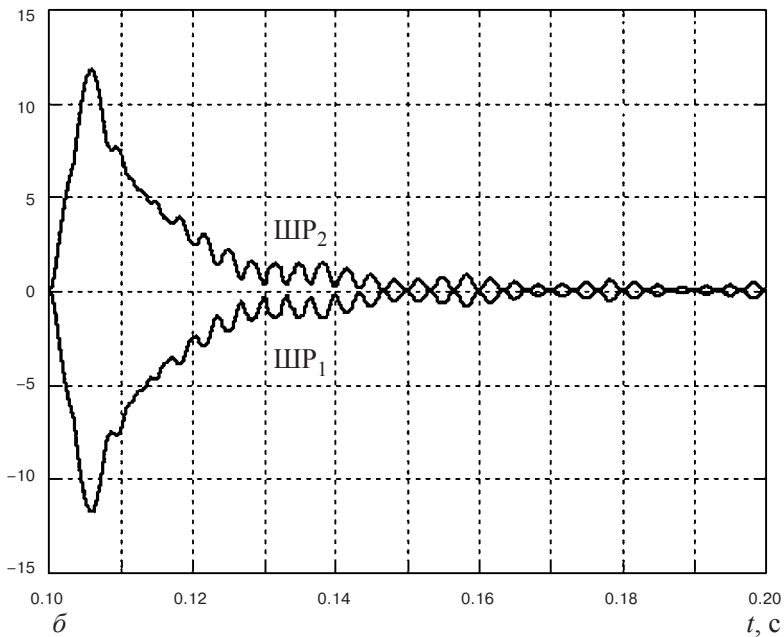


Рис. 10.8. Напряжение на выводах ОУ при включении УШР в моменты прохождения напряжений фаз через максимум (а) и падения напряжения на шунтирующих резисторах (б)

$d\Phi/dt$, Вб/с

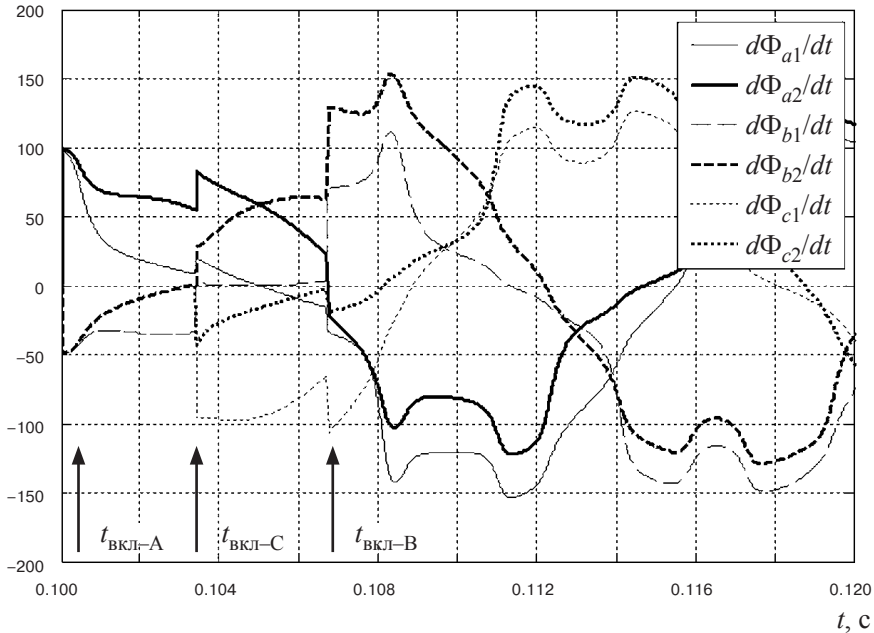


Рис. 10.8, в. Производные потоков полустержней различных фаз при включении УШР в сеть в моменты прохождения напряжений фаз «А», «В», «С» через максимум

10.5. Коммутация включения УШР в сеть после предшествующего отключения его из режима 50 % нагрузки

Оценим влияние предшествующего режима нагрузки УШР на величину напряжения на обмотке ОУ.

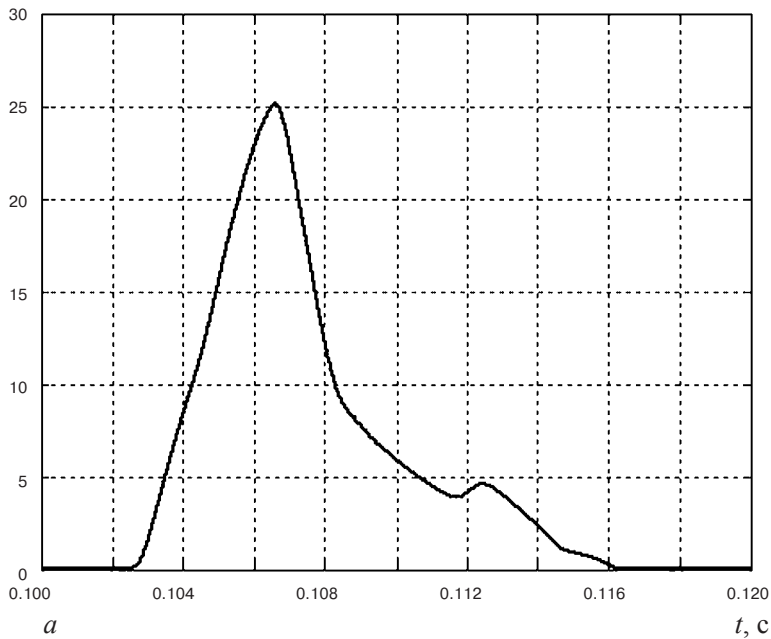
На рис. 10.9 приведены результаты расчета переходного процесса включения трехфазного УШР (в ноль напряжения фазы «А»). Включению УШР предшествовало его отключение из режима потребления 50 % мощности.

Энергия, выделяющаяся в шунтирующих резисторах УШР за время 0,10–0,12 с (рис. 10.9, б), будет равна:

$$W = \int_{0,1}^{0,12} i^2 R dt = 80 \text{ кДж.}$$

Видно, что выделяющаяся в шунтирующих резисторах энергия заметно снижена по сравнению со случаем, когда предшествующим режимом УШР был режим потребления номинальной реактивной мощности.

$U_{OY}, \text{кВ}$



$U_{\text{ШР}}, \text{кВ}$

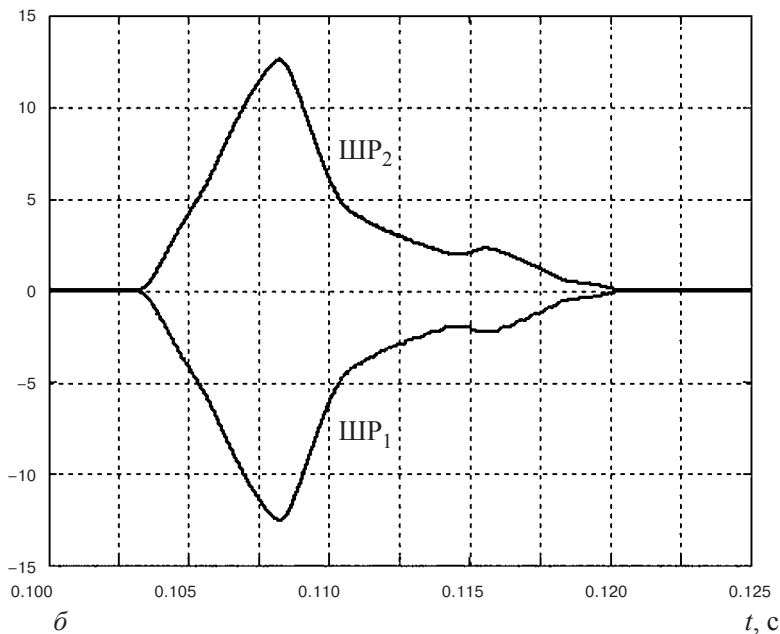


Рис. 10.9. Напряжение на выводах ОУ при включении УШР (а) и падение напряжения на шунтирующих резисторах (б)

$d\Phi/dt$, Вб/с

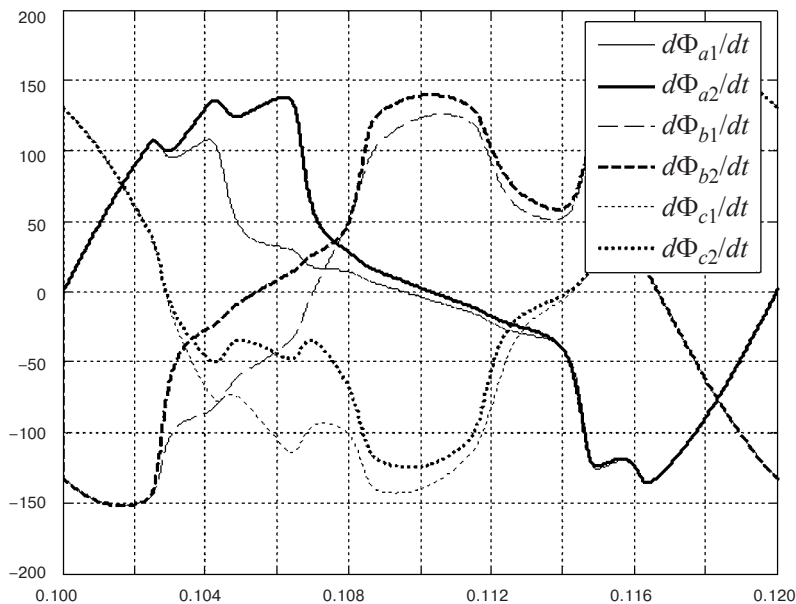


Рис. 10.9, в. Производные потоков полустержней различных фаз при включении УШР в сеть

10.6. Заключение

1. Коммутация трехфазной группы однофазных УШР (предшествующий режим работы — номинальный) со встроенными в каждую фазу шунтирующими резисторами сопротивлением 21 Ом в момент прохождения напряжения сети фазы «А» через ноль приводит к возникновению коммутационных перенапряжений на выводах обмотки управления с максимальным значением импульса напряжения порядка 20 кВ. Сниженное по сравнению с трехфазным УШР эквивалентное активное сопротивление шунтирующих резисторов (шунтирующие резисторы встроены в каждую из фаз) приводит к увеличению постоянной времени затухания переходных процессов в обмотке управления. Вследствие этого энергия, выделяющаяся в шунтирующих резисторах, максимальна и составляет $W = 637$ кДж. Таким образом, подобная коммутация приведет к повреждению тиристоров полупроводникового преобразователя, а для рассеивания энергии, выделяющейся в шунтирующих резисторах, необходима установка на выводах обмотки управления дополнительных защитных варисторов значительной энергоемкости. Одним из возможных мероприятий по снижению длительности воздействия коммутационных перенапряжений при коммутации трехфазной группы УШР является увеличение сопротивления шунтирующих резисторов, однако в этом случае

одновременно со снижением длительности воздействия коммутационных перенапряжений увеличивается амплитуда коммутационных импульсов.

2. Коммутация трехфазного УШР (предшествующий режим работы — номинальный) с общей обмоткой управления и одним шунтирующим резистором величиной 21 Ом (с выводом из середины) в момент прохождения напряжения сети фазы через ноль приводит к возникновению коммутационных перенапряжений с максимальным значением импульса порядка 45 кВ. Подобные перенапряжения становятся опасными уже не только для тиристорных полупроводникового преобразователя, но и для изоляции обмотки управления. Энергия, выделяющаяся в шунтирующих резисторах, в этом случае достигает величины $W = 512$ кДж.

3. Разновременность включения фаз реакторного выключателя при ненулевых значениях начальных индукций в полустержнях УШР оказывает влияние на величину перенапряжений. Так, при включении УШР в сеть в моменты перехода напряжений каждой из фаз через ноль или максимум привела к возникновению перенапряжений на выводах ОУ с максимальными значениями 50 кВ и 25 кВ соответственно. При этом энергия, выделяющаяся в шунтирующих резисторах, в первом случае равна 561 кДж, во втором — 177 кДж. Таким образом, оснащение фаз реакторных выключателей специальными устройствами, позволяющими выполнять их коммутацию в заданные моменты времени (управляемая коммутация вблизи максимума напряжения), позволяет снизить требования к энергоемкости защитных устройств и снизить в 2 раза коммутационные перенапряжения.

4. Наибольшее влияние на величину перенапряжений оказывают начальные ненулевые значения индукции в магнитной системе УШР (зависят от предшествующего отключению режима нагрузки УШР). Так, при нагрузке УШР, составляющей 50 % от номинальной мощности, даже в случае неудачной коммутации УШР в момент прохождения напряжения сети фаз через ноль, максимальная величина импульса перенапряжения составляет 25 кВ при энергии, рассеиваемой в шунтирующих резисторах, равной 80 кДж.

5. Безопасное включение в сеть УШР с разомкнутой обмоткой управления может осуществляться с контролем предшествующего отключению нагрузочного режима или при оснащении ОУ защитными устройствами значительной энергоемкости.

6. Одним из мероприятий, позволяющих исключить появление опасных перенапряжений на выводах ОУ, является предварительное подмагничивание УШР. Применение предварительного подмагничивания перед включением УШР в сеть позволяет избежать появления опасных значений перенапряжений на выводах обмотки управления. В этом случае обмотка управления замкнута на работающий преобразователь, и напряжение на ОУ будет определяться характеристиками подключенного источника выпрямленного напряжения.

ОТДЕЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ КОМПЛЕКСА УШР

С момента разработки, промышленного изготовления и начала эксплуатации первого управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора прошло уже более 12 лет. На данный момент в России и странах СНГ установлено свыше 70 управляемых реакторов серии РТУ. Несмотря на то, что данный вид оборудования, по крайней мере в России, уже является массовым, очень часто возникают вопросы при проектировании, наладке и сетевых испытаниях УШР.

В настоящей главе рассмотрены некоторые особенности проектирования установки управляемых шунтирующих реакторов, обусловленные их конструкцией и физическими процессами, протекающими в УШР в переходных, установившихся и коммутационных режимах.

11.1. Схемные решения и компоновка оборудования

Процесс внедрения электросетевого оборудования всегда сопряжен с выполнением ряда проектных задач, и управляемые шунтирующие реакторы не являются исключением. При обосновании выбора необходимой мощности УШР решаются вопросы обеспечения качества напряжения в узлах электрической сети, оптимизации перетоков реактивной мощности, минимизации потерь мощности, повышения пропускной способности линий электропередачи, статической и динамической устойчивости. После их рассмотрения и определения необходимой мощности компенсирующих устройств перед проектировщиком ставится вопрос размещения оборудования на территории подстанции и подключения его отдельных блоков. Рассмотрим подробнее схемные и компоновочные решения, применяемые при проектировании установки УШР на подстанциях.

Комплекс УШР серии РТУ состоит из трех основных частей:

- электромагнитная часть (ЭМЧ) реактора типа РТДУ или РОДУ (рис. 11.1);
- трансформаторы с полупроводниковыми преобразователями (ТМП) (рис. 11.2);
- система автоматического управления (САУ) (рис. 11.3).

ЭМЧ схожа с обычными силовыми трансформаторами, и, поэтому они имеют близкие требования к своему размещению, однако следует учитывать некоторые особенности, возникающие в связи с особым назначением вторичных обмоток реактора.

ТМП блочного наружного исполнения представляют собой установку понижающего трансформатора и полупроводникового преобразователя на общей раме, соединенных между собой коротким, около одного метра длиной, жестким шинным мостом, поставляемым в комплекте. ТМП устанавливаются на открытой площадке в непосредственной близости к ЭМЧ.

САУ представляет собой микропроцессорное устройство, заключенное в стандартный шкаф, устанавливаемый в отапливаемом помещении рядом с силовой частью комплекса или в здании ОПУ.

Для трехобмоточных реакторов 220–500 кВ (см. рис. 3.20, 3.21) особенностями вторичных обмоток реактора являются:

- наличие преобладающего тока 3-й гармоники и кратных ей в компенсационной обмотке в стационарных режимах;
- отсутствие электромагнитной связи между обмоткой управления и сетевой обмоткой.

Первую из указанных особенностей необходимо учитывать при проектировании ошиновки для сборки в треугольник в случае, если реактор состоит из группы трех однофазных реакторов (РОДУ). Для экономии места на площадке подстанции эту ошиновку можно выполнить кабелем, который должен быть рассчитан на протекание значительной величины тока 3-й гармоники. Также данная особенность должна быть учтена при проектировании релейной защиты УШР, что будет подробнее рассмотрено ниже. Ток нагрузки от ТМП весьма мал и не превышает 80 А с учетом возможной перегрузки. Расчет тока короткого замыкания в треугольнике КО и в ошиновке, питающей ТМП, ничем не отличается от расчета КЗ на стороне низкого напряжения обычного трансформатора со схемой соединений обмоток $Y_n/D-11$, подпитка со стороны ТМП отсутствует.

Вторая особенность позволяет уменьшить расстояние между изоляторами ошиновки полюсов «+»/«-», невзирая на то, что формально номинальное напряжение ОУ составляет 40 кВ (для УШР 500 кВ). При выборе этого расстояния следует руководствоваться номинальным напряжением полупроводниковых преобразователей, питающих обмотку управления, и удобством монтажа. При выборе ошиновки на стороне выпрямленного напряжения по нагреву необходимо руководствоваться номинальным током полупроводниковых преобразователей и возможностью их перегрузки, а по термической стойкости при коротких замыканиях подпитка места замыкания осуществляется только выпрямленным током со стороны полупроводникового преобразователя.

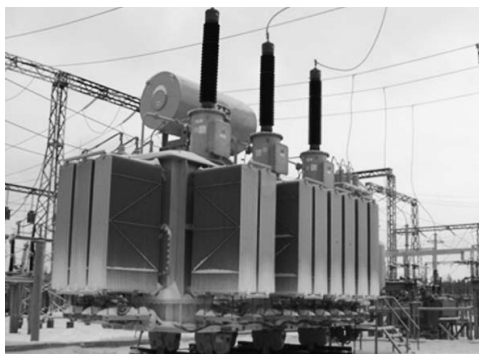


Рис. 11.1. Электромагнитная часть УШР типа РТУ-100 000/220-УХЛ1



Рис. 11.2. Трансформаторно-преобразовательный блок (ТМП)



Рис. 11.3. Общий вид шкафа САУ

Для двухобмоточных реакторов 110 кВ (см. рис. 3.17) особенностью является совмещение компенсационной обмотки и обмотки управления в одной многосекционной обмотке, представляющей из себя двойной разомкнутый треугольник. Эквипотенциальные выводы этого «треугольника» подключаются к полюсам двухполупериодных полупроводниковых преобразователей, питание которых осуществляется через однофазные трансформаторы от других промежуточных выводов «двойного треугольника» ОУ, напряжение между которыми в режиме холостого хода составляет 22 кВ.

Питание обмотки управления двухобмоточного реактора выпрямленным током осуществляется от двух (основной и резервной) однофазных преобразовательных блоков, размещенных на общей раме (ОМПБ). Каждый блок состоит из однофазного трансформатора и полупроводникового преобразователя небольшой мощности — 200 кВА. Однофазные трансформаторы подключаются к обмотке управления через высоковольтные предохранители. Функцию предварительного подмагничивания обеспечивают однофазные маломощные трансформаторы типа ТМО-2.5/0.4/0.012 с их питанием от сети 0,4 кВ.

При выборе ошиновки между вторичной обмоткой двухобмоточного УШР и однофазными транс-

форматорами (ОМ) по термической стойкости к токам КЗ в расчетной схеме реактор также представляется как двухобмоточный трансформатор со схемой соединений обмоток $Y_n/D-11$. В связи с тем, что трансформаторы полупроводниковых преобразователей однофазные, расчетным видом короткого замыкания на стороне переменного тока ОМП является однофазное короткое замыкание, подпитка со стороны преобразователей отсутствует. Выбор ошиновки по стороне выпрямленного напряжения идентичен описанному выше подходу для трехобмоточной конструкции УШР.

Для реализации алгоритмов системы автоматического управления комплекс УШР оборудован внешними датчиками тока и напряжения. Место установки этих датчиков определяется проектировщиком с учетом двух основных требований:

- необходимо разместить датчики в любом полюсе общей ошиновки всех преобразователей, исключив возможность их отсоединения при выводе в ремонт основного или резервного ТМП, а также при выводе в ремонт поврежденной фазы и вводе резервной; иначе говоря, для контроля полного выпрямленного тока от любого из ТМП датчики следует разместить между группами ТМП и фазой реактора;
- исключить нагрузку на датчики от тяжения проводов ошиновки.

Все линейные УШР комплектуются дополнительными ограничителями перенапряжений, подключаемыми между полюсами «+»/«-» (см. рис. 3.21). Требования к их установке аналогичны вышеописанным для датчиков тока и напряжения.

При компоновке основных элементов комплекса управляемого шунтирующего реактора кроме физических особенностей УШР необходимо учитывать вопросы надежности и удобства эксплуатации оборудования комплекса. Надежность электромагнитной части и масляных трансформаторов достаточно высока, в отличие от полупроводниковых преобразователей, в связи с чем и осуществляется резервирование питания обмотки управления резервным ТМП. В случае выхода из строя основного преобразователя его функции берет на себя резервный. Для проведения ремонта ПП необходимо обеспечить доступ грузовой технике для изъятия из бака полупроводникового преобразователя и замены вышедших из строя полупроводниковых элементов. Также для выявления вышедшего из строя оборудования необходимо иметь легкий доступ к шкафам сопряжения (ШС), расположенным на раме полупроводниковых преобразователей. В случае размещения трансформаторно-преобразовательных блоков на большой высоте доступ к ШС может быть обеспечен с помощью сооружения площадок для обслуживания.

11.2. Реализация функций управления, контроля и самодиагностики комплекса

Основной системой, обеспечивающей не только управление УШР, но и контроль его первичных параметров, контроль уставок температурного режима ТМП, а также самодиагностику цепей управления и выдачу сигналов о неисправностях в средствах РЗиА, является система автоматического управления комплекса УШР (САУ).

Основные функции, которые обеспечивает САУ УШР серии РТУ:

- автоматическое управление величиной индуктивности УШР в заданных пределах для обеспечения стабилизации напряжения в месте подключения;
- обеспечение режима ручного регулирования тока УШР ступенчатым изменением угла управления тиристорами ПП;
- автоматическое поддержание заданного значения тока сетевой обмотки реактора;
- перевод УШР из режима автоматического управления в режим ручного управления и обратно;
- индикация параметров режима, заданных уставок регулирования и состояния схемы комплекса;
- сигнализация о перегрузках и повреждениях в преобразователях ТМП;
- контроль перегрузки УШР по току сетевой обмотки с последующим автоматическим ограничением мощности и выдачей сигнала;
- контроль перегрузки и перегрева преобразователей с последующим автоматическим ограничением мощности и выдачей сигнала;
- контроль управления тиристоров преобразователей;
- реализация управляющих воздействий от внешних устройств защиты и автоматики, в том числе возможность дистанционного управления режимом;
- обеспечение режима предварительного подмагничивания УШР;
- протоколирование и архивирование всех событий, регистрируемых САУ.

Конструктивно САУ выполнена в виде шкафа двухстороннего обслуживания, в котором размещены: электронный блок автоматического управления (БАУ); панель измерительных преобразователей напряжения и тока; панели выходных релейных сигналов, индикации и управления; элементы сигнализации; приборы контроля и клеммники внешних соединений. На рис. 11.3 представлен общий вид шкафа САУ.

САУ состоит из следующих блоков:

БАУ — блок автоматического управления;

ПИУ — панель индикации и управления;

ИПН — панель измерительных преобразователей напряжения;

ИПТ — панель измерительных преобразователей тока;

ВРС — панель выходных релейных сигналов.

В блок автоматического управления входят:

ФСУ — ячейка формирования импульсов управления;

КИУ — ячейка контроля импульсов управления;

СРУ — промышленный компьютер с модулями расширения.

Сигналы с трансформаторов напряжения (ТН) сети высокого напряжения (ВН) и шин компенсационной обмотки реактора (ТНКО) преобразуются и поступают на панель измерительных преобразователей напряжения ИПН. Напряжения с ИПН, пропорциональные напряжению СО и КО, поступают в промышленный компьютер блока БАУ для измерения напряжения сети ВН, формирования сигнала синхронизации ($d0$) и для контроля наличия сигнала с ТН и контроля наличия сигнала с ТНКО. При исчезновении сигнала с ТН сети ВН система управления снимает импульсы управления с работающего преобразователя (основного или резервного), переводя его в режим шунтирующего диода (остается включенной шунтирующая ветвь). Одновременно с этим обеспечивается режим предварительного подмагничивания от ТМП, подключенного к РУ подстанции.

Сигналы с измерительных трансформаторов тока фаз сетевой обмотки УШР (ICO) поступают на панель измерительных преобразователей тока ИПТ и после преобразования ток/напряжение поступают в блок БАУ для измерения и формирования сигналов о перегрузках. При перегрузке реактора по току сетевой обмотки система управления блокирует импульсы управления преобразователями и переводит преобразователи в режим шунтирующего диода. При этом загорается индикатор «Защиты» на панели оператора (экран «Состояние») и формируется контактный сигнал «Срабатывание защит». После снижения тока сетевой обмотки ниже порога перегрузки система разблокирует импульсы управления. При этом индикатор «Защиты» на панели оператора гаснет, контактный сигнал «Срабатывание защит» снимается.

Преобразованные токи с трансформаторов тока фаз полупроводниковых преобразователей поступают на панели измерительных преобразователей тока ИПТ и после преобразования ток/напряжение поступают в блок БАУ для формирования сигналов о перегрузках. При определении перегрузки преобразователя по токам фаз система управления блокирует импульсы управления рабочим преобразователем и переводит его в режим шунтирующего диода. При этом загорается индикатор «Защиты» на панели оператора (экран «Состояние») и формируется контактный сигнал «Срабатывание защит». После снижения тока фаз преобразователя ниже порога перегрузки система разблокирует импульсы управления.

При этом индикатор «Защиты» на панели оператора гаснет, контактный сигнал «Срабатывание защит» снимается. При перегрузке преобразователя более 150 % управление данным преобразователем блокируется и может быть разблокировано только вручную.

Преобразованный ток обмотки управления с датчика постоянного тока поступает в блок БАУ для измерения с целью выявления наличия тока предварительного подмагничивания и перегрузки обмотки управления. При определении перегрузки обмотки управления по постоянному току система управления блокирует импульсы управления преобразователями и переводит преобразователи в режим шунтирующего диода. При этом загорается индикатор «Защиты» на панели оператора (экран «Состояние») и формируется контактный сигнал «Срабатывание защит». После снижения тока обмотки управления ниже порога перегрузки система разблокирует импульсы управления. При этом индикатор «Защиты» на панели оператора гаснет, контактный сигнал «Срабатывание защит» снимается.

В связи с вышеописанными функциями управления, защиты и мониторинга в САУ подаются следующие сигналы от внешних датчиков:

Измерительные:

- напряжение с ТНВН;
- напряжение с ТНКО;
- напряжение синхронизации с ТН распреустройства собственных нужд 6, 10 или 35 кВ (только для линейных УШР);
- токи фаз сетевой обмотки УШР с измерительных обмоток встроенных трансформаторов тока;
- токи фаз трансформаторов ТМП (основного, резервного, динамического) с измерительных обмоток встроенных трансформаторов тока;
- выпрямленный ток обмотки управления с датчика постоянного тока.

Контактные, преобразуемые в логические:

- состояние контактов выключателя сетевой обмотки;
- состояние контактов выключателя 10 кВ основного ТМП;
- состояние контактов выключателя 10 кВ резервного ТМП;
- состояние контактов выключателя 6 (10, 35) кВ динамического ТМП;
- состояние контактов первой ступени термодатчика основного ПП;
- состояние контактов второй ступени термодатчика основного ПП;
- состояние контактов первой ступени термодатчика резервного ПП;
- состояние контактов второй ступени термодатчика резервного ПП;
- сигналы готовности от шкафов сопряжения (ШС₁, ШС₂, ШС₃);
- сигнал внешней блокировки преобразователей.

При срабатывании первой ступени термодатчика одного из ПП система управления снижает мощность данного ПП. При срабатывании второй ступени термодатчика одного из ПП система управления переводит данный ПП в режим холостого хода.

Функции мониторинга, описанные в настоящем параграфе, могут дополнительно обеспечиваться отдельными системами мониторинга, осуществляющими контроль за состоянием изоляции высоковольтных вводов, появлением растворенных в масле реактора опасных газов, контроль влагосодержания и температурного режима обмоток и масла, а также статистическую обработку текущих показаний контрольно-измерительной аппаратуры и контрольных сигналов защитной аппаратуры.

11.3. Особенности релейной защиты УШР

Несмотря на внешнюю и конструктивную схожесть с традиционным трансформаторным маслонаполненным оборудованием управляемые реакторы имеют существенные режимные, конструктивные и схемотехнические особенности. Это не позволяет применять к ним известные способы и устройства релейной защиты и автоматики, существующие микропроцессорные терминалы РЗ, известные методы проектирования. При этом разработанных и утвержденных руководящих указаний и иных методик или документов по РЗ применительно к УШР пока нет. Поэтому задачей настоящего раздела является обобщение существующего опыта и ознакомление специалистов соответствующих направлений с практикой проектирования и ввода в эксплуатацию УШР и их средств РЗА.

Здесь рассматриваются возможности и особенности применения для управляемых реакторов электрических защит, поскольку газовая защита, контроль изоляции вводов (КИВ), пожаротушение, мониторинг, датчики температуры и уровня масла для маслонаполненного оборудования УШР не отличаются по исполнению, проектированию, монтажу и эксплуатации от аналогичных устройств для силовых трансформаторов соответствующей мощности и напряжения.

Основное различие между силовыми трансформаторами и управляемыми реакторами определяется принципом действия последних. В нормальных нагрузочных режимах силовых трансформаторов мощность со стороны питания на сторону нагрузки передается практически полностью, приведенные токи на сторонах высшего и низшего напряжения равны, при этом ток намагничивания при выборе и расчете защит можно пренебречь (кроме его броска при включении).

Для управляемых подмагничиванием реакторов ток намагничивания (или ток через шунт намагничивания в Т-образной схеме замещения) является основным рабочим реактивным током нагрузки СО, который зависит от тока подмагничивания в ОУ и не сопровождается соответствующим током первой гармоники в треугольнике КО. В нормальных нагрузочных режимах УШР его вторичная КО нагружена только током

3-й гармоники, поскольку токами высших кратных гармоник и током подключенного к ней трансформатора основного ТМП мощностью менее 1 % от номинальной мощности реактора можно пренебречь.

Из этого в первую очередь следует, что основную дифференциальную токовую защиту УШР нельзя проектировать как у трансформаторов, для которых в зону ее действия включаются все обмотки высшего и низшего напряжения. Поэтому продольная дифференциальная защита подключается к трансформаторам тока со стороны питания и со стороны нейтрали СО, обеспечивая ее быстродействующую защиту от внутренних междуфазных и однофазных коротких замыканий. При наиболее вероятных витковых замыканиях продольная защита отдельной СО неработоспособна, ее следует дополнять поперечной дифференциальной токовой защитой, подключенной на ТТ параллельных ветвей фаз СО. В значительной степени состав и расчет защит первичной сетевой обмотки УШР аналогичен РЗ неуправляемых шунтирующих реакторов соответствующего напряжения, имеющих единственную обмотку.

Как показано в [1–4], характер токов в обмотках КО и ОУ также отличается особенностями, препятствующими выбору для них защит, обычно применяемых для силовых трансформаторов. В особенности это относится к обмотке управления, секции которой параллельно обтекаются выпрямленным током трехфазного тиристорного преобразователя ТМП.

Выбор и расчет защит для КО осложняется тем, что в каждой фазе ее «треугольника» в режимах включения и АПВ, в нагрузочных режимах, в режимах внешних однофазных коротких замыканий и в режимах внутренних витковых к.з. циркулируют соизмеримые синфазные токи, аналогичные токам нулевой последовательности и трудно различимые между собой. Так, в режиме однофазного к.з. на стороне питания во всех трех фазах КО возникают токи нулевой последовательности, соответствующие по величине и фазе приведенным фазным токам I_0 СО величиной около 60 % номинального значения, от которых необходимо отстраиваться по току или по времени. Аналогичные по величине синфазные токи (с аperiodическими составляющими и высшими гармониками) могут возникать в фазах КО при включениях в сеть и в режимах АПВ.

На фоне указанных токов при появлении которых защита КО работать не должна, желательно обеспечить ее максимальную чувствительность при витковых замыканиях как в обмотке КО, так и в смежных обмотках реактора, тем более, что ОУ своей защиты от витковых к.з. не имеет. Поскольку при замыканиях малого числа витков обмотки (катушки или отдельного витка) величина аварийного тока в фазе обмотки может составлять менее 10 % его приведенного номинального значения (в особенности при к.з. через переходные сопротивления), необходимо стремиться к

первичной уставке защиты, соизмеримой с этой величиной, или хотя бы с первичной уставкой поперечной токовой защиты СО (0,15–0,2 о.е.).

Существенным отличием является также наличие в составе оборудования управляемых реакторов трансформаторов с преобразователями — ТМП, подключаемых как к обмотке КО, так и к распреустройству подстанции воздушной либо кабельной ошиновкой через выключатели. Вопросы выбора и согласования уставок МТЗ этих присоединений, а также их резервирования, требуют учета режимов полупроводниковых преобразователей в составе ТМП.

К особенностям технических характеристик УШР, влияющих на выбор и расчет их РЗ, следует отнести величину напряжения к.з. между обмотками, связанный с этим уровень токов внешних к.з., броски токов в обмотках реактора при его включениях и АПВ, а также перегрузочные способности.

Для УШР напряжением 35 и 110 кВ сравнительно небольшой мощности (10–25 МВА) технико-экономически более предпочтительным является исполнение электромагнитной части с двумя обмотками — сетевой обмоткой (СО) и обмоткой управления (ОУ), соединенной по схеме «двойного разомкнутого треугольника». Такая СО совмещает в себе функции подмагничивания и компенсации (замыкания в «треугольнике») высших гармоник, кратных трем (см. схему рис. 3.17). Силовая часть системы подмагничивания выполняется из двух однофазных преобразователей небольшой мощности, размещенных на общей раме с питающими трансформаторами, подключенными к выводам ОУ реактора через высоковольтные предохранители. Часто такие УШР работают параллельно с батареей конденсаторов и могут иметь общую систему автоматического управления (САУ).

Реакторы 220 и 330 кВ мощностью 63–180 МВА (как и УШР 110 кВ с мощностью более 50 МВА) выполняются с тремя отдельными обмотками — сетевой (СО), компенсационной (КО) и управления (ОУ). В комплект поставки входят два одинаковых трехфазных трансформатора с тиристорным преобразователем (ТМП), из которых основной подключается через выключатель 10 кВ к выводам компенсационной обмотки реактора, а резервный — к распреустройству подстанции напряжением 6 или 10 кВ. Принципиальная схема таких реакторов приведена на рис. 3.20.

УШР напряжением 500 кВ и выше, устанавливаемые на шины или на линии, имеют повышенные требования по быстродействию — время полного набора или сброса мощности за время не более 0,3 с. Поэтому при одинаковой схеме и том же составе обмоток электромагнитной части в состав системы подмагничивания входит дополнительный третий

«динамический» ТМП, имеющий увеличенное максимальное выпрямленное напряжение (см. рис. 3.21). Этот ТМП подключается к внешнему питанию 6 или 10 кВ, обеспечивая форсированные режимы набора или сброса мощности, а также предварительное подмагничивание реактора при включениях. Кроме того, исполнение электромагнитной части этих реакторов может быть как трехфазным, так и однофазным для уменьшения транспортных габаритов и массы.

Особенности режимов и проектирования релейной защиты УШР с подмагничиванием уже рассматривались ранее в ряде публикаций [1–4], в которых показано, что главным отличием от трансформаторов является необходимость отдельной защиты каждой обмотки реактора, поскольку переменный ток нагрузки протекает только в его сетевой обмотке. Поэтому ниже укажем лишь на возможности дополнительного повышения эффективности и расширения состава РЗ для реакторов различного исполнения.

В минимально необходимый объем РЗ УШР трехобмоточной конструкции согласно [1–4] входят следующие защиты (наряду с КИВ при необходимости, газовой защитой и сигнализацией САУ о перегрузке):

- для сетевой обмотки реактора — продольная и поперечная дифференциальные токовые защиты;
- для компенсационной обмотки — двухступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ);
- для обмотки управления — МТЗ на ТТ заземленного вывода средней точки ОУ;
- для присоединений компенсационной обмотки — МТЗ на встроенных ТТ выводов КО (для УШР трехфазного исполнения) и двухступенчатая максимальная токовая защита на ТТ ячеек выключателей ТМП;
- для защиты от однофазных замыканий со стороны КО с малыми токами повреждения — защита по напряжению нулевой последовательности.

Как было показано в ряде публикаций, наиболее чувствительной и универсальной защитой реактора является МТЗ компенсационной обмотки, если она включена на полные токи фаз «треугольника» КО и отстроена от режимов включений, АПВ и внешних коротких замыканий. Поскольку токи КО в указанных нормальных режимах и в режимах внутренних повреждений (витковых к.з.) имеют одинаковый характер и близкие значения, для обеспечения минимально возможных параметров срабатывания (уставок) этой защиты по току и по времени требуются достаточно сложные алгоритмы, включающие фильтрацию входных сигналов, блокировку при внешних к.з. или АПВ и торможение второй гармоникой при включении.

Таблица 11.1. Варианты отстройки МТЗ КО от внешних к.з. и других возмущений

№	Параметр отстройки	Предельная величина	Способ отстройки	Величина для отстройки
1	Нагрузка (ТМП)	От 0 до 100 А	По току	До 100 А
2	3-я гармоника	От 0 до 0,2 о.е.	Фильтрация	До 1500 А ампл. знач.
3	Неполнофазный режим	От 0 до 0,4 о.е. при ном. под-магн.	По времени или блок. U_0 ($3I_0$ СО)	До 1,5 с или 0 с
4	1-фазное к.з. со стороны питан., циклы ОАПВ	До 0,6 о.е.	По времени или блокировка $3I_0$ СО (U_0)	До 1,5 с или 0 с
5	Токи включения и ТАПВ	До 0,8 о.е. ампл. знач., до 0,3 о.е. действ. знач.	По времени или блокировка (торм.) 2-й гарм. в токе КО (СО)	До 5 с или 0 с
6	Токи внешних сквозных к.з.	2 о.е. не более $2 I_{ном}$	По времени	0,5 с
7	Длит. несиммет. напряжения сети и токов нагрузки	До 5 %	По току в треугольнике КО	До 400 А

Примечание. Условия 1–4 не являются расчетными при реализации в МП терминалах с исключением высших гармоник и наличии блокировки по U_0 или $3I_0$.

Возможные варианты отстройки МТЗ КО от внешних к.з. и других возмущений приведены в табл. 11.1, и при их реализации в МП терминале РЗ могут обеспечить уставки этой защиты по току порядка 0,1 о.е. и по времени 0,5 с. Требуемые функции блокировки током и напряжением нулевой последовательности, а также током второй гармоники при включениях и АПВ есть в большинстве выпускаемых терминалов РЗ со свободно программируемой логикой (ABB, Siemens, Areva и др.).

Рассматриваемая МТЗ КО с включением на полные токи фаз была реализована в РЗ линейного УШР 500 кВ на открытом распределительстве Аксусской ГРЭС в Казахстане. В ходе сетевых испытаний ее уставка по току была увеличена с 200 до 400 А (первичных) для отстройки от коммутационных режимов, что составляет менее 0,1 о.е. приведенного номинального значения. Выдержка времени для отстройки от циклов

АПВ принята 3,5 с, поскольку возможные в этих режимах блокировки защиты не были задействованы.

Следует подчеркнуть, что соединение токовых цепей МТЗ КО в «треугольник» недопустимо, поскольку в таком случае при отстройке защиты от токов 3-й гармоники и токов включения она потеряет способность реагировать на витковые к.з. в обмотках реактора, при которых токи в фазах КО синфазны и не проходят в терминал РЗ через «треугольник» вторичных цепей ТТ.

По этой же причине принципиально возможная дифференциальная токовая защита на «треугольнике» ТТ КО и «звезде» ТТ выключателей ТМП будет работоспособна только при маловероятных междуфазных к.з., поэтому при параметрах срабатывания МТЗ КО порядка 500 А и 0,5 с использование этой дифференциальной защиты нецелесообразно. Абсолютная селективность и отсутствие выдержки времени, необходимые для защит мощных трансформаторов и реакторов с точки зрения величины аварийных токов и влияния на устойчивость энергосистемы, для защиты вторичной обмотки реактора с напряжением к.з. порядка 50 % не требуются, поскольку токи в фазах сетевой обмотки для любого внутреннего повреждения на стороне обмоток КО или ОУ не превышают двух номинальных.

Рассмотренная токовая защита обладает высокой чувствительностью к витковым к.з. в КО и смежных обмотках реактора, а также к другим видам коротких замыканий, в том числе к внешним к.з. со стороны НН. Таким образом, являясь основной защитой для КО и для ОУ, эта МТЗ одновременно является резервной и для всех остальных защит реактора. Существуют модификации УШР, например РТУ-63000/220 (110), сетевая обмотка которых не имеет параллельных ветвей и соответствующих групп трансформаторов тока для поперечной дифференциальной токовой защиты. В таком случае единственной электрической защитой, реагирующей на витковые к.з. в СО реактора, также является рассмотренная МТЗ КО.

Трехфазное трехсистемное (трехрелейное) исполнение МТЗ КО обеспечивает повышение ее чувствительности при однофазных к.з. в зонах ее резервного действия — при витковых к.з. в смежных обмотках и при однофазных к.з. на землю ошиновки КО и ее присоединений (ТМП). Кроме того, такое исполнение одновременно придает защите свойство саморезервирования — нарушения в токовых цепях или отказ срабатывания в одной фазе дублируется возможностью срабатывания других фаз МТЗ. Поэтому при отсутствии резервных защит КО аналогичного или иного исполнения можно ограничиться использованием единственной группы трансформаторов тока в обмотке «треугольника» КО.

Минимальная величина тока полного катушечного (для СО) или виткового (для КО, ОУ) короткого замыкания в незамкнутой части обмоток для трансформаторов и реакторов согласно [5] составляет примерно 0,3 о.е. (для обмоток из нескольких параллельных проводов). Тогда при обеспечении указанной выше уставки порядка 0,1 о.е. МТЗ КО с коэффициентом чувствительности не менее 2 защищает реактор от любого вида полного «металлического» виткового (для КО, ОУ или одной катушки для СО) короткого замыкания.

Несмотря на высокую чувствительность и эффективность МТЗ КО и МТЗ ТМП при однофазных к.з. на стороне низшего напряжения (при заземленной нейтрали ТМП), необходима и дополнительная защита по напряжению нулевой последовательности с действием на отключение реактора от сети, что требует пояснения.

Реакторы 500 кВ однофазного исполнения, в особенности при наличии резервной фазы джемперного подключения, имеют воздушную, как правило, ошиновку «треугольника» компенсационной обмотки с общей длиной проводов до нескольких сотен метров. При этом наиболее вероятным видом коротких замыканий становится однофазное к.з. в цепи указанной воздушной ошиновки. Частным случаем такого повреждения является разрушение одной из фаз ошиновки с падением провода на землю, т. е. сочетание однофазного к.з. с разрывом «треугольника» КО. При этом однофазное замыкание может быть «металлическим» — при падении провода на заземленную конструкцию, или через переходное сопротивление, когда ток однофазного замыкания недостаточен для срабатывания как МТЗ КО, так и МТЗ выключателя ТМП.

В первом случае, если основной и резервный ТМП работают с глухо заземленной нейтралью, произойдет отключение ТМП (или двух ТМП, если резервный был подключен к компенсационной обмотке и его выключатель был включен), и реактор останется в работе с однофазным замыканием на землю со стороны низшего напряжения и разомкнутым «треугольником» КО. Резервная защита по напряжению нулевой последовательности на выводах обмотки «разомкнутого треугольника» ТН-10 кВ, если она предусмотрена проектом, действует, как правило, на сигнал. В такой ситуации в зоне ошиновки КО возникает опасность поражения электрическим током для персонала, а в токе сетевой обмотки продолжающего работать УШР появляется значительная величина 3-й гармоники (до 20 % номинального тока, если в предшествующем режиме реактор работал с нагрузкой около 50 % номинальной).

В случаях, когда ТМП подключены по схеме с изолированной нейтралью либо однофазное замыкание при падении провода произошло через большое переходное сопротивление, не будет работать ни одна защита, кроме сигнализации по напряжению нулевой последовательности

ТН-10 кВ, а реактор останется в работе с нагрузкой, предшествующей повреждению, и с соответствующим уровнем 3-й гармоники в потребляемом токе СО.

Пример разрыва ошиновки «треугольника» вторичной обмотки и последующего аварийного отключения от МТЗ со стороны НН линейного управляемого реактора 500 кВ на ПС «Барабинская» в июле 2011 г. приведен на рис. 11.4. По характеру изменения токов в фазах «треугольника» вторичной обмотки можно проследить сначала снижение величины 3-й гармоники до нуля по мере нагрева и выпадения провода из аппаратного зажима, потом нулевое значение этого тока в процессе падения (или раскачивания) провода до замыкания на токопроводящие конструкции, а на последнем этапе — токи однофазного короткого замыкания с запуском МТЗ на отключение реактора.

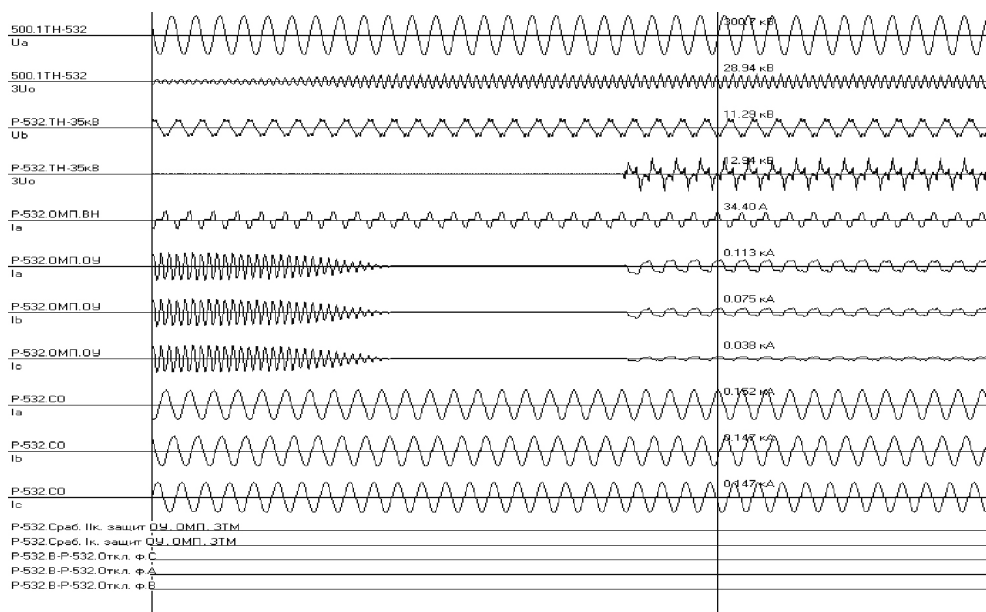


Рис. 11.4. Аварийное отключение УШР 500 кВ на ПС «Барабинская». Сверху вниз: напряжение фазы «А» и напряжение нулевой последовательности ТН-500 кВ, напряжение фазы «В» и напряжение нулевой последовательности со стороны НН, ток одной фазы преобразовательного трансформатора, токи ТТ трех фаз «треугольника» вторичной обмотки, токи трех фаз сетевой обмотки, логические сигналы срабатывания МТЗ и отключения фаз выключателя 500 кВ УШР

Здесь необходимо пояснить, что в рассмотренном случае на ПС «Барабинская» в схеме УШР-500 трансформатор со стороны НН не имеет своего выключателя, т. е. «глухо» подключен к ошиновке «треугольника» вторичной обмотки реактора. Поэтому действие МТЗ трансформатора

со стороны НН направлено на отключение выключателя 500 кВ сетевой обмотки. В настоящее время поставки и соответствующие проекты трехобмоточных УШР напряжением 110–500 кВ предусматривают наличие собственных выключателей в цепи питания трансформаторов каждого ТМП, поэтому их МТЗ направлено на отключение выключателя 10 кВ, и только при его отказе через УРОВ — на отключение сетевого выключателя. При такой схеме соединений реактор остался бы в работе после отключения маломощного трансформатора со стороны компенсационной обмотки своим выключателем от МТЗ.

Следует отметить, что аналогичная ситуация возможна и для трехфазных УШР напряжением 110–330 кВ, хотя их ошиновка с низшей стороны имеет меньшую протяженность и бывает как воздушного, так и кабельного исполнения. При однофазном к.з. и отключении основного ТМП реактор длительное время, если РЗ не подействует на отключение выключателя СО, может работать с заданной нагрузкой и подмагничиванием от резервного ТМП, подключенного к РУ 6 или 10 кВ подстанции. То же самое будет происходить и в случае работы реактора с резервным ТМП на период ремонта (профилактики) основного.

Здесь же следует заметить, что на ряде подстанций, в частности МЭС Востока, основной ТМП, подключенный к КО, эксплуатируется с разземленной нейтралью обмотки ВН. В таких случаях при однофазных замыканиях на стороне НН реактора (в КО и за КО) работоспособна только рассмотренная защита по напряжению нулевой последовательности.

Кроме того, падение любого шлейфа ошиновки, не приводящее к разрыву «треугольника» КО и большому току к.з., останется «незамеченным» для реактора и для максимальных токовых защит КО, но приведет к появлению фазного напряжения КО на близлежащих конструкциях с прямой угрозой для оперативного персонала.

Поэтому для всех трехобмоточных УШР напряжением 110–750 кВ в качестве резервной защиты от однофазных замыканий на стороне компенсационной обмотки должна предусматриваться защита по напряжению нулевой последовательности с действием на отключение реактора. При этом ее выдержка времени должна быть достаточной для отключения основного (и резервного для УШР 500 кВ) ТМП действием их МТЗ в случаях однофазных к.з. за выключателем ТМП, т. е. при внешних к.з. вне зоны ошиновки «треугольника» КО.

Эта защита, кроме исключения длительной опасности для персонала и искажения питающей сети токами 3-й гармоники, остается также для УШР трехобмоточного исполнения единственным видом электрической защиты, реагирующей на замыкания компенсационной обмотки реактора на корпус (магнитопровод). После отключения своей МТЗ подключенного к КО основного (резервного) ТМП с заземленной нейтралью сеть низшего

напряжения УШР со стороны КО остается в работе с изолированной нейтралью. Поскольку протяженность этой сети и ее емкость на землю весьма незначительны, к такому однофазному замыканию на землю компенсационной обмотки и ее выводов нечувствительна как токовая защита, так и (до перехода в витковое замыкание) газовая защита реактора.

При этом следует учитывать, что компенсационная обмотка является ближайшей по расположению к стержням магнитопровода обмоткой УШР, т. е. вероятность ее замыкания на корпус выше по сравнению с другими обмотками реактора. Исполнение обмотки на изоляционном (бакелитовом) цилиндре с дополнительными изоляционными зазорами и каналами для охлаждения практически исключает возможность замыкания самой обмотки на стержни магнитопровода, однако более вероятны замыкания на землю ее отводов, вводов и внешней ошиновки.

Совершенно иначе, по сравнению с наличием полного набора достаточно чувствительных основных и резервных защит для трехобмоточных УШР, обстоит дело с двухобмоточными реакторами 110 и в особенности 35 кВ с изолированной нейтралью.

Управляемые подмагничиванием реакторы сравнительно небольшой мощности напряжением 110 кВ и ниже [2, 4, 6] для снижения расхода активных материалов выполняются с двумя обмотками — сетевой (СО) и обмоткой управления (ОУ). Принципиальная схема таких УШР приведена на рис. 3.17, а конструктивное исполнение для одной фазы — на рис. 3.18. В этих реакторах обмотка управления за счет ее соединения в схему «двойной разомкнутый треугольник» совмещает в себе функции компенсационной обмотки (замыкание гармоник, кратных трем) и обмотки управления (подмагничивание стержней магнитопровода).

При этом в результате соосного расположения на стержнях магнитопровода секций СО и ОУ (рис. 3.18) между обмотками имеется прямая электромагнитная связь (в отличие от УШР с тремя обмотками, в которых ОУ подключается своими секциями встречно к обмоткам СО и КО). Такая электромагнитная связь вызывает появление постоянных составляющих тока в секциях обмоток реактора в переходных режимах набора или сброса мощности УШР. Для иллюстрации на рис. 11.5 приведены осциллограммы токов в обмотках реактора при наборе мощности от холостого хода до номинальной.

Ток 1-й гармоники присутствует только в выводах фаз СО. В отдельных секциях и ветвях как сетевой обмотки, так и обмотки управления при наборе мощности преобладает постоянная составляющая, вызванная ростом тока подмагничивания. Кроме того, заметное значение имеют 2-я гармоника в полуветвях СО и 3-я гармоника в полуветвях «треугольника» ОУ.

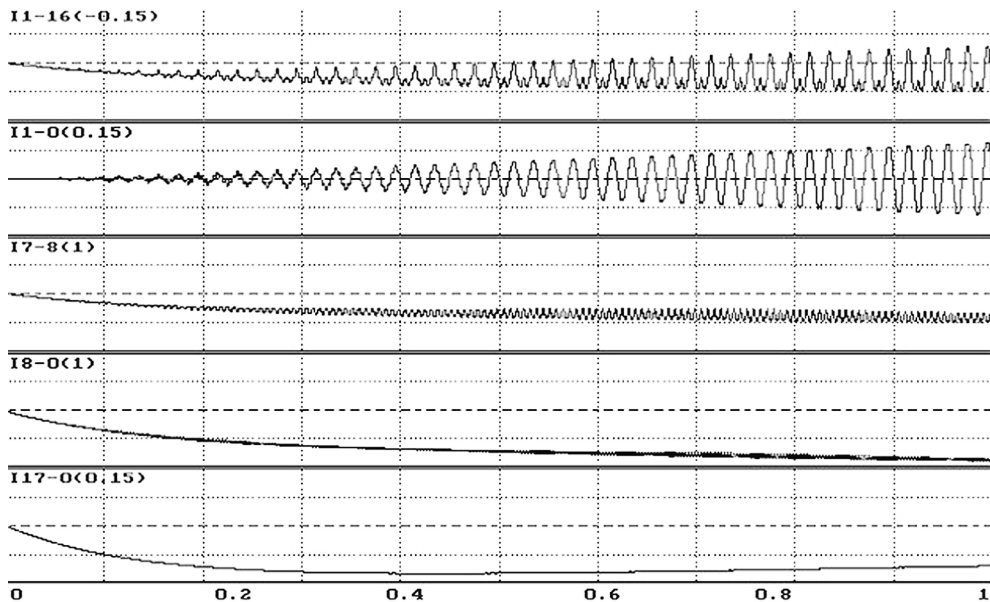


Рис. 11.5. Токи в ветвях обмоток реактора при наборе мощности. Сверху вниз: в полуветви фазы СО, в фазе СО, в полуветви «треугольника» ОУ, выпрямленный ток подмагничивания, в полунейтрали СО

В полунейтралях СО, объединяющих нейтральные выводы «звезд» СО, в переходном процессе замыкается постоянная составляющая (нижнее явление рис. 11.5), которая является причиной насыщения ТТ и снижения быстродействия. Поэтому встроенные ТТ со стороны нейтрали охватывают оба вывода СО (рис. 3.17), что позволяет взаимно вычитать постоянную составляющую и организовать продольную дифференциальную токовую защиту нулевой последовательности (только для реакторов 110 кВ с глухим заземлением нейтрали).

Таким образом, единственно возможный состав РЗ от всех видов повреждений реактора РТУ-25000/110 определяется существующим набором встроенных трансформаторов тока и содержит газовую защиту, двухступенчатую МТЗ на выводах 110 кВ, продольную дифференциальную токовую защиту нулевой последовательности для СО, МТЗ на заземленном выводе и на выводах питания преобразователей ОУ, а также предохранители в цепях питания преобразователей [4, 6].

Для управляемых реакторов напряжением 35 кВ мощностью 10–25 МВАр нейтраль сетевой обмотки не заземляется, поскольку они работают в сетях с изолированной нейтралью. В связи с этим защиты нулевой последовательности неприменимы, и для этих УШР может быть принят (и используется при проектировании) следующий состав РЗ:

- двухступенчатая максимальная токовая защита на выводах сетевой обмотки;
- газовая защита с контролем уровней масла;
- МТЗ на ТТ в цепи заземления обмотки управления;
- максимальная токовая защита на выводах ОУ, питающих ОМП;
- высоковольтные предохранители в цепи питания ОМП;
- контроль и ограничение перегрузки реактора в САУ с выдачей сигнала.

Исполнение СО таких реакторов «параллельными ветвями с вводом в середину» в принципе позволило бы при установке дополнительных ТТ в полуветвях СО применить пофазные продольные и поперечные дифференциальные токовые защиты, как и в реакторах более высоких напряжений с тремя обмотками. Однако, кроме увеличения числа выводов и усложнения конструкции, следует иметь в виду указанную постоянную составляющую, не выходящую в сеть, но приводящую к насыщению ТТ в этих ветвях со стороны нейтрали.

Таким образом, циркуляция токов подмагничивания в ветвях обмоток таких двухобмоточных УШР и отсутствие по этой причине необходимых групп ТТ делает невозможным применение для них быстродействующих дифференциальных токовых защит с абсолютной селективностью, необходимых согласно ПУЭ для трансформаторного и реакторного оборудования такого класса напряжения и мощности.

Возможность установки в реакторах такого исполнения напряжением 110 кВ с глухим заземлением нейтрали продольной дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности не решает проблемы, поскольку такая защита действует только при маловероятных для СО замыканиях на магнитопровод и не действует при витковых и междуфазных к.з. Для реакторов 35 кВ и ниже в сетях с изолированной нейтралью с малыми токами замыкания на землю такая защита вообще не действует и теряет смысл. В результате эти УШР защищаются от внутренних к.з. только медленно действующими защитами — газовой защитой и МТЗ со стороны питания, без всякого их резервирования.

Для применения быстродействующих защит с абсолютной селективностью от внутренних повреждений сетевой обмотки управляемых реакторов этого исполнения и класса напряжения возможно применение двух разных технических решений. Первое из них — это установка трансформаторов тока в ветвях СО со стороны нейтрали с использованием продольных и поперечных дифференциальных токовых защит (аналогично защите сетевых обмоток трехобмоточных реакторов). Чтобы избежать насыщения ТТ в переходных режимах необходимо либо использовать современные датчики тока, не подверженные насыщению, либо подключать традиционные электромагнитные ТТ на разность постоянных составляющих в ветвях СО.

Такая возможность имеется, поскольку сетевая обмотка каждой фазы реактора выполняется с вводом в середину на каждом полустержне, т. е. имеет четыре секции, которые можно соединять со стороны нейтрали различным образом. Один из возможных вариантов расположения встроенных ТТ для одной фазы сетевой обмотки реактора приведен на рис. 11.6, *а*. Он предполагает размещение не менее 12 (с учетом резервирования токовых цепей) встроенных ТТ на отводах нейтралей СО с соответствующим количеством выводов токовых цепей на крышку бака реактора.

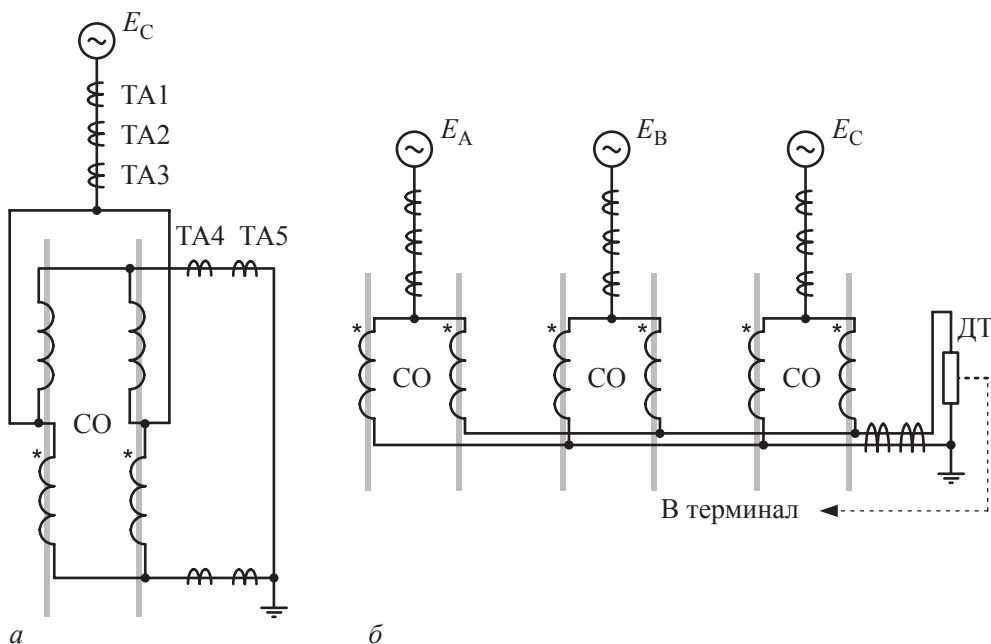


Рис. 11.6. Релейная защита сетевой обмотки: *а* — размещение встроенных ТТ на отводах нейтралей СО; *б* — поперечная дифференциальная токовая защита с применением ДТ

Вторым и более простым решением является применение односистемной поперечной дифференциальной токовой защиты, используемой для синхронных генераторов и подключаемой на ток между нейтральями двух «звезд» сетевой обмотки генератора [7].

Однако применить указанную защиту для УШР без дополнительных решений и технических средств невозможно, поскольку в ветви между нейтральями «звезд» СО реактора нет встроенного трансформатора тока. Более того, если бы он был установлен, то по указанным выше причинам оказывался бы неработоспособным в режимах насыщения постоянными составляющими тока подмагничивания.

Для исключения режимов насыщения ТТ в качестве источника информации для защиты вместо встроенных электромагнитных трансформаторов тока можно использовать датчик тока (ДТ) на основе датчика Холла, установленный в цепи между выведенными нейтральями «звезд» сетевой обмотки реактора. Далее сигнал поступает в терминал РЗ с выделением первой гармоники, которая подается на измерительный орган защиты для сравнения с уставкой. В случае заземленной нейтрали СО при внешних однофазных к.з. действие защиты блокируется суммарным током подпитки места внешнего повреждения через заземленную нейтраль реактора.

Предлагаемое решение иллюстрируется на рис. 11.6, б, где РТДУ — электромагнитная часть реактора в масляном баке (условно показана только СО с полуобмотками на стержнях и с ТТ на линейных вводах), ДТ — датчик тока между выводами нейтралей «звезд» СО.

В нормальных, в том числе в переходных режимах работы тока 1-й гармоники между нейтральями СО реактора нет. При возникновении виткового замыкания в любой секции обмотки УШР между полунейтральями СО и через датчик ДТ начинает протекать значительный ток небаланса. Сигнал ДТ с информацией аварийного тока подается в терминал РЗ, где фильтруется с выделением основной гармоники, сравнивается с уставкой и при превышении заданной уставки формируется команда на отключение выключателя реактора.

В существующих конструкциях управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов напряжением 35–110 кВ нейтрали двух «звезд» сетевой обмотки выводятся на крышку бака электромагнитной части реактора (РТДУ) для последующего их объединения и заземления при необходимости (для реакторов 110 кВ и выше с глухо заземленной нейтралью). Встроенные трансформаторы тока со стороны нейтрали сетевой обмотки реактора охватывают оба эти вывода нейтрали (см. схему рис. 11.6, б), при этом через них протекают только токи нулевой последовательности, возникающие при однофазных коротких замыканиях на землю в самой обмотке УШР либо во внешней сети.

Датчик тока (ДТ) устанавливается «в рассечку» между выводами нейтралей «звезд» первичной сетевой обмотки реактора, после чего один из этих выводов может при необходимости заземляться. Датчики тока выпускаются серийно, имеют широкую номенклатуру по номинальным токам, могут измерять как постоянные, так и переменные величины без насыщения. Этот ДТ может быть как встроенным внутри электромагнитной части реактора, так и выносным, наружной установки. В последнем случае им можно дополнительно оснастить уже находящиеся в эксплуатации реакторы, поскольку эти датчики выпускаются и для наружной установки.

Такой вариант наиболее просто реализуется и более всего необходим для УШР, работающих в сети с изолированной нейтралью (6, 10, 35 кВ), для которых другие быстродействующие защиты от внутренних повреждений реактора отсутствуют из-за невозможности реализации типовой дифференциальной токовой защиты. Для них не нужна блокировка по току нулевой последовательности в нейтрали при внешних к.з., поскольку эти сети работают с малыми токами замыкания на землю.

Он необходим и для двухобмоточных УШР 110 кВ, продольная дифференциальная токовая защита нулевой последовательности которых не действует при витковых к.з. в сетевой обмотке. Именно витковые замыкания СО являются наиболее вероятным внутренним повреждением, поскольку междуфазные к.з. внутри бака трансформатора (реактора) практически исключены, а однофазные к.з. на магнитопровод для сетевой обмотки, расположенной поверх секций обмотки управления, также весьма маловероятны.

В сетях с изолированной нейтралью ток в реле защиты может появиться только при внутренних повреждениях. Для реакторов 110 кВ и выше с глухим заземлением нейтрали сетевой обмотки исключить излишние действия защиты при внешних однофазных к.з. со стороны питания можно путем ее блокировки по току подпитки внешнего к.з., протекающему через объединенную нейтраль сетевой обмотки реактора (от встроенных ТТ).

Поскольку в нормальных режимах работы реактора в сети с изолированной нейтралью тока 1-й гармоники в нейтрали реактора также нет, а между полунейтралями СО может протекать лишь незначительный ток конструктивного небаланса, первичная уставка защиты может быть минимальной и составлять 15–20 А, что обеспечивает ее высокую чувствительность к наиболее вероятным витковым коротким замыканиям обмотки. В коммутационных режимах включений и АПВ возможно возникновение соизмеримых по величине токов, затухающих за время 0,1–0,2 с, что требует введения соответствующей выдержки времени указанной защиты либо ее блокировки при включении.

Следует заметить, что для повышения быстродействия УШР полунейтрали сетевой обмотки двухобмоточных реакторов напряжением 110 кВ могут заземляться через активные сопротивления, а в сетях 35 кВ и ниже с изолированной нейтралью — не объединяться между собой. В первом случае ток между полунейтралями СО при внутренних к.з. будет очень мал, а во втором — вообще будет отсутствовать. Однако при этом внутренние к.з. будут сопровождаться наличием соответствующих переменных напряжений между полунейтралями СО, которые могут быть использованы в РЗ этих УШР при соответствующей замене ДТ на выводах полунейтралей на датчик напряжения (ДН) на тех же выводах. При

таком исполнении односистемная дифференциальная защита включается на разность напряжений (а не токов) между нейтралями СО, которая в аварийных режимах может достигать больших значений, поэтому ДН необходимо подключать через соответствующие делители и защитные разрядники (ОПН).

Таким образом, можно кратко резюмировать основные положения по защите реакторов.

1. Применяемый в практике проектирования состав РЗ управляемых подмагничиванием реакторов различного исполнения определяется их режимными особенностями, составом встроенных трансформаторов тока и может быть расширен, что особенно необходимо для защиты всех обмоток УШР от наиболее вероятных витковых к.з.

2. Максимальная токовая защита компенсационной обмотки при правильном ее подключении и отстройке от коммутационных режимов является наиболее чувствительной и универсальной защитой для трехобмоточных УШР от всех видов внутренних и внешних к.з.

3. Для защиты от длительных режимов работы с замыканием на землю и исключения опасности для персонала необходимо дополнительно предусматривать защиту компенсационной обмотки и ее ошиновки по напряжению нулевой последовательности с действием на отключение реактора с выдержкой времени.

4. Наиболее простым и эффективным способом защиты сетевой обмотки двухобмоточных УШР 35–110 кВ является использование односистемной поперечной дифференциальной защиты, подключенной к датчику тока или напряжения между выведенными на крышку бака реактора нейтралями СО.

11.4. Ввод УШР в промышленную эксплуатацию, проведение сетевых испытаний

Как уже отмечалось в предыдущих главах, процесс монтажа электромагнитной части управляемого шунтирующего реактора с технологической точки зрения ничем не отличается от монтажа трансформаторного оборудования соответствующего класса напряжения. Завершающим этапом реализации проекта установки УШР является выполнение сетевых испытаний, которые имеют следующие цели:

- проверка всех систем комплекса;
- синхронизация САУ с измерительными трансформаторами ПС и УШР, настройка режима предварительного подмагничивания;
- прогрузка УШР, задание необходимых алгоритмов и блокировок;
- прогрузка систем РЗА реактора, проверка работы автоматики в различных режимах;

- подтверждение заявленных параметров комплекса УШР, в том числе в коммутационных, динамических и установившихся режимах;
- обучение персонала и передача оборудования эксплуатирующей организации.

Проверка систем комплекса УШР включает в себя перечень мероприятий как без подачи напряжения на сетевую обмотку УШР — визуальный контроль правильности монтажа оборудования и цепей вторичной коммутации, проверка наличия необходимых блокировок автоматики силовых выключателей, так и с подачей напряжения — проверка токов небаланса секций обмотки управления, тепловые испытания, проверка каналов телепередачи данных САУ и дистанционного управления режимами работы реактора. Одновременно с проверками систем осуществляется синхронизация САУ и преобразователей с измерительными трансформаторами напряжения, обеспечивая тем самым надежную работу УШР в стационарных режимах и режимах, связанных с временной частичной (ОАПВ) или полной (ТАПВ) потерей напряжения питания сетевой обмотки для линейных УШР.

После синхронизации САУ с трансформатором напряжения распределительного устройства собственных нужд 6–35 кВ настраивается режим предварительного подмагничивания. Опытным путем было установлено, что гарантированный уровень подмагничивания с точки зрения безынерционного выхода УШР на номинальный режим обеспечивается при протекании через преобразователь выпрямленного тока порядка 150–250 А, что соответствует ориентировочно 10 % номинального тока обмотки управления. Если при проведении сетевых испытаний подобрать и запрограммировать в САУ фиксированный угол управления преобразователем, обеспечивающий указанный ток предварительного подмагничивания, время набора этого тока в обмотке управления будет составлять около 2–3 с (см. экспериментальную осциллограмму для УШР 500 кВ на рис. 11.7). При настройке данного режима для линейных УШР принимается во внимание величина бестоковой паузы в цикле ТАПВ, которая может составлять 0,5–5 с, при этом гарантированное время насыщения реактора в режиме предварительного подмагничивания не должно влиять на время АПВ.

В случаях, когда расчетное время АПВ составляет менее 3 с, предусматривается работа преобразователя с двумя углами управления, первый из которых соответствует большему выходному напряжению преобразователя, а второй — напряжению, обеспечивающему минимально необходимый ток предварительного подмагничивания. Работа преобразователя с первым углом заканчивается сразу по достижению необходимого тока, тем самым время набора тока в обмотке управления удается значительно снизить, обеспечив этим самые высокие требования по быстрдействию УШР в цикле ТАПВ.

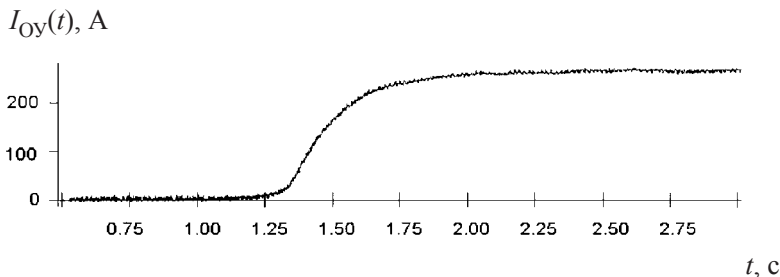


Рис. 11.7. Процесс изменения тока в обмотке ОУ в режиме предварительного подмагничивания

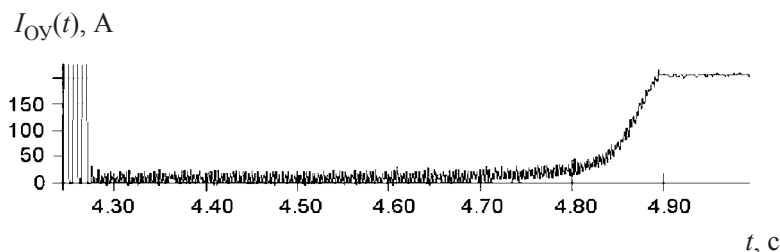


Рис. 11.8. Ускоренное нарастание тока в режиме предварительного подмагничивания за 0,6 с

Прогрузка УШР делается с целью задания законов управления полупроводниковыми преобразователями и установки ограничений по току сетевой обмотки и току полупроводниковых преобразователей. Ограничения могут устанавливаться как с учетом возможной перегрузки УШР, так и без нее. В процессе прогрузки также контролируется гармонический состав сетевого тока, а после нее проверяется работа УШР при заданных уставках по току и напряжению. Параллельно с прогрузкой УШР специалисты-наладчики систем РЗиА проверяют правильность обтекания вторичных цепей релейной защиты и автоматики током.

На рис. 11.9 представлены осциллограммы токов сетевой обмотки и обмотки управления линейного УШР РТУ 180000/500-УХЛ1 при имитации трехфазного короткого замыкания на ВЛ 500 кВ. Бестоковая пауза составила 3,5 с, готовность реактора к включению появилась через 0,6 с (см. ток ОУ на рис. 11.9). В токах сетевой обмотки имеется аperiodическая составляющая, так как в выключателях ВЛ отсутствуют устройства синхронной коммутации. Для имитации короткого замыкания искусственным путем создавались условия для исчезновения сигналов трансформатора напряжения в цепях РЗиА. Кроме описанного способа проведения проверки алгоритмов работы автоматики, имеют место опыты реальных коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи.

В процессе сетевых испытаний подтверждаются следующие параметры: безынерционный набор номинальной мощности при включении УШР сетевым выключателем, попутно контролируется величина броска сетевого тока; время набора мощности реактора из режима холостого хода до номинала и время сброса мощности обратно. На рис. 11.10–11.11 показаны осциллограммы, подтверждающие вышеуказанные требования для реактора РТУ-180000/500-УХЛ1. При включении рис. 11.10 в фазных токах СО отсутствует аperiodическая составляющая, так как в выключателе УШР имеется устройство синхронной коммутации, а амплитуда первого же полупериода тока СО соответствует номинальному значению. Время набора номинального тока (рис. 11.11) от 5 % до 100 % не более 0,3 с.

В заключение сетевых испытаний УШР осуществляется проверка температурного режима ЭМЧ и ТМП, в процессе которой УШР работает с нагрузкой, близкой к номинальной. При этом регистрируются изменения температуры обмоток ЭМЧ и верхних слоев масла в течение длительного времени (не менее 10–12 ч для УШР 500 кВ), до тех пор, пока тепловой режим не стабилизируется. После завершения сетевых испытаний и работы оборудования в течение 72 ч, в процессе которой проводится обучение персонала, реактор передается в эксплуатацию и подписывается Акт о выполненных работах.

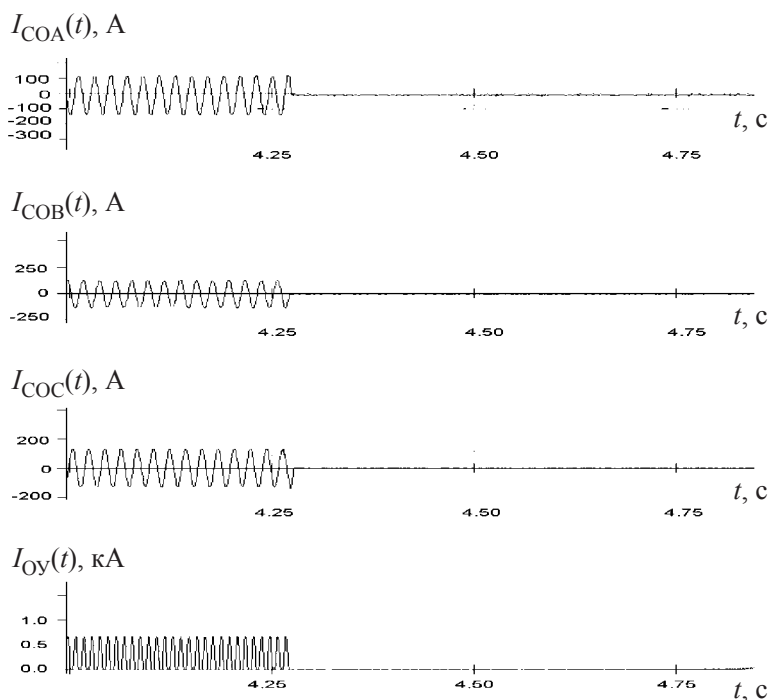


Рис. 11.9. Токи фаз СО и ОУ УШР при имитации цикла ТАПВ на ВЛ 500 кВ

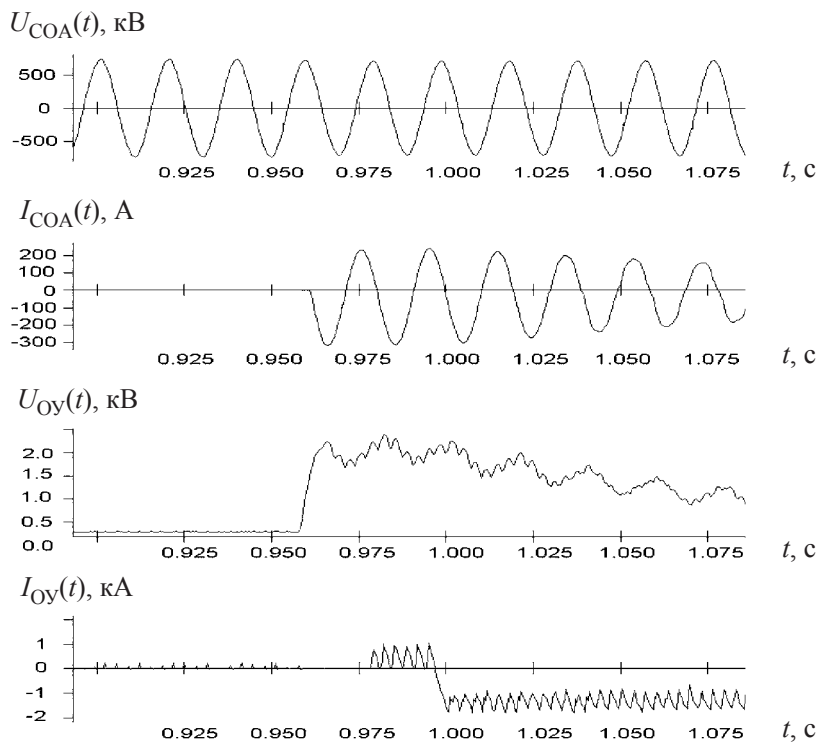


Рис. 11.10. Безынерционный набор тока при включении УШР типа РТУ 180000/500-УХЛ1

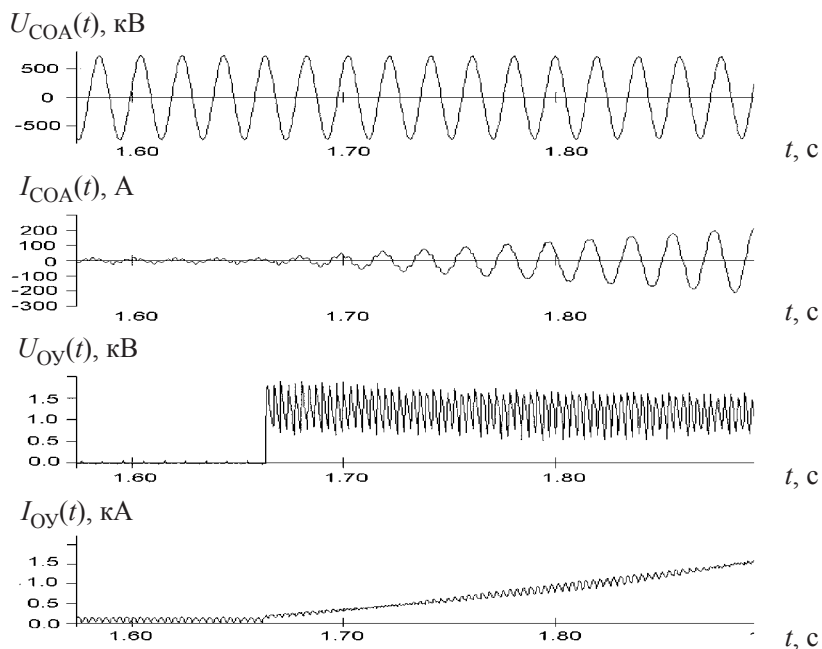


Рис. 11.11. Набор мощности от 5 % до 100 % УШР РТУ 180000/500-УХЛ1

Литература

1. Долгополов А. Г. Проектирование релейной защиты управляемых подмагничиванием реакторов // Вестник МЭИ, 2007. № 4.
2. Долгополов А. Г. Особенности релейной защиты управляемых шунтирующих реакторов различных конструкций // Электрические станции, 2009. № 4.
3. Долгополов А. Г. Управляемые шунтирующие реакторы. Выбор параметров максимальных токовых защит // Новости электротехники, 2009. № 6(60); 2010. № 1(61).
4. Долгополов А. Г. Релейная защита управляемых шунтирующих реакторов. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2011. 152 с. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 8–9 (152–153)].
5. Засыпкин А. С. Релейная защита трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1989.
6. Долгополов А. Г. Релейная защита управляемых шунтирующих реакторов для электрических сетей 35–110 кВ // Энергетик, 2011. № 11.
7. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1992.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Исходные данные для исследуемых синхронных генераторов

Синхронное сопротивление по продольной оси	X_d , о.е.	2,56
Синхронное сопротивление по поперечной оси	X_q , о.е.	2,56
Переходное сопротивление по продольной оси	X'_d , о.е.	0,36
Сверхпереходное сопротивление по продольной оси	X''_d , о.е.	0,243
Сверхпереходное сопротивление по поперечной оси	X''_q , о.е.	0,364
Индуктивное сопротивление рассеяния	X_s , о.е.	0,24
Активное сопротивление обмотки возбуждения	r_f , о.е.	$8,44 \cdot 10^{-3}$
Активное сопротивление продольного демпферного контура	r_{rd} , о.е.	$4,84 \cdot 10^{-3}$
Активное сопротивление поперечного демпферного контура	r_{rq} , о.е.	$3,319 \cdot 10^{-3}$
Инерционная постоянная времени блока (с учетом всех вращающихся масс на валу)	T_j , с	5,9

В качестве базисной мощности примем натуральную мощность ВЛ 500 кВ: $S_{\text{баз}} = P_{\text{нат}} = 900$ МВт, в качестве базисного напряжения примем наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{баз}} = 525$ кВ.

Приведение к базисным единицам параметров генератора:

- синхронное сопротивление по продольной оси:

$$X_d^{\text{о.е.б.}} = X_d \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{ном}}} = 2,56 \cdot \frac{900}{588,2} = 3,92 \text{ о.е.};$$

- синхронное сопротивление по поперечной оси:

$$X_q^{\text{о.е.б.}} = X_q \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{ном}}} = 2,56 \cdot \frac{900}{588,2} = 3,92 \text{ о.е.};$$

- переходное сопротивление по продольной оси:

$$X_d^{\prime \text{о.е.б.}} = X'_d \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{ном}}} = 0,36 \cdot \frac{900}{588,2} = 0,551 \text{ о.е.};$$

- сверхпереходное сопротивление по продольной оси:

$$X_d^{\text{о.е.б.}} = X_d'' \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,243 \cdot \frac{900}{588,2} = 0,372 \text{ о.е.};$$

- сверхпереходное сопротивление по поперечной оси:

$$X_q^{\text{о.е.б.}} = X_q'' \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,3634 \cdot \frac{900}{588,2} = 0,556 \text{ о.е.};$$

- индуктивное сопротивление рассеяния:

$$X_s^{\text{о.е.б.}} = X_s \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,24 \cdot \frac{900}{588,2} = 0,367 \text{ о.е.};$$

- активное сопротивление обмотки возбуждения:

$$r_f^{\text{о.е.б.}} = r_f \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМ}}} = 8,44 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{900}{588,2} = 12,91 \cdot 10^{-4} \text{ о.е.};$$

- активное сопротивление продольного демпферного контура:

$$r_{rd}^{\text{о.е.б.}} = r_{rd} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМ}}} = 4,84 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{900}{588,2} = 7,41 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.};$$

- активное сопротивление поперечного демпферного контура:

$$r_{rq}^{\text{о.е.б.}} = r_{rq} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМ}}} = 3,319 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{900}{588,2} = 5,08 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.};$$

- инерционная постоянная:

$$T_J^{\text{о.е.б.}} = T_J \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{баз}}} = 5,9 \cdot \frac{900}{588,2} = 3,86 \text{ с.}$$

Приведение к базисным единицам параметров трансформатора:

$$X_m^{\text{о.е.б.}} = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13,5}{100} \cdot \frac{900}{630} = 0,1928 \text{ о.е.}$$

Приведение к базисным единицам параметров ЛЭП:

$$r_{\text{л}}^{\text{о.е.б.}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_6^2} = 2,6 \cdot 3,4735 \cdot \frac{900}{525^2} = 0,0295 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{л}}^{\text{о.е.б.}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_6^2} = 29,8 \cdot 3,4735 \cdot \frac{900}{525^2} = 0,338 \text{ о.е.};$$

$$b_{\text{л}}^{\text{о.е.б.}} = b_0 \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{баз}}} = 3,76 \cdot 10^{-4} \cdot 3,4735 \cdot \frac{525^2}{900} = 0,4 \text{ о.е.}$$

Приведение к базисным единицам параметров ШР/УШР:

$$b_0 = \frac{Q_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{180 \cdot 10^6}{(525 \cdot 10^3)^2} = 6,53 \cdot 10^{-4} \text{ см};$$

$$b_p^{\text{о.е.б.}} = b_0 \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{баз}}} = 6,53 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{(525 \cdot 10^3)^2}{900 \cdot 10^6} = 0,2 \text{ о.е.}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Пример реализации модели САУ РТУ-180000/500 в программном комплексе ЕМТР

Допущения при моделировании

Для упрощения модели системы управления реактора и ускорения расчета электромагнитных переходных процессов можно принять следующие допущения:

1. Не моделировать полупроводниковые преобразователи. Протекающие в них процессы не оказывают непосредственного влияния на УШР, в частности в силу малой мощности системы управления по сравнению с мощностью УШР. Это позволяет представить преобразователь в виде регулируемого источника постоянной ЭДС.

2. Не учитывать инерционность звеньев регулятора, поскольку изменение режима реактора определяется его собственной постоянной времени. Так, если звенья регулятора обладают инерционностью, составляющей примерно 20–40 мс, то собственная постоянная времени реактора составляет примерно 1–2 с. Необходимо отметить, что благодаря этому разработчики УШР отказались от использования интегральных звеньев в САУ для ускорения ее работы. Все недостатки пропорционального регулирования УШР никак не ухудшают его управляемость вследствие большой естественной постоянной времени контура обмотки управления.

Общий вид модели САУ РТУ-180000/500

В приведенном примере при создании модели регулятора использовались как стандартные блоки программы ЕМТР (логические преобразования, математические операции, блоки вычисления действующего значения сигнала), так и блоки, разработанные с помощью языка MOD-ELS. Следует обратить внимание, что существует возможность создать регулятор с использованием только стандартного набора компонентов,

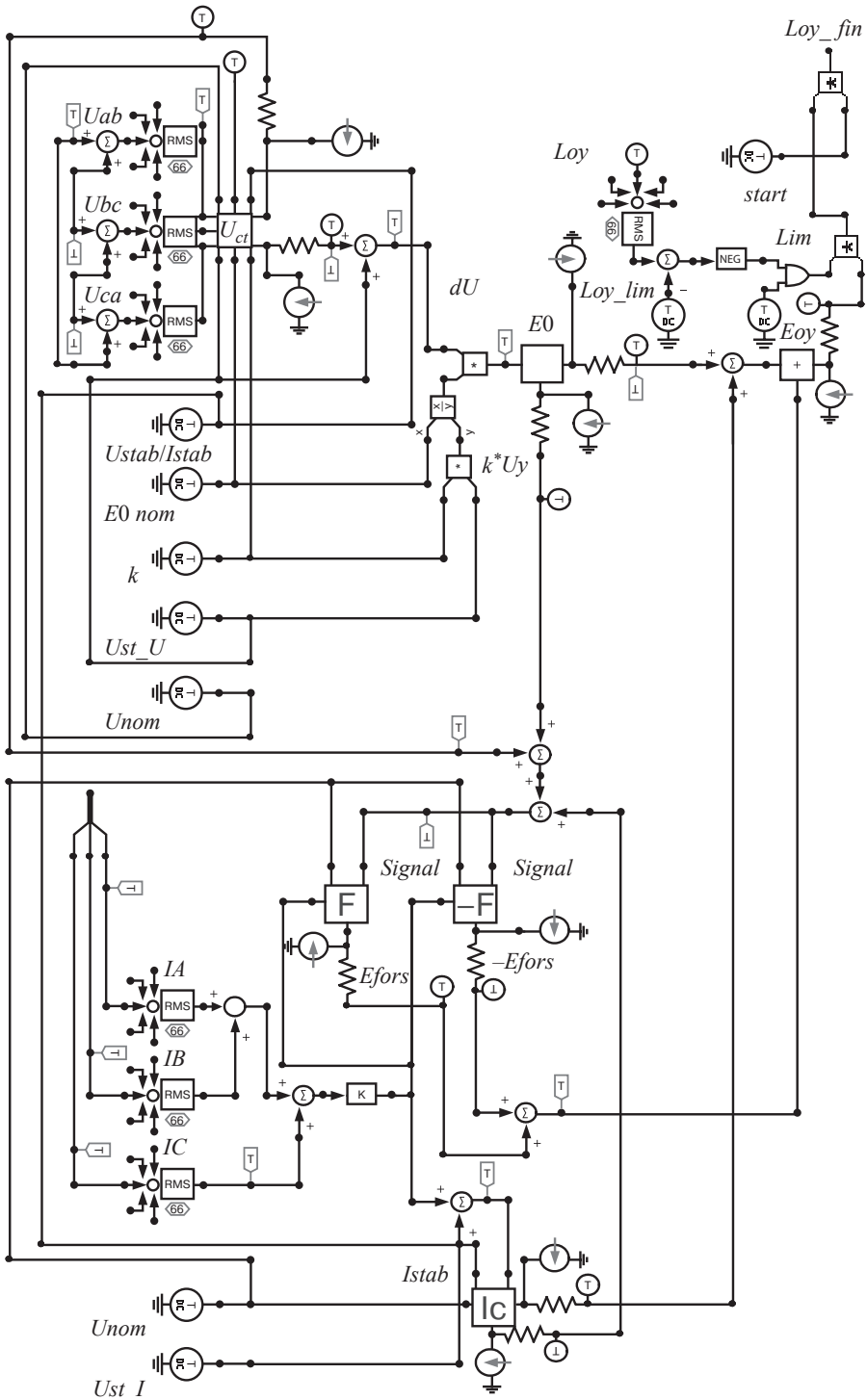


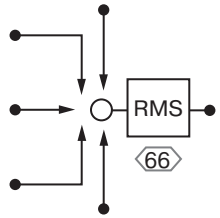
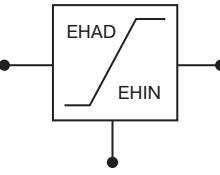
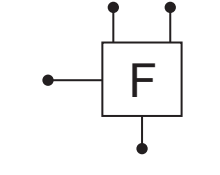
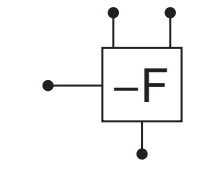
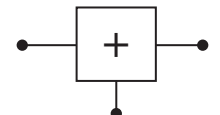
Рис. 1П. Общий вид модели регулятора

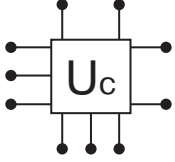
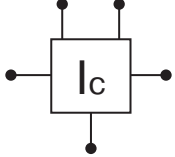

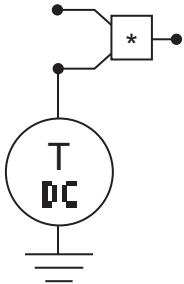
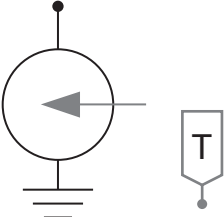
однако получившаяся схема может быть очень громоздкой, менее гибкой и неудобной вследствие ограниченного набора блоков, предусмотренных авторами комплекса. Замена множества сложно соединенных стандартных компонентов несколькими простыми блоками, созданными на языке MODELS, позволяет сделать схему намного более наглядной и простой для понимания.

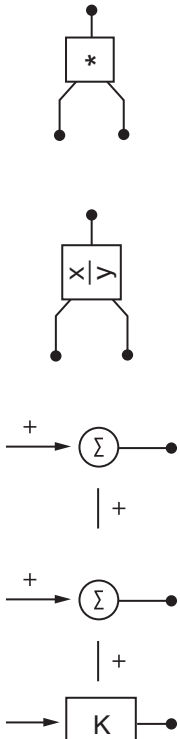

В программе EMTP все элементы систем регулирования являются блоками TACS [EMTP User's Guide], т. е. обмениваются друг с другом сигналами, а не токами или напряжениями.

Модель регулятора представлена на рис. 1П, описание ее частей — в табл.1П.

Таблица 1П. Основные составляющие модели САУ РТУ-180000/500

1	Блоки измерения действующего значения (RMS). Всего таких блоков 6 — по одному на каждое линейное напряжение и на каждый фазный ток	
2	Модель ограничителя. Этот блок обеспечивает ограничение напряжения обмотки управления на заданных уровнях E_{min} , E_{max}	
3	Модель канала форсировки, созданная с использованием языка MODELS. Блок содержит алгоритмы проверки режимных параметров и, если выполняются условия включения форсировки, блок начинает выдавать форсировочное напряжение, задаваемое параметром E_{fors}	
4	Модель канала расфорсировки, созданная с использованием языка MODELS. Блок содержит алгоритмы проверки режимных параметров и, если выполняются условия включения расфорсировки, блок начинает выдавать расфорсировочное напряжение, задаваемое параметром $-E_{fors}$	
5	Модель сумматора, созданная с использованием языка MODELS. Это вспомогательный блок, который при включении форсировочного канала отключает основной канал регулирования	

6	<p>Блок контроля напряжений, созданный с использованием языка MODELS. В этом блоке производится контроль значений линейных напряжений. В случае, если одно из линейных напряжений становится равным 0 или снижается на 30 %, то блок контроля, по заданному пользователем значению параметра <i>Podm_Fors</i>, равному 0 или 1, переводит регулятор в режим форсировки (0) или предварительного подмагничивания (1)</p>	
7	<p>Блок контроля токов, созданный с использованием языка MODELS. Он осуществляет обработку фазных токов в соответствии с алгоритмом работы канала стабилизации тока</p>	
8	<p>Источники. Эти блоки задают такие параметры модели, как: <i>Ustab/Istab</i> — выбор канала регулятора (стабилизация напряжения/тока); <i>k</i> — статизм регулятора; <i>Inom</i> — номинальное значение тока; <i>Unom</i> — номинальное значение напряжения (показан справа); <i>E0nom</i> — значение напряжения ОУ, при котором в ней протекает номинальный ток; <i>Ust_U</i> — уставка по напряжению; <i>Ust_I</i> — уставка по току</p>	
9	<p>Блок временной отсечки, который состоит из двух элементов: источника, амплитуда сигнала которого задает информацию о времени запуска цепи регулирования, и самой отсечки. Таким образом, если параметр <i>T_start</i>, например, равен 1, то обратная связь (цепь регулирования) начнет действовать через 1 с после начала расчета. До этого момента, т. е. при $t \in [0; 1)$, реактор работает в режиме холостого хода</p>	
10	<p>Вспомогательные устройства:</p> <ul style="list-style-type: none"> • управляемые источники; • преобразователи типа сигнала (из физических величин в сигналы для блоков TACS) 	

11	<p>Вспомогательные устройства, осуществляющие математические операции с сигналами:</p> <ul style="list-style-type: none"> • умножение; • деление; • суммирование; • вычитание; • умножение на число 	 <p>The diagram shows five symbols for mathematical operations: a multiplication block with an asterisk (*), a division block with $\times >$, an addition block with Σ and a plus sign, a subtraction block with Σ and a minus sign, and a gain block with the letter K.</p>
12	<p>Измерительные устройства, которые используются для получения осциллограмм сигналов в разных узлах системы управления</p>	 <p>The diagram shows a measurement device symbol, which is a trapezoidal shape with the number 0 inside.</p>

Канал автоматической стабилизации напряжения

Алгоритм модели реализован в соответствии с паспортом САУ, а сама модель отражает работу канала стабилизации напряжения в точке регулирования с использованием каналов форсировки и расфорсировки. Рассмотрим работу канала стабилизации напряжения поэтапно:

1. Вычисление среднего действующего значения линейных напряжений (фазных токов). Как было сказано выше, данная операция осуществляется с помощью стандартных блоков программы ЕМТР. На рис. 2П представлен фрагмент модели, который отвечает за такое преобразование (этот блок аналогичен блоку вычисления среднего по фазам действующего значения токов).

Этот фрагмент модели получает из внешней схемы фазные напряжения, далее, с помощью элементов преобразования типа сигнала, происходит преобразование физической величины в сигнал TACS. Полученные

значения фазных напряжений используются для вычисления линейных напряжений, затем действующих значений этих напряжений, которые впоследствии поступают в блок контроля напряжений. Этот блок формирует сигнал по значению линейного напряжения U_{AB} .

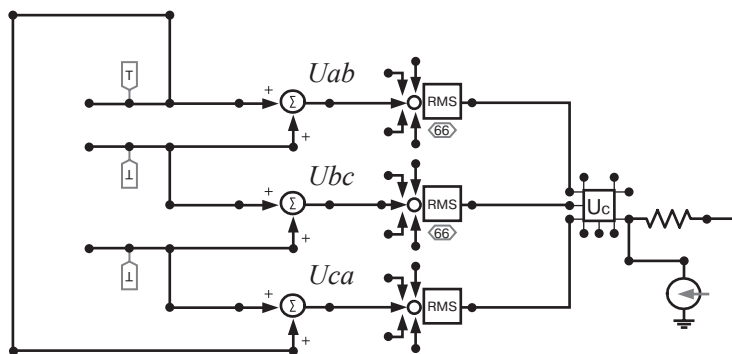


Рис. 2П. Фрагмент модели, осуществляющей вычисление действующего значения линейных напряжений

2. Вычисление сигнала рассогласования между линейным напряжением U_{AB} и уставкой. Эта операция производится с помощью стандартного сумматора, входящего в комплект стандартных блоков программы. На рис. 3П представлен фрагмент схемы, где производится данная операция.

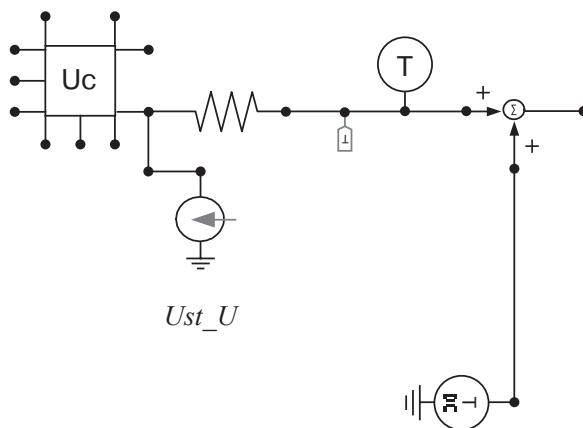


Рис. 3П. Фрагмент модели, осуществляющей вычисление сигнала рассогласования

3. Полученный в предыдущем пункте сигнал рассогласования ΔU поступает в цепочку блоков, представленную на рис. 4П, где происходит вычисление сигнала управления в соответствии с аналитическим выражением регулировочной характеристики из главы 4.

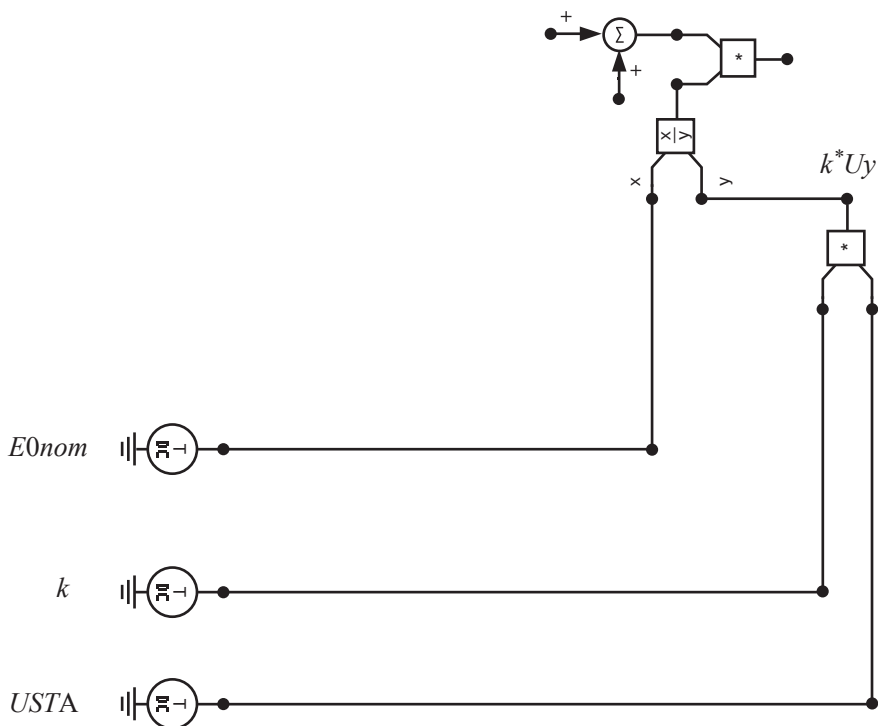


Рис. 4П. Фрагмент модели, осуществляющей вычисление сигнала управления

4. Далее, полученное в соответствии с регулировочной характеристикой напряжение управления поступает в ограничитель (блок № 2 в табл. 1П), где происходит проверка сигнала на превышение заданных уровней E_{min} , E_{max} . В случае выхода сигнала на ограничение данный блок также формирует специальный сигнал, который впоследствии используется блоками форсировки и расфорсировки (блоки № 3, 4 в табл. 1П) в их алгоритмах проверки.

5. Окончательно сформированный сигнал управления от канала стабилизации поступает на специальный сумматор (блок № 5 в табл. 1П), где он либо блокируется, в случае наличия на параллельном входе сумматора сигнала от блоков форсировки/расфорсировки, либо без изменений поступает в цепочку проверки тока обмотки управления.

6. В цепочку проверки поступает значение тока ОУ, вычисляется его действующее значение, из которого затем вычитается значение ограничения, задаваемого источником I_{ou_lim} ; результат затем умножается на -1 и поступает на вход блока логического сложения, на оставшемся

входе которого всегда 1. Таким образом, в случае, если ток ОУ превысит заданное ограничивающее его значение, результатом логического сложения будет 0 и, соответственно, значение сигнала также обнулится (этим моделируется блокировка преобразователей). В противном случае (если ток ОУ в пределах допустимого) логическое сложение даст 1 и значение сигнала не изменится и поступит на блок временной отсечки (блок № 9 в табл. 1П).

Каналы форсировки/расфорсировки

Алгоритм работы каналов форсировки/расфорсировки следующий:

1. Вычисление среднего по фазам действующего значения токов. Для этого используется блок, аналогичный тому, что используется в канале стабилизации напряжения (см. главу 4).
2. Измеренное значение среднего действующего значения токов поступает в блоки форсировки и расфорсировки (блоки № 3, 4 в табл. 1П), где обрабатывается согласно условиям, описанным в паспорте САУ.
3. Одновременно со средним действующим значением на блоки форсировки и расфорсировки поступает сигнал от ограничителя (блок № 2 в табл. 1П) с информацией о превышении сигналом канала стабилизации заданного уровня (о выходе напряжения из диапазона регулирования) и от блоков контроля напряжения и тока (блоки № 6, 7 в табл. 1П). Алгоритм работы блоков форсировки и расфорсировки предполагает три случая срабатывания:
 - в случае выхода напряжения из диапазона регулирования и одновременном выполнении условий по току сетевой обмотки;
 - в случае получения сигнала от блока контроля напряжений;
 - в случае получения сигнала от блока контроля токов.
4. Полученный сигнал управления поступает на специальный сумматор (блок № 5 в табл. 1П), где в случае, если сигнал не равен нулю, он блокирует сигнал канала стабилизации.

Канал автоматической стабилизации тока сетевой обмотки

Алгоритм работы канала стабилизации тока сетевой обмотки следующий:

1. Аналогично п. 1 в предыдущем разделе.
2. Полученное среднее по фазам действующее значение тока сетевой обмотки поступает в блок контроля токов (блок № 7 в табл. 1П), где реализован алгоритм, описанный в главе 4.
3. В зависимости от значения тока алгоритм блока контроля токов предусматривает два варианта функционирования:
 - формируется сигнал управления, соответствующий определенному в главе 4 диапазону действующего значения тока;

- формируется специальный сигнал, который поступает на блок форсировки/расфорсировки (блоки № 3, 4 в табл. 1П), который действует в соответствии с п. 3 предыдущего раздела.

4. Аналогично п. 4 предыдущего раздела.

Параметры модели, задаваемые пользователем

Для удобства представления в расчетных схемах все блоки модели сгруппированы в один общий блок REG (рис. 5П). Представленная на рис. 5П схема сети и регулятора составлена специально для иллюстрации и проверки правильности работы регулятора УШР. Схема содержит источник трехфазной ЭДС с амплитудой фазного напряжения 428 кВ (U), предвключенное сопротивление (R_s), модель линии с распределенными параметрами длиной 200 км (LCC), УШР-500 со своей системой управления (USHR и REG), включенный в конце линии вспомогательный реактор (SR), конденсаторную батарею (CB), а также блок измерения тока с выводом, расположенный после УШР (I_probe).

Изменение индуктивности вспомогательного реактора SR используется для снижения напряжения (после его включения) с целью максимально быстро вывести регулятор УШР на нижний предел E_{min} для демонстрации работы канала расфорсировки. Блок I_probe необходим для передачи значений токов СО в модель регулятора УШР.

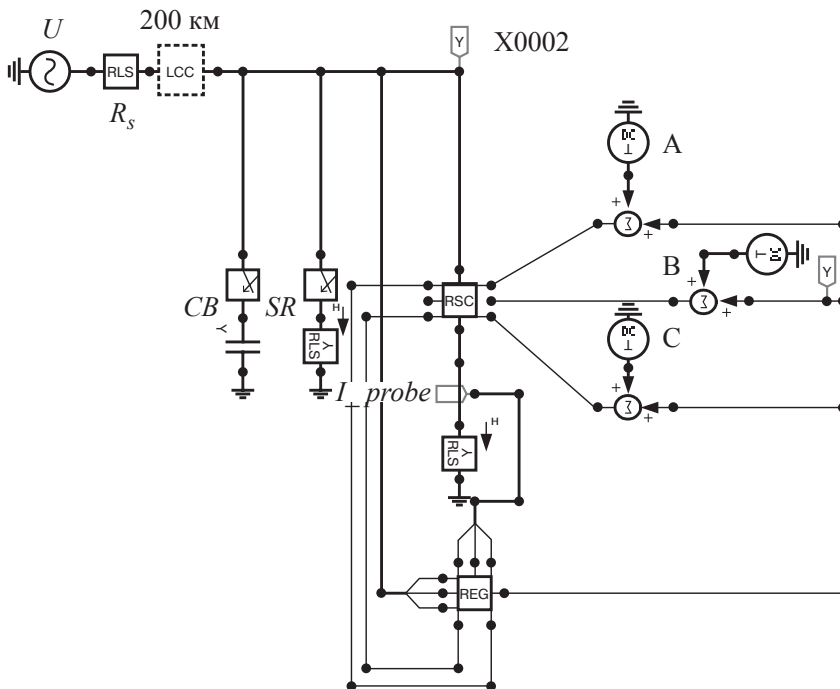


Рис. 5П. Тестовая схема с моделью РТУ-180000/500 и моделью САУ

Для корректной работы регулятора ему необходимо получать информацию из внешней схемы о фазных токах и напряжениях в точке регулирования (теоретически могут использоваться напряжения любого узла схемы), по которым он будет вычислять действующие значения указанных величин. Таким образом, к регулятору необходимо подвести 6 проводников как это показано на рис. 5П. Сама модель регулятора имеет область задания данных, где необходимо указать следующие параметры (табл. 2П). Назначение этих параметров пояснено в табл. 3П.

Табл. 2П. Параметры модели САУ РТУ-180000/500 (блок REG в схеме рис. 5П)

DATA	UNIT	VALUE
<i>E0nom</i>	<i>V</i>	146
<i>Unom</i>	<i>kV</i>	525
<i>Inom</i>	<i>A</i>	198
<i>Ust_U</i>	<i>kV</i>	500
<i>Ust_I</i>	<i>A</i>	198
<i>Emax</i>	<i>V</i>	146
<i>Emin</i>	<i>V</i>	0
<i>T_start</i>	<i>s</i>	1
<i>k</i>	–	0,02
<i>Efors</i>	<i>V</i>	1500
<i>–Efors</i>	<i>V</i>	–1500
<i>Ixx</i>	<i>A</i>	8
<i>Reg_phase</i>	–	1
<i>Max_drawdown</i>	o.e.	0,3
<i>E_pred_podm</i>	<i>V</i>	20
<i>Podm_Fors</i>	–	0
<i>Ustab\Istab</i>	–	1
<i>Ioy_lim</i>	–	2200

Таблица 3П. Описание параметров модели САУ РТУ-180000/500

E_{0nom}	Напряжение ОУ, создающее в ней ток, при котором в сетевой обмотке наводится ток, равный номинальному
U_{nom}	Действующее значение номинального напряжения
I_{nom}	Действующее значение номинального тока в данной схеме
$U_{st_U} = U_y$	Уставка по напряжению (линейное напряжение в кВ(!))
$U_{st_U} = I_y$	Уставка по току (фазный ток в амперах)
E_{max}	Верхний предел ограничителя сигнала регулятора
E_{min}	Нижний предел ограничителя сигнала регулятора
T_{start}	Время включения цепи регулирования
k	Коэффициент статизма
E_{fors}	Напряжение форсировки
$-E_{fors}$	Напряжение расфорсировки
I_{xx}	Действующее значение тока холостого хода в данной схеме
Reg_phase	Линейное напряжение, по которому регулятор формирует сигнал управления (1 — U_{AB} , 2 — U_{BC} , 3 — U_{CA})
$Max_drawdown$	Уровень снижения линейного напряжения, при котором регулятор переходит в режим форсировки/предварительного подмагничивания
E_{pred_podm}	Напряжение предварительного подмагничивания ОУ
$Podm_Fors$	Параметр, который задает действие регулятора при пропадании или заданном снижении хотя бы одного из линейных напряжений (1 — переход в режим предварительного подмагничивания, 0 — переход в режим форсировки)
$U_{stab} \backslash I_{stab}$	Параметр, задающий закон регулирования (1 — стабилизация напряжения, 0 — стабилизация тока)
I_{oy_lim}	Значение максимально допустимого тока ОУ в амперах

Для заметок

Для заметок

Для заметок

Дмитриев Михаил Викторович
Карпов Алексей Сергеевич
Шескин Евгений Борисович
Долгополов Андрей Геннадиевич
Кондратенко Денис Валерьевич

УПРАВЛЯЕМЫЕ ПОДМАГНИЧИВАНИЕМ ШУНТИРУЮЩИЕ РЕАКТОРЫ

Под редакцией Георгия Анатольевича **Евдокунина**

Корректор *Н. П. Першакова*
Подготовка оригинал-макета *С. А. Николаева*
Дизайн обложки *Владимир Бедин, член Союза художников России*

Подписано в печать 22.04.2013. Формат 70×100¹/₁₆.
Печать офсетная. Уч.-изд. л. Усл.-печ. л. 24,5.
Тираж 800 экз. Заказ 1303092.

ООО Издательский дом «Родная Ладога»
<http://rodnayaladoga.ru>
<http://роднаяладога.рф>
e-mail: info@rodnayaladoga.ru
e-mail: tradicia-mag@mail.ru

Отпечатано в типографии ООО «Лесник-Принт»
Санкт-Петербург, Сабировская ул., д. 37.