

А. Г. Долгополов

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
УПРАВЛЯЕМЫХ
ШУНТИРУЮЩИХ
РЕАКТОРОВ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ
ЭНЕРГЕТИК**

Вниманию специалистов

Вышли в свет в 2011 году следующие выпуски

«Библиотечки электротехника»:

Хромченко Ф. А. Расчет на прочность сварных соединений эксплуатирующихся трубопроводов ТЭС (справочные материалы)

Захаров О. Г. Источники питания для схем с цифровыми устройствами релейной защиты

Самородов Ю. Н. Риски повреждения турбогенераторов (части 1–2)

Пупин В. М. Устройства защиты от провалов напряжения

Костюшко В. А. Анализ расчетных и экспериментальных оценок потерь мощности на корону на воздушных линиях электропередачи переменного тока

Арцишевский Я. Л., Задкова Е. А., Кузнецов Ю. П. Техпереворужение релейной защиты и автоматики систем электроснабжения предприятий непрерывного производства

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу «ПРЕССА РОССИИ». Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы, а также в редакции.

**Подписной индекс «Библиотечки электротехника» —
приложения к журналу «Энергетик»**

88983

Адрес редакции
журнала «Энергетик»:

115280, Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23.

Телефон (495) 675-19-06.

E-mail: energetick@mail.ru

Библиотечка электротехника

Приложение к журналу «Энергетик»

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 8 – 9 (152 – 153)

А. Г. Долгополов

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА УПРАВЛЯЕМЫХ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ

Москва

НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик»

2011

УДК 621.316.925
ББК 31.27-05
Д64

Главный редактор журнала «Энергетик» А. Ф. ДЬЯКОВ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

«Библиотечки электротехника»

И. И. Батюк (*зам. председателя*), Б. А. Алексеев, К. М. Антипов,
Г. А. Безчастнов, А. Н. Жулев, В. А. Забегалов, Ф. Л. Коган,
В. И. Кочкарев, Н. В. Лисицын, В. И. Пуляев, А. И. Таджикибаев

Долгополов А. Г.

Д64 Релейная защита управляемых шунтирующих реакторов. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2011. — 152 с.: ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 8 — 9 (152 — 153)].

На основании опыта проектирования, наладки и расчета режимов описаны особенности и общие принципы построения релейной защиты управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов различного исполнения и класса напряжения.

Для специалистов проектных и эксплуатирующих организаций, разрабатывающих и применяющих релейную защиту для УШР.

Предисловие

Последнее десятилетие в области электроэнергетики характеризуется созданием гибких или управляемых электрических сетей с использованием 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 (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 применительно к УШР пока нет. Поэтому задачей настоящей брошюры, основанной на опыте проектирования, наладки и эксплуатации управляемых реакторов, является обобщение указанного опыта и ознакомление специалистов соответствующих направлений с практикой проектирования и ввода в эксплуатацию УШР и их средств РЗА.

В гл. 1 приводится краткое описание управляемых подмагничиванием реакторов, их принцип действия, применяемые схемотехнические решения и конструкции, основные технические характеристики, функции и алгоритмы системы управления.

В гл. 2 описываются режимные и схемные особенности УШР как объекта РЗ по сравнению с силовыми трансформаторами.

В гл. 3 на основе опыта проектирования и эксплуатации приводится выбор оптимального состава защит и принципов расчета параметров срабатывания РЗ.

В качестве примера в гл. 4 рассмотрена реализация комплекса микропроцессорных защит на терминалах НПП ЭКРА для УШР напряжением 500 кВ, установленного на ПС «Томская» МЭС Сибири.

В гл. 5 описаны принципиальная схема и режимные отличия, состав встроенных ТТ и применяемых защит для двухобмоточных УШР 35 – 110 кВ.

В гл. 6 кратко описаны способы защиты вентилях ТМП от перенапряжений, возникающих в коммутационных режимах УШР.

В приложении приведены фактические осциллограммы регистраторов для коммутационных режимов и режимов внешних коротких замыканий, полученные при проведении сетевых испытаний и в процессе эксплуатации управляемых подмагничиванием реакторов серии РТУ напряжением 220, 330 и 500 кВ.

Основной объем занимает материал об особенностях конструкции и режимов управляемых подмагничиванием реакторов, о принципах выбора релейной защиты электромагнитной части и других элементов УШР. Отдельные конкретные примеры практической реализации РЗ приведены в качестве иллюстрации. Это вызвано не только ограниченным объемом публикации, но и динамичным развитием как самих управляемых реакторов, так и средств для их защиты, автоматики и мониторинга. По мере совершенствования и создания специализированных терминалов РЗА различных производителей возникают новые модификации защит для УШР, соответствующие инструкции и методики, которыми должны руководствоваться проектные организации наряду с техническими описаниями самих реакторов.

При подготовке настоящей брошюры использованы, в основном, материалы статей по соответствующей тематике, приведенные в списке литературы, а также эксплуатационная документация производителей оборудования и результаты сетевых испытаний УШР, проведенных с участием автора на подстанциях заказчиков.

Для иллюстрации процессов в установившихся, переходных и аварийных режимах УШР даются также осциллограммы, полученные с помощью специализированной программы NRAFT

(НРАСТ), разработанной в СПбГПУ для исследования электромагнитных процессов ферромагнитных устройств и совершенствования их конструкций. Достоверность расчетов по указанной программе многократно проверена сравнением результатов с данными заводских и сетевых испытаний управляемых реакторов различных модификаций. Расхождения не превышают, как правило, нескольких процентов расчетного значения тока, напряжения или индукции магнитопровода УШР.

Следует заметить, что в статьях по РЗ УШР, опубликованных до 2009 г., часть информационных материалов и соответствующих рекомендаций относится к устаревшим схемам и конструкциям управляемых реакторов. Поэтому при сохранении в настоящей брошюре общей идеологии проектирования и расчета релейной защиты УШР некоторая часть указанных материалов была существенно переработана.

В брошюре имеются повторы в части описания схем, основных характеристик и режимов УШР (например, включения и ОАПВ), что позволяет обращаться к соответствующей теме без обязательного перехода к другим главам.

В брошюре 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 маслonaполненного оборудования УШР не отличаются по исполнению, проектированию, монтажу и эксплуатации от аналогичных устройств для силовых трансформаторов соответствующей мощности и напряжения.

**Замечания и пожелания по брошюре
просьба направлять по адресу:
115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23.
Редакция журнала «Энергетик»**

Автор

Введение

В настоящее время в электроэнергетике России и других стран большое значение придается созданию управляемых или гибких линий электропередач, являющихся составной частью «интеллектуальных» (Smart Grid) сетей с устройствами FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems). Для оптимального ведения режимов таких энергосистем необходимы высокоэффективные средства регулирования потоков как активной, так и реактивной мощности.

Для управления режимами по напряжению и реактивной мощности наряду с традиционным применением генераторов, синхронных и статических компенсаторов, коммутируемых реакторов и конденсаторных батарей в последнее десятилетие все более широко используются новые устройства — управляемые шунтирующие реакторы (УШР). Трансформаторное исполнение для открытой установки на любой класс напряжения с возможностью плавного регулирования потребляемой реактивной мощности позволяет установить УШР в любой части энергосистемы и обеспечить стабилизацию напряжения, оптимизацию перетоков реактивной мощности, повышение пропускной способности электропередач, снижение потерь, числа коммутаций выключателей и действий РПН трансформаторов. Сочетание УШР с параллельно установленной батареей статических конденсаторов (БСК) позволяет обеспечить не только плавнорегулируемую компенсацию (потребление) реактивной мощности, но и ее выдачу в соответствии с мощностью БСК при разгрузке УШР до режима холостого хода.

По принципу действия трехфазные плавнорегулируемые реакторы для компенсации реактивной мощности можно разделить на три класса — управляемые подмагничиванием магнитопровода, трансформаторного типа (УШРТ) и реакторы с переключением отпаяк (аналогично РПН трансформаторов). К 2011 г. в России, странах СНГ и ближнего зарубежья введено в эксплуатацию более 60 управляемых реакторов напряжением от 6 до 500 кВ (табл. 1), в том числе два УШРТ (Россия) и один с широким диапазоном РПН (Белоруссия). Реакторы последнего типа (зарубежного производства) не получили дальнейшего распространения в энерго-

системах по причинам низкого быстродействия и недостаточной надежности РПН.

Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа разрабатывался в Санкт-Петербургском политехническом университете под руководством проф. Г. Н. Александрова. Этот реактор представляет собой силовой трансформатор с напряжением короткого замыкания 100 %, на вторичной обмотке которого установлены встречно-параллельные тиристорные ключи на полную мощность реактора. Аналогично известной схеме статиче-

Таблица 1. Существующие виды УШР

Вид УШР по способу регулирования	Исполнение (схема)	Мощность, напряжение	Производители	Где введены (страна)	Количество
С переключением отпаяк	Одна обмотка с РПН	180 МВ·А, 330 кВ	Западная Европа	Беларусь	1
Трансформаторного типа (УШРТ) с тиристорными ключами на номинальную мощность УШР	Трансформатор с $\mu_k = 100\%$	50 МВ·А, 420 кВ	Индия	Индия	1
		60 МВ·А, 230 кВ	Запорожтрансформатор, Ансальдо-ВЭИ	Ангола	1
		25 МВ·А, 110 кВ	Россия и Беларусь	Россия	2
Управляемые подмагничиванием стержней магнитопровода (мощность управления около 1 % номинальной мощности УШР)	С двумя обмотками (совмещение СО и ОУ)	180 МВ·А, 500 кВ	Московский электрозавод	Россия, ПС «Нелым»	1
	С одной обмоткой	3,3 МВ·А, 6 – 10 кВ	Раменский з-д, ООО «Энергия-Т»	Россия, Монголия	3
	С двумя обмотками (совмещение ОУ и КО)	10 – 25 МВ·А, 35 – 110 кВ	ОАО «Запорожтрансформатор», ОАО ЭЛУР, ООО «Энергия-Т»	Россия, Казахстан, Беларусь, Литва	29
	с тремя отдельными обмотками	63 – 180 МВ·А, 110 – 500 кВ			31

Примечание. СО — сетевая обмотка; ОУ — обмотка управления; КО — компенсационная обмотка.

ского тиристорного компенсатора (СТК), полностью открытые тиристоры закорачивают вторичную обмотку и обеспечивают максимальную потребляемую мощность УШРТ, при закрытых тиристорах его мощность соответствует мощности холостого хода трансформатора, а в промежуточных режимах потребляемая мощность плавно регулируется изменением угла управления вентилей с соответствующим появлением высших гармоник в потребляемом токе. Для снижения уровня этих гармоник со стороны низшего напряжения устанавливаются фильтры.

Таким образом, схема УШРТ сводится к схеме СТК, в электромагнитной части которого совмещены индуктивности фаз с трансформатором связи с высшим напряжением. Это позволяет, в отличие от СТК, подключать УШРТ к любому классу напряжения, однако тиристорные ключи большой мощности предопределяют повышенную стоимость изготовления, монтажа и эксплуатации, в особенности для условий Сибири и Крайнего Севера. В дальнейшем УШР этого типа не рассматриваются по двум причинам. Во-первых, опыт их применения в России пока ограничен двумя реакторами напряжением 110 кВ, введенными в эксплуатацию менее двух лет назад. Во-вторых, проектирование релейной защиты таких устройств может быть сведено к известным способам защиты силовых трансформаторов (с учетом повышенного напряжения КЗ) и тиристорных преобразователей (вентилей СТК).

Управляемые подмагничиванием реакторы типа РТУ на напряжения от 35 до 500 кВ более 10 лет выпускает ОАО «Запорожтрансформатор». В комплектации, проектировании, поставке и наладке этих УШР принимают участие ОАО «Электрические управляемые реакторы» (Москва) и ООО «Энергия-Т» (г. Тольятти). Прототипы реакторов этого типа (как и дутогасящих реакторов Раменского завода «Энергия») были созданы в Алма-Атинском энергетическом институте более 20 лет назад (научный руководитель С. Е. Соколов, Е. Н. Бродовой, А. М. Брянцев и др.). Первый промышленный образец УШР типа РТУ-25000/110 был изготовлен в 1998 г. и после испытаний на стенде ВЭИ в г. Тольятти введен в эксплуатацию в Северных электрических сетях Пермэнерго (на головной подстанции 110 кВ в г. Кудымкар в сентябре 1999 г.). В разработке серии подмагничиваемых реакторов серии РТУ принимали участие специалисты ведущих организаций — за-

вода Запорожтрансформатор (М. А. Бики, С. В. Уколов), ВЭИ им. Ленина (Л. В. Лейтес, А. И. Лурье), НТЦ ВЭИ в г. Тольятти (А. Г. Долгополов, А. И. Зайцев), кафедры электрических сетей и систем СПбГПУ (Г. А. Евдокунин, А. А. Рагозин).

В настоящее время УШР аналогичного принципа действия осваивает Московский электрозавод. Пилотный образец реактора напряжением 500 кВ поставлен на подстанцию «Нелым-500» в конце 2009 г. Основным отличием этого УШР от изделий ОАО «Запорожтрансформатор» является совмещение в первичной сетевой обмотке функций потребления реактивной мощности и подмагничивания магнитопровода. При этом тиристорный преобразователь выпрямленного напряжения подключается между нейтралями двух «звезд» расщепленной сетевой обмотки реактора, между секциями которой циркулируют постоянные составляющие тока подмагничивания. Наличие в расщепленных ветвях сетевой обмотки этого реактора основного потребляемого тока промышленной частоты, выпрямленного тока подмагничивания и высших гармоник обуславливает дополнительные требования к конструкции, схеме соединений трансформаторов тока, алгоритмам релейной защиты и автоматики. По этим и указанным выше (в том числе отсутствие опыта эксплуатации) причинам релейная защита УШР производства Московского электрозавода в настоящей брошюре не рассматривается.

В свою очередь, номенклатура УШР, выпускаемых заводом «Запорожтрансформатор», имеет ряд схемотехнических исполнений в зависимости от класса напряжения, мощности реактора и требований заказчика по составу оборудования, виду охлаждения, алгоритмам управления, числу встроенных трансформаторов тока, функциям мониторинга и т.д. При одинаковом принципе действия основные отличия между модификациями УШР серии РТУ для разных классов напряжения (35 – 110 кВ, 220 – 330 кВ, 500 – 750 кВ) имеются в схеме электромагнитной части и в составе системы подмагничивания.

Для УШР напряжением 35 или 110 кВ сравнительно небольшой мощности (10 – 25 МВ·А) технико-экономически более предпочтительным является исполнение электромагнитной части с двумя обмотками — сетевой (СО) и управления (ОУ) по схеме двойного разомкнутого треугольника, совмещающей в себе функции подмагничивания и компенсации в токе реактора высших

гармоник, кратных трем. 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. Как правило, такие УШР работают параллельно с БСК и могут по требованию заказчика иметь общую систему автоматического управления (САУ) реактором и секционированной конденсаторной батареей.

Реакторы 220 и 330 кВ мощностью 63 — 180 МВ·А (как и УШР 110 кВ с мощностью более 50 МВ·А) выполняются с тремя обмотками — сетевой (СО), компенсационной (КО) и управления (ОУ), каждая из которых выполняет свою функцию, соответственно, потребления реактивной мощности, компенсации (замыкания в «треугольнике») основных высших гармоник и управления (подмагничивания стержней магнитопровода). В комплект поставки входят два одинаковых трехфазных трансформатора с тиристорным преобразователем (ТМП), из которых основной подключается через выключатель 10 кВ к выводам КО реактора, а резервный — к распредустройству подстанции напряжением 6 или 10 кВ.

Управляемые шунтирующие реакторы напряжением 500 кВ и выше, устанавливаемые на шины или линии транзитных электрических сетей СВН, имеют повышенные требования по быстродействию — времени 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 трансформатор масляный с преобразователем (ТМП), имеющий увеличенное максимальное выпрямленное напряжение. 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.

Следует заметить, что устаревшие модификации УШР всех указанных выше классов напряжения теперь заводом не выпускаются. Первые реакторы напряжением 110 кВ имели электромагнитную часть из трех однофазных магнитопроводов в общем баке и подмагничивание без резервирования от отдельно стоящего

трехфазного ТМП с внешним питанием. В современных УШР типа РТУ-25000/110 (35) обеспечено самоподмагничивание с резервированием, а магнитная система выполнена трехфазной, что привело к снижению габаритов и массы.

Реакторы 220 — 330 кВ также подмагничивались от единственного ТМП с внешним питанием, а кроме того оснащались встроенными токоограничивающими дросселями (при напряжении КЗ между СО и КО примерно 20 %) и заземляющими фильтрами типа ФМЗО на выводах КО. Теперь дроссели и фильтры отсутствуют, а основное подмагничивание обеспечивается непосредственно от реактора с полным резервированием.

Первые УШР напряжением 500 кВ, установленные на ПС «Таврическая» и «Барабинская» МЭС Сибири, имели оригинальное двухобмоточное исполнение электромагнитной части из трех фаз электромагнитной части реактора типа РОДУ-60000/500 с однофазными преобразователями в приставных баках на каждой. Несмотря на компактную конструкцию и пятилетний опыт эксплуатации, такие реакторы больше не выпускаются из-за присутствия им недостатков — отсутствия резервирования и низкой ремонтпригодности системы подмагничивания, а также неудовлетворительной схемы предварительного подмагничивания. Теперь все реакторы этого класса напряжения, как трехфазного, так и однофазного исполнения, имеют описанную выше трехобмоточную электромагнитную часть и систему подмагничивания из трех трехфазных ТМП одинаковой мощности (1 МВ·А) и габаритов.

Основное внимание в брошюре уделяется релейной защите управляемых подмагничиванием реакторов серии РТУ производства ОАО «Запорожтрансформатор» напряжением 110 — 500 кВ трехобмоточного исполнения, как наиболее распространенных и универсальных в применении. Кроме того, РЗА этих реакторов большой мощности и напряжения имеет более сложный набор алгоритмов, защит и режимов работы по сравнению с двухобмоточными УШР для распределительных сетей 35 — 110 кВ, рассмотренными в гл. 5.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

Принцип действия, схемы и конструкции УШР с подмагничиванием

Основным назначением УШР является регулирование напряжения и реактивной мощности. В УШР с подмагничиванием для плавного регулирования потребляемой реактивной мощности, а значит и напряжения в точке подключения, используется насыщение стали магнитопровода постоянным потоком, создаваемым выпрямленным током в специальной обмотке управления. Фактически для мощного высоковольтного трансформаторного устройства используется принцип магнитного усилителя, когда по мере насыщения стержней магнитопровода снижается индуктивность расположенной на них сетевой обмотки, и также пропорционально снижается ее индуктивное сопротивление. По мере снижения или обратного повышения индуктивного сопротивления СО реактора пропорционально возрастает или уменьшается ее ток, а значит и потребляемая мощность УШР в диапазоне от мощности холостого хода (около 1 %) до номинальной мощности или допустимой перегрузки (100 — 120 %). Таким образом, использование участков стали магнитопровода УШР в режимах от ненасыщенного состояния до глубокого насыщения, близкого к предельному, когда магнитная проницаемость приближается к магнитной проницаемости воздуха, позволяет получить диапазон плавного регулирования реактивной мощности с кратностью более 100.

Из большого числа предлагаемых ранее схмотехнических решений и конструкций подмагничиваемых реакторов — с продольным, поперечным, кольцевым подмагничиванием, с вращающимся магнитным полем и т. д., — практическое применение получили УШР трансформаторного типа с продольным

подмагничиванием стержней, на которых расположены обмотки реактора. Для того, чтобы обеспечить независимость электромагнитных процессов в обмотках СО и ОУ, расположенных на одном магнитопроводе, необходимо два условия — встречное включение секций этих обмоток (тогда на выводах обмотки управления не будет переменного напряжения) и создание отдельных путей для переменного и постоянного потоков, что обеспечивается бронестержневой конструкцией магнитопровода с расщепленными стержнями фаз.

На рис. 1 приведена схема одной фазы такого реактора с бронестержневым магнитопроводом и двумя полустержнями, на которых расположено встречно включенные секции СО и ОУ, к последней, в свою очередь, подключен источник постоянного или выпрямленного напряжения для подмагничивания $U_{\text{п}}$. Постоянный поток подмагничивания, создаваемый током ОУ, замыкается между центральными полустержнями, а переменный поток — через верхние и боковые ярма магнитопровода, складываясь в полустержнях с постоянным.

На рис. 2 на расчетных осциллограммах для реактора 500 кВ мощностью 180 МВ·А показан ток сетевой обмотки в зависимости от тока обмотки управления при наборе мощности от минимальной (холостой ход) до номинальной, которой соответствуют значения токов 200 А в СО и 1,9 кА в ОУ (масштабы явлений в используемой программе НРАСТ приводятся в левом верхнем углу каждого из выводимых явлений, кА). Зависимость между токами практически линейна.

В области минимальных нагрузок в токе СО реактора наблюдаются искажения 5-й и 7-й гармониками, при этом суммарный ток искажения в самом неблагоприятном из нагрузочных режимов не превышает 4 % номинального тока УШР, что не оказывает существенного влияния на синусоидальность напряжения в точке его подключения (не более 0,1 — 0,2 %).

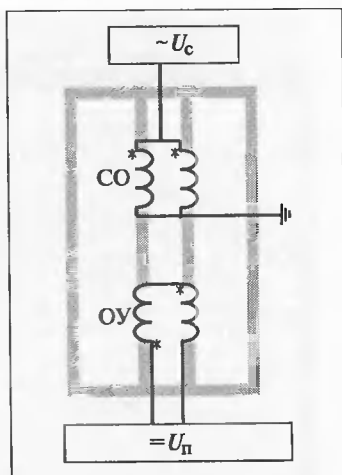


Рис. 1. Электромагнитная схема фазы УШР

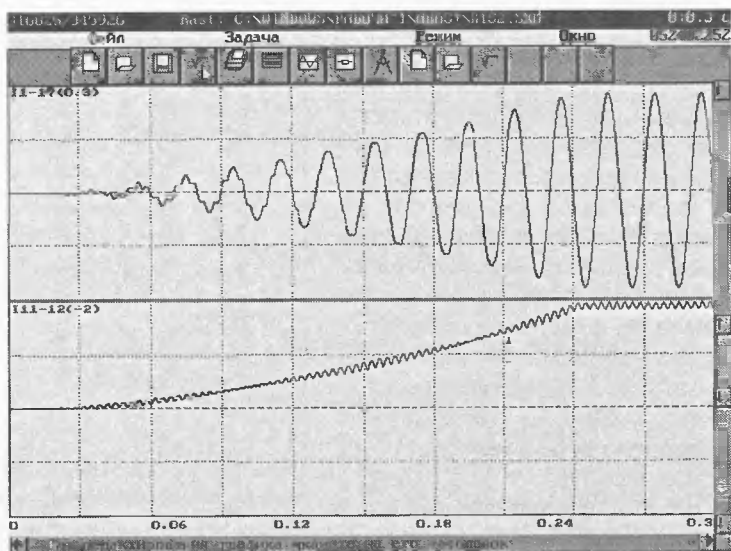


Рис. 2. Ток СО (вверху) реактора 500 кВ в зависимости от тока подмагничивания (внизу) при наборе мощности до номинального значения

Следует отметить, что такая форма тока СО УШР достигается только при условии полной компенсации в потребляемом токе наиболее мощной третьей гармоники и кратных ей. Для трехфазных реакторов это обеспечивается наличием вторичной обмотки, соединенной в треугольник, в которой и замыкаются, не выходя в сеть, гармоники, кратные трем. Практически это реализуется в выпускаемых конструкциях УШР отдельной дополнительной компенсационной обмоткой для трехобмоточных реакторов, либо специальными схемами соединений вторичной обмотки управления, например, в двойной разомкнутый треугольник для двухобмоточных реакторов напряжением 35 – 110 кВ.

На рис. 3 приведен аналогичный показанному на рис. 2 режим набора мощности УШР 500 кВ с током в «треугольнике» КО на верхней осциллограмме. В отличие от силовых трансформаторов, ток нагрузки первой гармоники во вторичной обмотке реактора отсутствует. Преобладающая в «треугольнике» КО третья гармоника в области 50 %-ной нагрузки УШР имеет максимум (действующее значение около 1 кА), а в режиме номинальной нагрузки при синусоидальном питающем напряжении практически равна

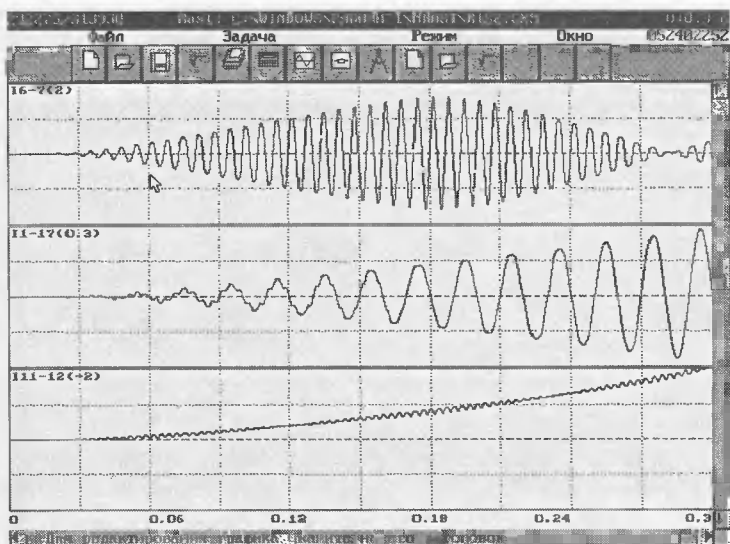


Рис. 3. Изменение тока в КО (вверху) при наборе мощности УШР

нулю, как и остальные высшие гармоники в токе СО. Это объясняется тем, что реакторы серии РТУ проектируются с номинальной мощностью в так называемом полупредельном режиме насыщения, когда постоянный поток номинального подмагничивания поочередно в каждом полустержне магнитопровода вытесняет переменный поток ровно на время половины периода частоты сети (рис. 4). В результате комбинации последовательности во времени полупериодов синусоидального тока, вызванных поочередным насыщением полустержней, потребляемый ток УШР в номинальном режиме также не содержит высших гармоник.

При дальнейшем наборе мощности в область перегрузки (и предельного насыщения магнитопровода) в токе КО вновь появляется третья, а в токе СО — другие высшие гармоники. Осциллограммы с суммарными индукциями в полустержнях магнитопровода приведены на рис. 4, из которого видно, что в номинальном полупредельном режиме нагрузки время нахождения индукции каждого полустержня за перегибом характеристики насыщения стали (около 2 Тл) составляет ровно половину периода промышленной частоты сети.

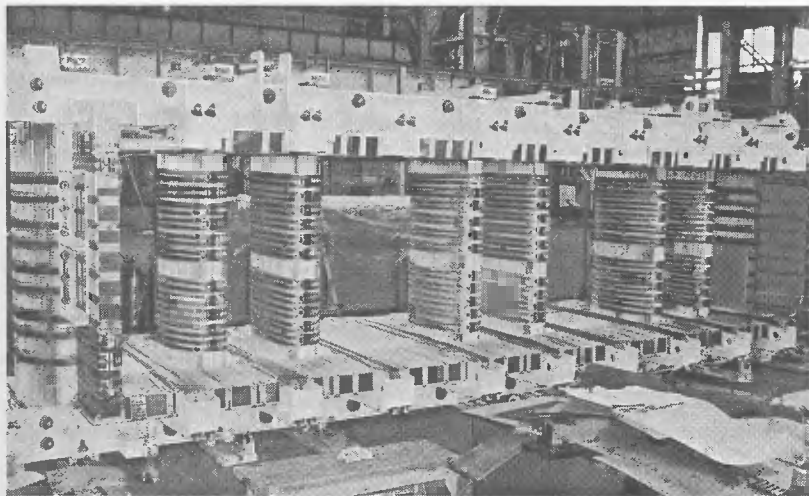


Рис. 5. Магнитная система трехфазного УШР с подмагничиванием

ник, кратных трем, и питания основного трансформатора с преобразователем, обеспечивающего требуемый уровень подмагничивания магнитопровода через ОУ. Поскольку установленная мощность ТМП составляет 1 МВ·А (номинальный первичный ток менее 60 А), а потребляемая мощность в установившемся номинальном режиме не превышает 300 кВ·А, КО рассчитывается на длительное протекание максимального тока третьей гармоники и выполняется уменьшенного сечения (если на КО не предусматривается другой дополнительной нагрузки, например, при возможном подключении конденсаторной батареи).

Благодаря встречному включению своих секций ОУ имеет эквипотенциальные выводы (+) и (–), на которых в нормальных установившихся и переходных режимах отсутствует переменное напряжение от СО или КО. При закрытых тиристорах основного или резервного ТМП выпрямленное напряжение на этих выводах ОУ также отсутствует, соответственно отсутствует и ток подмагничивания в ОУ, поэтому магнитная система находится в ненасыщенном состоянии, а УШР — в режиме холостого хода, как обычный трансформатор. По мере открытия тиристоров и роста выпрямленного напряжения нарастает ток подмагничивания в секциях ОУ, в результате чего происходит насыщение стержней магнитопровода и рост потребляемого тока реактора.

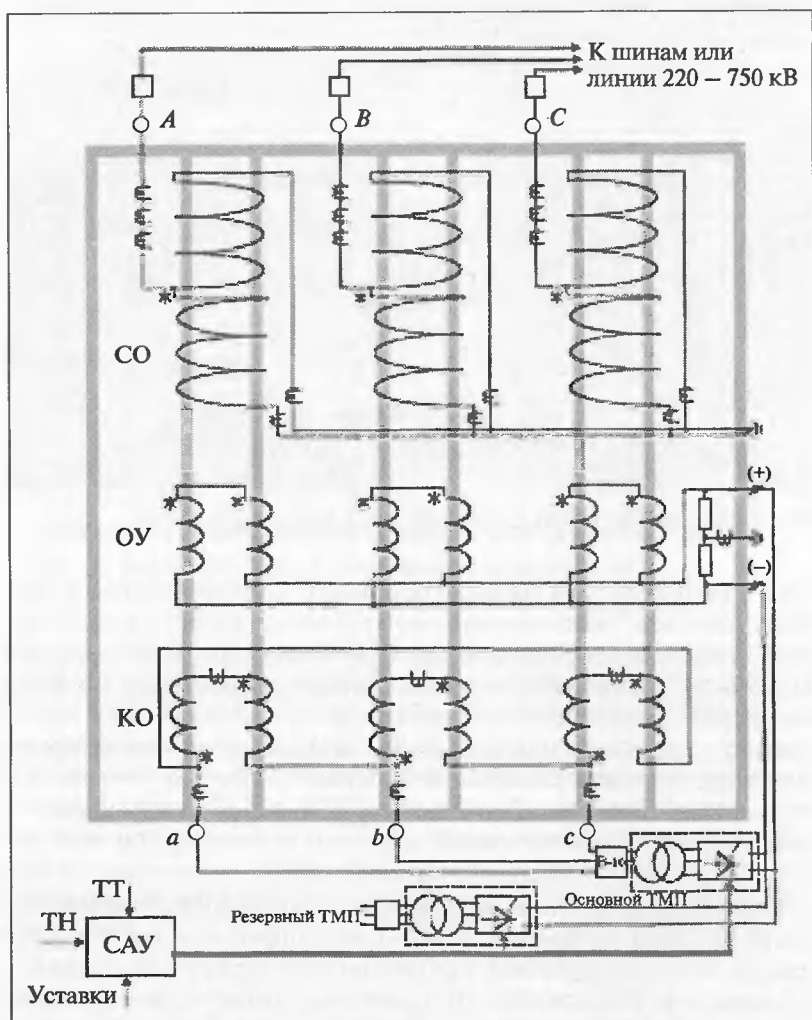


Рис. 6. Электромагнитная схема трехфазного трехобмоточного УШР:
САУ — система автоматического управления

Тиристоры основного ТМП (а при его профилактике или неисправности — резервного) управляются от цифровой системы автоматического управления (САУ) по выбранному алгоритму стабилизации напряжения либо поддержания заданного значения

потребляемой реактивной мощности. Для реализации этих алгоритмов в САУ подаются сигналы от трансформаторов напряжения и тока, а также уставки регулирования, задаваемые персоналом по указанию диспетчера энергосистемы. После выбора режима и задания требуемых уставок вмешательства персонала в автоматическую работу реактора не требуется.

Как указывалось ранее, реакторы напряжением 500 кВ и выше отличаются, по существу, только числом ТМП (добавлен форсировочный преобразователь динамических режимов) и возможностью однофазного исполнения электромагнитной части. В последнем случае уменьшаются транспортные габариты и имеется возможность заказа резервной фазы. Однако общая площадь, занимаемая на подстанции четырьмя фазами РОДУ-60000/500, как и их стоимость, существенно выше, чем для электромагнитной части реактора 500 кВ трехфазного исполнения типа РТДУ-180000/500. Кроме того, в РТДУ напряжением 220 кВ и выше имеются встроенные трансформаторы тока на линейных выводах «треугольника» КО (см. рис. 6), а в РОДУ единственная группа ТТ КО остается в «треугольнике», собираемом воздушной ошиновкой (рис. 7).

На рисунке приведена полная принципиальная схема электрических соединений реактора 500 кВ однофазного исполнения. Магнитная система не показана, но, как и на рис. 6, изображен тот же основной состав поставляемого оборудования УШР — электромагнитная часть (четыре РОДУ), система подмагничивания из трех ТМП (в составе трансформатора ТМ и тиристорного преобразователя ПП) и САУ (пунктиром показаны вторичные цепи контроля и управления). Кроме того, в состав поставки входят датчики выпрямленного тока (ДПТ) и напряжения (ДПН), а также защитное оборудование (УЗП) и ограничитель перенапряжений (ОПН) на выводах и ошиновке ОУ. Выключатели, разъединители, трансформаторы напряжения, воздушные и кабельные связи, терминалы релейной защиты, ОПН обмоток переменного тока (не показаны) выбираются и заказываются при проектировании реактора.

Со стороны линейных вводов 500 кВ СО по согласованию с заказчиком может быть до пяти групп встроенных трансформаторов тока заданного класса точности. В «треугольнике» КО завод предусматривает пока единственную группу ТТ, что не позволяет обеспечивать резервирование токовых цепей и использование нескольких видов РЗ для этой обмотки.

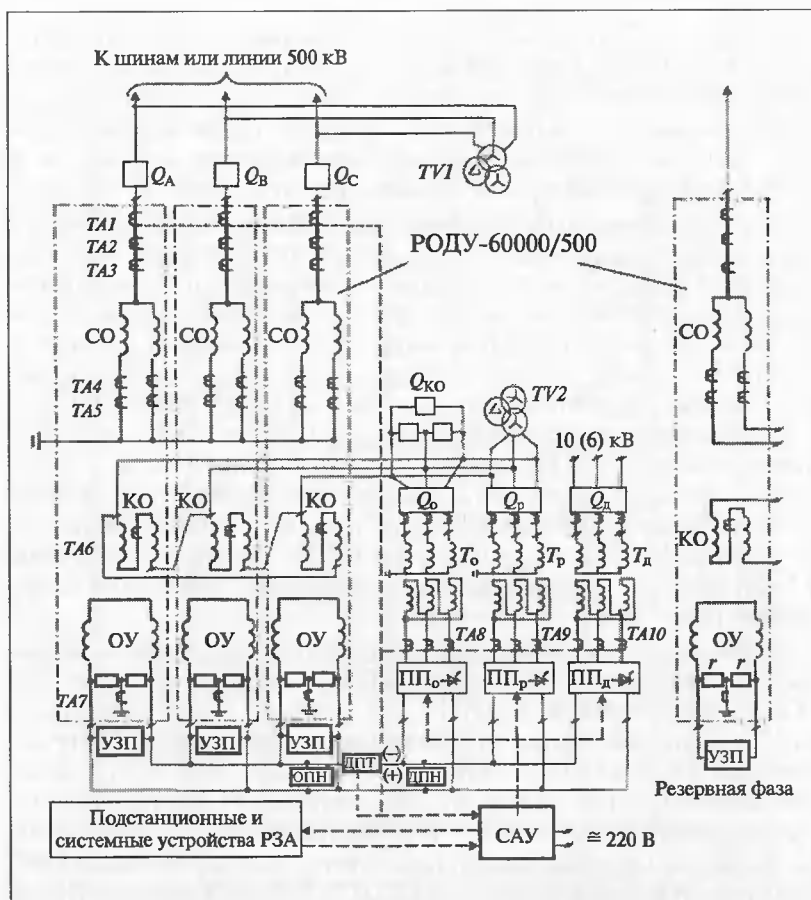


Рис. 7. Принципиальная схема соединений УШР 500 кВ однофазного исполнения:

РОДУ-60000/500 — электромагнитная часть РТУ-180000/500; T_d — трансформатор масляный динамических режимов, 1000 кВ·А, 6(10)/1,1 кВ; T_0 — трансформатор масляный статических режимов, 1000 кВ·А, 10/0,4 кВ основного ТМП; T_p — трансформатор масляный статических режимов, 1000 кВ·А, 10/0,4 кВ резервного ТМП; ПП₀, ПП_р, ПП_д — полупроводниковые трехфазные управляемые преобразователи в составе каждого ТМП; УЗП-2,5/1000 — устройство защиты от перенапряжений; ТА1 — ТА10 — встроенные трансформаторы тока; Q_0 , Q_p , Q_d — выключатели основного, резервного и динамического ТМП; TV1, TV2 — трансформаторы напряжения 500 и 10 кВ; Q_A , Q_B , Q_C — выключатели 500 кВ реактора; $Q_{КО}$ — выключатели 10 кВ для шунтирования КО (только для линейного УШР при использовании нейтрального реактора в цикле ОАПВ); r — встроенные в РОДУ сопротивления для заземления ОУ

Датчик постоянного тока включается в рассечку любого полюса ошиновки выпрямленного тока между группами ТМП и РОДУ и служит для контроля и ограничения в САУ тока подмагничивания от любого работающего ТМП. В практике проектирования, кроме полного отсутствия узла крепления ДПТ (а также ДПН или ОПН), были случаи его неправильного размещения, когда при расположении группы РОДУ и трех ТМП друг против друга ДПТ обтекается током ОУ только двух фаз РОДУ либо выпрямленным током только одного (двух) ТМП.

На выводах выпрямленного тока от каждого ТМП к ошиновке обмоток управления РОДУ разъединители не показаны, поскольку завод-изготовитель под предлогом возможных ошибок персонала не рекомендует установку коммутационных аппаратов в цепях подмагничивания ОУ выпрямленным током. Это снижает число коммутационных аппаратов и вероятность ошибочных действий в эксплуатации, однако при этом снижает ремонтпригодность и оперативную гибкость схемы. При выводе в ремонт преобразователя или трансформатора любого ТМП необходимо отключить УШР и отсоединить соответствующие выводы ТМП. На некоторых подстанциях указанные разъединители предусмотрены.

Трансформаторы всех ТМП имеют одинаковые мощности и схемы соединений «звезда с нулем — треугольник», что позволяет включать их первичную обмотку как с изолированной, так и с заземленной нейтралью. Для ТМП, подключаемых к КО реактора, чаще используется глухое заземление нейтрали первичной обмотки питающего трансформатора, что обеспечивает большие токи замыкания на землю и чувствительность МТЗ как к междуфазным, так и к однофазным КЗ.

На рис. 8 и 9 приведен внешний вид УШР 500 кВ соответственно трехфазного (ПС «Агадырь») и однофазного (ПС «Иртыш») исполнений, а на рис. 10 — внешний вид ТМП и САУ, состав и конструкция которых не зависит от исполнения электромагнитной части.

Основным силовым высоковольтным элементом этих УШР является электромагнитная часть, которая по схеме соединения обмоток, технологии изготовления, климатическому и конструктивному исполнению, подключению к шинам подстанции, условиям монтажа и эксплуатации практически не отличается от трехфазных силовых трансформаторов соответствующего напряжения и мощности. Мощность системы подмагничивания в зави-

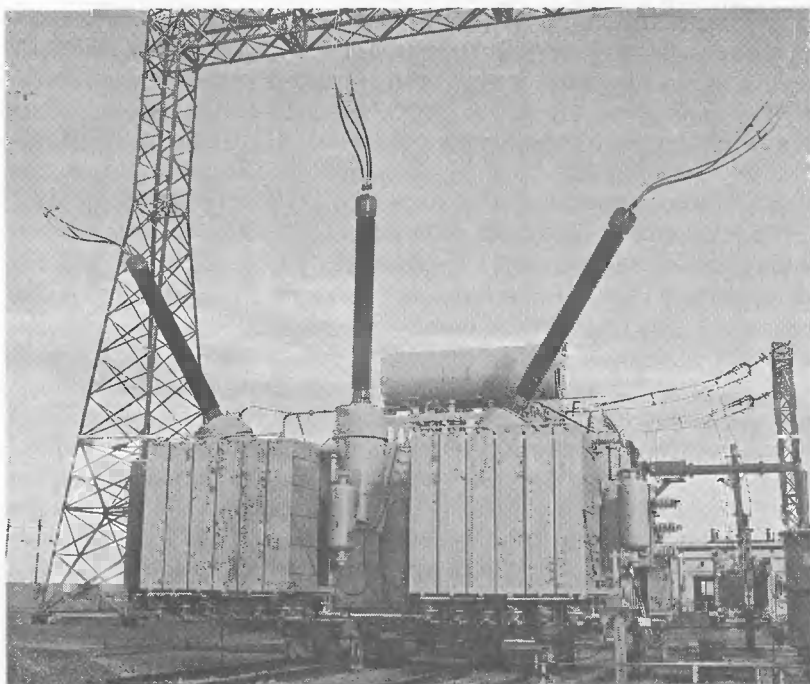


Рис. 8. УШР 500 кВ на ПС «Агадырь»



Рис. 9. УШР 500 кВ на ПС «Иртыш»

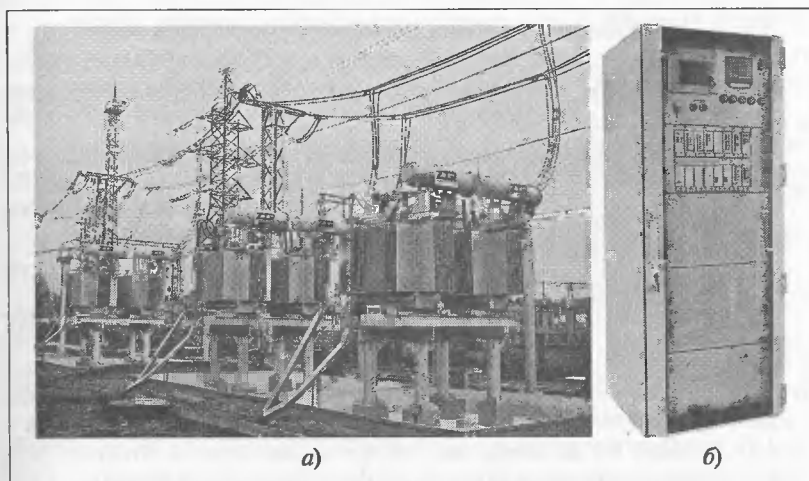


Рис. 10. Система подмагничивания УШР (три ТМП) (а) и шкаф системы автоматического управления САУ (б)

симости от напряжения реактора и состава оборудования составляет от 0,5 до 2 % его номинальной мощности. При этом все силовые элементы, включая преобразователи, выпускаются в маслonaполненном исполнении наружной установки и не требуют дополнительного обслуживания.

Встроенные в отдельный масляный бак тиристорные преобразователи ТМП выполняются по известной «схеме Ларионова» с дополнительной шунтирующей ветвью, применяемой при работе трехфазного выпрямителя-инвертора на индуктивную нагрузку.

Таким образом, можно констатировать, что управляемый подмагничиванием реактор по принципу действия — магнитный усилитель, по исполнению электромагнитной части — трех- или двухобмоточный трансформатор, а по назначению и функциональным возможностям — управляемый компенсатор реактивной мощности и стабилизатор напряжения в точке подключения.

Управляемые шунтирующие реакторы характеризуются следующими основными техническими характеристиками:

- 1) диапазон плавного регулирования — более 100 % номинальной мощности;
- 2) мощность управления — 0,5 — 2 % номинальной мощности УШР;

3) гарантированная скорость набора полной мощности — 0,15 — 3 с (в зависимости от исполнения и требований заказчика);

4) время набора полной мощности с предварительным подмагничиванием — не более 0,02 с;

5) удельная полная масса от 1,5 до 3 кг/квар в зависимости от исполнения;

6) удельные потери:

- холостого хода 0,5 — 1,0 Вт/квар;

- номинальные 4 — 6 Вт/квар;

7) допустимая перегрузка по мощности — 130 % (не более 30 мин);

8) допустимая перегрузка по току — 120 % (не более 30 мин);

9) полностью автоматический режим эксплуатации;

10) уровень надежности, условия эксплуатации и текущего обслуживания те же, что у обычных шунтирующих реакторов.

В различных точках энергосистемы управляемые реакторы или УШР совместно с конденсаторными батареями способны решать следующие основные задачи:

- повышение пропускной способности межсистемных связей;

- автоматическая стабилизация уровней напряжения;

- оптимизация режимов работы электрических сетей и снижение потерь электроэнергии;

- обеспечение требуемой загрузки генераторов электростанций по реактивной мощности;

- снижение числа коммутаций выключателей;

- снижение числа переключений устройств РПН трансформаторов и автотрансформаторов.

Единственным элементом внутренней установки УШР, обеспечивающим его управление и контроль, является САУ. В ее функции входит реализация следующих задач и алгоритмов:

- автоматическая стабилизация напряжения в точке подключения УШР к сети в соответствии с заданными уставками регулирования;

- автоматическое поддержание заданного значения потребляемой реактивной мощности (или тока СО);

- автоматический переход на работу с резервным ТМП (если его выключатель включен) при неисправности основного ТМП, автоматический переход на минимальное (предварительное) подмагничивание от динамического ТМП при отсутствии питания УШР и в циклах ТАПВ, ОАПВ;

- режим ручного управления оператором с лицевой панели САУ;

- возможность интеграции в АСУ ТП подстанции и дистанционного управления режимами работы УШР;

- контроль перегрузки реактора по току СО и току подмагничивания, а также температуре ТМП с автоматическим ограничением мощности и выдачей сигнала;

- обеспечение и контроль тока подмагничивания при включении УШР в сеть;

- индикация параметров режима, заданных уставок регулирования и состояния схемы.

Следует подчеркнуть, что в функции САУ не входят защита оборудования реактора и действие на отключение выключателей в аварийных ситуациях. Эти задачи должны выполняться релейной защитой независимо от функционирования и возможностей САУ по ведению режимов реактора и технологическому контролю его состояния, что диктуется как идеологией разделения функций регулирования в нормальных режимах и защиты в аварийных, так и требованиями надежности РЗ оборудования энергосистем.

Основным режимом автоматического управления УШР, применяемым обычно в эксплуатации, является стабилизация напряжения. При этом в программе САУ используется пропорциональное регулирование потребляемой реактивной мощности (тока СО) по отклонению текущего напряжения от заданной уставки, т. е. со статизмом. По мере превышения напряжением сети заданной уставки реактор набирает мощность в диапазоне, соответствующем коэффициенту усиления регулятора или, что то же самое, его обратной величине — заданному статизму регулирования. В таком случае диспетчером определяются необходимые по режиму энергосистемы уставки САУ по уровню напряжения, начиная с которого должен загружаться реактор, и статизму регулирования, который имеет набор дискретных значений от 5 до 1 %, что соответствует коэффициенту усиления регулятора напряжения от 20 до 100.

Режимы автоматического поддержания заданной реактивной мощности или ручного регулирования тока СО обеспечиваются в САУ астатическим регулятором с заданной зоной нечувствительности. При этом используется эффект медленного затухания тока при высокой добротности ОУ и вариант регулирования с прерывистым режимом работы преобразователя ТМП («включен с фик-

сированным углом — отключен» — аналогично простейшим терморегуляторам).

При резких отклонениях напряжения, превышающих заданную зону статизма (или нечувствительности), САУ включает режимы форсированного набора (при напряжении сети выше зоны статизма) или сброса (при напряжении сети ниже заданной уставки) потребляемой реактивной мощности, используя динамический ТМП с повышенным выпрямленным напряжением. Скорость форсированного набора или сброса мощности определяется максимальным выпрямленным напряжением тиристорного преобразователя ТМП или кратностью форсировки по отношению к номинальному напряжению подмагничивания. Для ускоренного сброса мощности трехфазный тиристорный преобразователь ТМП, также выполненный по схеме Ларионова, переводится в режим инвертирования с рекуперацией запасенной в ОУ энергии в сеть переменного тока.

На рис. 11 приведены суточные графики работы реакторов РТУ-25000/110 на ПС «Кудымкар» Пермэнерго (а) и РТУ-180000/330 на ПС «Барановичи» (Белоруссия) (б) в автоматическом режиме стабилизации напряжения на шинах подстанции.

На рис. 12 показаны фактические осциллограммы тока СО реактора 330 кВ при наборе номинальной мощности, а также включения УШР 500 кВ с предварительным подмагничиванием, характеризующие динамические возможности управляемых подмагничиванием реакторов.

Что касается истории резервирования ТМП, то первые УШР до настоящего времени успешно работают с одним ТМП, подключенным к РУ 10 или 6 кВ подстанции (УШР 110 кВ на ПС «Кудымкар» с 1999 г., УШР 220 кВ на ПС «Чита» с 2002 г., УШР 330 кВ на ПС «Барановичи» с 2003 г.). После перехода к схеме самоподмагничивания УШР с питанием основного ТМП от КО реактора было принято решение комплектовать поставку реакторов еще одним ТМП в качестве резервного и питанием последнего от собственных нужд подстанции. При этом резервный ТМП, наряду с возможностью замены основного ТМП, обеспечивает предварительное подмагничивание реактора перед включением в сеть.

Завод-изготовитель требует обеспечивать ток подмагничивания не менее 10 — 15 % номинального при включении сетевого выключателя для исключения коммутационных воздействий на тиристоры ТМП, а в случае линейного УШР — для безынерционного набора номинальной мощности УШР при опробовании (од-

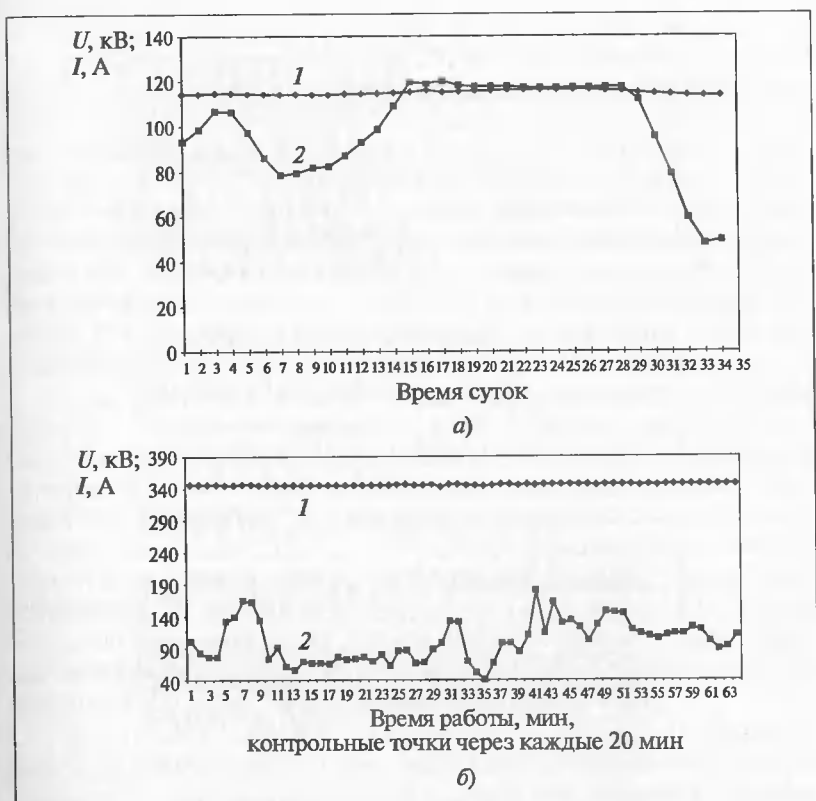


Рис. 11. Суточные графики потребляемого тока СО реактора и напряжения на шинах подстанции:

1 — напряжение; 2 — ток

ностороннем включении) ВЛ 500 кВ. Применяемые и возможные варианты защиты преобразователей от коммутационных перенапряжений описаны в гл. 6.

Для рассмотренной выше комплектации реакторов 500 кВ тремя ТМП принято питание резервного ТМП также от КО, что уменьшает число требуемых ячеек в РУ собственных нужд. Однако при этом возможна ситуация, когда форсировочный ТМП выведен из работы по причине его повреждения или профилактики, ремонта секции РУ СН или пропаже на ней напряжения и т. п. В этих случаях и при одновременно отключенном УШР становится

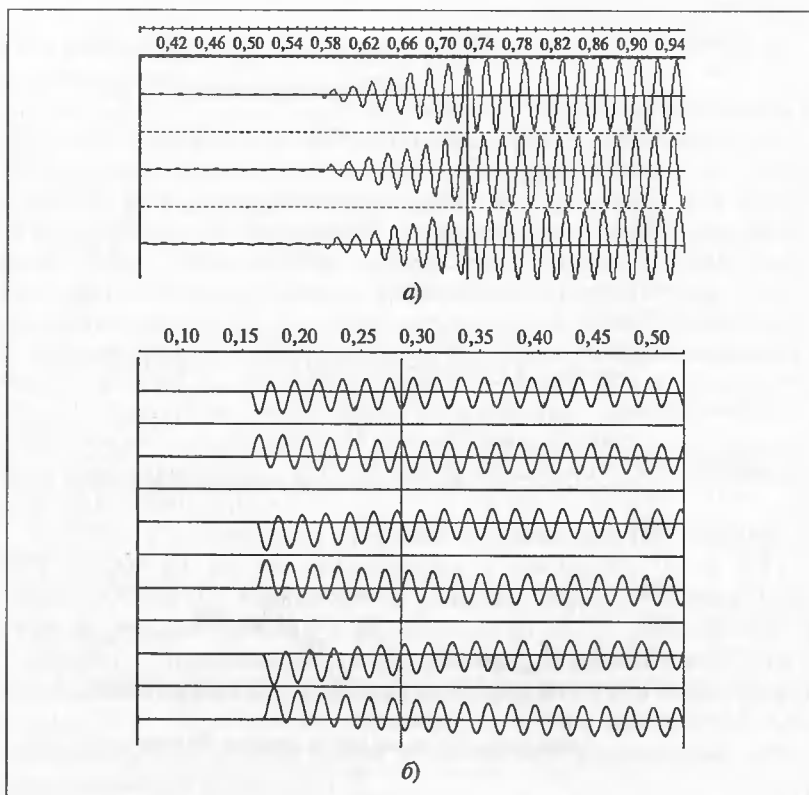


Рис. 12. Токи фаз сетевой обмотки РТУ-180000/330 на Игналинской АЭС при наборе мощности (а) и включение РТУ-180000/500 на ПС «Томская» в сеть с предварительным подмагничиванием на номинальную мощность (б)

невозможным его включение в сеть 500 кВ из-за отсутствия предварительного подмагничивания.

Обеспечить резервирование не только основного, но и форсировочного ТМП можно тремя способами: перевести питание резервного ТМП на РУ подстанции при наличии дополнительной ячейки с выключателем; обеспечить перевод питания резервного ТМП на ячейку форсировочного ТМП при выходе последнего из строя; возложить на форсировочный ТМП функции не только предварительного подмагничивания и форсировки — расфорсировки, но и возможной замены основного ТМП на время ремонта.

Первый вариант наиболее прост, надежен, не требует проверки фазировки напряжений КО и РУ СН, но при этом необходимы дополнительный фидер питания и ячейка распредустройства собственных нужд. Второй вариант не задействует дополнительного оборудования, кроме проектного решения по мобильному переключению вводов ТМ-1000/0,4 с одного питания на другое. Однако требуется выполнение трех условий: одинаковое номинальное напряжение 10 кВ на КО и в РУ (чаще бывает именно так); совпадение этих напряжений по фазе (как правило, выполняется); работа основного и резервного ТМП с разземленной нейтралью обмотки ВН питающего трансформатора, соединенной в «звезду» (допустимо и применяется на ряде подстанций с УШР).

Третий вариант сокращает число ТМП в комплекте поставки реактора и место для размещения на подстанции, поскольку приводит схему комплекса УШР к обычному сочетанию основного и резервного ТМП. Однако при сохранении необходимого быстродействия с вторичным напряжением питания полупроводникового преобразователя (ПП) 1,1 кВ и длительным поддержанием номинального выпрямленного тока 2 кА это потребует увеличения установленной мощности трансформатора с 1 до 2,5 МВт. Кроме того, для резервирования возможности предварительного подмагничивания также потребуются возможность переключения основного ТМП с питания от КО на питание от РУ СН.

Управляемые реакторы, как и неуправляемые шунтирующие реакторы (ШР), могут подключаться как к шинам электрической станции или подстанции, так и на линию напряжением 330 кВ и выше для компенсации ее зарядной мощности. Управляемые подмагничиванием реакторы серии РТУ предусматривают все необходимые функции работы в качестве линейных ШР, однако имеют при этом свои особенности. Возможны следующие алгоритмы работы указанных реакторов в коммутационных режимах при использовании УШР в качестве линейных ШР (коммутационными режимами линейных УШР являются включения реактора — вместе с ВЛ либо своим выключателем, отключение УШР — оперативно либо действием РЗА, работа на линии в циклах АПВ).

Отключение реактора вместе с линией или своим выключателем как оперативно, так и действием автоматики не имеет ограничений и не требует дополнительных технических мероприятий. Включение реактора своим выключателем на линию, находящуюся под напряжением, по рекомендации завода-изготовителя для ограничения возможных воздействий на тиристоры ТМП осуще-

ствляется с предварительным подмагничиванием от постороннего источника (форсировочного ТМП) с блокировкой включения выключателя от САУ при отсутствии тока подмагничивания.

В режимах опробования (постановки под напряжение) ВЛ, а также в циклах ее ТАПВ и ОАПВ возможны три варианта работы линейного УШР в указанных коммутациях.

Первый вариант, применяемый для сравнительно коротких линий или линий «резонансной» длины (например, 360 км ВЛ 500 кВ с двумя ШР по 180 Мвар), заключается в отключении УШР своим выключателем и дальнейшем его оперативном вводе в работу этим выключателем на линию под напряжением с предварительным подмагничиванием после успешного опробования ВЛ, цикла ОАПВ или ТАПВ. При этом на время оперативного ввода УШР напряжение на ВЛ должно быть допустимым для изоляции электрооборудования.

Если основания и возможности для вышеуказанного исключения линейного УШР из коммутационных режимов линии отсутствуют, то для каждого из них по согласованию заказчика с проектной организацией возможно применение других двух вариантов.

Для циклов ОАПВ в большинстве практических случаев при длине ВЛ 500 кВ до 400 км, когда отсутствует необходимость в дугогасящем реакторе в нейтрали сетевой обмотки реактора, на время гашения дуги отключается выключателем фаза реактора, подключенная к фазе ВЛ с однофазным КЗ. Если же нейтральный дугогасящий реактор предусматривается проектом, в цикле ОАПВ шунтируется дополнительно устанавливаемыми выключателями соответствующая поврежденной фазе вторичной компенсационной обмотки реактора (или все три фазы КО) для исключения подпитки дуги через КО УШР. Для всех указанных вариантов ОАПВ опасные воздействия на вентили ТМП отсутствуют.

При оперативном включении (опробовании) ВЛ с предварительно подключенным УШР линейным выключателем (при двухстороннем питании — с любой стороны ВЛ) выбор алгоритма зависит от технической возможности и целесообразности передачи команды «разрешения — блокировки» от САУ (в виде «сухого» контакта) по каналам телемеханики в автоматику линейных выключателей. При наличии каналов связи и реализации блокировки включение соответствующего линейного выключателя будет возможно только при наличии достаточного тока предварительного подмагничивания (около 200 А). При отсутствии указанной блокировки включение выключателя может производиться опе-

ративно после сообщения о наличии предварительного подмагничивания УШР по индикации на панели САУ или на пульте диспетчера подстанции. При этом следует учитывать фактор возможной ошибки оперативного персонала и соответствующей подачи напряжения на УШР при отсутствии тока в цепи обмотки управления и преобразователей, что предопределяет повышенные коммутационные воздействия на тиристоры ТМП.

В цикле ТАПВ, длительность которого может составлять несколько секунд, САУ автоматически обеспечивает минимальный ток подмагничивания от форсировочного ТМП, поэтому последующее включение ВЛ с УШР (успешное или неуспешное) не должно сопровождаться воздействиями на вентили ТМП, защищенные к тому же в случае линейных УШР усиленными ограничителями перенапряжений. Однако возможно маловероятное совпадение отсутствия питания или неисправности форсировочного ТМП с циклом ТАПВ, поэтому при наличии каналов связи и реализации блокировки для оперативных включений ВЛ следует задействовать эту блокировку и в циклах ТАПВ. В таком случае возникает вероятность неуспешного ТАПВ по причине отсутствия разрешающего сигнала от САУ, если в предшествующем режиме реактор работал с минимальной нагрузкой и ток подмагничивания в ОУ был существенно ниже 150 — 200 А.

При выборе того или иного алгоритма работы линейного УШР в цикле ОАПВ индуктивность фаз реактора и нагрузка фаз ВЛ в течение паузы будут различными.

При отключении УШР тремя фазами он никак не влияет на режим линии в коммутации. В рекомендуемом и наиболее применяемом случае отключения одной фазы реактора нагрузка двух других фаз УШР изменяется с «естественной» постоянной времени от предшествующего значения к примерно 10 %, что определяется уровнем предварительного подмагничивания. В схеме с нейтральным реактором («четвертым» лучом) шунтирование одной фазы реактора при напряжении КЗ около 50 % предопределяет 50 % индуктивность «поврежденной» фазы и номинальную в других. При использовании выключателя с трехфазным приводом и шунтировании всех фаз КО все фазы УШР имеют 50 %-ную индуктивность, при этом «здоровые» фазы ВЛ нагружены в цикле ОАПВ двойной мощностью реактора.

Кроме гашения дуги в паузе ОАПВ большое значение имеют величина и характер восстанавливающихся напряжений на отключенной фазе ВЛ после гашения дуги и на контактах линейного

выключателя этой фазы. При резонансе емкости фазы ВЛ с индуктивностями линейных реакторов возможны недопустимые резонансные воздействия на контакты выключателя вплоть до его повреждения.

Для исключения резонанса восстанавливающихся напряжений после гашения дуги может использоваться набор из трех возможных мощностей фаз СО для УШР и ШР, подключенных к линии, — нулевой при отключении фазы УШР, номинальной для ШР и двойной при шунтировании вторичной компенсационной обмотки УШР.

В заключение можно отметить следующие преимущества УШР перед альтернативными устройствами аналогичного назначения:

1) регулировочный диапазон составляет более 100 % номинальной мощности УШР, при этом обеспечивается плавное регулирование с неограниченным ресурсом возможных изменений;

2) отсутствие устройств РПН и других движущихся механических частей;

3) возможность нормированной по времени перегрузки УШР до 130 % и кратковременной перегрузки до 200 %;

4) регулирование напряжения и реактивной мощности непосредственно в точке подключения реактора для любого класса напряжения сети;

5) использование для регулирования маломощных вентиляционных устройств с меньшими потерями и отсутствием необходимости в водяном охлаждении;

6) традиционные требования к квалификации обслуживающего персонала на подстанции;

7) более низкий уровень потерь в эксплуатационных режимах;

8) наружная установка основного силового оборудования для любой климатической зоны;

9) существенно более низкая стоимость.

Коммутационная аппаратура для управляемых реакторов выбирается по аналогии с таковой для силовых трансформаторов и неуправляемых шунтирующих реакторов. Релейная защита и автоматика имеет свои особенности, хотя в основном базируется на известных способах релейной защиты и использует типовые терминалы РЗА.

Более чем десятилетний опыт эксплуатации УШР различной мощности и напряжения в России и странах СНГ подтверждает их высокую надежность, эффективность и удобство эксплуатации.

ГЛАВА ВТОРАЯ

Режимные и схемные особенности УШР как объекта релейной защиты

Как показано в гл. 1, по конструктивному исполнению основные составные части УШР являются маслонаполненным оборудованием наружной установки, аналогичным силовым трансформаторам и реакторам. Поведение реактора в режимах КЗ также аналогично поведению силового двухобмоточного трансформатора со схемой соединений звезда с нулем — треугольник, поскольку обмотка управления при сохранении равенства витков ее секций не участвует в таких процессах. Таким образом, для проектирования релейной защиты УШР применимы многие основные положения ПУЭ, Руководящих указаний и других нормативных документов, действующих для силовых трансформаторов или неуправляемых шунтирующих реакторов высокого напряжения.

Однако имеется и целый ряд существенных особенностей в схеме, конструкции и режимах УШР, которые необходимо учитывать при разработке их релейной защиты. 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 током 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 на-

грузки 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 третьей гармоники, поскольку токами высших кратных гармоник и током подключенного к ней трансформатора основного ТМП мощностью менее 1 % 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 КЗ. 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 составу и расчету РЗ неуправляемых шунтирующих реакторов соответствующего напряжения, имеющих единственную обмотку.

Как указывалось ранее, характер токов 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. На рис. 13 показаны осциллограммы токов в фазах ОУ и суммарного тока ТМП при наборе мощности УШР от мощности холостого хода до номинальной. Наличие постоянных составляющих в выпрямленных токах секций ОУ препятствует установке в ней ТТ вследствие их насыщения и реализации токовых электрических защит, обычно применяемых для трансформаторов. Тем не менее, в гл. 3 будет более подробно показано, что наряду с газовой защитой для всего маслонаполненного объема электромагнитной части реактора его ОУ может защищаться и максимальными токовыми защитами (МТЗ) — от КЗ на корпус по току, возникающему в цепи ее заземления, а с помощью МТЗ на ТТ «треугольника» КО (соответствен-

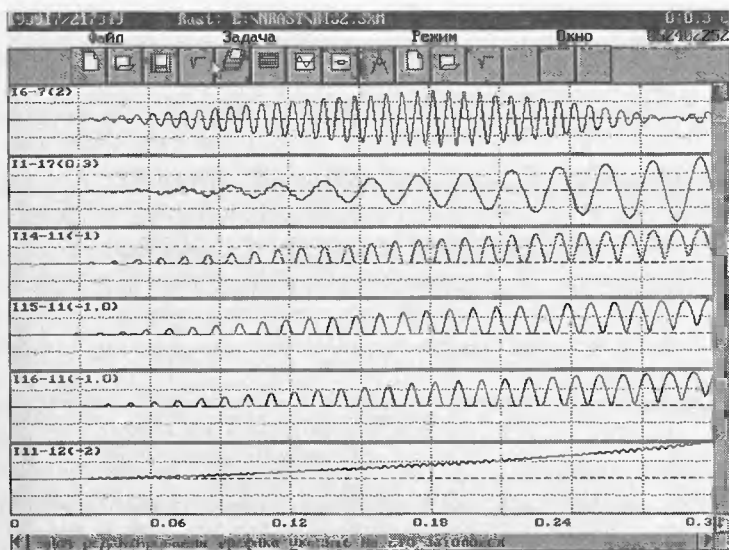


Рис. 13. Токи КО, СО, фаз ОУ и ТМП при наборе мощности

но *ТА7* и *ТА6* на рис. 7) — от витковых КЗ, с определенными ограничениями по чувствительности.

Выбор и расчет защит для КО осложняется тем, что в каждой фазе ее «треугольника» в режимах включения и АПВ, нагрузочных режимах, режимах внешних однофазных КЗ и режимах внутренних витковых КЗ циркулируют соизмеримые синфазные токи, аналогичные токам нулевой последовательности и трудно различимые между собой. Так, в режиме однофазного КЗ на стороне питания во всех трех фазах КО возникают токи нулевой последовательности, соответствующие по значению и фазе приведенным фазным токам СО, равным примерно 60 % номинального значения, от которых необходимо отстраиваться по току или по времени. Расчетные осциллограммы этого режима для УШР 500 кВ приведены на рис. 14.

Аналогичные по значению синфазные токи (с апериодическими составляющими и высшими гармониками) могут возникать в фазах КО при включениях в сеть (рис. 15) и в режимах АПВ. В нагрузочных режимах действующее значение третьей гармоники, циркулирующей в фазах КО, также может достигать примерно

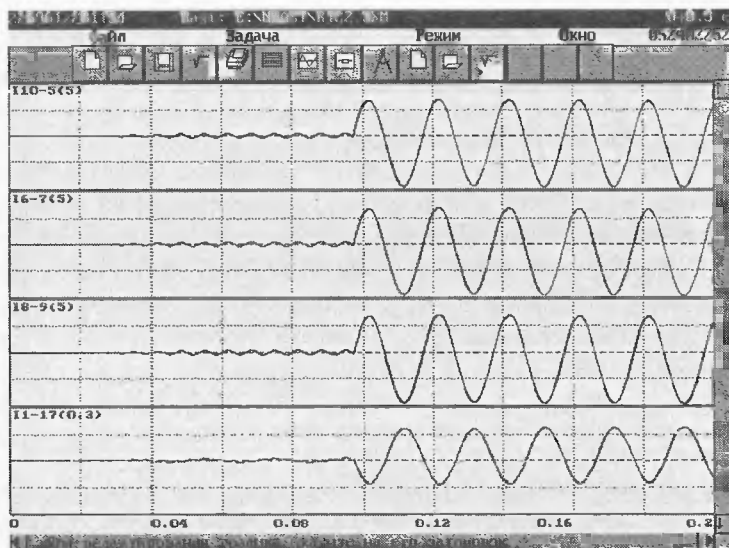


Рис. 14. Токи фаз КО и фазы А СО при однофазном КЗ в сети 500 кВ

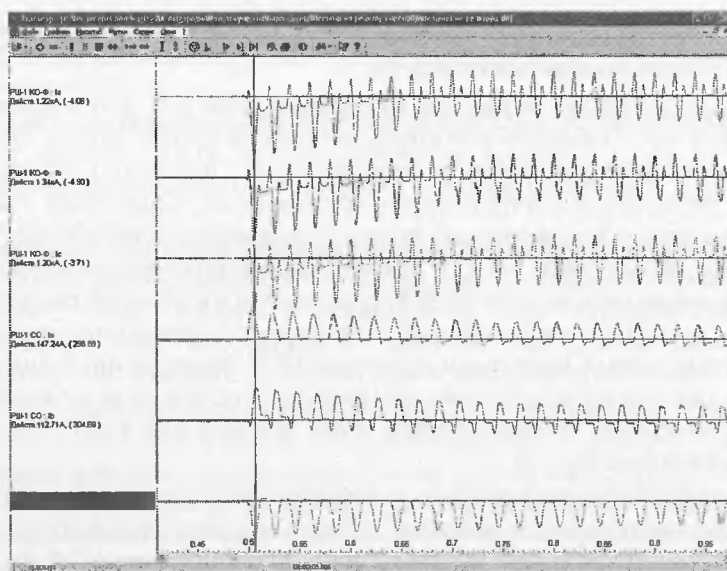


Рис. 15. Токи трех фаз КО (вверху) и СО (внизу) при включении УНР 330 кВ в сеть на ПС «Барановичи»

20 % приведенного номинального тока реактора (см. рис. 3). В менее вероятных неполнофазных режимах (разрыв фазы со стороны питания) при нагрузках УШР, близких к номинальным, в «треугольнике» КО также появляется первая гармоника значением до 40 %.

На фоне указанных токов, при появлении которых защита КО работать не должна, желательно обеспечить ее максимальную чувствительность при витковых КЗ как в обмотке КО, так и в смежных обмотках реактора, тем более, что ОУ своей защиты от витковых КЗ не имеет. Поскольку при замыканиях малого числа витков обмотки (катушки или отдельного витка) аварийный ток в фазе обмотки может составлять менее 10 % его приведенного номинального значения (в особенности при КЗ через переходные сопротивления), необходимо стремиться к первичной уставке защиты, соизмеримой с этим значением или хотя бы с первичной уставкой поперечной токовой защиты сетевой обмотки (0,15 – 0,2 отн. ед.).

Очевидно, что указанные требования селективности (при токах включений и внешних КЗ до 0,6 отн. ед.) и желаемой чувствительности к внутренним витковым КЗ противоречивы. В случае применения микропроцессорных защит легче всего отстроиться от третьей гармоники в нормальных нагрузочных режимах, подавая в реле ток первой гармоники после фильтрации высших гармоник. От токов нулевой последовательности при внешних однофазных КЗ можно отстроиться выдержкой времени. При оперативных включениях реактора и АПВ можно вводить блокировку защиты высшими гармониками, из которых вторая соизмерима с основной, либо также использовать задержку на срабатывание.

На первый взгляд заманчивая идея подключения токовых цепей ТТ фаз КО в «треугольник» неприемлема как при применении МТЗ КО, так и при построении продольной дифференциальной токовой защиты на группах ТТ в «треугольнике» КО и ТТ выключателей присоединенных к ней ТМП. При исключении из реле за счет такой схемы соединений ТТ фаз КО синфазных токов третьей гармоники, нулевой последовательности и токов включения будут исключены и такие же синфазные токи при витковых замыканиях в любой обмотке реактора. То есть при таком включении реле защита (как МТЗ, так и дифференциальная токовая) потеряет возможность реагировать на наиболее вероятные внутренние

повреждения — витковые КЗ обмоток реактора. И это при том, что междуфазные внутренние повреждения, в особенности при однофазном исполнении УШР 500 кВ, практически исключены, а междуфазные КЗ на воздушной ошиновке с токами менее двух номинальных значений не требуют мгновенного отключения реактора. Более подробно защита вторичных обмоток УШР рассматривается в гл. 3.

Существенным отличием является также наличие в составе оборудования управляемых реакторов трансформаторов с преобразователями — ТМП, подключаемых как к обмотке КО, так и к распредустройству 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 повышенное напряжение КЗ между обмотками, связанный с этим уровень токов внешних КЗ, броски токов в обмотках реактора при его включениях и АПВ, а также перегрузочные способности.

Напряжение КЗ между СО и КО, наряду с номинальными параметрами мощности и напряжения, определяет искомые сопротивления в схемах замещения прямой и нулевой последовательности реактора при расчете токов внешних КЗ. Для трехобмоточных реакторов серии РТУ значение напряжения КЗ находится в диапазоне 54 — 59 % и может быть уточнено по протоколу заводских испытаний конкретного реактора. Соответствующее напряжение КЗ между СО и ОУ имеет несколько меньшее значение (около 40 %) вследствие соседнего расположения указанных обмоток, однако оно в практических расчетах токов КЗ и параметров срабатывания РЗ УШР не используется.

Для предварительных расчетов с некоторым запасом и достаточной для целей РЗ точностью можно принимать значение напряжения КЗ между СО и КО равным 55 %, из которого следует, что сквозной аварийный ток при внешнем металлическом КЗ на выводах КО реактора не превысит двукратного номинального. Такое же значение тока нулевой последовательности (или его третья составная часть в каждой фазе СО — около 60 % номинального тока) является током подпитки места КЗ через заземленную ней-

траль СО УШР при близких внешних однофазных КЗ на стороне питания.

Такие сравнительно небольшие токи внешних КЗ, как и их меньшая вероятность по сравнению с силовыми трансформаторами, увеличивают устойчивость УШР к внешним аварийным возмущениям и ожидаемый ресурс работы. Сравнительно менее острым является и требование быстродействия РЗ УШР, поскольку по данным заводских испытаний режим внешнего трехфазного короткого замыкания реактор напряжением 500 кВ выдерживает до 5 мин без опасных перегревов.

Здесь же следует отметить высокие перегрузочные способности УШР, которые могут использоваться по требованию заказчика в силу режимной необходимости: 130 % номинальной мощности или 120 % номинального тока СО в течение 30 мин и двойная потребляемая реактивная мощность (при шунтировании вторичной обмотки КО выключателями) — до 5 мин.

Броски тока СО при включении реактора в сеть также существенно меньше значений, характерных для бросков тока намагничивания при включении силовых трансформаторов. Для УШР они теоретически не могут превышать двойного номинального значения (или 2,84 амплитудного) исходя из принципа действия и конструкции, поскольку номинальный режим рассчитывается при полупредельном намагничивании стали, при этом даже предельное ее намагничивание с полным замещением воздухом может привести лишь к удвоению тока СО. Практические броски токов СО УШР при включении в сеть имеют еще меньшие значения, даже с учетом предварительного подмагничивания и аperiodических составляющих.

Можно показать и иначе, что к такому же значению (около $2,8I_{\text{ном}}$) будет стремиться амплитуда первого полупериода тока реактора при включении УШР с предварительным подмагничиванием и при самом неблагоприятном моменте коммутации сетевого напряжения в одной из фаз СО, когда аperiodическая составляющая в первый момент будет иметь максимально возможное значение. Следует пояснить, что предварительное подмагничивание реактора с током в ОУ примерно 10 % номинального значения обеспечивает безынерционное включение реактора на номинальную мощность при его оперативном вводе в работу и рекомендуется заводом-изготовителем для исключения коммута-

ционных воздействий на вентили преобразователей. Безынерционный набор номинальной мощности требуется также при включении ВЛ 500 кВ с линейным УШР. Практический опыт эксплуатации показывает, что при самых неблагоприятных фазах включения начальные токи в СО УШР не превышают двукратных номинальных значений, а в случае применения синхронизирующих устройств выключателей со стороны питания — номинального тока обмотки.

К числу основных параметров относится номинальное напряжение УШР, при котором реактор потребляет номинальную реактивную мощность в полупредельном режиме насыщения. Это напряжение соответствует максимальному длительно допустимому рабочему напряжению сети соответствующего класса напряжения. Например, для сетей напряжением 220 и 500 кВ номинальные напряжения реакторов серии РТУ будут соответственно 242 и 525 кВ.

При оценке чувствительности токовых защит присоединений КО (ТМП) следует учитывать существенное снижение напряжения на выводах этой обмотки по мере набора реактором потребляемой реактивной мощности из-за высокого значения напряжения КЗ между СО и КО. С учетом этого значения (55 % или даже выше) и возможной перегрузки УШР линейное напряжение КО может понижаться в 2,5 раза по отношению к напряжению холостого хода (11 кВ).

В отличие от силовых трансформаторов и автотрансформаторов, как правило имеющих разветвленную сеть нагрузки с большей вероятностью сквозных КЗ и необходимостью установки и согласования целого ряда резервных защит — токовых защит нулевой (ТЗНП) или обратной (ТЗОП) последовательности, дистанционных защит и т. д., для управляемых реакторов большинство этих видов РЗ не является обязательным для применения даже при их наличии в типовых микропроцессорных терминалах. Более того, функционально не обоснованное использование излишних защит является вредным с точки зрения повышения вероятности ложных срабатываний соответствующего терминала РЗ на отключение УШР.

Характерным примером является, например, стремление проектировщиков воздействовать на отключение УШР защитой минимального напряжения, предусматриваемую по требованиям противо-

аварийной автоматики для неуправляемых коммутируемых выключателями шунтирующих реакторов. Отключение УШР от автоматики снижения напряжения (АОСН) явно нецелесообразно и для увеличения ресурса выключателей, и для поддержания режима, поскольку при снижении напряжения управляемый реактор будет уже разгружен до холостого хода действием регулятора САУ.

Максимальное действующее значение тока третьей гармоники КО в режиме промежуточной нагрузки УШР можно с некоторым запасом принимать равным 20 % приведенного номинального тока первой гармоники. Абсолютные расчетные действующие значения этих токов КО для реакторов РТУ-100000/220 составляют около 500 А, а для РТУ 330 и 500 кВ мощностью 180 МВ·А — около 1 кА. При предварительной фильтрации токов КО и включении реле терминала на ток основной первой гармоники указанное значение не используется.

Наконец, важным является подключение управляемого реактора на шины подстанции или на линию СВН в качестве линейного со всеми требуемыми функциями ограничения напряжений, опробования ВЛ, участия в циклах АПВ, гашения дуги в паузе ОАПВ и т. д. В последнем случае на выбор параметров срабатывания РЗ УШР будет существенно влиять алгоритм гашения дуги ОАПВ с возможным использованием компенсационного реактора («четвертого» луча) и шунтированием вторичной обмотки КО в цикле ОАПВ специальными дополнительными выключателями.

Дело в том, что УШР, остающийся подключенным к линии в цикле ОАПВ, подпитывает емкостную дугу через «треугольник» своей КО и отключенную фазу ВЛ, препятствуя успешному гашению этой дуги. Для исключения такой подпитки можно либо отключить эту фазу реактора от ВЛ 500 кВ (или все три фазы УШР), либо зашунтировать ее (или все три) выключателями со стороны треугольника КО. Первый вариант проще и не требует дополнительного оборудования, однако он не приемлем при использовании дугогасящего реактора в нейтрали сетевой обмотки УШР.

Для компенсации емкостного тока дуги в цикле ОАПВ с линейным УШР возможно применение дополнительного компенсирующего (дугогасящего) реактора в нейтрали СО — «четвертого луча», как и в известных схемах с неуправляемыми линейными шунтирующими реакторами 500 — 750 кВ. Обоснование необхо-

димости применения такого компенсационного реактора и его параметров при длине ВЛ 500 кВ более 350 км требует проведения соответствующих расчетов. В случае применения компенсационного реактора завод-изготовитель рекомендует использовать в цикле ОАПВ шунтирование (закорачивание) фазы треугольника вторичной обмотки УШР, соответствующей поврежденной фазе линии, для чего используются выключатели $Q_{КО}$ с пофазным управлением на выводах КО (см. рис. 7).

В заключение следует остановиться на характере токов в обмотках реактора при внешних и внутренних КЗ. Важно понимать, что нормальные режимы регулирования УШР и режимы внешних или внутренних КЗ принципиально различны по физике процессов между собой и по сравнению с трансформаторами. Первые — нагрузочные режимы — определяются токами шунта намагничивания и степенью насыщения магнитопровода (именно поэтому невозможна общая продольная дифференциальная токовая защита обмоток УШР, поскольку сопровождающего сквозного тока нагрузки во вторичной обмотке КО нет). Вторые — режимы КЗ — характеризуются неизменным напряжением КЗ, значение которого определяется исключительно геометрией и взаимным расположением обмоток УШР.

Для трансформаторов ток нагрузки может складываться с током удаленного сквозного КЗ, хотя для целей РЗ токами нагрузки при расчете аварийных токов зачастую пренебрегают. В УШР с подмагничиванием ток любой предшествующей нагрузки реактора в момент КЗ (всегда «близкого») мгновенно меняется на ток КЗ, принужденная составляющая которого определяется только напряжением КЗ между обмотками.

Напряжение КЗ между обмотками УШР (а значит и соответствующие токи КЗ) зависит только от геометрии обмоток и воздушных зазоров между ними, его значение никак не связано с насыщением стержней магнитопровода, а следовательно и с предшествующей нагрузкой реактора. Поэтому мгновенно при возникновении КЗ реактор обтекается только токами КЗ вместо любых предшествующих токов нагрузки (без всякого сложения или влияния тока нагрузки и аварийных токов в обмотках УШР).

Единственное «совмещение» нагрузочного и аварийного режимов, которое можно допустить для упрощения, — при расчетах токовых защит маломощных вторичных присоединений (МТЗ

ТМП) считать обмотку КО УШР источником бесконечной мощности. Тогда в зависимости от поиска максимального или минимального (для расчета чувствительности) тока КЗ на стороне НН за выключателем ТМП и за масляным трансформатором нужно брать напряжение питания на стороне НН 11 или 5 кВ при режимах, соответственно, холостого хода реактора и максимальной нагрузки. Физически это объясняется падением напряжения на реактивном сопротивлении СО — КО при росте тока нагрузки в сетевой обмотке от тока холостого хода до номинального значения.

В обмотках СО и КО УШР незначительная (меньше 10 % приведенного номинального тока этих обмоток) дополнительная составляющая этого тока «удаленного» трехфазного КЗ за трансформатором ТМП (с мощностью 1 МВ·А и напряжением КЗ около 6 %) практически не скажется на режиме работы реактора.

Механизм безынерционного перехода от тока нагрузки к току КЗ при трехфазном замыкании выводов вторичной обмотки реактора (как и трансформатора) можно объяснить вытеснением короточенными витками КО переменного потока из стержней магнитопровода в пространство между обмотками. Поэтому последующий процесс обусловлен геометрией и напряжением КЗ. То есть в нормальном режиме регулирования все определяет степень насыщения рабочего стержня, а в режиме КЗ — поток рассеивания в воздухе между обмотками. В первом случае работает сталь, во втором — воздух, а стержень или шунт намагничивания уже не участвует в процессе из-за отсутствия в нем переменного потока.

При близком однофазном КЗ на землю на стороне обмотки ВН реактора потокораспределение меняется более сложным образом, и токи нагрузки могут присутствовать в фазах СО. Однако для упрощения (и поскольку в этих случаях нас интересуют токи именно нулевой последовательности) можно рассчитывать этот режим для предшествующего холостого хода УШР. Тогда при напряжении КЗ 55 % в нейтрали СО будет протекать ток близкий к $2I_{\text{ном}}$ (в любом предшествующем режиме), а в каждой фазе СО — его составляющие нулевой последовательности значением около 60 % $I_{\text{ном}}$ плюс предшествующие токи нагрузки «здоровых» фаз.

Для иллюстрации на рис. 16 и 17 показаны осциллограммы токов УШР при трехфазном КЗ на выводах КО с предшествующей

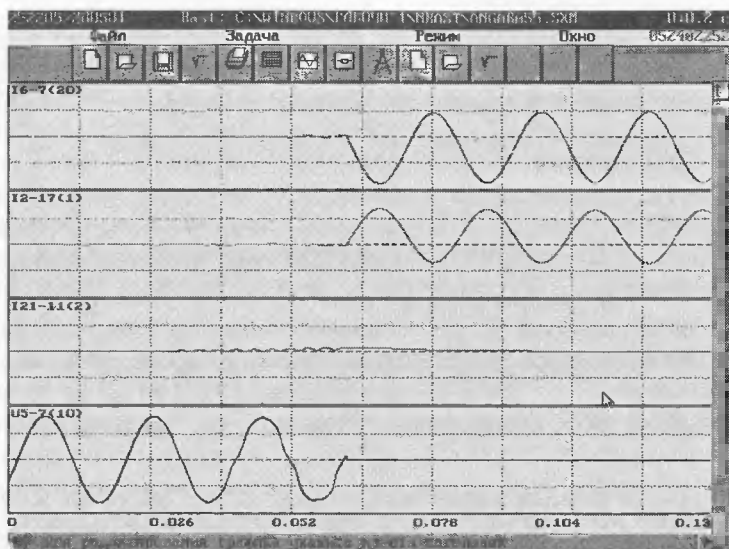


Рис. 16. Короткое замыкание выводов КО в режиме холостого хода (сверху — вниз показаны фазные токи КО и СО, ток ТМП и напряжение на выводах КО)

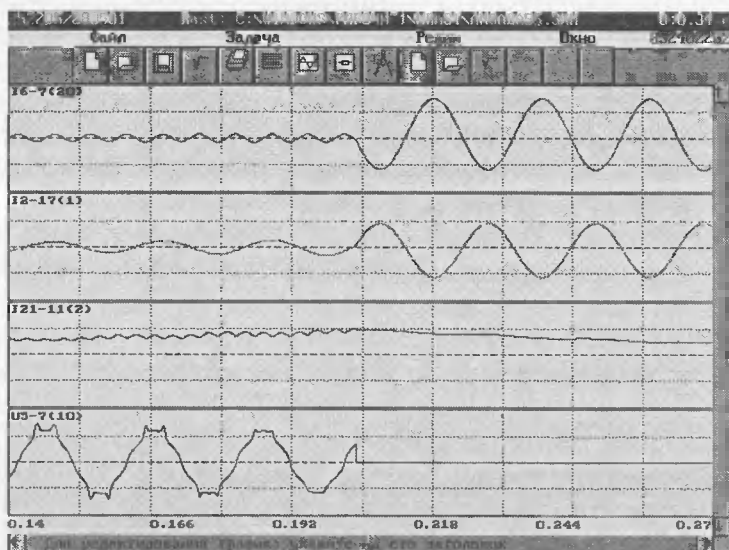


Рис. 17. Короткое замыкание выводов КО в нагрузочном режиме (сверху — вниз показаны фазные токи КО и СО, ток ТМП и напряжение на выводах КО)

нагрузкой, соответствующей мощности холостого хода и около 55 % номинальной. Несмотря на разницу токов предшествующих нагрузок СО более 100 А с момента КЗ токи как СО, так и КО синусоидальны и в обоих случаях равны (при некотором отличии уровня апериодических составляющих).

На рис. 18 и 19 приведены токи в обмотках с теми же предшествующими нагрузками при однофазном КЗ на стороне питания. Здесь ток нулевой последовательности в нейтрали СО также синусоидален и неизменен, но в случае с предшествующей нагрузкой УШР видны искажения тока КО (и «поврежденной» фазы СО) третьей гармоникой, а также геометрическая сумма токов «здоровых» фаз СО.

Расчет токов в обмотках трехфазного трехобмоточного УШР при внутренних витковых повреждениях с учетом разветвленного магнитопровода и наличия экрана между обмотками представляет собой сложную полевую задачу. Однако для оценки применимости, работоспособности и чувствительности МТЗ вторичных обмоток УШР достаточно иметь значения токов при КЗ на выводах реактора, а также при КЗ секций КО или ОУ. Характер и значение аварийных токов при таких повреждениях могут быть рассчитаны в программе НРАСТ (рис. 20). Токи в фазе СО, соосной с поврежденной секцией вторичной обмотки, соответствуют напряжению КЗ между обмотками (амплитудное значение первой гармоники около 500 А). В фазах «треугольника» КО циркулирует ток первой гармоники с амплитудой 6,6 кА.

В заземленной через низкоомные резисторы (сопротивлением порядка 10 Ом) обмотке управления реактора достаточно вероятные КЗ на корпус (магнитопровод) в одной точке любой секции приводят к нарушению симметрии (двухместному замыканию на землю) и возникновению аварийных токов, протекающих через цепь заземления ОУ.

Эти токи зависят от удаленности места повреждения от заземленных выводов ОУ, т.е. от числа закороченных витков, а также от открытого либо закрытого состояния клапанов подключенного к ОУ ТМП, и могут превышать 3 кА (действующее значение) при полном закорачивании одной из секций таким однофазным КЗ. Аварийный режим для реактора 500 кВ при КЗ на землю полной

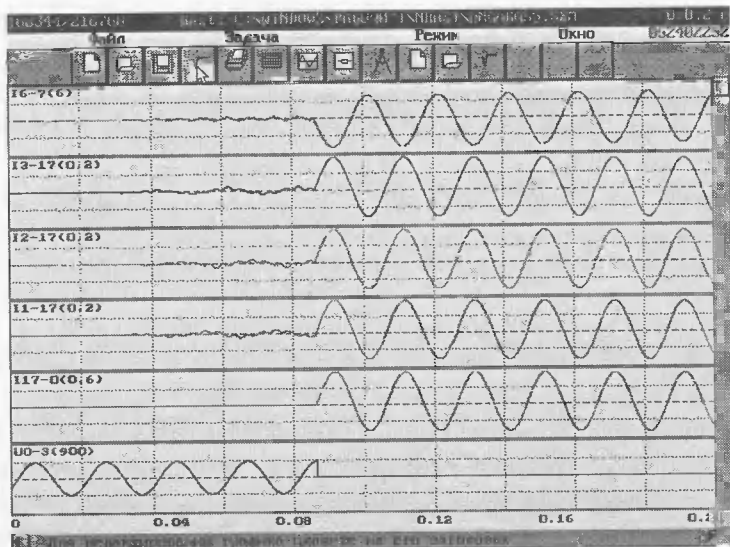


Рис. 18. Однофазное КЗ в сети 500 кВ в режиме холостого хода УНР (сверху – вниз показаны ток в «треугольнике» КО, токи фаз СО, ток в нейтрали СО, напряжение КЗ фазы сети 500 кВ)

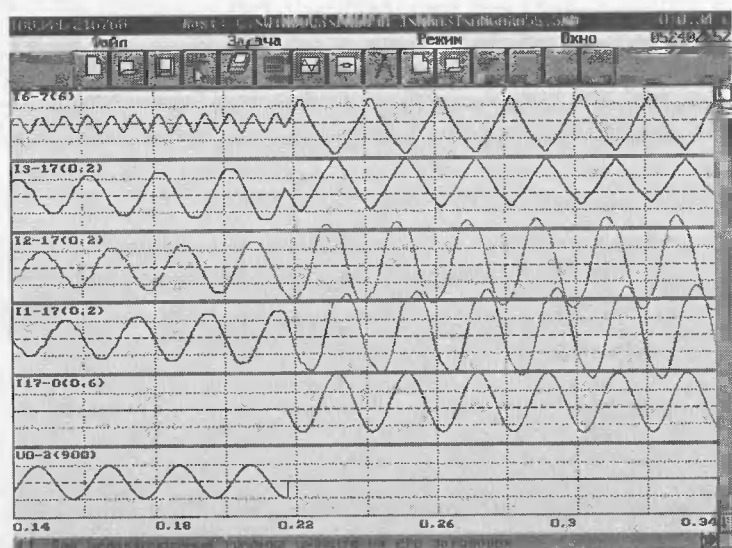


Рис. 19. Однофазное КЗ из нагрузочного режима (сверху – вниз показаны ток в «треугольнике» КО, токи фаз СО, ток в нейтрали СО, напряжение КЗ фазы сети 500 кВ)

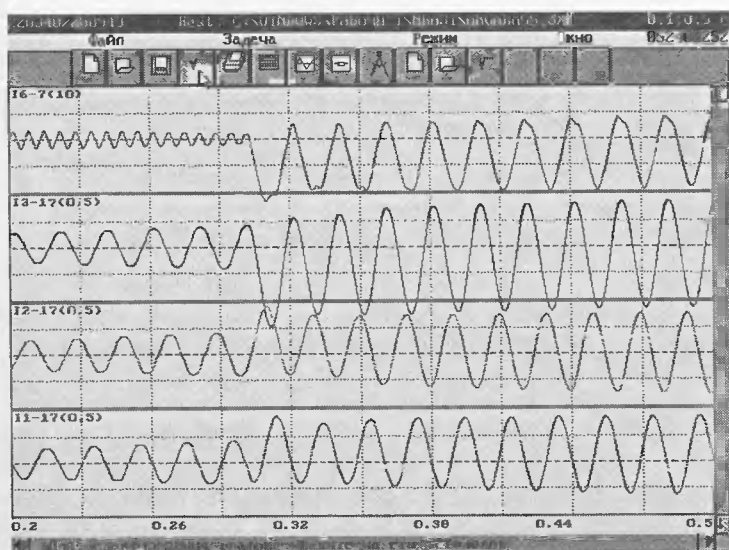


Рис. 20. «Металлическое» КЗ секции КО УШР (показаны токи в «треугольнике» КО и в трех фазах сетевой обмотки реактора)

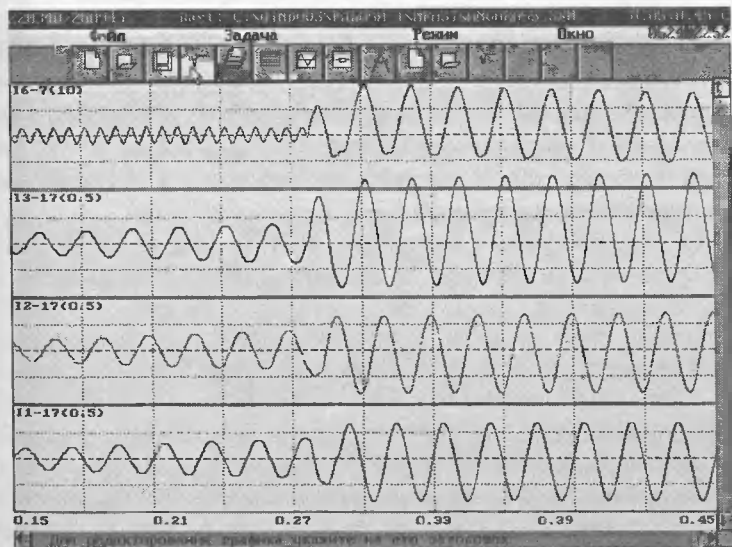


Рис. 21. Витковое КЗ секции ОУ УШР (показаны токи в «треугольнике» КО и в трех фазах сетевой обмотки реактора)

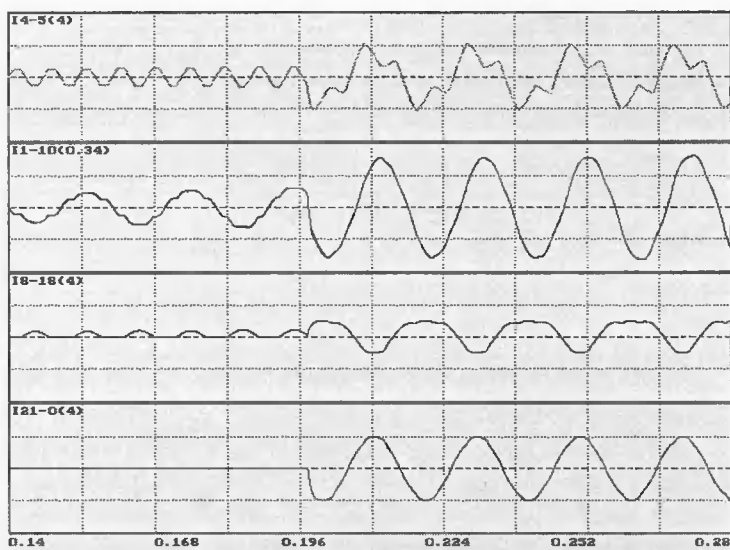


Рис. 22. Замыкание на корпус одной секции фазы ОУ (сверху – вниз показаны токи в «треугольнике» КО, фазы СО, секции ОУ, в нейтрали ОУ (1,4 кА)

секции фазы ОУ рассчитан в программе НРАСТ (рис. 22). Следует заметить, что и в «треугольнике» КО в таком аварийном режиме циркулирует аварийная составляющая первой гармоники. Таким образом, МТЗ КО способна реагировать как на витковые КЗ в любой обмотке реактора, так и на повреждения в ОУ, связанные с корпусом или магнитопроводом.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

Выбор состава релейной защиты УШР и расчет параметров срабатывания

Как было показано ранее, электромагнитная часть УШР по схеме соединения обмоток, технологии изготовления, климатическому и конструктивному исполнению, подключению к шинам подстанции, условиям монтажа и эксплуатации практически не отличается от электромагнитной части трехфазных силовых трансформаторов соответствующего напряжения и мощности. Это означает, что на реакторы серии РТУ могут быть распространены нормы проектирования, требования ПУЭ и ПТЭ в части релейной защиты, защиты от перенапряжений, пожаротушения и другие, действующие для типового серийного маслонаполненного трансформаторного оборудования.

Однако практика проектирования установок с реакторами серии РТУ различными организациями показывает, что отсутствие методических указаний или рекомендаций, а также знаний особенностей конструкции и режимов управляемых подмагничиванием реакторов приводит к значительным затруднениям, а порой и ошибкам при выборе состава защит и расчете их параметров срабатывания (уставок). Задачей настоящей брошюры является обобщение опыта проектирования и описание особенностей исполнения РЗ с учетом режимных и конструктивных отличий реакторов от силовых трансформаторов, рассмотренных в гл. 2.

При одинаковом принципе действия управляемые подмагничиванием реакторы в зависимости от класса напряжения, мощности и требований заказчика к техническим характеристикам различаются по количеству и схеме соединения обмоток (двух- или трехобмоточные), конструкции (трехфазное или однофазное исполнение), составу оборудования (наличие дополнительных

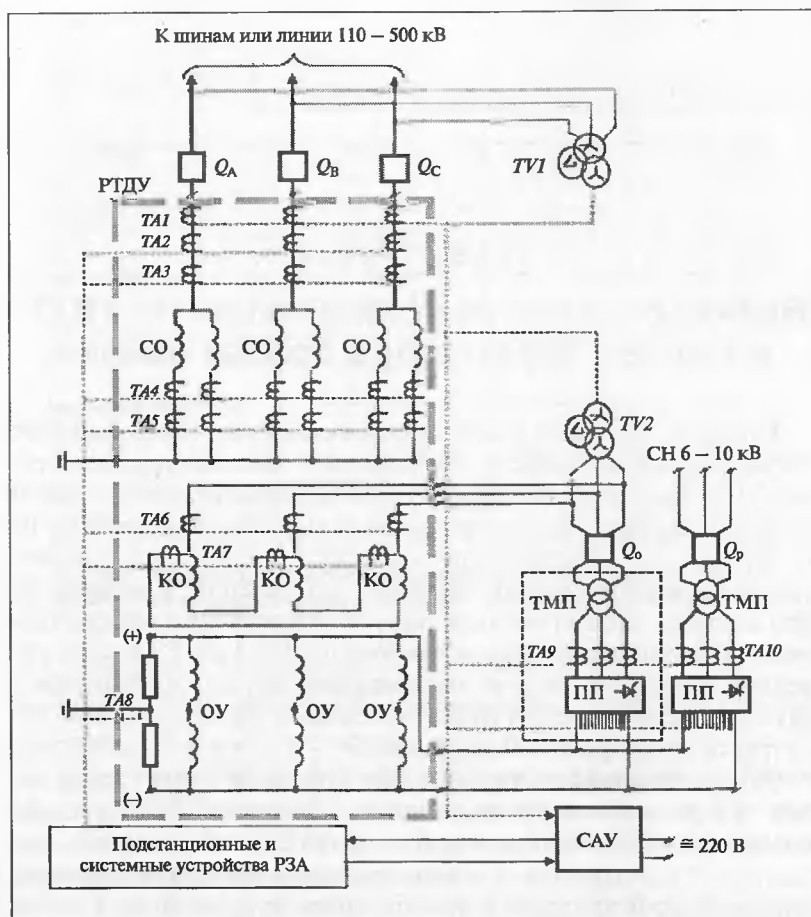


Рис. 23. Принципиальная схема соединений трехобмоточного УШР

фильтров, конденсаторных батарей, резервного подмагничивания и т. д.), числу и расположению встроенных трансформаторов тока, быстрдействию, алгоритмам управления, виду охлаждения и климатическому исполнению, объему мониторинга и т. п.

В брошюру в силу ограниченности ее объема не входит описание всех возможных модификаций УШР и соответствующей конкретной реализации устройств РЗ, которые к тому же могут базироваться на самых различных терминалах производителей, при-

существующих на рынке. Поэтому рассмотрение особенностей и общих принципов выполнения релейной защиты УШР ниже приводится на примере наиболее распространенной для всех классов напряжения конструкции электромагнитной части трехфазного исполнения (РТДУ) с тремя обмотками — сетевой, управления и компенсационной, к выводам которой подключен трансформатор с преобразователем (ТМП) для подмагничивания (рис. 23). От ранее приведенной на рис. 7 принципиальной схемы соединений УШР 500 кВ данная схема, более наглядная для рассмотрения РЗ, отличается только меньшим числом подключенных ТМП и трехфазным исполнением электромагнитной части с соответствующим наличием на линейных выводах обмотки КО встроенных трансформаторов тока ТА6.

Основная сетевая обмотка реактора подключается непосредственно к шинам или линии соответствующего напряжения через выключатель, имеет схему соединений «звезда с глухозаземленной нейтралью», две параллельные ветви в каждой фазе и встроенные ТТ в количестве, достаточном для подключения продольной и поперечной дифференциальных токовых защит, регулирования, мониторинга (при необходимости).

Компенсационная обмотка, соединенная в треугольник, выполняет две главные функции — питание основного ТМП для подмагничивания реактора (при наличии резервного ТМП его подключают к СН подстанции) и замыкание в «треугольнике» КО токов третьей и кратных ей высших гармоник для предотвращения их выхода в сеть и улучшения формы тока СО. При отсутствии дополнительных присоединений мощность ТМП и третьей гармоники не превышает 20 % мощности реактора, поэтому КО выполняется уменьшенного сечения (если к ней не предусмотрено подключение других, более мощных нагрузок, например, БСК).

Обмотка управления своими секциями каждой фазы включена встречно относительно секций СО и КО, поэтому переменное напряжение на ее выводах отсутствует, что позволяет объединить их и подключить к выводам выпрямленного напряжения ТМП для подмагничивания. Цепи ОУ и ТМП связаны с контуром заземления через встроенные в электромагнитную часть резисторы сопротивлением порядка 10 Ом.

В основной и минимально возможный объем поставки реактора, необходимый для его функционирования, кроме электромаг-

нитной части и ТМП наружной установки входит система автоматического управления, которая посредством изменения выпрямленного напряжения и тока преобразователя ТМП обеспечивает требуемое подмагничивание магнитопровода через ОУ по заданным алгоритмам автоматического или ручного управления.

В САУ обеспечиваются режимные ограничения диапазонов регулирования и допустимых перегрузок по токам СО и ОУ с соответствующим воздействием на углы управления тиристорными преобразователями. Релейная защита и автоматика выключателей СО и ТМП не входит в систему управления и реализуется в отдельных шкафах с терминалами РЗ.

Типовое оборудование для присоединения реактора к шинам или линии — выключатели, разъединители, ограничители перенапряжений, трансформаторы напряжения и тока, выбирается при проектировании в соответствии с номинальными параметрами и не требует дополнительных пояснений.

Состав устройств РЗ, их реализация на терминалах различных фирм с соответствующим конфигурированием, подключение по токовым цепям к встроенным или выносным ТТ, степень аппаратного резервирования варьируются достаточно широко и зависят от многих факторов — напряжения и мощности реактора; схемы его подключения (защита шин и ошиновки, УРОВ, участие в циклах ОАПВ или ТАПВ); выбранной элементной базы (как правило, поставщик терминалов РЗ определяется тендером); числа, расположения и типа ТТ; требований заказчика и его диспетчерского управления в части РЗ; решений проектной организации. Практической иллюстрацией к этому является опыт реализации основных электрических защит реактора одного типа различными проектными институтами: использовались как электромеханические реле, так и цифровые терминалы (ЭКРА, Сименс, АБВ, Альстом); только встроенные ТТ или преимущественно выносные; резервировались только терминалы и защиты с абсолютной селективностью или необоснованно применялся весь ряд резервных защит по аналогии с трансформаторами.

Объем РЗ, число встроенных ТТ, номинальные параметры реактора (мощность, напряжение, ток, коэффициенты трансформации, состав оборудования), как правило, согласуются на этапе заказа УШР между заказчиком, поставщиком и проектной организацией. Независимо от возможных вариантов состава РЗ, вы-

бора элементной базы, степени резервирования, управляемый подмагничиванием реактор имеет конструктивные и режимные особенности, которые подробнее рассмотрены в гл. 2 и которые следует учитывать при проектировании его релейной защиты.

Ниже рассматриваются только электрические защиты УШР, поскольку газовая защита, контроль изоляции вводов, система пожаротушения, автоматика выключателей и УРОВ, управление обдувом и система мониторинга практически не отличаются от аналогичных устройств, применяемых для силовых масляных трансформаторов соответствующего напряжения и мощности.

Следует отметить существенные преимущества УШР по сравнению с трансформаторами с точки зрения надежности и ожидаемого срока службы — отсутствие РПН и нагрузок со стороны вторичной обмотки (за исключением рядом стоящего ТМП), что практически сводит к нулю возможность перегрузок и токов сквозных КЗ. Кроме того, конструктивное исполнение обмоток на полустержнях магнитопровода определяет увеличенное напряжение КЗ (u_k) между обмотками СО и КО и меньшие броски токов включения реактора, что существенно снижает динамические и термические воздействия при внешних КЗ и коммутациях, а также позволяет повысить чувствительность дифференциальных токовых защит.

Основным режимным отличием УШР является то, что в отличие от силового трансформатора, током намагничивания которого можно пренебречь при построении дифференциальной защиты, охватывающей первичную и вторичную обмотку, управляемый подмагничиванием реактор работает по принципу магнитного усилителя без активной нагрузки. Ток сетевой обмотки УШР является по существу током намагничивания, и его потребляемая мощность регулируется степенью насыщения стержней магнитопровода, в результате чего в широких пределах от мощности холостого хода до номинальной (или допустимой перегрузки) изменяются индуктивность и потребляемый ток сетевой обмотки.

При отсутствии нагрузки (конденсаторной батареи или питания СН подстанции) соответствующего тока во вторичной обмотке, и КО практически работает в режиме холостого хода, нагруженная в нормальных режимах только токами третьей гармоники и кратными ей (током самоподмагничивания через ТМП менее

60 А можно пренебречь). Из этого следует, что дифференциальные защиты могут охватывать только СО, а вторичные КО и ОУ необходимо защищать отдельно.

Основное схемное отличие электромагнитной части УШР от двухобмоточного трансформатора — наличие ОУ, развязанной по переменному напряжению и предназначенной исключительно для подмагничивания стержней магнитопровода выпрямленным током. В нормальных режимах синусоидальные токи и напряжения в ОУ отсутствуют, а циркуляция в ее секциях выпрямленного тока препятствует нормальному функционированию ТТ, вызывая их насыщение. Поэтому защита ОУ требует особого, нетрадиционного подхода.

По составу и схеме соединений силового оборудования управляемый подмагничиванием реактор отличается наличием рядом стоящих ТМП. Эти силовые элементы имеют мощность в пределах 1 % номинальной мощности УШР, соединяются с электромагнитной частью короткой воздушной (либо кабельной) ошиновкой и являются, как правило, единственной нагрузкой со стороны вторичной обмотки. Указанное соотношение мощностей и сравнительно высокое значение μ_k между обмотками СО и КО (в несколько раз выше силового трансформатора — от 30 до 60 % в зависимости от исполнения) приводит к тому, что даже маловероятные КЗ на выводах КО и в цепях ТМП не вызывают сверхтоков большой кратности в электромагнитной части реактора.

Рассмотрим возможный состав релейной защиты УШР указанной конструкции и каждой из обмоток его электромагнитной части, исходя из следующих предположений:

- выносные трансформаторы тока отсутствуют или не используются, поэтому все защиты УШР подключаются к встроенным ТТ, приведенным на рис. 23;
- состав защит должен быть минимальным, т. е. необходимым и достаточным для РЗ каждого силового элемента реактора;
- для РЗ УШР применяются известные для силовых трансформаторов схемы токовых защит, их аппаратная реализация, методы расчета уставок и расчетные режимы;
- подразумевается, что газовая защита, контроль изоляции вводов, защита ошиновки до ТТ вводов СО, автоматика УРОВ, обдува и пожаротушения (при необходимости) выполняются по

аналогии с трансформаторным оборудованием и далее не рассматриваются.

Сетевая обмотка УШР (как и неуправляемого шунтирующего реактора) должна быть защищена от однофазных, междупазных и витковых замыканий. Продольная и поперечная дифференциальные защиты, охватывающие по указанным выше причинам только СО, выполняют все функции ее РЗ от этих видов повреждений. Если наряду с газовой защитой дифференциальные защиты резервируются аппаратно (дублируются) или токовыми защитами вторичных обмоток (как это показано ниже), то другие дополнительные защиты СО УШР, в отличие от трансформаторов, не являются необходимыми.

Это объясняется тем, что высокое значение u_k и практическое отсутствие нагрузки со стороны вторичного напряжения исключает протекание опасных сверхтоков сквозных КЗ и перегрузок в СО. Кроме того, даже при установке резервной МТЗ со стороны выводов СО, она будет менее чувствительна к внешним и внутренним КЗ, чем МТЗ в «треугольнике» КО, которую нет необходимости отстраивать от рабочих токов СО. Что касается максимально возможной допустимой перегрузки реактора (до 130 % $I_{\text{ном}}$), то она не является опасной и контролируется в САУ с действием на предупредительную сигнализацию и одновременное ограничение тока подмагничивания.

Вторичная компенсационная обмотка реактора, соединенная в треугольник, в нормальных режимах нагружена преимущественно током третьей гармоники, максимальное действующее значение которого во всем диапазоне регулирования меньше 20 % приведенного номинального тока СО УШР. Это означает, что при подключении к ТТ КО трехфазной двухступенчатой максимальной токовой защиты первичная уставка по току ее 2-й ступени (МТЗ) может быть на уровне $0,25 I_{\text{ном}}$ (с отстройкой по времени от токов включения и внешних КЗ), а первой ступени — отсечки с минимальной выдержкой времени для отстройки от КЗ за выключателями ТМП — близкой к $I_{\text{ном}}$ (отстройка по току в тех же режимах).

Столь низкие первичные токи срабатывания определяются отсутствием сквозных токов нагрузки, а также сравнительно небольшими токами внешних КЗ (менее $2 I_{\text{ном}}$ в зависимости от u_k) и бросками токов включения (амплитудное значение тока СО не более $2,8 I_{\text{ном}}$). При этом вторая ступень МТЗ с высокой чувстви-

тельностью резервирует как отсечку КО, так и защиты двух других обмоток в случае их отказа при внутренних повреждениях.

Чувствительность 2-й ступени токовой защиты (МТЗ) КО можно дополнительно увеличить, снизив ее уставку за счет отстройки от токов нулевой последовательности и гармоник, кратных трем, путем соединения трансформаторов тока фаз КО в треугольник. Тем самым исключается необходимость отстройки реле от токов третьей гармоники, присутствующих в «треугольнике» КО в режимах промежуточных нагрузок реактора, а также от токов внешних однофазных КЗ со стороны питания.

Однако, как указывалось в гл. 2 и подробнее рассмотрено ниже, при таком включении реле МТЗ теряет возможность реагирования на витковые КЗ в обмотках реактора. Это наиболее вероятный вид внутренних повреждений. Более правильно включить МТЗ на полные токи первой гармоники в каждой фазе, предварительно за счет фильтрации исключив из этих токов третью и другие высшие гармоники.

Обмотка управления УШР в силу своего исполнения, назначения и режима работы не имеет трансформаторной связи с другими обмотками и встроенных трансформаторов тока в каждой фазе, что исключает традиционное исполнение дифференциальных или максимальных защит для нее. Установке дополнительных ТТ в каждой ветви ОУ препятствует как конструктивное усложнение и необходимость дополнительных выводов на крышке бака, так и насыщение ТТ в рабочих режимах выпрямленным током подмагничивания. К тому же, даже при установке ТТ в этих ветвях, продольная дифференциальная защита не будет действовать при витковых замыканиях.

Тем не менее, существуют как минимум два способа защиты ОУ от внутренних повреждений максимальными токовыми защитами. При замыкании на корпус (магнитопровод) любой секции ОУ в цепи ее заземления (*ТА8* на рис. 23) возникает переменный синусоидальный ток, который определяется сопротивлением встроенных резисторов, числом замкнувшихся витков и может достигать нескольких килоампер при полном КЗ секции (см. рис. 22). Поскольку в нормальных режимах токи небаланса (первичные) в этой цепи не превышают единиц ампер, а при коммутациях очень кратковременны, первичная уставка этой МТЗ может составлять 10 — 15 А с временем срабатывания около 0,2 с, что

определяет высокую чувствительность и эффективность данной защиты ОУ от замыканий на корпус.

При витковых замыканиях в любой секции ОУ нарушается ее симметрия относительно двух других обмоток и возникает трансформаторная связь между ними с протеканием аварийных токов, соответствующих числу замкнувшихся витков. Поскольку устав-ка описанной выше МТЗ КО существенно меньше $I_{\text{ном}}$, она защищает от витковых замыканий не только «свою» обмотку, но и смежные с ней ОУ и СО.

Встроенные ТТ на линейных выводах КО (в УШР трехфазного исполнения) при отсутствии других нагрузок обтекаются только рабочими токами ТМП (менее 100 А даже с учетом допустимой перегрузки), что позволяет установить чувствительную МТЗ, защищающую ошиновку до выключателя ТМП и резервирующую двухступенчатую токовую защиту самого ТМП на ТТ ячейки выключателя 10 кВ. Методика расчета максимальных токовых защит известна и при заданных номинальных параметрах не вызывает затруднений.

Поскольку мощность присоединений на стороне КО примерно в 100 раз ниже мощности самого УШР (например, мощность 1 МВ·А стандартного ТМП для УШР 330 — 500 кВ мощностью 180 Мвар соответствует примерно 0,5 % номинальной), выводы КО для этих присоединений можно считать шинами бесконечной мощности, что существенно упрощает схему замещения.

При оценке чувствительности МТЗ присоединений на выводах КО следует учитывать повышенное напряжение КЗ между СО и обмоткой, соединенной в треугольник. Так, при $u_k = 55\%$ между обмотками СО и КО реактора класса 500 кВ напряжение на выводах вторичной обмотки с набором номинальной мощности снижается более чем вдвое, а при максимальной перегрузке — в 2,5 раза по сравнению с напряжением в режиме холостого хода реактора. Это минимальное напряжение и должно приниматься при расчете минимального тока КЗ для оценки чувствительности.

В ряде случаев трансформаторы тока в «треугольнике» и на выводах КО (либо на выключателях присоединений к КО ТМП для реакторов однофазного исполнения) используются также для построения продольной дифференциальной токовой защиты этой обмотки без выдержки времени. Как указано ранее, целесообразность такой защиты и необходимость ее быстрого действия при меж-

дифазных КЗ сомнительна, и она никак не может заменять МТЗ КО, включенную на полные токи фаз «треугольника» КО и реагирующую на внутренние витковые КЗ. Однако указанная защита может оказаться необходимой в дополнение к МТЗ КО и более эффективной не только по быстродействию, но и по чувствительности в случаях подключения к выводам КО нагрузки, соизмеримой с номинальной мощностью реактора, например, в схемах устройств на базе УШР, когда для реверсивного управления реактивной мощностью к выводам КО реактора параллельно ТМП подключают конденсаторную батарею.

Таким образом, в минимально необходимый объем РЗ УШР рассмотренной конструкции входят следующие защиты (наряду с КИВ при необходимости, газовой защитой и сигнализацией САУ о перегрузке):

- для СО реактора — продольная и поперечная дифференциальные защиты;
- для КО — двухступенчатая максимальная токовая защита;
- для ОУ — МТЗ на ТТ заземленного вывода средней точки ОУ;
- для присоединений КО — МТЗ на встроенных ТТ выводов КО и двухступенчатая токовая защита на ТТ выключателей ТМП;
- для защиты от однофазных замыканий со стороны КО с малыми токами повреждения должна предусматриваться РЗ по напряжению нулевой последовательности, подключенная к обмотке открытого (разомкнутого) треугольника ТН 10 кВ с действием на отключение УШР.

В настоящее время для цифровых защит автотрансформаторов и реакторов, как правило, практикуется 100 %-ное резервирование терминалов, а при наличии возможности — и токовых цепей. Такая «избыточность» позволяет уменьшить или полностью исключить дополнительные резервные защиты обмоток УШР, поскольку указанные выше защиты обеспечивают функции взаимного резервирования.

Расчетные режимы и методы расчета уставок защит СО и КО УШР, а также проверки их чувствительности совпадают с расчетом РЗ обычного двухобмоточного трансформатора со схемой соединений «звезда с нулем — треугольник». Отличительными особенностями являются отдельные дифференциальные защиты СО, повышенное напряжение КЗ между обмотками СО и КО

(30 — 60 %), а также рассмотренная целесообразность включения МТЗ КО на полные токи фаз.

В качестве примера приведем состав защит, токи в обмотках, номинальные параметры, первичные уставки, аппаратное исполнение и резервирование РЗ для УШР 220 кВ, мощностью 100 Мвар типа РТУ-100000/220, который имеет следующие основные параметры, используемые при составлении схем замещения и расчете уставок РЗ:

Номинальная мощность, квар	100000
Номинальное напряжение, кВ	242
Номинальный ток сетевой обмотки, А	239
Ток максимально допустимой перегрузки (до 30 мин), А	287
Коэффициент трансформации СО — КО	22 (или 12,7 по виткам фазных обмоток)
Напряжение КЗ между обмотками СО и КО, %.	57
Максимальное действующее значение тока третьей гармоники в КО, А	550
Максимально допустимый ток небаланса в заземленной нейтрали ОУ, А	5
Мощность трансформатора ТМП, кВ·А	1000
Напряжения ВН/НН, кВ	10,5/0,4
Номинальный ток обмотки ВН ТМП, А	55 (при максимальной перегрузке до 70 А)
Напряжение КЗ ВН-НН трансформатора ТМП, %	5,5
Схема соединений	звезда с нулем — треугольник

На расчетных осциллограммах (рис. 24) показан характер изменения токов в обмотках реактора при наборе мощности от значения при холостом ходе до номинальной. Для тока третьей гармоники в ОУ характерно его плавное изменение от нуля до максимума при половинной нагрузке реактора и снова к нулю в номинальном режиме полупредельного насыщения, в котором сетевой ток реактора не содержит высших гармоник.

Расчетные осциллограммы получены в программе НРАСТ, детально моделирующей электромагнитные процессы в УШР в нормальных и аварийных режимах. Сравнение численных результатов с результатами расчетов по схемам замещения и с осциллограммами в ходе сетевых испытаний показали их высокое совпадение — расхождения не превышают 5 %, что вполне удовлетворительно для выбора уставок защит.

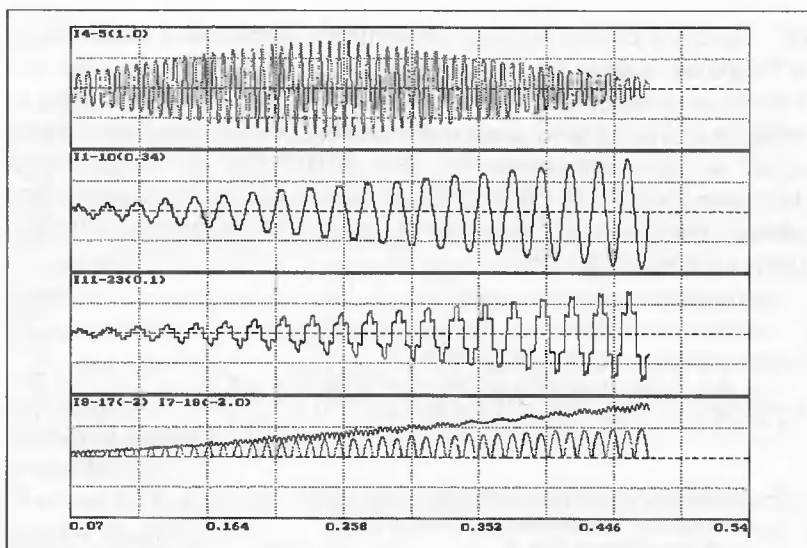


Рис. 24. Набор мощности УШР 220 кВ, 100 МВ·А от мощности холостого хода до номинальной (сверху — вниз показаны токи в «треугольнике» КО, фазы СО, фазы трансформатора ТМП, подмагничивания на выходе преобразователя ТМП и в одной из фаз ОУ)

На рис. 18 и 19 были приведены осциллограммы токов при близком внешнем однофазном КЗ в сети со стороны питания СО УШР с его различной предшествующей нагрузкой. Практически вне зависимости от предшествующей нагрузки реактора и степени насыщения магнитопровода в заземленной нейтрали СО реактора возникают синусоидальные токи подпитки места КЗ, которые качественно и количественно совпадают с аналогичным режимом для двухобмоточного трансформатора с $u_k = 55\%$.

Осциллограммы токов СО при включении реактора получены на цифровом осциллографе терминала РЗ в ходе сетевых приемосдаточных испытаний РТУ-100000/220 на ПС «Хабаровская» (рис. 25). Вместе с аperiodическими составляющими токи фаз не превышают $2I_{\text{ном}}$, основное время затухания аperiodических составляющих составляет около 0,2 с.

Расчетные осциллограммы на рис. 21 и 22 характеризуют режимы внутренних КЗ в ОУ — соответственно витковое замыкание всех витков секции ОУ и замыкание одной секции ОУ на корпус.

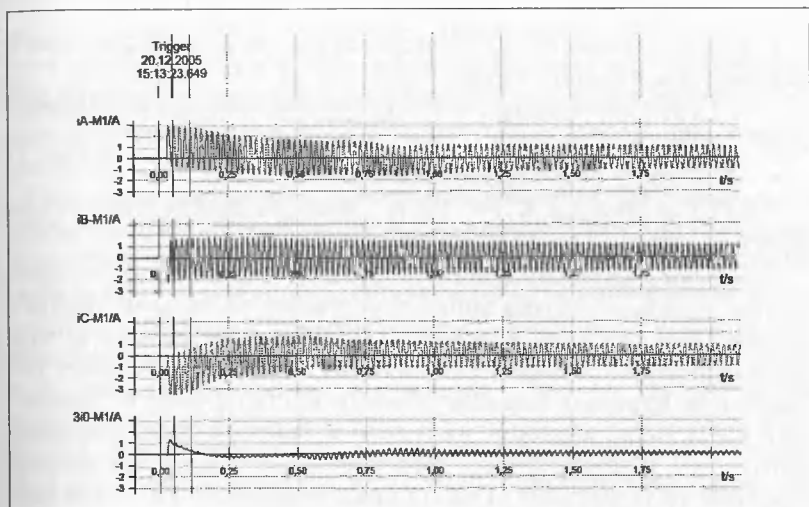


Рис. 25. Токи СО при включении в сеть РТУ-100000/220 на ПС Хабаровская

Понятно, что с уменьшением числа замкнувшихся витков аварийные токи в обмотках также будут снижаться.

Приведенные данные по параметрам СО, КО и ТМП, максимальным токам третьей гармоники в КО и тока небаланса в нейтрале ОУ позволяют провести расчеты уставок и коэффициентов чувствительности всех токовых защит реактора. Для дифференциальных защит СО расчетным режимом является только небаланс ТТ при внешних КЗ и включениях, поскольку устройства РПН в УШР отсутствуют, а броски токов намагничивания при коммутациях протекают во всех группах ТТ обмотки. Выравнивание витков в цифровых терминалах реализуется с высокой точностью, максимум токов включения и режимов внешних КЗ не превышает $(2 - 3) I_{\text{НОМ}}$ СО реактора, поэтому как уставки этих защит до начала торможения, так и коэффициенты торможения можно принимать минимальными.

В результате расчетов по известным схемам замещения и соотношениям, которые для краткости не приводятся, приняты следующие первичные уставки токовых защит:

- продольная и поперечная дифференциальные защиты СО (до начала торможения) — $0,2 I_{\text{НОМ}}$;
- продольная дифференциальная отсечка — $4 I_{\text{НОМ}}$;

- первая ступень МТЗ КО (отсечка с отстройкой 0,5 с от защит выключателей ТМП) — 5 кА;
- МТЗ второй ступени — 800 А (с блокировкой при включении УШР), выдержка времени 1,5 с;
- МТЗ ОУ — 15 А с выдержкой времени 0,2 с;
- МТЗ на выводах КО — 100 А с выдержкой времени 1 с, отстроенной от МТЗ на ТТ выключателя ТМП.

Проверка в требуемых режимах показывает, что коэффициенты чувствительности всех защит существенно превышают нормируемые. Для МТЗ на выводах КО необходимо пояснить, что трансформатор основного ТМП в большинстве случаев имеет заземленную нейтраль «звезды» обмотки ВН (в отличие от резервного ТМП, подключаемого к сети СН 6 — 10 кВ с изолированной нейтралью). В результате КО имеет связь с контуром заземления через нейтраль нагрузки (ТМП) и токи однофазного КЗ на ее выводах достигают 1 кА, что обеспечивает высокую чувствительность максимальных токовых защит в том числе и при таких повреждениях. В случае подключения трансформатора основного ТМП с изолированной нейтралью обмотки ВН защита от однофазных замыканий с действием на сигнал (или отключение) выполняется по напряжению нулевой последовательности на выводах обмотки ТН 10 кВ, соединенной в открытый треугольник.

Несмотря на указанную эффективность МТЗ КО и ТМП при однофазных КЗ необходима и дополнительная защита по напряжению нулевой последовательности с действием на отключение реактора от сети, что требует дополнительного пояснения.

Реакторы 500 кВ однофазного исполнения, в особенности при наличии резервной фазы джемперного подключения, имеют, как правило, воздушную, ошиновку «треугольника» КО общей протяженностью несколько сот метров и с 11 — 20-ю шлейфами подключения присоединений (последняя цифра — при использовании выключателя для шунтирования КО и отсутствии вводного выключателя в КРУН 10 кВ, см. рис. 7). При этом наиболее вероятным видом КЗ, наряду с повреждением вводов электромагнитной части или тиристоров ТМП, становится однофазное КЗ в цепи указанной воздушной ошиновки.

Частным случаем такого повреждения является разрушение одной из фаз ошиновки с падением провода на землю, т. е. сочетание однофазного КЗ с разрывом «треугольника» КО. При этом од-

нофазное 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 ячейки выключателя ТМП.

В первом случае, если основной и резервный ТМП работают с глухозаземленной нейтралью, произойдет отключение ТМП (или двух ТМП, если резервный был подключен к КО и его выключатель 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 СО продолжающего работать УШР появляется значительная третья гармоника (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. 26. По характеру изменения токов в фазах «треугольника» вторичной обмотки можно проследить сначала снижение 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 КЗ с запуском МТЗ на отключение реактора.

Необходимо пояснить, что в рассмотренном случае на ПС «Барабинская» в схеме УШР 500 кВ трансформатор со стороны НН

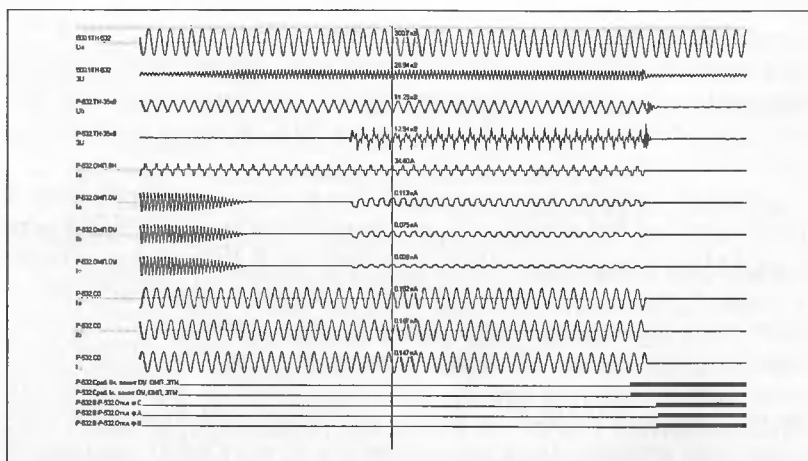


Рис. 26. Аварийное отключение УШР 500 кВ на ПС «Барабниская»:

Сверху — вниз: напряжение фазы *A* и напряжение нулевой последовательности ТН 500 кВ, напряжение фазы *B* и напряжение нулевой последовательности со стороны НН, ток одной фазы преобразовательного трансформатора, токи ТТ трех фаз «треугольника» вторичной обмотки УШР, логиические сигналы срабатывания МТЗ и отключения фаз выключателя 500 кВ УШР

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 СО. В настоящее время поставки и соответствующие проекты трехобмоточных УШР напряжением 110 — 500 кВ предусматривают наличие собственных выключателей в цепи питания трансформаторов каждого ТМП, поэтому действие 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 своим выключателем от МТЗ.

Следует отметить, что аналогичная ситуация возможна и для трехфазных УШР напряжением 110 — 330 кВ, хотя их ошиновка с нижней стороны имеет меньшую протяженность и бывает как воздушного, так и кабельного исполнения. При однофазном КЗ 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 распределительному 6 или 10 кВ подстанции.

Кроме того, падение любого шлейфа ошиновки, не приводящее к разрыву «треугольника» КО и большому току КЗ, 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 КО должна предусматриваться защита по напряжению нулевой последовательности с действием на отключение реактора. При этом ее выдержка времени должна быть достаточной для предварительного отключения основного (и резервного для УШР 500 кВ) ТМП действием их МТЗ в случаях однофазных КЗ за выключателем ТМП, т. е. при внешних КЗ вне зоны ошиновки КО.

Эта защита, кроме исключения длительной опасности для персонала и искажения питающей сети токами 3-й гармоники, остается также для УШР трехобмоточного исполнения единственной формой электрической защиты, реагирующей на замыкания компенсационной обмотки реактора на корпус (магнитопровод). После отключения основного (резервного) ТМП с заземленной нейтралью, подключенного к КО, своей МТЗ 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 компенсационная обмотка является ближайшей по расположению к стержням магнитопровода обмоткой УШР.

Аппаратно комплекс РЗ РТУ-100000/220 на ПС «Хабаровская» выполнен на терминалах фирмы «Siemens» в двух стандартных шкафах с двумя терминалами в каждом. Обеспечено 100 %-ное аппаратное резервирование (в каждом шкафу один терминал обеспечивает защиты СО, другой — защиты вторичных обмоток) с разделением токовых цепей ТТ СО и цепей питания защит. Про-

граммные и аппаратные возможности терминалов в данном случае позволили разработчикам РЗ без усложнения и удорожания наряду с перечисленными выше защитами реализовать дифференциальную токовую защиту КО и резервную максимальную токовую защиту СО, которая резервирует также токовые защиты вторичных обмоток.

Следует отметить, что для рассмотренного УШР с подмагничиванием и других исполнений пока не существует методических указаний и единых решений по составу защит, их аппаратной реализации, степени резервирования и расчету уставок. Наряду с указанным минимальным составом РЗ УШР на практике применяется более широкий спектр как основных, так и резервных защит. Для СО наряду с дифференциальной защитой (и дифференциальной отсечкой) зачастую предусматриваются различные максимальные токовые защиты, а для КО наряду с высокочувствительной двухступенчатой МТЗ — дифференциальная защита на ТТ в «треугольнике» и на выводах обмотки (или на ТТ выключателей ТМП).

В то же время для двухобмоточных реакторов 110 кВ с совмещенной вторичной обмоткой отсутствует возможность защиты ОУ с абсолютной селективностью без выдержки времени (дифференциальной). Управляемые шунтирующие реакторы напряжением 110 кВ и ниже обычно не имеют ТТ в расщепленных ветвях СО и возможность выполнения поперечной дифференциальной защиты. В таких случаях для защит от витковых КЗ и резервирования на вводах СО необходимо предусматривать максимальную токовую защиту, обычную или повышенной чувствительности. Подробнее РЗ этих УШР рассмотрена в гл. 5.

Вопросу оптимизации и повышения эффективности МТЗ КО и ТМП следует уделить особое внимание, поскольку практические решения в проектировании и расчете параметров срабатывания этих защит часто бывают не обоснованы.

Практика проектирования и ввода в эксплуатацию УШР показала, что выбор максимальных токовых защит и их уставок для вторичных обмоток реактора, а также для ТМП, далеко не всегда оптимален по составу, типам терминалов и параметрам срабатывания, определяющим основные требования чувствительности, селективности и быстродействия. В первую очередь, это связано с недостаточным пониманием режимов работы УШР и назначени-

ем указанных защит, поэтому представляется необходимым более подробно рассмотреть эти вопросы на примере трехобмоточного реактора напряжением 500 кВ типа РТУ-180000/500, схема электрических соединений которого со встроенными трансформаторами тока приведена на рис. 7.

Реакторы 110 – 330 кВ с аналогичной схемой соединений отличаются от приведенного, кроме мощности и класса напряжения, отсутствием форсировочного (динамического) ТМП, поскольку для них не требуется максимальная скорость набора или сброса мощности, соответствующая времени полного изменения 0,3 с. При этом от РУ 10(6) кВ подстанции получает питание не форсировочный, а резервный ТМП, идентичный основному, а минимально возможное время набора или сброса мощности возрастает до 1 с, если более жесткие требования не указаны заказчиком.

Все реакторы указанного типа имеют схему соединений обмоток переменного тока (СО и КО) «звезда с нулем – треугольник – 11» с напряжением КЗ между ними порядка 55 %. Как следствие, максимальный ток в обмотках УШР при трехфазном КЗ на выводах КО не превышает $2I_{\text{ном}}$, поэтому применявшиеся ранее встроенные токоограничивающие дроссели за КО отсутствуют. Номинальное напряжение КО в режиме холостого хода реактора составляет 11 кВ, а в номинальном режиме — снижается в соответствии с напряжением КЗ примерно вдвое.

Для УШР класса 500 кВ номинальный ток сетевой обмотки равен 198 А при номинальном напряжении 525 кВ, при которых обеспечивается потребление реактивной мощности 180 Мвар. Реакторы 500 кВ могут иметь однофазное или трехфазное исполнение при одинаковых функциональных возможностях. В случае однофазного исполнения «треугольник» КО собирается внешней воздушной ошиновкой, поэтому встроенные ТТ на выводах КО каждой фазы УШР оказываются включенными на токи «треугольника» вторичной обмотки. При трехфазном исполнении электромагнитной части имеется две группы ТТ в КО, одна из которых включена в «треугольник», другая — на линейные выводы КО.

На рис. 7 указаны имеющиеся встроенные ТТ для релейной защиты УШР. При этом на линейных вводах СО может быть до шести трансформаторов тока, в том числе для целей регулирования, измерений и модели температуры обмотки. Для продольной диф-

ференциальной защиты СО с ошиновкой и для измерений практикуется также использование ТТ в цепи выключателя. Как видно из приведенной схемы, в существующих комплектациях УШР 500 кВ отсутствуют ТТ на стороне низшего напряжения форсировочного ТМП, а для КО предусмотрена только одна группа встроенных трансформаторов тока. Это сужает возможности проектирования защит соответствующих элементов реактора в полном объеме и резервирования токовых цепей РЗ КО.

Для компенсации емкостного тока дуги в цикле ОАПВ с линейным УШР возможно применение дополнительного компенсирующего (дугогасящего) реактора в нейтрали СО — «четвертого луча», как и в известных схемах с неуправляемыми линейными шунтирующими реакторами 500 — 750 кВ. Обоснование необходимости применения такого компенсационного реактора и его параметров при длине ВЛ более 350 км требует проведения соответствующих расчетов. В случае применения компенсационного реактора завод-изготовитель рекомендует использовать в цикле ОАПВ закорачивание фазы треугольника вторичной обмотки УШР, соответствующей поврежденной фазе линии, для чего используются выключатели $Q_{КО}$ на выводах КО.

В настоящее время УШР с совмещенной вторичной обмоткой и однофазными преобразователями в приставных баках на каждой фазе электромагнитной части, по типу установленных на транзите 500 кВ «Таврическая — Барабинская — Заря», ОАО «Запорожтрансформатор» не выпускает. При большей компактности конструкции, удобстве размещения на подстанции и принципиальной возможности пофазного управления (например, для симметрирования напряжений) перевешивают ее недостатки — невозможность резервирования и низкая ремонтпригодность системы подмагничивания, неудовлетворительная схема предварительного подмагничивания, более низкая скорость расфорсировки в режиме инвертирования. Поэтому все реакторы напряжением 220 — 500 кВ выпускаются и комплектуются по приведенной на рис. 7 и описанной выше схеме.

Компенсационная обмотка реактора в нормальных режимах нагружена только током 3-й гармоники (около 1 кА в реакторе 500 кВ, при этом током ТМП до 60 А можно пренебречь), поэтому она выполняется уменьшенного сечения и в паспортных данных завода-изготовителя указывается соответствующий номиналь-

ный ток по сечению меди (1700 А для УШР 500 кВ). При этом приведенный номинальный ток обмотки КО равен 5,5 кА (при линейных напряжениях холостого хода реактора 525 и 11 кВ), а ток в «треугольнике» КО при трехфазном КЗ на ее выводах — около 9,5 кА.

Номинальный (длительно допустимый) ток обмотки управления составляет 2250 или 750 А на каждую из трех фаз ОУ, соединенных параллельно и подключенных к выходам выпрямленного напряжения ТМП. Номинальный ток СО реактора при реальных напряжениях в сети 500 кВ достигается при значениях выпрямленного тока 1800 — 2000 А. Циркуляция в ветвях ОУ составляющих этого выпрямленного тока не позволяет установить в них встроенные ТТ, поэтому единственной электрической защитой ОУ от КЗ, связанных с магнитопроводом, является МТЗ ОУ на ТТ в цепи ее заземления.

При замыкании ОУ на корпус (магнитопровод) в ветви заземления обмотки появляется переменный синусоидальный аварийный ток значением до нескольких килоампер, определяемый числом замкнувшихся витков и параметрами встроенных шунтирующих ОУ сопротивлений (около 10 Ом), а также открытым либо закрытым состоянием подключенного преобразователя ТМП, т. е. предшествующей нагрузкой реактора. В нормальных рабочих режимах реактора переменный ток конструктивной несимметрии ОУ не превышает 1 А, а в цепи заземления обмотки при нормальной ее изоляции практически отсутствует. Поэтому уставка МТЗ ОУ может выбираться в диапазоне 10 — 20 А с выдержкой времени 0,2 с от возможных коммутационных токов включения.

Кроме известных различий между УШР и силовыми трансформаторами по конструкции, составу оборудования и режимам работы, при выборе оптимального состава релейной защиты соответствующих обмоток необходимо учитывать два обстоятельства. Первое — это уже упомянутое повышенное до 55 % значение μ_k между обмотками СО и КО, что предопределяет максимально возможный ток в обмотках УШР при трехфазном КЗ на выводах вторичной обмотки ниже значения $2I_{ном}$, приведенного к напряжению соответствующей обмотки. Соответственно, все другие виды внутренних и внешних КЗ (кроме КЗ на вводах СО и вблизи них) дают еще меньшие значения аварийных токов в обмотках. При этом заводские и сетевые испытания УШР показали, что ре-

жим трехфазного короткого замыкания КО с указанными токами эти реакторы выдерживают более 5 мин без повреждений и перегревов.

Второе обстоятельство определяется тем, что управляемый реактор является единственным и последним («тупиковым») присоединением за своим выключателем, не имея на стороне низшего напряжения разветвленной сети и большого числа активных нагрузок. Кроме существенно более низкой вероятности возникновения «сквозных» КЗ за КО и значительно меньших токов этих КЗ, для УШР не играют существенной роли вопросы дальнего резервирования и обеспечения селективности действия его защит и соответствующих защит последующих присоединений и нагрузок. Можно также отметить, что отключение генератора или трансформатора сопряжено с недоотпуском электроэнергии потребителям, в то время как временный вывод реактора из работы не приводит к подобным последствиям.

Исходя из сказанного выше, сравним традиционные требования быстродействия, селективности, надежности и чувствительности РЗ силовых трансформаторов и управляемых реакторов. Быстродействие РЗ мощного трансформатора напряжением 220 — 500 кВ является важнейшим требованием с точки зрения как развития повреждений в нем при высокой кратности токов КЗ, так и возможности сохранения нормальной работы энергосистемы и питания нагрузок. Селективность основных и резервных защит трансформатора, включенного в разветвленную сеть с большим числом потребителей, не менее важна. Из таких же очевидных соображений следуют высокие требования к надежности РЗ трансформатора, в том числе вероятности излишних срабатываний и возможности дальнего резервирования. Требования чувствительности определяются нормами ПУЭ и часто находятся вблизи пороговых значений.

На основании такого же подхода можно утверждать, что для максимальных токовых защит вторичных обмоток управляемого реактора эти же требования ранжируются в обратном порядке — чувствительность к внутренним повреждениям, в особенности к витковым замыканиям, должна быть максимальна, а быстродействие защиты при внешних КЗ не принципиально, поскольку токи в обмотках УШР при этом соизмеримы с номинальными.

Наиболее показательно эти различия в требованиях и составе РЗ проявляются в защитах СО и КО УШР. Для силовых трансформаторов со стороны обмотки высшего напряжения широко используется весь ряд существующих в терминалах токовых резервных защит — токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП), обратной последовательности (ТЗОП) и МТЗ с комбинированным пуском по напряжению. Для УШР эти защиты являются необязательными и излишними, поскольку даже МТЗ с пуском минимального напряжения не достаточно эффективна при высоком u_k и отсутствии режимов перегрузки и самозапуска с высокой кратностью к номинальному току. Существующие проектные решения и варианты реализации МТЗ КО, наоборот, не являются вполне удовлетворительными при всем разнообразии возможных исполнений.

Практическое применение получили два варианта исполнения РЗ КО на ТТ, встроенных в «треугольник» КО. Сторонники быстродействующих защит с абсолютной селективностью проектируют дифференциальную токовую защиту на ТТ КО, соединенных в «треугольник», а в других плечах — на «звезде» ТТ выключателей ТМП. Преимуществами такого решения является отсутствие выдержки времени, высокая чувствительность (нет необходимости отстраиваться от 3-й гармоники в «треугольнике» КО) и одновременная защита ошиновки до ТТ выключателей ТМП.

Как уже отмечалось, высокое быстродействие для РЗ вторичных обмоток УШР не принципиально, а защиту внешней ошиновки 10 кВ можно с таким же успехом возложить на МТЗ КО. Принципиальными недостатками дифференциальной защиты являются невозможность ее действия при витковых замыканиях в КО, а также отсутствие резервирования защит смежных обмоток ОУ и СО. Это особенно важно для обмотки управления, МТЗ которой в цепи ее заземления работоспособна только при замыканиях, связанных с корпусом или магнитопроводом («землей»). При этом в случае наиболее вероятных витковых замыканий КО или ОУ приходит в действие только газовая защита, у которой нет резервирования.

Другой защитой, более правильной с точки зрения резервирования и действия при всех видах замыканий, является МТЗ КО, включенная на полные токи фаз. Как было показано ранее, ее необходимо отстраивать по току от максимального действующего

значения 3-й гармоники, циркулирующей в «треугольнике» КО в промежуточных режимах нагрузки реактора, а по времени — от токов включения и однофазных КЗ на стороне высшего напряжения. Поскольку максимум 3-й гармоники вместе с нагрузкой работающего ТМП не превышает 18 % приведенного номинального тока обмотки КО, установка указанной МТЗ может составлять 0,25 — 0,3 отн. ед., что соизмеримо с чувствительностью современных продольных дифференциальных защит трансформаторов. Чувствительность этой МТЗ можно дополнительно увеличить, если исключить из входных токовых сигналов реле терминала 3-ю гармонику с помощью ее фильтрации. Для УШР 500 кВ максимальное действующее значение 3-й гармоники в КО составляет 1050 А.

К сожалению, на практике МТЗ КО реализуется в известных, в том числе указанных выше микропроцессорных терминалах, с исключением токов нулевой последовательности и 3-й гармоники соединением ТТ КО в «треугольник» либо обработкой входных токовых сигналов в аналоговых и программных фильтрах симметричных составляющих. В результате реле МТЗ терминала реагируют только на 1-ю гармонику прямой последовательности и не действуют при витковых замыканиях в КО и смежных обмотках, когда токи в ТТ каждой фазы «треугольника» КО равны и совпадают по фазе (синфазны), т. е. когда они эквивалентны токам нулевой последовательности и 3-й гармоники. При этом МТЗ КО фактически действует только при маловероятных междуфазных КЗ внутри бака УШР или при тех же КЗ на внешней ошиновке 10 кВ. При преимущественном для сетей России однофазном исполнении реакторов 500 кВ такая защита при внутренних повреждениях в обмотках не работает.

Положение можно было бы исправить, если дополнить указанную МТЗ защитой нулевой последовательности, включенной на те же ТТ КО после фильтра симметричных составляющих. Однако канал ТЗНП в серийных терминалах «ЭКРА», применяемых для вторичных обмоток УШР 500 кВ, отсутствует. На введенных в эксплуатацию в сентябре и октябре 2009 г. УШР 500 кВ однофазного исполнения на ПС «Иртыш» и ПС «Томская» использованы шкафы и терминалы НПП «ЭКРА». Для защиты СО применены одинаковые шкафы типа ШЭ 2710 541 с двумя взаиморезервируемыми терминалами БЭ 2704 541, обеспечивающими все необхо-

димые функции поперечной и продольной дифференциальной защиты, газовой защиты, УРОВ, КИВ и пуска пожаротушения. Для защиты вторичных обмоток КО и ОУ применены разные терминалы — на ПС «Томская» шкаф ШЭ 2710 541 241 с терминалом БЭ 2502 241, а на ПС «Иртыш» — шкаф ШЭ 2607 041 с терминалом БЭ 2704 041.

При этом для реактора на ПС «Иртыш» проектом принята продольная дифференциальная защита КО и ошиновки 10 кВ, не действующая при витковых КЗ и не позволяющая реализовать дополнительную МТЗ или ТЗНП. Более того, в терминале защит КО и ОУ при реализации дифференциальной защиты отсутствует отдельный вход для канала МТЗ ОУ, что привело к необходимости реализовать эту защиту в виде третьего плеча дифференциальной защиты без выдержки времени и без селективности между этими защитами.

Ситуация с токовыми защитами КО и ОУ для реактора на ПС «Томская» не намного лучше, хотя там реализована отдельная МТЗ обмотки управления в цепи ее заземления с требуемыми уставками, а защита КО спроектирована в виде МТЗ. Однако эта МТЗ КО, как указывалось выше, включена на токи 1-й гармоники прямой последовательности, что не позволяет ей реагировать на витковые КЗ в КО и ОУ.

Дополнительного канала ТЗНП примененный терминал не имеет.

По информации специалистов НПП «ЭКРА», более правильным было бы включить МТЗ на линейные токи (с соответствующим пересчетом уставок), тогда отсутствовала бы компенсация токов нулевой последовательности, но 3-я гармоника при этом исключалась. Это позволило бы реагировать защите на полный ток 1-й гармоники каждой фазы и с максимально возможной чувствительностью действовать как при междуфазных, так и при витковых замыканиях в КО и смежных обмотках (при отстройке по времени от медленно затухающих токов включения и АПВ).

Еще три реактора 500 кВ, введенные в эксплуатации также в 2009 г. на транзите Север — Юг Казахстана (ПС «Агадырь» и ПС «ЮКГРЭС»), имеют трехфазное исполнение электромагнитной части с РЗ на терминалах фирмы «Siemens». Последние позволяют более гибко подходить к выбору защит и конфигурированию терминалов, однако входные токовые сигналы в них обрабатываются

аналогичным образом. Для УШР 500 кВ однофазного исполнения на ОРУ Аксуской ГРЭС в Казахстане с единственной группой ТТ в обмотке «треугольника» проектом принят комбинированный вариант защиты обмотки КО и ее ошиновки на терминалах фирмы «Siemens»: включить отдельный терминал для МТЗ на фазных фильтрованных токах и последовательно с ним отдельный терминал дифференциальной токовой защиты, включённый на цепи, соединенные в «треугольник». Дифференциальная защита при этом предназначена для защиты ошиновки, а МТЗ — для защиты КО, ОУ и резервирования защиты ошиновки.

Управляемый шунтирующий реактор напряжением 220 кВ имеют аналогичную описанной выше схему соединений, состав оборудования (за исключением форсировочного ТМП) и примерно тот же состав защит. При этом для РТУ-100000/220 на ПС «Уренгой» и ПС «Надым» МЭС Западной Сибири РЗ реализована на терминалах НПП «ЭКРА», а для таких же УШР на ПС «Хабаровская», «Хехцир» и «Владивосток» МЭС Востока — на терминалах фирмы «Siemens».

Моделирование в программе НРАСТ с достаточной точностью отражает токи в обмотках реактора при коротком замыкании секций, расположенных на одном полустержне магнитопровода. На рис. 27, 28 приведены расчетные осциллограммы витковых замыканий в КО и ОУ при закорачивании одной из секций соответствующей обмотки (половины витков). Токи фаз в «треугольнике» КО при этом синфазны, а их значения достигают нескольких килоампер и существенно зависят от переходного сопротивления в месте КЗ. Вероятность таких внутренних КЗ (замыкания на отводах секций либо двойные замыкания витков на магнитопровод) достаточно мала, поэтому более вероятны КЗ рядом расположенных витков или катушек обмоток КО или ОУ. При меньшем количестве замкнувшихся витков ток в КО также уменьшается, поэтому нужно стремиться к снижению уставки МТЗ (или ТЗНП) КО вплоть до уровня 0,1 отн. ед. (первичный ток 550 А для КО УШР 500 кВ).

При этом следует учитывать, что при включении УШР в сеть (и в циклах АПВ) в токе КО присутствует весь спектр гармоник, причем основная гармоника 50 Гц преобладает с существенным превышением указанной уставки (до 0,2 — 0,3 отн. ед.) и постоянной времени затухания более 1 с (см. рис. 15). Поэтому должен суще-

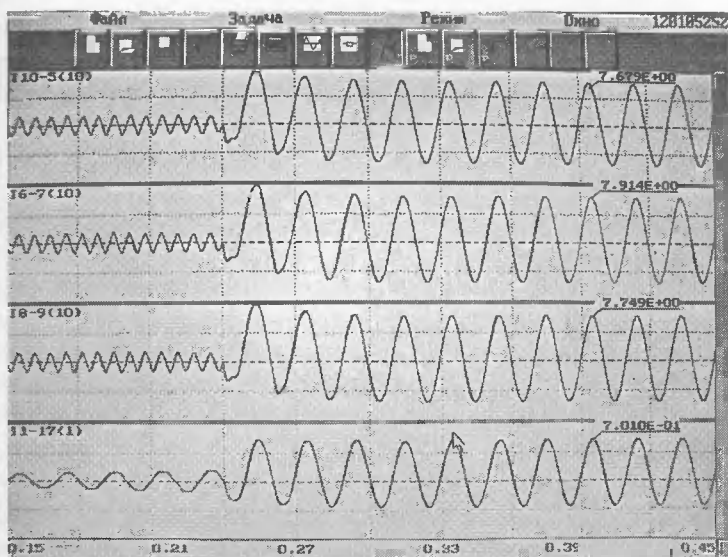


Рис. 27. Токи в фазах «треугольника» КО и фазе А СО при замыкании секции КО фазы А УНР (масштабы токов в килоамперах приведены в левом верхнем углу каждого окна в скобках)

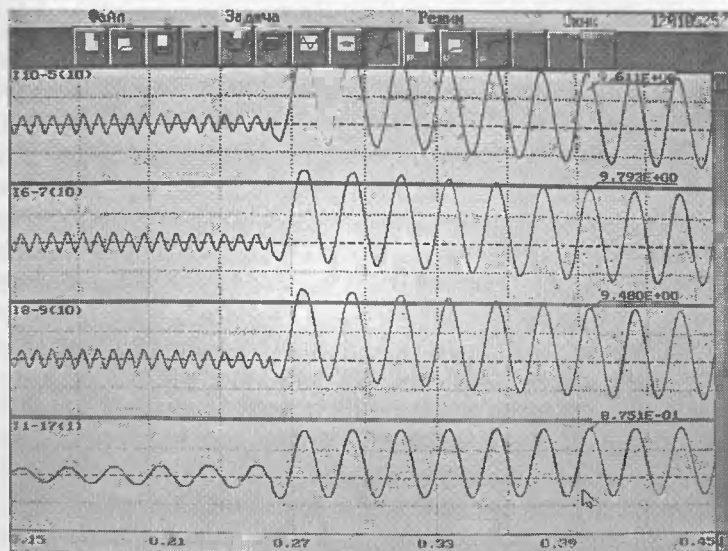


Рис. 28. Токи в фазах «треугольника» КО и фазе А СО при замыкании секции ОУ фазы А УНР

ствовать разумный компромисс между параметрами срабатывания РЗ КО и желанием сократить ее зону нечувствительности к витковым замыканиям в обмотках УШР. Для реакторов 500 кВ в качестве ориентиров можно принять значения уставок 0,2 отн. ед. (1100 А) по току и 1,5 с по времени. Этого достаточно и для отстройки по времени от внешних КЗ на стороне 500 кВ. Для линейных УШР 500 кВ, участвующих в циклах ОАПВ ВЛ, следует также отстроиться по времени от длительности паузы ОАПВ. При этом считается, что длительные неполнофазные режимы исключены.

На ПС «Томская» для компенсационной обмотки УШР принята двухступенчатая МТЗ с уставками 2100 А и 0,5 с для первой ступени и 1000 А и 1,5 с для второй ступени. Она не реагирует на витковые КЗ, ток 3-й гармоники и синфазные токи КО при включении реактора в сеть.

Значения и формы токов включения в КО реактора зависят от ряда факторов, в том числе от одновременности включения фаз выключателя и наличия на нем устройства синхронизации, от остаточного намагничивания или тока предварительного подмагничивания, предшествующей нагрузке УШР до АПВ и т. д.

Для сравнения с рис. 15 на рис. 29 приведены осциллограммы включения такого же реактора на ПС «Барановичи» с предварительным подмагничиванием током 40 А в обмотке управления. При этом амплитуды свободных составляющих тока включения в КО и время их затухания существенно меньше тех же параметров при включении без предварительного подмагничивания. Через 0,4 – 0,5 с в треугольнике КО циркулирует в основном 3-я гармоника (действующее значение тока около 900 А), соответствующая промежуточному значению тока СО 50 – 60 % номинального (максимальное действующее значение 3-й гармоники в промежуточном режиме нагрузки для реактора 180 Мвар, 330 кВ, как и для УШР 500 кВ, около 1 кА, а для РТУ-100000/220 — примерно вдвое меньше). Это объясняется насыщенным состоянием магнитной системы перед включением и соответственно меньшей (близкой к номинальной) индуктивностью обмоток реактора при включении.

Для дальнейшего снижения тока срабатывания МТЗ КО и дополнительного повышения ее чувствительности можно применить заглубление этой защиты по току при включении реактора путем ее блокировки или торможения, например, 2-й гармоникой

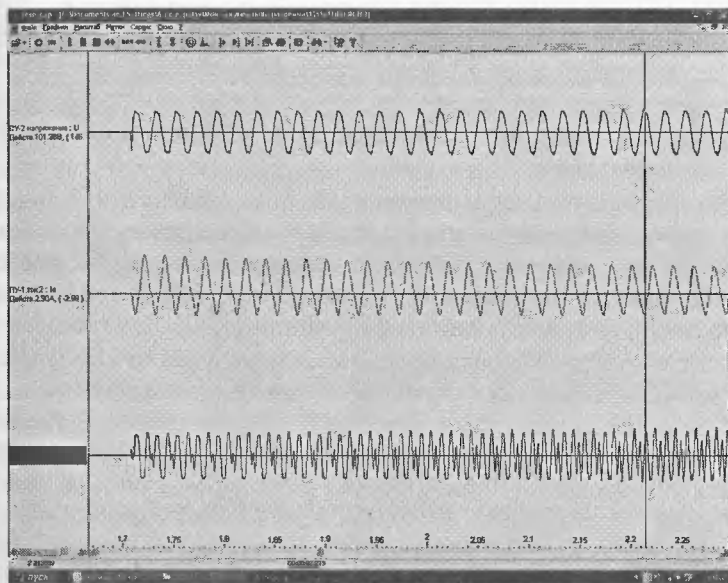


Рис. 29. Включение РТУ-180000/330 на ПС «Барановичи» с предварительным подмагничиванием 40 А:

Сверху – вниз: напряжение на КО, ток фазы А СО, ток в «треугольнике» КО. Действующее значение периодической составляющей тока СО при включении соответствует 70 % номинального значения (300 А) с последующим естественным затуханием

в КО, соизмеримой с основной. Для этого необходимо использовать терминал, имеющий такую защиту с торможением. Для отстройки от внешних однофазных КЗ на стороне питания можно использовать блокировку защиты по току подпитки этого КЗ через нейтраль СО УШР.

Следует отметить необходимость одновременного повышения чувствительности и снижения времени срабатывания защит УШР от витковых КЗ в его обмотках. Значение тока в обмотках зависит от вида и места виткового КЗ, изменяется в широких пределах и имеет нижнюю границу около 0,1 отн. ед. При этом ток КЗ в месте повреждения (ток в замкнувшихся витках) при отсутствии переходного сопротивления или сопротивления дуги может составлять десятки килоампер, что приводит к быстрому разрушению обмотки. Для УШР при напряжениях КЗ между обмотками в 3 – 4 раза выше, чем у трансформаторов, аварийные токи при

витковых КЗ в КО или ОУ будут ниже как в замкнувшихся витках, так и в «треугольнике» КО или, соответственно, в фазах СО. Это позволяет несколько увеличить время срабатывания РЗ, но дополнительно ухудшает чувствительность при малом числе замкнувшихся витков.

Для токовых защит вторичных обмоток УШР эти требования чувствительности и быстродействия противоречивы, поскольку продольная дифференциальная защита при витковых КЗ нерабоспособна, а поперечную защиту в КО и ОУ реализовать невозможно. Поэтому единственным компромиссным решением является двухступенчатая максимальная токовая защита КО, включенная на полные токи фаз «треугольника» с исключением 3-й гармоники. Первая ступень с минимальной выдержкой времени 0,3 — 0,5 с (отстройка по времени от отсечек ТМП) отстраивается от токов включения и внешних КЗ со стороны питания, вторая ступень с минимальной уставкой по току имеет торможение или блокировку от токов включения и отстройку по времени от внешних КЗ и АПВ.

В соответствии с этим уставки по току первой ступени будут выше (3 — 4 кА для УШР 500 кВ), а второй ступени ниже (800 — 900 А при наличии блокировки или торможения при включениях и АПВ) по сравнению с МТЗ компенсационной обмотки УШР ПС «Томская», включенной только на токи прямой последовательности. Следует заметить, что после АПВ или отключения близкого внешнего трехфазного КЗ при неблагоприятной фазе восстанавливающихся напряжений и минимальной предшествующей нагрузке реактора ток 1-й гармоники в «треугольнике» КО достигает тех же уровней тока включения без подмагничивания (до 0,3 отн. ед.) с медленным его затуханием. Поэтому первая ступень может иметь уставки по току примерно 0,5 отн. ед. и по времени до 0,5 с для отстройки от предыдущих защит с низшей стороны на выключателях ТМП и от времени действия защит при внешних близких КЗ со стороны питания СО.

Для выбора указанных уставок необходимо иметь осциллограммы полных токов в фазах «треугольника» КО при включении УШР и возможные характеристики торможения в соответствующем терминале защиты, а также конкретные параметры срабатывания РЗ ближайших присоединений при внешних для реактора несимметричных КЗ в сети 500 кВ.

Никаких нормативных требований по оценке чувствительности РЗ УШР пока не существует, однако в аналогичных с трансформаторами расчетных режимах чувствительность токовых защит обеспечивается с большим запасом. Это объясняется относительно более низкими уставками дифференциальных ($0,1 - 0,3$ отн. ед.) и максимальных (тот же диапазон для чувствительной ступени при выполнении рассмотренных выше условий) токовых защит реактора вследствие значительно меньших нагрузок и значений токов внешних КЗ на стороне низшего напряжения. Что касается РЗ вторичных обмоток от витковых замыканий и замыканий на магнитопровод, то здесь следовало бы оценивать не чувствительность, а защитоспособность соответствующей защиты, т. е. ту долю замкнувшихся витков ОУ или КО, при которой РЗ надежно сработает. Однако даже при «металлических» внутренних КЗ такого рода расчет распределения аварийных токов в трехобмоточной конструкции с экраном и многостержневым магнитопроводом представляет собой отдельную и сложную техническую задачу.

В заключение остановимся на защите схемы подмагничивания УШР 500 кВ, состоящей, согласно рис. 7, из трех ТМП — основного, резервного и динамического (форсировочного, который обеспечивает также ток предварительного подмагничивания при включении реактора в сеть 500 кВ). Обычно релейная защита ТМП реализуется в виде токовой отсечки и МТЗ на ТТ выключателей 10 кВ, при этом отстройка от тока включения трансформатора ТМ-1000/0,4 или ТМ-1000/1,1 обеспечивается по току для отсечки и по времени ($0,3 - 0,5$ с) для МТЗ.

Для реактора 500 кВ на ПС «Томская» РДУ были выданы уставки 1250 А для отсечки и 120 А для МТЗ с выдержкой времени 0,3 с. Во время наладки выдержка времени МТЗ была увеличена до 0,5 с для более надежной отстройки от броска тока включения. При этом блокировки в САУ по превышениям токов в СО, в ТТ преобразователей и в датчике постоянного тока (ДПТ) еще не были введены. Отчасти это было обусловлено тем, что проектным решением была предусмотрена неверная установка ДПТ между фазами РОДУ, что не позволяло измерять полный выпрямленный ток ТМП при его наладке (ДПТ устанавливается, как это показано на схеме рис. 7, в любом полюсе после всех ТМП и до ответвлений в ОУ всех фаз РОДУ, чтобы измерять полный выпрямленный ток любого из ТМП).

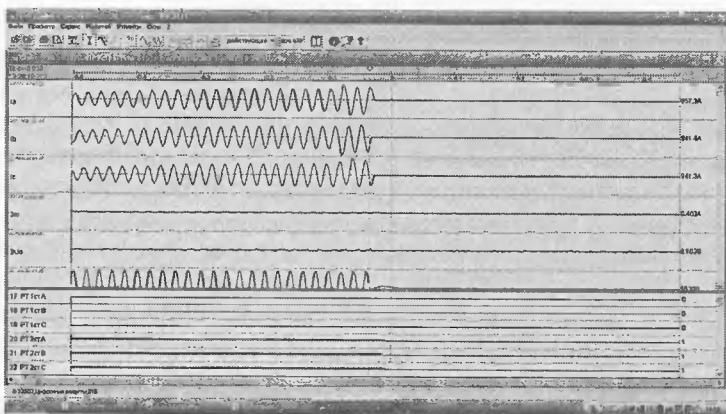


Рис. 30. Аварийное отключение форсировочного ТМП его МТЗ при пусконаладочных работах УШР на ПС «Томская». Вверху — токи фаз А, В, С обмотки ВН форсировочного трансформатора ТМП, внизу — логические сигналы МТЗ

При настройке форсировочного ТМП произошел несанкционированный рост тока в ОУ с выходом из строя тириستоров преобразователя. На рис. 30 приведена осциллограмма терминала защиты ТМП при аварийном отключении. Токовая отсечка оказалась нечувствительна к шестикратному превышению тока преобразователя, а МТЗ отключила выключатель уже после выхода из строя тиристоров. После анализа осциллограмм было принято решение о снижении уставки по току отсечки до 270 А и уставки по времени МТЗ до 0,3 с.

Следует отметить широкий разброс параметров срабатывания РЗ ТМП и недостаточную обоснованность их выбора на различных подстанциях с УШР. Так, например, для УШР 220 кВ на ПС «Владивосток» с такими же ТМП-1000/10/0,4 выбраны уставки по току для ТО 1250 А и для МТЗ 400 А с временем 0,5 с. При номинальном токе трансформатора 58 А и отсутствии последующих защит на низшей стороне такое загроубление совершенно не оправдано и приводит к отсутствию чувствительности при повреждениях в ПП, не имеющем других защит по питанию. Обоснованиями такого выбора токов срабатывания для ТО является отстройка от тока КЗ на выводах низшего напряжения трансформатора (что было бы верным при наличии последующих присоединений со своими защитами), а для МТЗ — использование функции ускоре-

ния защиты при включении ТМП, что фактически обязывает отстраиваться по току от броска тока намагничивания (вместо отстройки по времени).

Конструкция ТМП объединяет на общей раме баки трансформатора и преобразователя и связывает их короткой жесткой ошиновкой 0,4 кВ. Наиболее вероятными повреждениями являются пробой одного или нескольких тиристоров преобразователя, при которых блокировка импульсов управления от САУ уже не прекращает аварийного режима ПП с соответствующими токами в трансформаторе. С учетом снижения вдвое напряжения питания ТМП от КО в режиме номинальной нагрузки токи междуфазного КЗ (пробой нескольких тиристоров) составляют 600 — 1200 А, а ток 1-й гармоники в фазе ВН трансформатора при пробое одного тиристора может снижаться до 300 — 400 А (в токе 1-й гармоники присутствуют существенные апериодические составляющие и высшие гармоники с преобладанием второй). Поэтому ток срабатывания отсечки должен быть минимальным — не более 400 А для отстройки от тока включения ТМП. Чтобы иметь желаемую чувствительность к пробое одного тиристора (около 2) в режиме предшествующей максимальной нагрузки реактора параметры срабатывания по току МТЗ ТМП должны быть в диапазоне 100 — 150 А с соответствующим временем срабатывания 0,5 — 0,3 с для отстройки от токов включения.

Следует отметить, что в данном случае использование в термине ускорения при включении и блокировки (торможения) второй гармоникой не оправдано и даже вредно, поскольку ускорение приводит к загрузке МТЗ втрое (до 400 А), а перекрестная блокировка препятствует работе МТЗ при пробое одного тиристора, поскольку в аварийном токе имеется значительная доля второй гармоники.

Таким образом, опыт проектирования и наладки УШР показывает, что широкие возможности микропроцессорных терминалов РЗ по обработке входных сигналов и по составу защит используются необоснованно и неэффективно, а зачастую и с ухудшением защитоспособности по сравнению с применением обычных реле, включенных на полные токи фаз. Наиболее существенным является рассмотренный пример фактически не действующих дифференциальных или максимальных токовых защит КО при витковых замыканиях в обмотках УШР вследствие включения РЗ на составляющие токов прямой последовательности после фильтрации и разложения на симметричные составляющие токов ТТ «треуголь-

ника» КО (или в результате включения этих ТТ по схеме «треугольника»). Не менее странным выглядит многократное снижение чувствительности токовой отсечки и МТЗ в ячейках выключателей ТМП УШР в результате необоснованной отстройки ТО от КЗ за питающим трансформатором и использования ускорения МТЗ при включении ТМП. Применение перекрестной блокировки МТЗ второй гармоникой при включении ТМП помогает отстройке от броска тока намагничивания, однако исключает возможность работы МТЗ при пробое тиристора ПП.

Во многом указанные ранее и другие примеры не вполне оптимального использования возможностей современной микропроцессорной техники для РЗ УШР вызваны практически полным отсутствием нормативной литературы и методических указаний по расчету и проектированию РЗ для этого нового вида оборудования.

Необходимо отметить, что в последние годы завод-изготовитель для УШР напряжением 110 кВ и выше с трехфазными ТМП баки питающего трансформатора и преобразователя ТМП комплектует набором устройств из газовой защиты, указателя уровня масла и термосигнализатора. Соответствующие контакты должны быть задействованы в РЗ выключателей ТМП и в сигнализации.

Авторы разрабатываемых в настоящее время Методических указаний по выбору параметров срабатывания РЗ УШР наряду с рассмотренным составом РЗ ТМП мощностью 1 МВ·А — газовой защитой, токовой отсечкой и МТЗ (которые резервируются еще МТЗ КО с действием на отключение сетевого выключателя), а также с защитой от перегрузки в САУ, — предусматривают возможность использования (при наличии в используемых терминалах РЗ этих присоединений) ТЗНП, ТЗОП и УРОВ, что на взгляд автора является явно избыточным решением. Функцию УРОВ при ее наличии в терминале можно использовать, но с действием сначала повторно на выключатель ТМП, затем на вводной выключатель 10 кВ, если он есть в ЗРУ или КРУН, и только после этого на отключение реактора со стороны питания.

Более обоснованной выглядит применение токовой защиты обратной последовательности для компенсационной обмотки УШР, поскольку ее не нужно отстраивать от симметричных токов включения в СО и КО. Тогда токовые защиты КО в виде МТЗ и ТЗОП будут дополнять и резервировать друг друга при внешних несимметричных междуфазных КЗ.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

Пример реализации релейной защиты УШР 500 кВ на терминалах НПП «ЭКРА»

Как было отмечено ранее, невозможно и нецелесообразно рассматривать все возможные варианты практической реализации РЗ для УШР различной модификации с применением доступного множества микропроцессорных (МП) терминалов. Следует иметь в виду, что непрерывно меняется и совершенствуется техника как самих УШР, так и терминалов релейной защиты. Поэтому при проектировании необходимо пользоваться заводскими руководствами по эксплуатации и техническими описаниями конкретного оборудования, выбирая состав РЗ и параметры срабатывания с учетом тех общих особенностей УШР, которые были рассмотрены в предыдущих главах.

В качестве примера одного из возможных вариантов проектирования РЗ для управляемого реактора 500 кВ ниже приводятся схема распределения защит, таблица выбора возможных МП-устройств в специализированных шкафах и терминалах НПП «ЭКРА», а также расчет параметров срабатывания (уставок) основных защит.

Приведенные в настоящей главе данные основаны на проектной документации реактора типа РТУ-180000/500 однофазного исполнения для ПС-500 «Томская» МЭС Сибири, на технических описаниях МП терминалов РЗ НПП «ЭКРА», а также на выдержках из проекта методики по расчету уставок РЗ УШР, которая разрабатывается по заданию ФСК ЕЭС России.

Схема, конструкция и основные параметры реактора соответствуют приведенным ранее описаниям УШР напряжением 500 кВ однофазного исполнения.

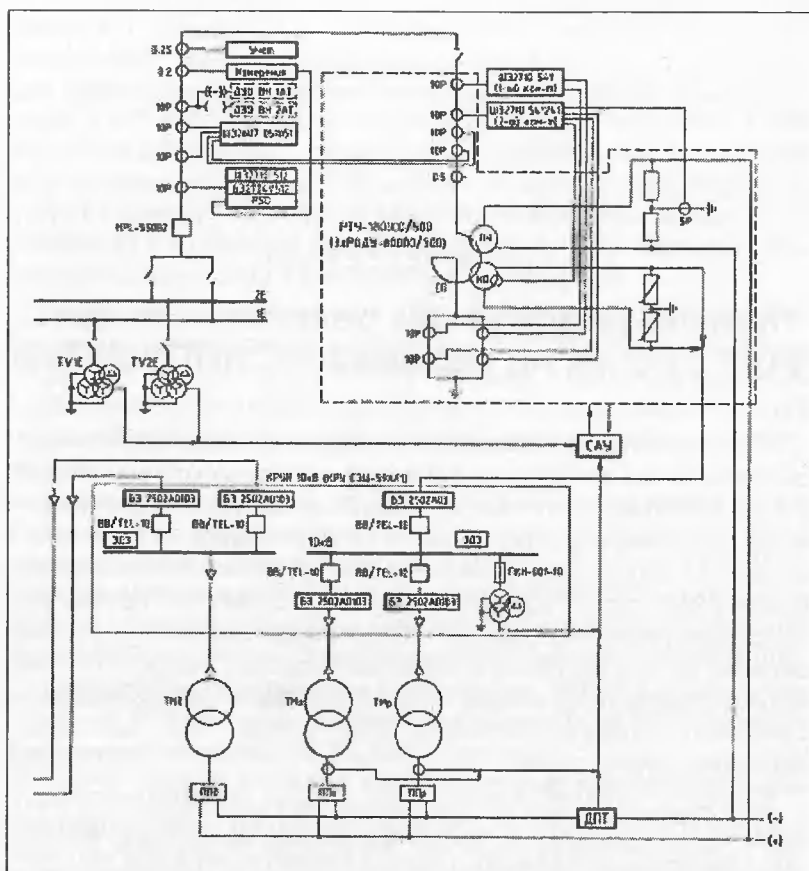


Рис. 31. Схема распределения защит управляемого реактора 500 кВ:

ШЭ2710 512 — шкаф управления, защиты и автоматики выключателя. Реализует функции АУВ, УРОВ, автоматику повышения напряжения (АПН), автоматику снижения напряжения (АСН), устройство фиксации отключения выключателя, защиты от неполнофазного режима (ЗНФР) и непереключения фаз (ЗНФ):

ШЭ2710 541 — шкаф для защиты УШР, содержит:

- продольную дифференциальную токовую защиту ШР (продольную ДЗР);
- поперечную дифференциальную токовую защиту ШР (поперечную ДЗР);
- устройство контроля изоляции высоковольтных маслонаполненных вводов (КИВ);
- токовую защиту нулевой последовательности ТЗНП (резерв);
- токовое реле для пуска автоматики охлаждения;
- токовое реле УРОВ для пуска пожаротушения;
- реле минимального напряжения;

- прием сигналов от сигнальных и отключающих ступеней газовых защит, от датчиков повышения температуры масла, от датчиков повышения и понижения уровня масла ШР, цепи пуска пожаротушения;

ШЭ2710 5412кк — шкаф защиты УШР (второй комплект) содержит два терминала:

терминал защиты УШР (БЭ 2704V541), включающий:

- продольную дифференциальную токовую защиту ШР (продольную ДЗР);
- поперечную дифференциальную токовую защиту ШР (продольную ДЗР);
- устройство контроля изоляции высоковольтных маслонаполненных вводов (КИВ);
- токовую защиту нулевой последовательности ТЗНП (резерв);
- токовое реле для пуска автоматики охлаждения;
- токовое реле УРОВ для пуска пожаротушения;
- реле номинального напряжения;
- прием сигналов от сигнальных и отключающих ступеней газовых защит, от датчиков повышения температуры масла, от датчиков повышения и понижения уровня масла ШР, цепи пуска пожаротушения;

терминал защиты КО и ОУ УШР (БЭ 2502V2кк), включающий:

- подфазную максимальную токовую защиту обмотки управления;
- максимальную токовую защиту компенсационной обмотки;

БЭ 2502A0103 — терминал защиты, автоматики и управления линии 10 кВ

Схема (рис. 31), табл. 2 и расчет уставок приведены в качестве иллюстрации одного из применяемых возможных решений, при этом оно не может являться типовым и не во всем соответствует предложениям и решениям, рассмотренным в предыдущих главах.

РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ УШР 500 КВ ДЛЯ МП-УСТРОЙСТВ НПП «ЭКРА»

ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора, использующая характеристики стабилизации (торможения). Применяемое устройство: ШЭ2710 541241 (комплект А1)

Уставка по минимальному току срабатывания основной (чувствительной) функции дифференциальной защиты определяется по выражению:

$$(I - DIFF >) = (0,2 \div 0,3) I_{\text{НОМ}i} = 0,2 \cdot 198 = 39,6 \text{ А},$$

где $I_{\text{НОМ}i}$ — номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

Таблица 2. Выбор МП-устройств РЗ серии ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502 (НПП «ЭКРА») для управляемого шунтирующего реактора 110 – 750 кВ (рекомендуемые варианты)

Функции РЗ		Рекомендуемые устройства РЗ	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
РЗ сетевой обмотки (СО) УШР			
ДТЗ СО	87R	ШЭ2607 049/ ШЭ2710 541	ШЭ2710 541 применяется для УШР 330 – 500 кВ
ДЗО ВН	87В	ШЭ2607 051	Функция применяется только для УШР с двумя выключателями на стороне ВН
ПДТЗ СО	87R	ШЭ2607 049/ ШЭ2710 541	Функция применяется только для УШР с расщеплением фаз СО
УРОВ ВН СО	50BF	ШЭ2607 015/ ШЭ2710 512	Функция применяется для каждого выключателя УШР. Для УШР 110 – 220 кВ используется устройство ШЭ2607 015. Для УШР 330 – 500 кВ используются устройства ШЭ2710 512
МТЗ ВН СО	50, 51	ШЭ2607 015	Функция может применяться для УШР 110 – 220 кВ
ТЗНП вводов СО	50N, 51N	ШЭ2607 015	Функция может применяться для УШР 110 – 220 кВ
КИБ СО	50, 50Ns, 64, MV	ШЭ2710 541	Для маслонаполненных вводов
РЗ компенсационной обмотки, ошиновки НН и обмотки управления УШР			
МТЗ НН	50, 51	БЭ2502А0103	—
ДЗО НН	87В	ШЭ2607 051/ ШЭ2607 043	
КИ НН	64	БЭ2502А0103	
МТЗ КО	50, 51	БЭ2502А0103	
МТЗ ОУ	50N	БЭ2502А0103	
РЗ трансформатора с преобразователем УШР			
МТЗ ТМП	50, 51	БЭ2502А0103/ ШЭ2607 249/ ШЭ2607 241	—
УРОВ ТМП	50BF	БЭ2502А0103	

Расчет базисных (вторичных) токов по сторонам СО выполняется с помощью выражения:

$$I_6 = \frac{I_{\text{ном УШР}}}{K_I} = \frac{198}{500} = 0,396 \text{ А};$$

$$I_6 = \frac{I_{\text{ном УШР}} n_{\text{АТ-31}}}{K_I} = \frac{198 \cdot 3,8}{500} = 1,5 \text{ А}.$$

где $K_I = 500$ — коэффициент трансформации ТТ; $I_{\text{ном УШР}}$ — первичный номинальный ток фазы обмотки реактора (для обеих сторон СО); $n_{\text{АТ-31}} = 3,8$ — коэффициент трансформации АТ-31, установленного на стороне ЛВ шкафа защиты ШЭ2710 541.

Принимаем начальный ток срабатывания продольной ДЗ СО равным 0,2 отн. ед.

При сравнительно небольшом, учитываемом в расчетах, сквозном токе включения УШР $I_{\text{скв}} = 2,5 I_{\text{ном УШР}} \approx 500 \text{ А}$ — расчетная кратность тока в режиме включения реактора:

$$K_{\text{расч.вн}} = I_{\text{скв}} / K_I = 500 / 500 = 1;$$

$$K_{\text{расч.нейтр}} = 500 / 300 \approx 1,67;$$

Поэтому для всех ТТ дифференциальной защиты реакторов $\varepsilon \leq 0,1$.

При этом, подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в дифференциальной защите реакторов, т. е. мощность подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ.

Коэффициент торможения $k_{\text{торм}}$ дифференциальной защиты УШР (определение первого наклона характеристики срабатывания/торможения) принимается равным:

$$87 R(k_{\text{торм}}) = \frac{3 I_{\text{нб}}}{\sum I_{\text{торм}}} = 0,4.$$

Принимаем $k_{\text{торм}} = 0,4$ отн. ед.

Ток начала торможения (конец участка 1 по горизонтали в относительных единицах номинального тока защищаемого объекта):

$$I_{т.о} = \frac{I_{с.з \min}}{k_{\text{торм}}} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5 \text{ отн. ед.}$$

Согласно техническим характеристикам реле ШЭ2710 541: уставка (ток начала торможения) регулируется в диапазоне 1,0 – 2,0 отн. ед.

В связи с этим, принимаем: $I_{т.о} = 1,0$ отн. ед.

Выбор уставок по току срабатывания ступени $I-DIFF >>$ (дифференциальной отсечки) осуществляется по формуле:

$$87 R(I - DIFF >>) \geq I_{\max \text{ вн}} = (2,5 \div 3,0) I_{\text{ном} i}.$$

Принимаем ток срабатывания дифференциальной отсечки продольной ДЗ СО равным 2,5 отн. ед.

Коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}$ ДЗ СО определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах ВН и нейтрали защищаемого реактора по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д} \min}}{I_{\text{с.з} \min}} = \frac{0,5}{0,2} = 2,5 \geq 2.$$

ANSI 87B. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне высоковольтных вводов реактора (ДЗО ВН), использующая характеристики стабилизации (торможения).
Применяемое устройство: ШЭ2607 051

Начальный ток срабатывания ДЗО выбирается равным:

$$I_{\text{д}0} = 1,2 I_6 = 1,2 \cdot 1,001 = 1,2 \text{ отн. ед.}$$

При $I_{\text{ном}} = 1$ А базисный ток ТТ принимается равным 1,001. Принимаем $I_{\text{д}0} = 1,2$ отн. ед.

Коэффициент торможения $k_{\text{торм}(1)}$ дифференциальной защиты УШР (определение первого наклона характеристики срабатывания/торможения) принимается равным (аналогично предыдущему):

$$87 R(k_{\text{торм}}) = 0,4.$$

Принимаем $k_{\text{торм}} = 0,4$ отн. ед.

Значение тока начала торможения (конец участка I по горизонтали в относительных единицах номинального тока защищаемого объекта):

$$I_{T0} \leq k_{\text{зап}} I_{\text{скв max}} = 1,5 \cdot 1000 = 1500 \text{ А,}$$

в относительных единицах:

$$I_{T0} \leq k_{\text{зап}} I_{\text{скв max}} = 1,5 \text{ отн. ед.,}$$

где $1,1 < k_{\text{зап}} < 1,5$ — коэффициент запаса (перегрузки); $I_{\text{скв max}} = 1000 \text{ А}$ — максимальный сквозной ток нагрузки шин.

Принимаем $I_{T0} = 1,5$ отн. ед.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д min}}}{I_{\text{с.з min}} + k_{\text{торм}}(I_{\text{T}} - I_{T0})} = \frac{3300}{1200 + 0,4(3300 / 2 - 1500)} = 2,62 \geq 2,$$

где $I_{\text{д min}} = 3300 \text{ А}$ — минимальный ток двухфазного КЗ со стороны ВН УШР.

ANSI 50. Поперечная дифференциальная токовая защита (ПДЗ) сетевой обмотки реактора. Применяемое устройство: ШЭ2710 541241 (Комплект А1)

Уставка начального тока срабатывания ПДЗ СО реактора определяется по выражению:

$$87 R(I - \text{DIFF}) \geq 0,13 I_{\text{ном i}} = 0,13 \cdot 198 = 26 \text{ А,}$$

где $I_{\text{ном i}}$ — номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

Принимаем $I_{\text{д0}} = 0,14$ отн. ед.

Уставка по длине горизонтального участка характеристики срабатывания ПДЗ СО равна уставке по длине горизонтального участка характеристики срабатывания продольной ДЗ СО.

Принимаем $I_{\text{д0}} = 1,0$ отн. ед.

Уставка по коэффициенту торможения ПДЗ СО равна уставке по коэффициенту торможения продольной ДЗ СО реактора.

Принимаем $k_{\text{торм}} = 0,4$ отн. ед.

Ток торможения блокировки ПДЗ СО для отстройки от тока небаланса ПДЗ СО в режиме включения УШР. Уставка по току торможения блокировки ПДЗ СО определяется:

$$I_{т.бл} = 1,5 I_{т0} = 1,5 \cdot 1,0 = 1,5 \text{ отн. ед.}$$

Принимаем: уставка тока торможения блокировки продольной ДТЗ $I_{т.бл} = 1,5$ отн. ед.

ANSI 87В. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне НН (ДЗО НН) УШР. Применяемое устройство: ШЭ2607 043.

Начальный ток срабатывания ($I_{д0}$) может быть принят равным:

$$I_{д0} = 1,2 I_6 = 1,2 \cdot 1,001 = 1,2 \text{ отн. ед.}$$

При $I_{ном} = 1$ А базисный ток ТТ принимается равным $I_6 = 1,001$.

С учётом того, что реальный максимальный (сквозной) ток нагрузки не превышает 100 А принимаем более чувствительную уставку — ток срабатывания ДЗО НН равен 0,3 отн. ед.

Максимальный ток КЗ на ошиновке НН от выводов ОУ к ТМП: 18400 А. Расчетная кратность:

$$K_{расч. ош НН} = 18400 / 1000 = 18,4;$$

$$K_{расч ТМП} = 18400 / 600 = 30,7.$$

Для всех ТТ ДЗО НН УШР можно принять относительную погрешность $\epsilon \leq 0,10$, если подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в ДЗО НН УШР, т. е. мощность подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ при расчётной кратности 18,4 и 30,7.

Коэффициент торможения принимается равным (аналогично предыдущим):

$$87 R(k_{торм}) = 0,4.$$

Принимаем: коэффициент торможения ДЗО НН $k_{торм} = 0,4$ отн. ед.

Значение тока начала торможения (конец участка I по горизонтали в относительных единицах номинального тока защищаемого объекта) определяется:

$$I_{T0} \leq k_{\text{зап}} I_{\text{скв max}} = 1,5 \cdot 1000 = 1500 \text{ А},$$

или

$$I_{T0} \leq k_{\text{зап}} I_{\text{скв max}} = 1,5 \text{ отн. ед.},$$

где $1,1 < k_{\text{зап}} < 1,5$ — коэффициент запаса (перегрузки); $I_{\text{скв max}} = 1000 \text{ А}$ — максимальный (сквозной) ток нагрузки присоединений ошиновки НН (номинальный первичный ток трансформаторов тока).

Принимаем: ток начала торможения ДЗО НН $I_{T0} = 1,5$ отн. ед.

Уставка по току торможения блокировки $I_{\text{т.бл}}$ ДЗО НН определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки:

$$I_{\text{т.бл}} = k_{\text{отс}} I_{\text{скв НН}} = 1,2 \text{ отн. ед.}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,2$ — коэффициент отстройки; $I_{\text{скв НН}} = 1000 \text{ А}$ — максимальный (сквозной) ток нагрузки присоединений ошиновки НН.

Принимаем: установка тока торможения блокировки ДЗО НН $I_{\text{т.бл}} = 1,2$ отн. ед.

Проверяется коэффициент чувствительности ДЗО НН УШР:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д. min}}}{I_{\text{сз min}} + k_{\text{торм}} (I_{\text{т}} - 0,5 I_{\text{сз min}})} =$$

$$= \frac{15000}{300 + 0,4(15000 / 2 - 0,5 \cdot 300)} = 4,63 \geq 2.$$

Расчет параметров срабатывания МТЗ для КО, ОУ и ТМП для краткости не приводится.

ГЛАВА ПЯТАЯ

Релейная защита двухобмоточных УШР напряжением 35 – 110 кВ

Ранее уже отмечалось, что управляемые подмагничиванием реакторы напряжением 110 кВ и ниже сравнительно небольшой мощности имеют более простое схемотехническое исполнение за счет совмещения функций вторичных обмоток и подключения трансформаторов с однофазными преобразователями к обмотке управления. Ограниченный состав встроенных трансформаторов тока не позволяет реализовать для таких реакторов тот набор РЗ, который использовался для трехобмоточных УШР.

Получившие распространение в распределительных сетях двухобмоточные реакторы типа РТУ-25000/110 с совмещенной вторичной обмоткой, выполненной по схеме двойного разомкнутого треугольника (рис. 32), имеют минимальный состав защит — газовую защиту, продольную дифференциальную токовую защиту нулевой последовательности сетевой обмотки, а также максимальные токовые защиты СО и совмещенной ОУ.

Необходимость отдельного рассмотрения минимального и достаточно простого набора РЗ для УШР такого исполнения вызвана тремя обстоятельствами. Во-первых, после публикации 1999 г., описывающей основные решения по РЗ пилотного управляемого реактора 110 кВ для ПС «Кудымкар», новых доступных печатных материалов не появилось. Кроме того, основная часть этих решений была реализована на электромеханических реле, при этом описанные в статье новые алгоритмы так и не были использованы.

Во-вторых, за прошедшие годы схема и конструкция управляемых реакторов напряжением 110 кВ и ниже претерпели существенные изменения, влияющие на число встроенных трансформа-

торов тока и состав РЗ. В частности, эквипотенциальные выводы совмещенной обмотки управления теперь заземлены по аналогии с отдельной ОУ трехобмоточных УШР, а однофазные трансформаторы с преобразователями для подмагничивания подключаются непосредственно к выводам ОУ через высоковольтные предохранители. На выводах ОУ (заземления и питания системы подмагничивания) появились встроенные ТТ, которые раньше отсутствовали.

В-третьих, совмещение в единственной вторичной обмотке такого УШР функций КО и ОУ сокращает число обмоток и снижает расход активных материалов, однако при этом появляется прямая электромагнитная связь между секциями СО и ОУ. Это в свою очередь предопределяет циркуляцию в ветвях первичной обмотки реактора наряду с током нагрузки составляющих выпрямленного тока подмагничивания и высших гармоник, что негативно влияет на возможность установки трансформаторов в параллельных ветвях СО тока и выполнения для нее продольных и поперечных дифференциальных токовых защит.

Здесь же можно отметить, что такая связь между секциями обмоток СО и ОУ с появлением в них в переходных режимах набора или сброса мощности составляющих выпрямленного тока подмагничивания препятствует (без принятия специальных мер, например, заземления СО, соединенных по схеме звезды, через низкоомные сопротивления) форсировке или расфорсировке с повышенным напряжением ПП, поэтому мощность трансформаторов с преобразователями минимальна (200 кВт), и режим инвертирования с расфорсировкой отсутствует. При этом постоянная времени набора или снижения мощности около 1 с считается вполне достаточной для регулирования напряжения в распределительных сетях.

На рис. 32 приведена принципиальная схема электрических соединений управляемого реактора типа РТУ-25000/110 с типовым набором встроенных в электромагнитную часть ТТ.

Из рис. 32 с поясняющими надписями видно, что реактор состоит из трехфазной электромагнитной части (РТДУ) с двумя обмотками (СО и ОУ), системы подмагничивания из двух одинаковых однофазных трансформаторов с преобразователями (ОМ и ПП) в единой конструкции (ОМПП), подключаемой через предохранители к выводам переменного тока РТДУ, а также системы

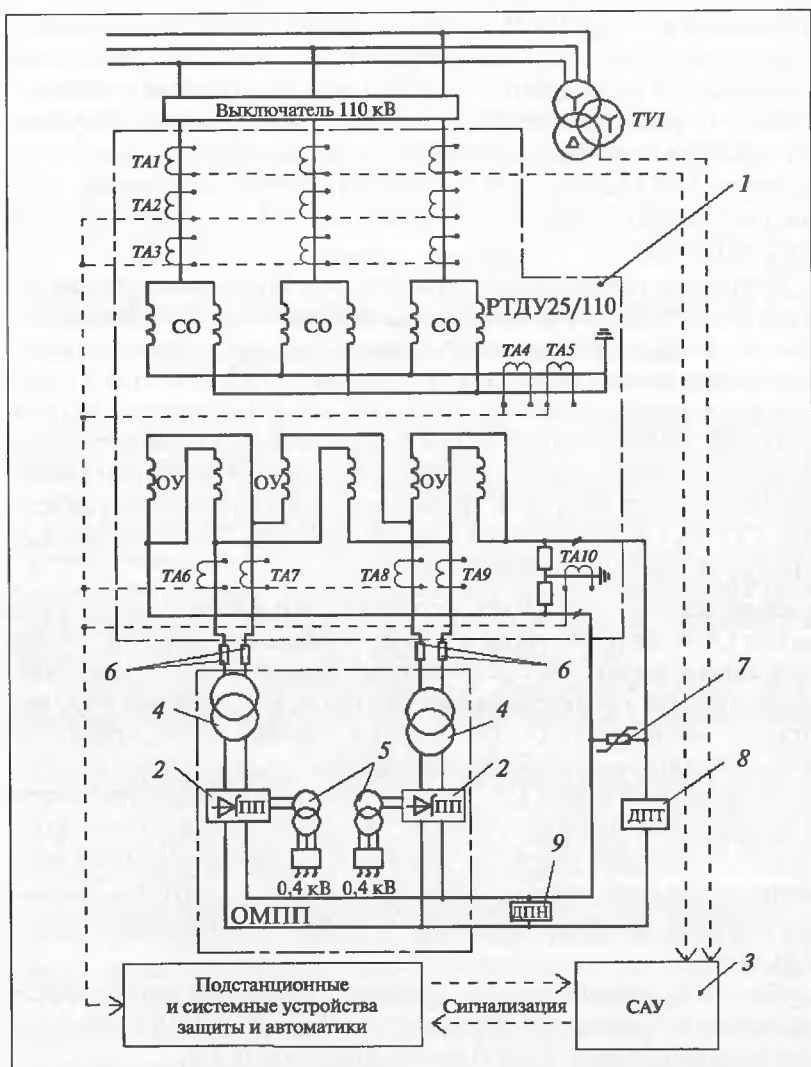


Рис. 32. Принципиальная схема соединений РТУ-25000/110:

1 — электромагнитная часть со встроенными ТТ; 2 — полупроводниковый преобразователь ППМ-200/750; 3 — система автоматического управления; 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 — устройство защиты от перенапряжения; 8 — датчик постоянного тока; 9 — датчик постоянного напряжения

автоматического управления (САУ). Кроме того, показаны группы встроенных в РТДУ трансформаторов тока $TA1-TA10$ и поставляемое защитное оборудование — высоковольтные предохранители и устройство защиты от перенапряжений (УЗП). Для предварительного подмагничивания реактора при включении в состав системы подмагничивания входят трансформаторы начального подмагничивания ТМО мощностью 2,5 кВт, питаемые через автоматические выключатели или контакторы от напряжения 0,4 кВ собственных нужд подстанции.

В этих реакторах первичная сетевая обмотка выполняется параллельными ветвями с вводом в середину и соединяется по схеме «двойная звезда с заземленной нейтралью» (у реакторов 110 кВ для сетей с заземленной нейтралью), как и в УШР более высоких классов напряжения. Однако ТТ со стороны нейтрали СО установлены только на общем выводе заземления, т. е. фактически в цепи циркуляции токов нулевой последовательности. Для полноценной защиты СО этих УШР быстродействующими продольными дифференциальными токовыми защитами заводу-изготовителю необходимо предусматривать установку дополнительных ТТ.

Секции обмотки управления, расположенные соосно под соответствующими секциями СО, соединены последовательно для групп правых и левых полустержней магнитопровода и затем объединены параллельно в схему «двойной разомкнутый треугольник». Такая схема позволяет одновременно компенсировать в «треугольнике» третью гармонику (и кратные ей), исключая ее из потребляемого реактором сетевого тока, а также обеспечивать подмагничивание реактора от преобразователей через эквипотенциальные по переменному напряжению вершины «двойного треугольника» ОУ. Эти выводы объединенных вершин «треугольника» ОУ, на которых отсутствует переменное напряжение, соединены с выходами однофазных выпрямителей и со встроенными заземляющими резисторами. Промежуточные точки ветвей «треугольника» ОУ, на которых присутствует переменное напряжение (примерно 22 кВ в режиме XX), имеют выводы для подключения однофазных трансформаторов (ОМ-200/22/0,22) системы подмагничивания.

На рис. 33 приведена конструкция электромагнитной части фазы УШР с двумя обмотками, из которой видно соосное расположение на полустержнях магнитопровода соответствующих сек-

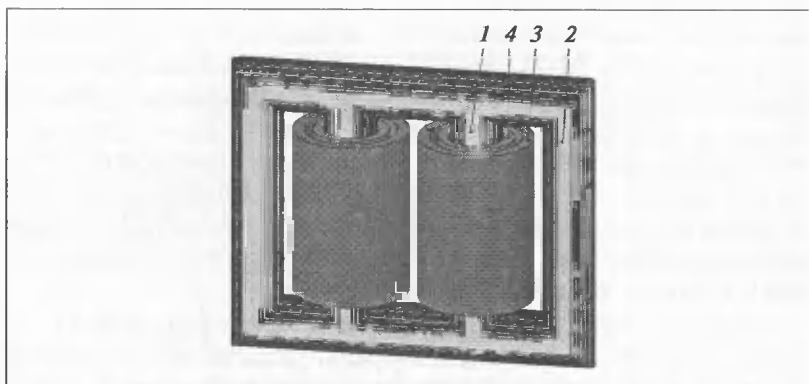


Рис. 33. Конструкция фазы УНР 110 кВ:

1 — основной (рабочий) стержень; 2 — боковое ярмо; 3 — сетевая (реакторная) обмотка; 4 — обмотка управления

ций СО и ОУ. Следует заметить, что в современных исполнениях магнитопровод выполняется трехфазным (а не набирается из трех однофазных в одном баке, как в первых поставках реакторов 110 кВ), однако это не оказывает влияния на электрическую схему и характер процессов в УНР.

На рис. 34 показаны расчетные осциллограммы токов в ветвях обмоток при наборе мощности от ХХ до номинального значения. Ток 1-й гармоники преобладает, с небольшими искажениями 5-й и 7-й гармониками, только в потребляемом из сети токе 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. В полунейтрали СО, объединяющей нейтральные выводы одной из «звезд» СО, в переходном процессе замыкается постоянная составляющая, которая является причиной насыщения ТТ и снижения быстродействия. Поэтому ТТ со стороны нейтрали охватывают оба вывода нейтрали СО, что позволяет взаимно вычитать постоянную составляющую и выполнять продольную дифференциальную токовую защиту нулевой последовательности (только для УНР напряжением 110 кВ с глухозаземленной нейтралью).

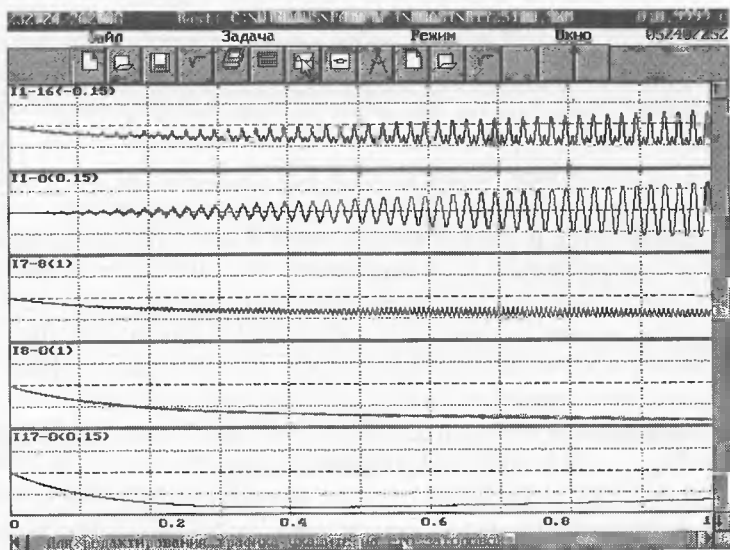


Рис. 34. Токи в ветвях обмоток реактора РТУ-25000/110 при наборе мощности. Сверху — вниз:

- в полуветви фазы СО;
- в фазе СО;
- в полуветви «треугольника» ОУ;
- выпрямленный ток подмагничивания;
- в полунейтрали СО

Выполнение СО таких реакторов параллельными ветвями с вводом в середину в принципе позволяет при установке дополнительных ТТ в полуветвях СО реализовать пофазные продольные и поперечные дифференциальные токовые защиты. 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. Для исключения насыщения ТТ необходимо либо устанавливать их на объединенном общем выводе нейтрали каждой фазы, либо использовать другие схемы соединений ТТ в нейтральных полуветвях СО, исключающие их насыщение этими составляющими.

Заземление полунейтралей «звезд» СО через низкоомные сопротивления порядка 10 Ом позволяет увеличить быстродействие

таких УШР почти на порядок за счет снижения переходной составляющей тока подмагничивания в СО и снижения времени ее затухания. Однако это не исключает полностью возможности насыщения ТТ.

При возникновении внешних КЗ токи в обмотках реактора практически синусоидальны (с возможными апериодическими составляющими) и соответствуют аварийным токам двухобмоточного трансформатора с напряжением КЗ 30 %. Для иллюстрации на рис. 35 и 36 приведены осциллограммы токов в тех же ветвях при реально возможных для таких УШР режимах внешних повреждений — КЗ на выводах ОУ, питающих ОМП, и однофазного КЗ в сети на стороне питания. Действующие значения фазного тока СО в первом случае и в нейтрали СО во втором составляют около $3I_{\text{ном}}$ (360 А) при минимальном сопротивлении системы, что соответствует указанному напряжению КЗ между обмотками.

Рассмотрим принципы построения релейной защиты для управляемых реакторов этой серии, выбора состава защит и их уставок. В качестве исходной информации для приведенной ранее схемы электрических соединений реактора 110 кВ при его номинальной мощности 25 МВ·А и номинальном напряжении 121 кВ примем диапазон рабочих токов от тока холостого хода до номинального (119 А) с допустимой кратковременной перегрузкой на 20 %.

Конструктивно реактор состоит из трех составляющих. Электромагнитная часть реактора наружного исполнения располагается в открытом распреустройстве и подключается через выключатель непосредственно к линии или шинам 110 кВ (допускается подключение разъединителем, например, при параллельной работе с конденсаторной батареей через общий выключатель, поскольку ток холостого хода реактора меньше допустимых токов для коммутации разъединителями). Источник подмагничивания реактора выпрямленным током также имеет наружное исполнение. Он располагается рядом с электромагнитной частью и питается через предохранители от выводов вторичной совмещенной обмотки управления.

Система автоматического управления располагается в закрытом отапливаемом помещении и обеспечивает как автоматическую работу реактора в режимах стабилизации напряжения или при заданной реактивной мощности реактора, так и вспомога-

тельные функции: возможность ручного управления, контроль функционирования комплекса РТУ-25000/110 в автоматическом режиме, технологические защиты (в частности, от перегрузки и от несимметрии токов фаз). Релейная защита, как и в рассмотренных ранее УШР других исполнений, выполняется независимо от САУ в отдельном шкафу с разделением токовых цепей терминалов РЗ и регуляторов САУ.

В настоящее время Правилами устройства электроустановок и Руководящими указаниями по релейной защите не регламентирован состав защит для реакторов подобного типа и назначения. Однако для силовых трансформаторов этого класса напряжения и соизмеримой мощности, как правило, предусматриваются в качестве основных защит от внутренних повреждений — токовая дифференциальная и газовая защиты, а от внешних КЗ и перегрузок — максимальная токовая защита, как простая, так и с комбинированным пуском по напряжению, а при необходимости — МТЗ обратной последовательности.

При эксплуатации реактора на конкретной подстанции необходимо оценить влияние реактора на поведение защит других присоединений при внешних для реактора КЗ, в том числе соответствующие токи нулевой последовательности через реактор (ток подпитки места КЗ). Необходимо также обеспечить селективную работу релейной защиты самого реактора при внешних для него близких КЗ (несрабатывание РЗ УШР при протекании токов внешних КЗ и при бросках токов фаз после включения или АПВ).

С точки зрения влияния на расчет уставок защит в узле энергосистемы, где будет установлен управляемый реактор, его можно представить схемой замещения, аналогичной обычному трансформатору со схемой соединений «звезда с нулем — треугольник» и повышенным u_k (около 30 %). В соответствии с этим определяются токи подпитки при однофазных КЗ вблизи подстанции, на которой установлен реактор.

Эксплуатационные режимы самого реактора в сравнении с трансформатором аналогичной мощности облегчены по условиям обеспечения селективности защит не только в силу ранее отмеченного практического отсутствия присоединений со стороны вторичной обмотки, но и по броскам тока намагничивания при включениях. Если для трансформаторов эти токи могут состав-

лять (6 — 7) $I_{\text{ном}}$, то для управляемого реактора при самых неблагоприятных сочетаниях уровня нагрузки (подмагничивания) и угла сетевого напряжения после отключения внешнего КЗ в сети бросок тока в сетевой обмотке не превышает $2I_{\text{ном}}$.

Кроме того, следует учитывать и использовать тот факт, что в большинстве режимов управляемый реактор используется с нагрузкой ниже номинальной (например, в суточных графиках стабилизации напряжения). Это не только снижает эксплуатационные потери и облегчает условия работы оборудования, но и позволяет в случае необходимости, как это будет показано ниже, повысить чувствительность МТЗ за счет использования уставок, зависящих от режима работы реактора.

Заводом-изготовителем реактора устанавливается типовая газовая защита от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла. На ТТ фаз в качестве защиты от замыканий на вводах, витковых замыканий и КЗ на корпус подключена двухступенчатая МТЗ с первичными уставками по току (по известным соотношениям):

- МТО 110 кВ $I_{\text{с.з}} = 1,5 \cdot 2 \cdot 119 = 357$ А, где 2 — кратность броска тока включения;
- МТЗ 110 кВ $I_{\text{с.з}} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 119 / 0,85 = 200$ А, где 1,2 — коэффициент допустимой перегрузки реактора.

Выдержка времени второй ступени МТЗ для отстройки от бросков тока СО при включении реактора могла бы быть выбрана равной 0,5 с, однако она должна дополнительно согласовываться по условию селективности с временем действия предохранителей и МТЗ со стороны присоединений к ОУ трансформаторов, питающих преобразователи подмагничивания.

Если в эксплуатации допустимая кратковременная перегрузка не используется, и РЗ реализуется на МП-терминалах, то с учетом более высокого коэффициента возврата первичная уставка по току МТЗ может быть снижена до 150 А.

Наличие встроенных ТТ со стороны питания и в нейтрали СО позволяет использовать для защиты СО от внутренних КЗ на корпус продольную токовую дифференциальную защиту без выдержки времени. Ее уставка (до начала торможения) по аналогии с дифференциальными защитами СО трехобмоточных УШР может быть принята в диапазоне 0,1 — 0,3 отн. ед.

Защита от замыканий на корпус (магнитопровод) обмотки управления в виде МТЗ на трансформаторе тока в цепи ее заземления (см. *ТА10* на рис. 31) не отличается от описанных ранее и имеет уставки примерно 15 А по току и 0,2 с по времени.

Встроенные ТТ выводов ОУ, питающих однофазным напряжением трансформаторы подмагничивания, могут использоваться для МТЗ, защищающих воздушную или кабельную ошиновку и резервирующих защиту этих присоединений высоковольтными предохранителями. Соответственно время действия МТЗ должно быть выше времени перегорания плавких вставок ПКТ при КЗ за однофазными трансформаторами системы подмагничивания, но не менее 0,3 с для отстройки от броска тока намагничивания ОМ при включении УШР.

Первичная уставка МТЗ по току отстраивается от номинального тока подмагничивания (с учетом возможной перегрузки 20 %) со стороны обмотки ВН трансформатора ОМ-200/22/0,22, номинальный ток которого равен 9 А. Приведенный ток подмагничивания в режиме допустимой перегрузки при работе одного преобразователя (номинальный ток подмагничивания 750 А при коэффициенте перегрузки 1,2 и коэффициенте трансформации 100) также равен 9 А. Таким образом, указанная уставка может иметь нижнее значение 12 – 15 А с высокой чувствительностью этой МТЗ не только при КЗ на ошиновке или за трансформатором ОМ, но и при повреждениях в преобразователе.

Чувствительность же второй ступени МТЗ со стороны питания 110 кВ находится на пределе допустимой (ток МТЗ при КЗ на выводах ОУ с минимальным x_c около 360 А при уставке 200 А), поэтому могут быть рассмотрены варианты дополнительной установки со стороны питания МТЗ нулевой или обратной последовательности для защиты от соответствующих видов КЗ с отстройкой от времени отключения внешних повреждений защитами смежных присоединений.

В качестве дополнительной защиты от всех видов внутренних замыканий обмоток реактора, как витковых, так и на корпус, может также использоваться устройство, реагирующее на появление переменного напряжения и/или тока промышленной частоты 50 Гц, которые возникают на выводах обмотки подмагничивания при любой внутренней несимметрии в обмотках реактора благо-

даря наличию электромагнитных связей между его обмотками и схеме соединений, описанной ранее.

В нормальных режимах и при внешних возмущениях на этих выводах присутствует только напряжение подмагничивания, а по выходным цепям преобразователей протекает выпрямленный ток ОУ. При внутренних КЗ в секциях ОУ или СО и при закрытых тиристорах преобразователей на выводах появится переменное синусоидальное напряжение, значение которого соответствует числу замкнутых витков. При частично или полностью открытых (либо пробитых) тиристорах преобразователей в цепи подмагничивания ОУ появится также однополярная или полная составляющая аварийного тока 1-й гармоники.

На рис. 37 и 38 приведены расчетные осциллограммы напряжения и тока (две нижние осциллограммы) в цепи подмагничивания реактора при замыкании одной секции ОУ для случаев полностью закрытого и полностью открытого преобразователя. Следует пояснить, что в первом случае в ошиновке и ДПТ тока нет, а напряжение определяется числом замкнутых витков ОУ и значением шунтирующих ее выводы низкоомных встроенных сопротивлений (около 2 Ом).

Контроль этих параметров легко обеспечить с помощью датчиков постоянного тока и напряжения (ДПН), которые завод поставляет в комплекте с оборудованием реактора для технологических ограничений в САУ режимов подмагничивания. Установка ДПН и ДПТ наружного исполнения предусматривается в ходе проектирования и монтажа в цепях ошиновки от преобразователей до эквипотенциальных выводов подмагничивания ОУ (см. рис. 7 и 31). Соответственно ДПТ устанавливается последовательно в рассечку ошиновки любого полюса от ОУ до объединенных выводов преобразователей, а ДПН — параллельно выводам ОУ.

Указанное устройство может быть реализовано программно в уже используемом или дополнительном МП-терминале, подключенном к выводам ДПТ и ДПН. После исключения за счет фильтрации постоянной составляющей тока подмагничивания и гармоник, обусловленных работой преобразователей, ток и напряжение 1-й гармоники подаются на измерительные органы устройства. Уставки по напряжению и/или току могут определяться математическим моделированием соответствующих режимов реактора, в том числе с использованием программы НРАСТ.

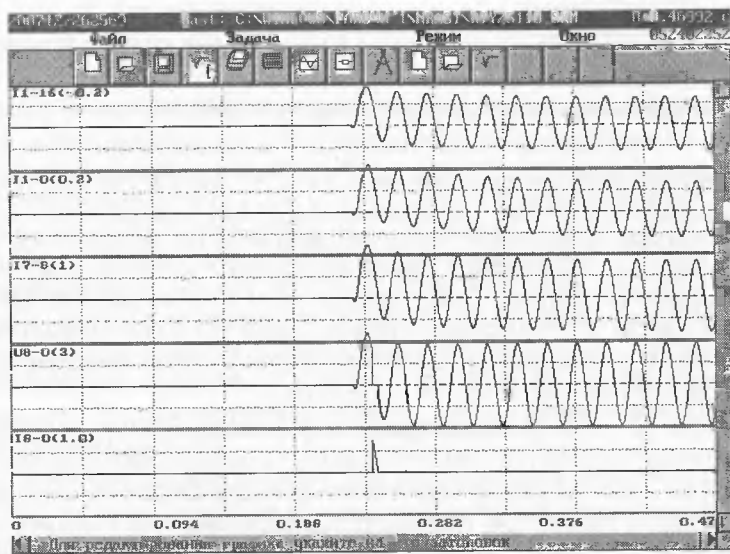


Рис. 37. Напряжение и ток ОУ при закрытом ПП (сверху – вниз токи ветви и фазы СО, ток в «треугольнике» ОУ, напряжение на выводах ОУ и ток через ДПТ)

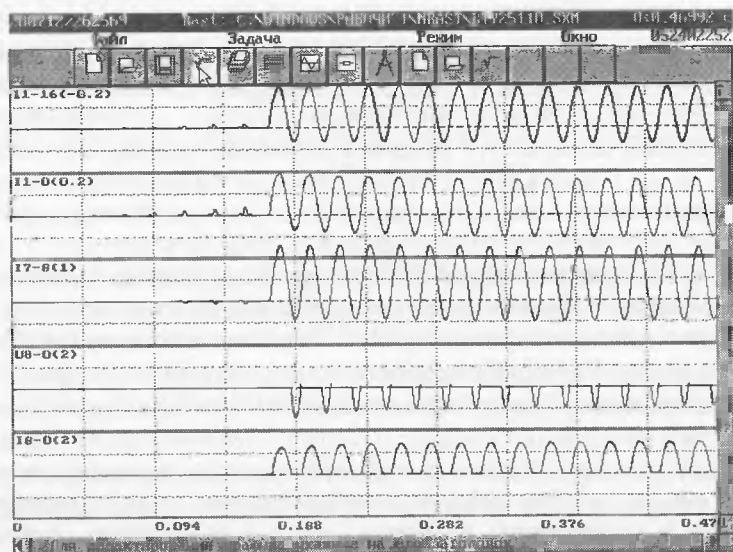


Рис. 38. Напряжение и ток при открытых тиристорах ПП (сверху – вниз токи ветви и фазы СО, ток в «треугольнике» ОУ, напряжение на выводах ОУ и ток через ДПТ)

По предварительным данным их первичные значения должны составлять около 200 В и 400 А.

Для отстройки от кратковременных быстропереходных процессов при внешних возмущениях (включение, АПВ, близкие КЗ) необходимо предусмотреть выдержку времени порядка 1 с. В случае применения блокировки этой защиты при указанных возмущениях ее уставки по напряжению и току могут быть в несколько раз снижены.

Таким образом, необходимым и достаточным объемом основных защит от всех видов повреждений реактора РТУ-25000/110 является вышеописанный комплект из газовой защиты, двухступенчатой МТЗ на выводах 110 кВ, продольной дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности для СО, МТЗ на заземленном выводе и на выводах питания преобразователей ОУ. Эти защиты одновременно и резервируют друг друга практически при всех видах повреждений реактора.

В качестве дополнительных резервных защит реактора, помимо встроенных в систему управления защиты от несимметрии фазных токов и автоматического контроля допустимой перегрузки, могут рассматриваться упомянутые выше МТЗ обратной или нулевой последовательности со стороны питания, а также контроля тока и напряжения подмагничивания со стороны выводов «треугольника» ОУ.

Для повышения чувствительности второй ступени МТЗ на выводах 110 кВ может быть использована возможность изменения ее уставки по току в зависимости от заданного (текущего) режима работы реактора. В таком случае уставка обычной МТЗ линейно зависит от рабочего тока реактора и при кратности его регулирования более 50 может быть снижена в режиме холостого хода до нескольких ампер. При этом соответственно возрастает чувствительность защиты, в особенности в режимах, близких к холостому ходу, когда подмагничивание незначительно и индуктивность обмоток максимальна.

Для управляемых реакторов напряжением 35 кВ мощностью 10 — 25 МВ·А нейтраль сетевой обмотки не заземляется, поскольку они работают в сетях с изолированной нейтралью. В связи с этим защиты нулевой последовательности не применимы и для этих УЩР может быть принят 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;
- МТЗ на выводах ОУ, питающих ОМП;
- высоковольтные предохранители в цепи питания ОМП;
- контроль и ограничение перегрузки реактора в САУ с выдачей сигнала.

При недостаточной чувствительности МТЗ СО от несимметричных видов повреждений может дополнительно использоваться токовая защита обратной последовательности. В принципе можно рассмотреть и применение одноступенчатой дистанционной защиты с направленной в сторону реактора характеристикой срабатывания (круговой или многоугольной).

Отсутствие основных быстродействующих защит с абсолютной селективностью для реакторов в сетях с изолированной нейтралью и сравнительно низкая чувствительность токовых защит со стороны питания приводят к необходимости разработки и внедрения новых способов релейной защиты для этих УШР. Заводу-изготовителю необходимо предусмотреть для них установку необходимых датчиков тока для реализации продольных и поперечных дифференциальных токовых защит без выдержки времени.

Наличие несимметрии в токах фаз СО в нормальных симметричных режимах работы сети, а в особенности наличие тока в одной из фаз в режиме холостого хода реактора, является явным признаком внутреннего повреждения. Такие несимметрии отслеживает САУ с выдачей сигнала и блокировкой импульсов управления при необходимости. Однако САУ не воздействует на выключатели, поэтому следует рассмотреть возможность применения этого алгоритма и в терминалах РЗ.

Для поставляемых УШР с подмагничиванием на крышку бака выводятся обе нейтрали «звезд» СО, поэтому при установке между этими нейтралью дополнительного датчика тока, не подверженного насыщению, можно реализовать односистемную поперечную дифференциальную защиту СО с абсолютной селективностью. Для двухобмоточных УШР в сети с изолированной нейтралью это единственно возможная быстродействующая электрическая защита. Поскольку при коммутации УШР в нейтраль СО возможен кратковременный всплеск тока, затухающий примерно за 0,1 с (см. рис. 25), при оперативном включении реактора необходимо вводить блокировку этой защиты или выдержку времени порядка 0,1 – 0,2 с.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

Защита тиристорных преобразователей ТМП

В принципе задача защиты тиристорных преобразователей УШР от всех видов коммутационных перенапряжений должна решаться изготовителями оборудования соответствующим выбором алгоритмов САУ, ограничителей перенапряжений (ОПН) и других защитных устройств. При правильном выборе и координации предельных напряжений тиристоров, их демпфирующих и защитных цепей, ОПН и устройства защиты от перенапряжений (УЗП) как рабочие, так и внешние воздействия не должны приводить к выходу преобразователей из строя.

Однако при работе комплекса УШР в стационарных, переходных или коммутационных режимах существенным по характеру внутренних процессов, в том числе по воздействиям на тиристоры ПП, оказывается взаимное влияние системы подмагничивания, электромагнитной части и внешней сети. Более подробно это рассмотрено в [10], но основные положения и проблемы следует коротко рассмотреть для последующей оценки как возможностей различных способов защиты вентилей, так и их влияния на алгоритмы РЗ УШР.

В состав силовой части системы подмагничивания каждого УШР входят управляемые тиристорные преобразователи (основной и резервный) в масляных баках наружного исполнения мощностью около 1 % номинальной мощности управляемого реактора. Выводы выпрямленного напряжения полупроводниковых преобразователей подключаются к вводам ОУ, предназначенной для подмагничивания стержней магнитопровода электромагнитной части УШР и соответствующего изменения индуктивности сетевой обмотки за счет их насыщения.

Секции обмотки управления, расположенные на полустержнях каждой фазы магнитопровода, включены встречно по отношению к основному переменному потоку сетевой обмотки, поэтому в нормальных режимах переменное напряжение на выводах ОУ отсутствует (конструктивная несимметрия напряжений составляет единицы вольт). Регулирование выпрямленного напряжения и соответствующего тока в ОУ обеспечивается изменением угла открытия тиристоров ПП системой управления в зависимости от заданной уставки, напряжения сети и выбранного режима — стабилизации напряжения либо поддержания заданного значения потребляемой мощности. При полном открытии тиристоров выпрямленное напряжение ПП максимально и максимальна скорость набора потребляемой УШР реактивной мощности. При переводе ПП в инверторный режим достигается примерно такая же скорость сброса потребляемой мощности.

Незначительная мощность системы подмагничивания наряду с масляным наружным исполнением ПП, не требующих специального обслуживания, является одним из основных преимуществ управляемых подмагничиванием реакторов по сравнению с СТК и УШР других типов. Однако в коммутационных режимах на выводах ОУ возникают напряжения, существенно превышающие максимально допустимые для тиристоров ПП, что требует специальных мер для их защиты.

Релейная защита и автоматика УШР была описана выше, где кратко упоминалось о стандартных (защита обмоток переменного тока УШР ограничителями перенапряжений) и дополнительных (защита ПП от перегрузки по току, защита выводов ОУ устройством защиты от перенапряжений — УЗП) мерах обеспечения надежной работы управляемых подмагничиванием реакторов в коммутационных режимах. Однако практика эксплуатации показывает, что эти меры не всегда эффективны и достаточны, поэтому представляет интерес более детально рассмотреть процессы, возникающие при различных видах коммутаций, а также возможные способы и средства защиты маломощных ПП от перенапряжений.

В различных исполнениях УШР применяются как однофазные, так и трехфазные тиристорные преобразователи. На рис. 39 приведена схема, а на рис. 40 фото выемной части мостового двухполупериодного выпрямителя для УШР типа РТУ-180000/500 однофазного исполнения, установленного на ПС «Таврическая» и «Барабинская» МЭС Сибири. Его основные параметры: номинальный выпрямленный ток — 2 кА, максимальное выпрямлен-

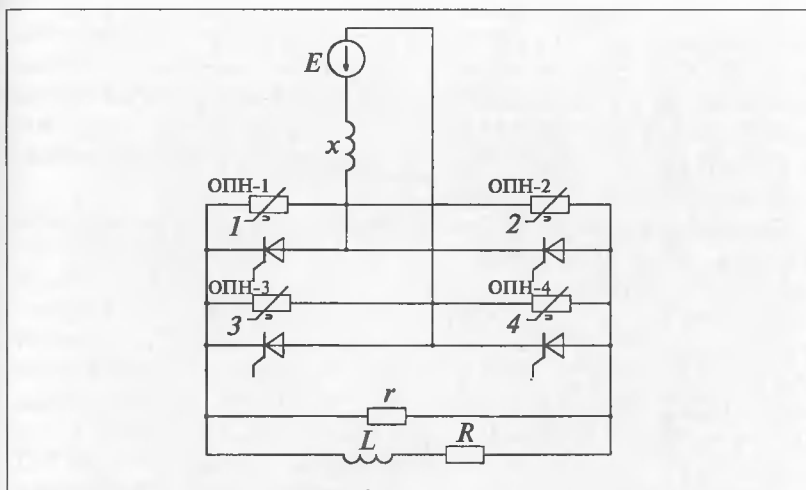


Рис. 39. Функциональная электрическая схема однофазного мостового ПП

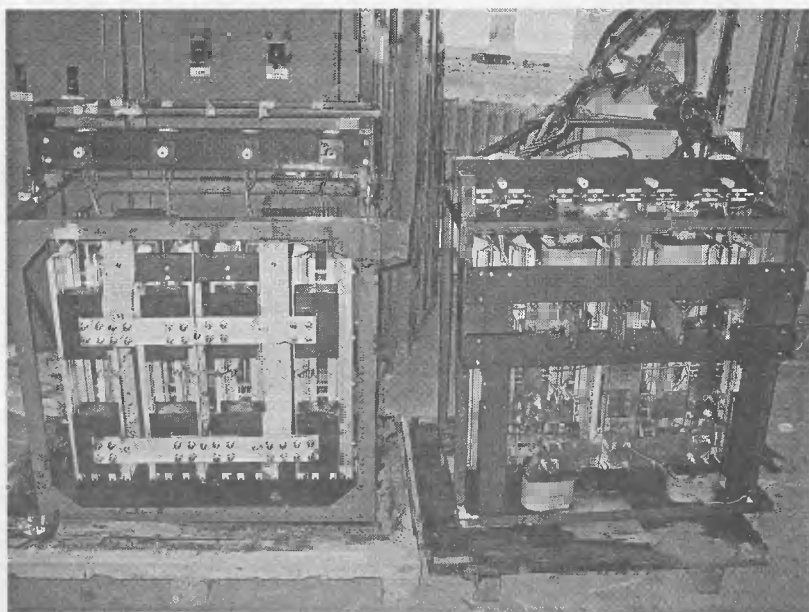


Рис. 40. Фото выемной части ПП для УЩР типа РТУ-180000/500 (ПС «Барбинская»)

ное напряжение — 0,9 кВ, класс напряжения каждого тиристора — 30. Как правило, применяются отечественные тиристоры производства Саранского завода «Электровыпрямитель». Трехфазные выпрямители выполняются по известной схеме Ларионова с шунтирующей ветвью, применяемой при работе преобразователя на индуктивную нагрузку.

Основным видом коммутаций для шинных реакторов являются плановые включения, а также плановые или аварийные отключения УШР выключателем со стороны сетевой обмотки. Линейные УШР наряду с этим участвуют в режимах опробования (включения) линии и в циклах автоматических повторных включений (АПВ), а реакторы напряжением 500 кВ и в циклах однофазного АПВ (ОАПВ). Уровень и энергия возникающих коммутационных напряжений для линейных реакторов существенно выше, что в ряде случаев приводило к выходу из строя тиристорных ячеек ПП даже при наличии в них цепей динисторной (лавинной) защиты и защитных варисторов на выводах. Примером могут служить неоднократные отключения релейной защитой линейного управляемого реактора 500 кВ на ПС «Барабинская» вследствие повреждения тиристоров либо защитных варисторов фаз ПП в режиме опробования линии со стороны ПС «Заря».

Коммутационные воздействия на ПП шинных реакторов при включении имеют сравнительно небольшую амплитуду (3 — 7 кВ) и энергию (10 — 20 кДж), что подтверждается многолетней безаварийной эксплуатацией УШР напряжением 220 — 500 кВ на подстанциях «Чита», «Барановичи», «Хабаровская», «Хехцир», «Таврическая» без дополнительных средств защиты ПП и без предварительного подмагничивания при их включениях. В ходе приемочных сетевых испытаний реактора 330 кВ на ПС «Мирадино» были проведены замеры коммутационных напряжений на выводах ОУ при включениях реактора. Результаты высокочастотного осциллографирования приведены на рис. 41, они совпадают по уровню воздействий с указанными выше и иллюстрируют высокочастотный характер напряжений включения на ОУ с крутым фронтом длительностью в единицы микросекунд.

Тем не менее, поскольку уровень воздействий при включениях близок к предельному для тиристорных ПП, в дальнейшем наряду с резервированием ТМП был принят ряд дополнительных защитных мероприятий. Во-первых, в самом преобразователе были усилены цепи лавинных защит тиристорных ячеек и установлены защитные варисторы с энергоемкостью до 16 кДж. Во-вторых, за-

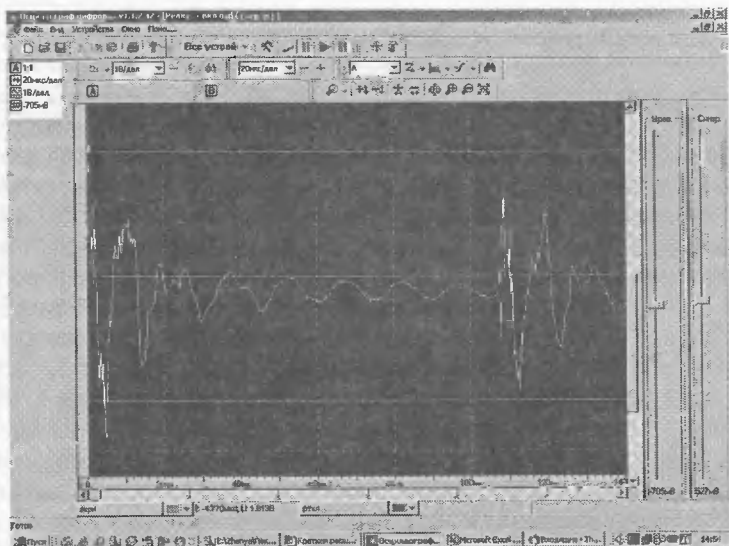


Рис. 41. Осциллограмма перенапряжения на выводах ОУ УШР при первом включении реактора на ПС «Мирадино» (цена деления по оси x составляет 20 мкс в клетке, максимальная амплитуда первого всплеска напряжения — 4,67 кВ)

вод комплектует УШР упомянутыми выше устройствами защиты от перенапряжений на основе встречно-параллельно включенных тиристоров. В-третьих, общепринятой и обязательной по требованию завода стала практика включения УШР с предварительным подмагничиванием от внешнего источника током порядка 10 – 20 % номинального. Если по ОУ протекает выпрямленный ток, то коммутационное воздействие при включении или иной коммутации не может проявиться в напряжении на ее выводах, а значит и на входе преобразователя.

Следует отметить, что лавинные защиты и устройства УЗП по своему быстродействию (времени открытия тиристоров) не могут эффективно работать при импульсных воздействиях с длительностью фронта порядка 1 – 2 мкс, однако лавинные защиты ПП безусловно необходимы в других случаях, например, при пропусках управляющих импульсов или потере питания цепей управления (либо напряжения синхронизации).

Характер включения реактора с предварительным подмагничиванием или в цикле АПВ отличается тем, что в сетевой обмотке

и в обмотке управления реактора в момент включения выключателя возникают взаимосвязанные токи, близкие к номинальным и содержащие значительные свободные составляющие. Если по каким-то причинам ПП не в состоянии поддержать или пропустить возникший в ОУ ток, то вся энергия, запасенная в индуктивности обмотки, будет переходить в перенапряжение. Его уровень определяется шунтирующими ОУ резисторами и при номинальном токе ПП порядка 2 кА может составить десятки киловольт. Такие уровни и энергии перенапряжений могли бы быть опасны и для обмоток реактора, однако их фронт лежит уже в миллисекундном диапазоне, поэтому даже при запертых ПП их тиристоры успеют открыться по цепям лавинной защиты (либо будут пробиты, если ранее не сработают корректно скоординированные ОПН и УЗП).

Таким образом, имеется два вида коммутационных перенапряжений, которые могут возникнуть на выводах ОУ УШР и входе ПП — высокочастотные, с относительно небольшой энергией до 20 — 30 кДж, и промышленной частоты с полной энергией обмотки более 100 кДж, которая вся должна выделяться в защитных цепях или устройствах при полном отсутствии проводимости тиристоров. Оба вида воздействий имеют случайный характер и широкий возможный диапазон амплитуды и энергии, которые зависят от характера коммутации, фазы включения и характеристики выключателя, остаточного намагничивания или остаточного тока в ОУ в момент включения.

Так, при измерениях повторных включений УШР на ПС «Мирадино» без предварительного подмагничивания максимумы высокочастотного перенапряжения различались в 1,5 раза. При сокращении времени между отключением и последующим включением реактора уровень остаточного намагничивания возрастает, что также увеличивает энергию воздействий. Опробование длинной линии напряжением 500 кВ с подключенным на другом конце УШР гораздо опаснее для ПП, чем включение шинного реактора. Потеря управления или питания ПП из номинального режима предполагает полное поглощение энергии в ограничителе перенапряжений (или длительную работу лавинных защит тиристорных ячеек в процессе естественного затухания тока подмагничивания), а пропуск одного или нескольких импульсов управления многократно менее опасен.

При анализе эффективности мер защиты преобразователей УШР из указанных выше примеров важно знать виды коммута-

ций, представляющих опасность для ПП, значения их фронта (1 мкс или 1 мс), амплитуды (от 2 до 20 кВ) и энергии (от 10 до 150 кДж) для правильной оценки возможных воздействий, которые существенно различаются для реакторов различной мощности и назначения. При этом опасные перенапряжения возможны не только при работе линейных реакторов в циклах коммутаций линий СВН, но и в определенных режимах работы УШР напряжением 35 — 110 кВ.

Так, например, шинный реактор 110 кВ, установленный на подстанции радиальной тупиковой линии, также попадает во все циклы трехфазного АПВ (ТАПВ) питающей ВЛ 110 кВ, еще и с потерей питания собственных нужд, а значит и потерей возможности подмагничивания. На подстанциях 110 кВ «Чурапча» и «Эльдикан» Якутскэнерго это вызвало серьезные режимные проблемы, поскольку при отсутствии подмагничивания от собственных нужд реакторы выводятся из цикла АПВ по требованиям завода-изготовителя. При этом в случае успешного АПВ напряжение в конце длинной линии без шунтирующего реактора достигает уровня срабатывания защиты от повышения напряжения.

Рассмотрим известные и уже применяемые меры защиты ПП от коммутационных перенапряжений с точки зрения их эффективности и универсальности. Под универсальностью будем понимать возможность использования защитного устройства ПП для УШР всех классов напряжения, всех схемотехнических видов исполнения и всех применений по назначению и схеме подключения (линейный, шинный, в комплексе с конденсаторной батареей, на тупиковой линии, на подстанции с переменным оперативным током без аккумуляторной батареи и т. д.). Иными словами, УШР с таким устройством защиты преобразователя должен работать во всех режимах включений и отключений, ОАПВ и ТАПВ, с кратковременной потерей питания собственных нужд и оперативного тока, с использованием режима предварительного подмагничивания и без такового.

Вначале необходимо еще раз остановиться на вариантах наиболее сложных коммутаций линейного реактора 500 кВ — цикла ОАПВ ВЛ. Дело в том, что в отличие от обычного ШР управляемый реактор имеет вторичную обмотку, соединенную в треугольник, которая в режимах однофазных КЗ обеспечивает подпитку тока дуги отключенной фазы ВЛ током нулевой последовательности фазы линейного УШР. Для того, чтобы исключить такую подпитку от УШР, мешающую гашению дуги, возможно несколько

решений: отключение реактора в цикле ОАПВ, разрыв обмотки треугольника, быстрый перевод реактора в режим максимального насыщения (перегрузки), шунтирование одной или всех трех фаз вторичной обмотки треугольника выключателем, отключение фазы СО реактора, соответствующей поврежденной фазе линии.

Любой из перечисленных способов обеспечивает исключение подпитки дуги от УШР и ее самогашение при токах до 50 — 60 А, что соответствует длине ВЛ 500 кВ 300 км и менее. Наиболее простым и универсальным является последнее решение (отключение одной фазы СО УШР), поскольку оно не требует дополнительного оборудования и усложнения алгоритмов автоматики. Разрыв обмотки треугольника возможен скорее теоретически, поскольку сопровождается перенапряжениями. Кроме того, при разрыве треугольника отсутствуют пути замыкания гармоник, кратных трем, и в линейных токах сетевой обмотки появляется ток наиболее мощной 3-й гармоники. Перевод реактора в режим перегрузки требует времени и увеличивает тем самым время паузы ОАПВ, что нежелательно, как и нагрузка реактивной мощностью оставшихся в работе двух фаз ВЛ. Шунтирование одной или трех фаз вторичной обмотки УШР эффективно, однако требует дополнительного оборудования и также утяжеляет передачу мощности в двухфазном режиме, причем в случае закорачивания всех трех фаз уже двойной реактивной мощностью (при напряжении КЗ между обмотками УШР 500 кВ около 50 %).

Полное отключение реактора на время цикла ОАПВ может быть необходимым в случаях резонансной длины линии с двумя установленными линейными реакторами (около 360 км ВЛ 500 кВ при номинальной мощности каждого реактора 180 МВ·А). Это вызвано резонансным восстановлением напряжения на отключенной фазе и опасностью повреждения соответствующей фазы линейного выключателя в цикле АПВ. Однако универсальным такое решение быть не может, поскольку для гашения дуги при необходимости (при длине линии существенно более 300 км) в схеме с УШР возможно применение дополнительного компенсирующего (дугогасящего) реактора в нейтрали СО — «четвертого луча», как и в известных схемах с неуправляемыми линейными шунтирующими реакторами 500 — 750 кВ. Следует отметить, что обоснование необходимости применения такого компенсационного реактора и его параметров в схеме с линейным УШР требует проведения соответствующих расчетов. В случае применения компенсационного реактора завод-изготовитель рекомендует ис-

пользовать в цикле ОАПВ закорачивание фазы «треугольника» вторичной обмотки УШР, соответствующей поврежденной фазе линии.

На кафедре Электрических сетей и систем Санкт-петербургского технического университета были проведены исследования коммутационных режимов в цикле ОАПВ для указанных выше алгоритмов УШР с подробным моделированием ВЛ 500 кВ, емкостной дуги однофазного КЗ и самого реактора. При этом было показано, что вариант с шунтированием одной фазы вторичной обмотки УШР в цикле ОАПВ гарантирует исключение подпитки дуги, в которой остается только емкостная составляющая с ее успешным самогашением при токе до 60 А (длине ВЛ 500 до 350 км). Отключение соответствующей фазы сетевой обмотки реактора его выключателем 500 кВ приводит к тому же результату, при этом снижается загрузка неповрежденных фаз ВЛ реактивной мощностью и вероятность резонанса восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе после самогашения дуги ОАПВ.

Для УШР серии РТУ производства ОАО «Запорожтрансформатор», наряду с упомянутыми выше мерами защиты от коммутационных перенапряжений (усиление демпфирующих и защитных цепей самого ПП, установка маломощных варисторов на выходе преобразователей и УЗП на основе тиристоров на выводах ОУ), возможно применение трех различных решений, позволяющих в принципе исключить ненормированные воздействия на тиристоры при включениях и в циклах АПВ.

Первое — это требование завода во всех случаях обеспечивать достаточный ток подмагничивания при включениях УШР (за счет схем предварительного подмагничивания от внешнего источника) и в коммутационных режимах (за счет ограничения регулировочного диапазона снизу значением 5 % номинального). Однако приведенные выше примеры для ПС «Барабинская», где отсутствует возможность предварительного подмагничивания в режиме включения с линией, и ПС 110 кВ Якутскэнерго, на которых исчезает напряжение питания ПП в циклах АПВ линии с однофазным питанием, показывают, что такое решение не универсально.

Попытки исправить положение снижением регулировочного диапазона (до 20 % от нижней границы, что ухудшает функциональные возможности УШР) или дополнением схемы предварительного подмагничивания питанием от аккумуляторной батареи (АБ) через инвертор не решают проблемы с достаточной надежно-

стью и во всех возможных случаях. В коммутационных режимах на выпрямленный ток в ОУ и ПП накладывается переменная составляющая, приводящая к переходам суммарного тока через нуль даже при исходном токе нормального режима 20 % и выше. Дополнение комплекса оборудования УШР инвертором с питанием от АБ удорожает реактор и снижает его надежность. Кроме того, существуют подстанции на переменном оперативном токе, где нет аккумуляторных батарей, а также подстанции с малой емкостью АБ, не позволяющей подключить инвертор необходимой мощности.

Второе — закоротить на время коммутационного цикла выводы ОУ или сам «треугольник» вторичной обмотки реактора. Линейный УШР 500 кВ на ПС «Барабинская» оснащен группой однофазных выключателей 30 кВ со стороны вторичной обмотки (в циклах ОАПВ проектом выбран вариант шунтирования поврежденной фазы). Это позволяет применить шунтирование трех фаз ОУ во всех коммутационных режимах (с последующим расшунтированием). Однако шунтирование вторичной обмотки возможно не для всех типов УШР (реакторы напряжением 110 кВ имеют напряжение КЗ около 30 % с соответствующими токами КЗ), требует дополнительных выключателей, сложной автоматики с каналами связи между подстанциями и с возможностью ее отказа. В режимном плане двойная мощность УШР в циклах АПВ также неблагоприятна (как с точки зрения нагрузки оставшихся фаз, так и возможного резонансного режима линии и УШР с удвоенной мощностью при выводе в ремонт линейного ШР на противоположном конце).

Третье — установка ОПН достаточной энергоемкости на выводах ПП с координацией уровня ограничения между преобразователем, его лавинной защитой и устройствами УЗП, что является наиболее эффективным, универсальным и надежным решением. Для реакторов 500 кВ, эксплуатируемых на ПС «Барабинская» и «Таврическая», такие энергоемкие ОПН разработаны специалистами новосибирского предприятия «Феникс» по техническим требованиям ООО «Энергии-Т» и установлены параллельно каждому плечу однофазных мостовых ПП. Их энергоемкость выбрана из расчета максимально возможного энергетического воздействия — поглощения полной энергии обмотки реактора, работающего в предшествующем режиме с допустимой перегрузкой (уровень ограничения 3040 В при токе 2,4 кА и максимальная энергия поглощения не менее 90 кДж в каждом плече ПП).

Теоретически максимально возможная энергия поглощения ОПН соответствует полному гашению энергии обмотки управления в номинальном режиме работы реактора при условии полного отсутствия проводимости тиристоров преобразователя. Несинусоидальная форма токов ОУ и отсутствие количественных параметров ее переменной индуктивности затрудняют расчет максимальной энергии гашения, однако оценку энергии, запасенной в обмотке управления реактора, можно получить исходя из равенства ампер-витков, мощности, а следовательно энергии ОУ и СО, и известных параметров сетевой обмотки УШР — номинального синусоидального фазного напряжения $525/\sqrt{3}$ кВ и номинального тока СО 200 А, при которых реактор потребляет номинальную реактивную мощность 180 Мвар. Тогда сопротивление фазы СО реактора на стороне 500 кВ равно 1515 Ом, что соответствует (из $x = \omega L = 2\pi fL$) индуктивности номинального режима сетевой обмотки 4,83 Гн. Полная энергия обмотки в номинальном режиме равна $LI^2/2 = 96,6$ кДж, а в режиме допустимой кратковременной перегрузки по току сетевой обмотки 20 % — 140 кДж.

В реально возможных режимах работы реактора энергия, поглощаемая ОПН, будет существенно меньшей, поскольку значительная ее часть выделяется на шунтирующих обмотку управления сопротивлениях и в активном сопротивлении самой ОУ. К тому же, даже при потере управления тиристорами преобразователя, перенапряжения длительностью в единицы миллисекунд и более будут сопровождаться динисторным включением тиристор-ов ПП по цепям лавинных защит с естественным затуханием протекающего тока в ОУ, что также сокращает время работы ОПН в коммутационных или аварийных режимах.

При соответствующих более низких значениях номинальных токов и напряжений СО и ОУ управляемых реакторов 110 кВ, 25 МВ·А (к настоящему времени введено в эксплуатацию 23 УШР типа РТУ-25000/110) энергетические воздействия на преобразователи в коммутационных и переходных режимах снижаются более, чем на порядок, что позволяет обеспечить их надежную эксплуатацию и защиту ПП одиночными варисторами с максимально допустимой энергией рассеивания (поглощения) около 6 — 8 кДж, если УШР не попадает в циклы АПВ.

Поскольку преобразователи не только линейных, но и шинных реакторов всех классов напряжения могут подвергаться ненормированным воздействиям в нештатных ситуациях, необходима разработка защитных ОПН для каждого вида управляемых подмаг-

ничиванием реакторов с их проверкой в эксплуатации для последующей комплектации в составе поставляемого оборудования.

Для этого требуется расчет коммутационных воздействий, а еще лучше — экспериментальный замер их уровня на подстанции с уже установленными УШР. При этом следует иметь в виду, что регистрация высококачественной составляющей с фронтом порядка 1 мкс требует соответствующей записывающей аппаратуры и высоковольтных делителей напряжения, обеспечивающих безопасность и отсутствие искажений преобразуемых сигналов.

Кроме необходимости более точной оценки требуемой энергоемкости ОПН для ПП УШР различной мощности и напряжения существуют технологические проблемы их изготовления и координации уровня ограничения с параметрами самих преобразователей. В частности, единичная таблетка ОПН или варистора при требуемом уровне ограничения 2 — 3 кВ на тиристорную ячейку (плечо ПП) выпускаются с предельно допустимой энергией рассеивания до 5 — 10 кДж, что требует подбора и объединения в единой конструкции нескольких таких элементов. Пример изготовления и размещения в ограниченном объеме таких ОПН на полюсах преобразователей УШР ПС «Барабинская» и «Таврическая» показывает, что эти проблемы вполне разрешимы.

В последнее время выключатели присоединений ШР на подстанциях и линиях, в особенности сверхвысокого напряжения 330 кВ и выше, оснащаются устройствами синхронизации, обеспечивающими последовательное включение фаз с минимизацией свободных (апериодических) составляющих в токах включения. В практике эксплуатации нескольких десятков УШР с подмагничиванием имеется несколько случаев применения синхронизаторов для выключателя со стороны сетевой обмотки. При этом коммутационные процессы для УШР сопровождаются как меньшими токами включения, так и меньшей энергией коммутационных перенапряжений, однако полностью рассмотренные выше проблемы это не решает. Поскольку управляемые подмагничиванием реакторы коммутируются редко и в силу своей конструкции (высокое напряжение КЗ, полупредельное насыщение стержней в номинальном режиме) имеют небольшие броски токов включения и токи сквозных КЗ, применение устройств синхронизации для выключателей УШР не является обязательным.

При правильном выборе и координации с лавинными защитами энергоемких и быстродействующих ОПН на выводах ПП нет необходимости и в УЗП — достаточно габаритных устройств в

масляном баке, обладающих недостаточной скоростью включения при возникновении перенапряжений с крутыми фронтами. Кроме того, включение УЗП приводит к полному закорачиванию выводов ОУ, т. е. к режиму короткого замыкания для ПП со всеми возможными последствиями.

Практически во всех случаях, кроме опробования ВЛ 500 кВ с линейным УШР, когда необходим безинерционный выход реактора на номинальную мощность, можно будет отказаться и от режима предварительного подмагничивания реактора от внешнего источника питания, что также удешевляет и упрощает схему комплекса УШР, тем самым повышая его надежность.

Статистика повреждаемости ПП УШР за 10 лет их эксплуатации показывает, что подавляющее число отказов связано с коммутацией линейного реактора 500 кВ на ПС «Барабинская». Остальные, достаточно редкие, случаи связаны либо с ошибочными действиями персонала (отсутствие оперативного тока, напряжения синхронизации), либо с ненормированными внешними импульсными воздействиями (гроза, дуга при оперативных переключениях на подстанции). Последние причины носят случайный и непредсказуемый характер, поэтому и здесь универсальным решением может быть только ОПН достаточной энергоемкости, поскольку алгоритмические меры неэффективны или невозможны.

Таким образом, правильный выбор и установка ОПН на полюсах ПП УШР является простым, экономически оправданным и универсальным решением, позволяющим обеспечить надежную работу реактора любого схмотехнического исполнения во всех коммутационных режимах либо при ненормированных внешних воздействиях. Даже при использовании описанных выше алгоритмов предварительного подмагничивания или шунтирования вторичной обмотки УШР такие устройства необходимы для возможных случаев отказа автоматики выключателей либо системы управления, а также ошибочных действий персонала. Аналогичные средства защиты преобразователей необходимы и для УШР других типов, например, производства Московского электрозавода, в котором преобразователь для подмагничивания подключается к нейтралям сетевой обмотки 500 кВ и испытывает коммутационные воздействия гораздо большей амплитуды и энергии.

Заключение

При отсутствии соответствующих норм проектирования и методических указаний для управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов состав релейной защиты формируется в ходе практического проектирования специалистами различных проектных организаций. При этом для УШР напряжением 220 – 500 кВ применяемое число возможных защит чаще избыточно, исходя из простых, но не всегда верных соображений — если в термине РЗ есть какая-то функция, ее необходимо задействовать. Для двухобмоточных реакторов напряжением 110 кВ состав РЗ минимален и считается приемлемым, поскольку определяется существующим набором встроенных трансформаторов тока. Для таких же реакторов в сетях с изолированной нейтралью применяемый объем релейной защиты недостаточен, если исходить из требований ПУЭ и Руководящих указаний к РЗ силовых трансформаторов аналогичного напряжения и мощности. В частности, отсутствуют основные быстродействующие электрические защиты с абсолютной селективностью.

Режимные и схемные особенности управляемых подмагничиванием реакторов с одной стороны вызывают некоторые затруднения в применении традиционных видов защит, но с другой стороны позволяют либо применить новые способы защиты от внутренних КЗ, либо существенно повысить чувствительность максимальных токовых защит. Так, например, использование в качестве контролируемого параметра напряжения или тока на выводах источника подмагничивания обеспечивает выявление несимметрий, связанных с витковыми замыканиями и другими внутренними повреждениями обмоток реактора. Введение линейной зависимости уставки максимальной токовой защиты от текущей нагрузки реактора (или его уставки по току или мощно-

сти) обеспечивает повышение чувствительности обычной МТЗ (при кратности регулирования мощности УШР от мощности холостого хода до номинальной 1/100). Вторая ступень МТЗ КО, отстроенная от токов включения и высших гармоник, способна реагировать на все виды замыканий как в обмотках УШР, так и на его выводах.

Следует еще раз отметить, что управляемые подмагничиванием реакторы имеют большие перегрузочные способности (130 % номинальной мощности в течение 30 мин и двойная мощность до 5 мин). При использовании этих возможностей в эксплуатации (в частности, при шунтировании фазы вторичной обмотки линейного УШР выключателем на время паузы ОАПВ) необходимо отстраивать от указанных режимов максимальные токовые защиты и уставки режимных ограничений САУ.

Перечисленные выше и другие вопросы требуют дальнейшей разработки методики проектирования РЗ, учитывающей аппаратные и режимные особенности УШР по сравнению с трансформаторами или неуправляемыми ШР, имеющими одну сетевую обмотку.

Главной особенностью РЗ УШР является необходимость отдельной защиты каждой обмотки реактора — сетевой, управления и компенсационной, что определяется режимом работы реактора как магнитного усилителя — рабочий ток протекает только в сетевой обмотке УШР и по существу является током шунта намагничивания, изменяемым степенью насыщения стержней магнитопровода при их подмагничивании.

В отличие от трансформаторов для УШР наличие резервных защит первичной обмотки не является обязательным, поскольку функции дальнего резервирования не требуются ввиду практического отсутствия вторичных нагрузок, а ближнее резервирование обеспечивается дублированием основных быстродействующих защит.

Вторая ступень максимальной токовой защиты КО, соединенной в треугольник, при уставке порядка $(0,1 - 0,2)I_{ном}$ обладает высокой чувствительностью при витковых и однофазных замыканиях любой обмотки реактора, что позволяет ее считать резервной (наряду с газовой защитой) для основных защит СО, КО и ОУ.

Практика проектирования и последующей эксплуатации УШР показывает, что основные требования чувствительности и селек-

тивности как основных, так и резервных защит выполняются. Уставки продольной и поперечной дифференциальных защит сетевой обмотки на уровне $0,2I_{ном}$ имеют достаточный запас по несрабатыванию в коммутационных и переходных режимах или режимах внешних КЗ.

При проектировании релейной защиты УШР необходимо обеспечивать максимально возможную чувствительность токовых защит вторичных обмоток КО и ОУ к наиболее вероятным витковым замыканиям. Максимальные токовые защиты КО,

Таблица 3. Параметры отстройки МТЗ КО

№	Параметр отстройки	Предельное значение (отн. ед. или А)	Способ отстройки	Минимальное значение для отстройки
1	Нагрузка (ТМП)	От 0 до 100 А	По току	100 А
2	Третья гармоника	От 0 до 0,2 отн. ед.	Фильтрация	1500 А (без фильтра)
3	Неполнофазный режим	От 0 до 0,4 отн. ед. при номинальном подмагничивании	По времени или блокировка U_0 ($3I_0$ СО)	До 1,5 с или 0 с
4	Однофазное КЗ со стороны питания	До 0,6 отн. ед.	По времени или блокировка $3I_0$ СО (U_0)	До 1,5 с или 0 с
5	Токи включения и АПВ	До 0,8 отн. ед. амплитудного значения До 0,3 отн. ед. действующего значения 1-й гармоники	По времени или блокировка (торможение) 2-й гармоники	До 1,5 с или 0 с
6	Токи внешних сквозных КЗ	2 отн. ед. (не более $2 I_{ном}$)	По времени	0,5 с
7	Длительно допустимая несимметрия $U_{пит}$ и токов нагрузки	5 %	По току в «треугольнике» КО	400 А

Примечание. Условия 1 – 4 не являются расчетными при реализации в МП-терминалах с исключением высших гармоник и при наличии блокировки по U_0 или $3I_0$.

включенные на составляющие прямой и нулевой последовательностей, действуют при всех видах внутренних повреждений в КО и на ее выводах, а также при витковых КЗ в ОУ.

Другим вариантом может быть МТЗ, включенная на полные токи фаз КО, в особенности, если имеется возможность исключения (фильтрации) 3-й и других высших гармоник. Для отстройки от медленно затухающих токов включения в обмотке «треугольника» УШР можно использовать торможение или блокировку МТЗ КО током 2-й гармоники, а от внешних однофазных КЗ со стороны питания — током $3I_0$ в нейтрали СО и (или) напряжением $3U_0$. Возможные варианты отстройки МТЗ КО от внешних КЗ и других возмущений приведены в табл. 3 и при их реализации в терминале РЗ могут обеспечить уставки этой защиты по току порядка 0,1 отн. ед. и по времени 0,5 с. Осциллограммы включений и внешних КЗ УШР приведены в Приложении. 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, Micom).

Для надежной защиты от сверхтоков маломощных полупроводниковых преобразователей УШР наряду с блокировкой импульсов управления САУ при превышении допустимого выпрямленного тока следует выбирать минимально возможные параметры срабатывания ступенчатых МТЗ на выключателях в цепи питания каждого ТМП.

Из большого числа рассмотренных тем по РЗ УШР можно выделить четыре направления, которые требуют дальнейшей углубленной проработки:

- разработка новых способов защиты, в особенности для двухобмоточных реакторов распределительных сетей напряжением до 110 кВ;
- исследование режимов линейных УШР и уточнение алгоритмов САУ и линейной автоматики в циклах ОАПВ и ТАПВ;
- анализ, осциллографирование и расчет коммутационных воздействий на тиристорные преобразователи ТМП и ОМП с выдачей рекомендаций по их защите;
- разработка Руководящих указаний по РЗ УШР и Методик по расчету уставок.

Для поставщиков оборудования УШР с точки зрения совершенствования РЗ можно указать два возможных направления. Во-первых, это упомянутая необходимость, — как для резервирования токовых цепей, так и для применения иных видов защит, — установки дополнительных встроенных ТТ в «треугольнике» КО, с низшей стороны трансформатора форсировочного ТМП и в полуветвях СО со стороны нейтрали для УШР напряжением 110 кВ. Во-вторых, это перспективная возможность установки в ветвях обмоток УШР новых видов датчиков тока с большой кратностью, для которых отсутствует проблема насыщения постоянными и апериодическими составляющими.

Последнее позволило бы, в частности, применить для двухобмоточных УШР известные эффективные способы РЗ от внутренних повреждений, например, односистемную поперечную дифференциальную защиту, применяемую в генераторах и реагирующую на появление тока между нейтралями «звезд» сетевой обмотки. В поставляемых УШР установке встроенных ТТ в полунейтрали СО препятствует их насыщение в переходных режимах, рассмотренное ранее.

Интересным вариантом для двухобмоточных реакторов, является реализация новых принципов защиты по току и напряжению в выпрямленной цепи подмагничивания. Это позволит увеличить существующий набор РЗ УШР за счет имеющихся датчиков ДПТ и ДПН, а также программных возможностей микропроцессорных терминалов, дающих возможность отличить токи включения УШР или пробоя тиристоров ПП от внутренних КЗ обмоток реактора. Установка дополнительного ДПТ в цепи между выводами нейтрали СО (между ее выведенными на крышку бака полунейтралями) дает возможность применения односистемной поперечной дифференциальной токовой защиты без использования встроенных ТТ.

Не исследована пока сравнительная эффективность и целесообразность использования для таких УШР одноступенчатых направленных дистанционных защит или токовых защит обратной последовательности. Предварительная оценка показывает, что использование реле сопротивления или симметричных составляющих не приводит к существенному повышению чувствительности и защитоспособности РЗ. Возможный вариант повышения эффективности и быстродействия токовых защит обратной и ну-

левой последовательности — это контроль напряжения со стороны питания, при этом действие ТЗОП или ТЗНП разрешается только при отсутствии соответствующих составляющих в напряжении сети.

Для трехобмоточных реакторов необходимо дополнительное уточнение и обоснование параметров срабатывания двухступенчатой токовой защиты, включенной на полные токи фаз треугольника компенсационной обмотки. Для этого, во-первых, необходимо предусматривать при проектировании РЗ соответствующие токовые цепи для передачи этих токов фаз в терминалы РЗ (до настоящего времени чаще всего защита КО включалась на ТТ после их соединения в треугольник на клеммниках шкафа управления электромагнитной части реактора). Во-вторых, необходимы достоверные статистические данные по уровню и составу полных токов фаз треугольника КО при включениях УШР в сеть. Для этого во время сетевых испытаний при вводе реактора в эксплуатацию (либо при его включении после профилактики) необходимо обеспечивать пуск соответствующего терминала РЗ для регистрации указанных токов.

Вариантом дополнительного повышения чувствительности токовых защит КО к несимметричным междуфазным КЗ может оказаться включение на составляющие обратной последовательности, то есть реализация ТЗОП КО, которую можно не отстраивать от токов включения УШР, примерно одинаковых в каждой фазе СО (кроме апериодических составляющих) и полностью совпадающих в фазах КО. Такое сочетание МТЗ КО и ТЗОП КО резервирует друг друга при междуфазных повреждениях и обеспечивает защиту от всех видов КЗ в обмотках реактора.

Отсутствие основных быстродействующих защит с абсолютной селективностью для реакторов в сетях с изолированной нейтралью и сравнительно низкая чувствительность токовых защит со стороны питания приводят к необходимости разработки и внедрения новых способов релейной защиты для этих УШР.

Для управляемых реакторов напряжением 6 — 10 кВ мощностью 6,3 МВ·А и менее технико-экономически целесообразным является их исполнение с одной сетевой обмоткой, обеспечивающей все необходимые функции, включая подмагничивание. Пилотные образцы таких УШР из группы однофазных дугогасящих реакторов производства Раменского электротехнического завода

были поставлены в Подмоскowie (г. Электросталь), в Монголию и на Курилы (о. Шикотан). Реакторы подключаются в «треугольник» (реже — в «звезду» с изолированной нейтралью), имеют групповое симметричное управление и защищаются только максимальными ступенчатыми токовыми защитами со стороны питания, что допустимо по существующим нормам при достаточной чувствительности отсечки и МТЗ. Однако защитоспособность РЗ при внутренних витковых замыканиях ограничена и при отсутствии газовой защиты требует дополнительных мер защиты или сигнализации.

Наличие несимметрии в токах фаз СО в нормальных симметричных режимах работы сети, а в особенности появление тока в одной из фаз в режиме холостого хода реактора, является явным признаком внутреннего повреждения для УШР любого напряжения. Такие несимметрии отслеживает система автоматического управления с выдачей сигнала и блокировкой импульсов управления при необходимости. Однако САУ не воздействует на выключатели, поэтому следует рассмотреть возможность применения этого алгоритма и в терминалах РЗ, в особенности для УШР, работающих в сетях с изолированной нейтралью 6 — 35 кВ и имеющих ограниченный спектр возможных решений для их релейной защиты.

Следует отметить, что для использования трех указанных выше защит — МТЗ с изменяемой уставкой, защиты от несимметрии токов фаз и защиты на датчике тока в цепи подмагничивания, требуется разработка алгоритмов, надежно различающих аварийный режим от режимов коммутаций и других внешних возмущений, при которых в обмотках реактора возникают принужденные и свободные составляющие токов с большим содержанием 1-й гармоники и достаточно длительным затуханием. Для иллюстрации на рис. 42 (сравнение с рис. 38) приведена осциллограмма включения управляемого реактора 110 кВ на ПС «Приангарская» с предварительным подмагничиванием. В токе подмагничивания (через ДПТ) присутствует значительная (первая амплитуда около 1,3 кА) и медленно затухающая 1-я гармоника.

Для применения односистемной поперечной дифференциальной защиты СО, выгодно отличающейся быстродействием и простотой исполнения, необходима лишь установка датчика постоянного тока между выведенными на крышку бака нейтралями

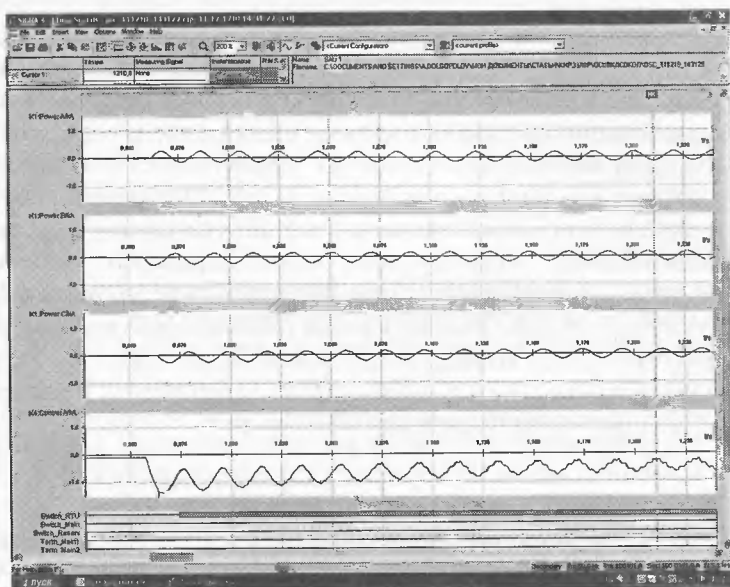


Рис. 42. Токи фаз СО и ток подмагничивания при включении РТУ-25000/110 на ПС «Приангарская»

сетевой обмотки. Для двухобмоточных УШР в сети с изолированной нейтралью с имеющимся составом ТТ это единственно возможная электрическая защита с абсолютной селективностью от наиболее вероятных витковых КЗ сетевой обмотки. Поскольку при коммутации УШР в нейтрали СО возможен кратковременный всплеск тока, затухающий примерно за 0,1 с (см. рис. 25), при оперативном включении реактора необходимо вводить блокировку этой защиты или выдержку времени порядка 0,1 – 0,2 с. Первичная уставка защиты для отстройки от конструктивной несимметрии может быть минимальной и составлять 10 – 20 А, что обеспечивает высокую чувствительность защиты к наиболее вероятным витковым коротким замыканиям обмотки. В случае использования такой поперечной защиты для УШР с глухозаземленной нейтралью ее необходимо дополнительно отстраивать от времени отключения внешних однофазных КЗ защитами смежных присоединений.

Приведенные в заключении примеры и варианты исполнения защит показывают, что наряду со сложившимся в эксплуатации набором РЗ УШР возможно применение для них и других новых либо традиционных способов защиты. По мнению автора, наиболее простым вариантом повышения эффективности используемого состава РЗ УШР может быть для трехобмоточных реакторов — правильное подключение и отстройка от внешних воздействий МТЗ КО, а для двухобмоточных реакторов в сетях с изолированной нейтралью — односистемная поперечная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки с установкой дополнительного ДПТ между выведенными нейтралями СО. Таким образом, релейная защита и автоматика управляемых реакторов ждет своих исследователей и разработчиков.

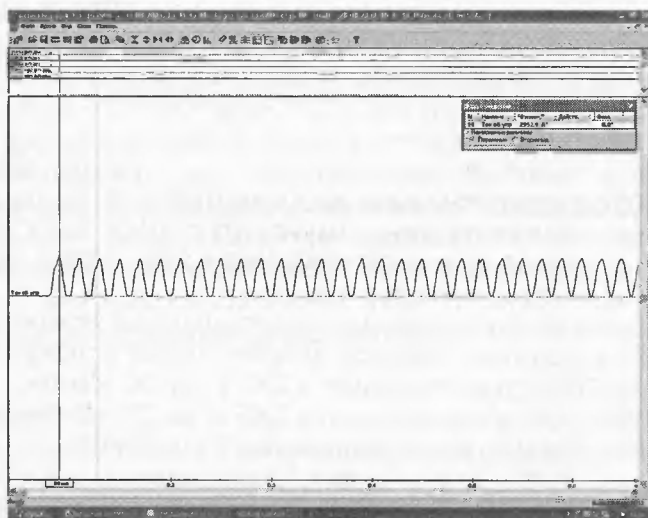
**ПРИЛОЖЕНИЕ.
ОСЦИЛЛОГРАММЫ ВКЛЮЧЕНИЙ И ВНЕШНИХ КЗ
УПРАВЛЯЕМЫХ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ
ТИПА РТУ НАПРЯЖЕНИЕМ 220, 330 И 500 кВ**

Фактические осциллограммы коммутационных режимов приведены для пилотных образцов трехобмоточных реакторов типа РТУ-100000/220, установленного в 2001 г. на ПС «Чита», и типа РТУ-180000/330, установленного в 2003 г. на ПС «Барановичи». Указанные реакторы имеют напряжение КЗ между обмотками СО и КО около 20 %, т. е. примерно в 2,5 раза меньше, чем у выпускаемых в настоящее время реакторов.

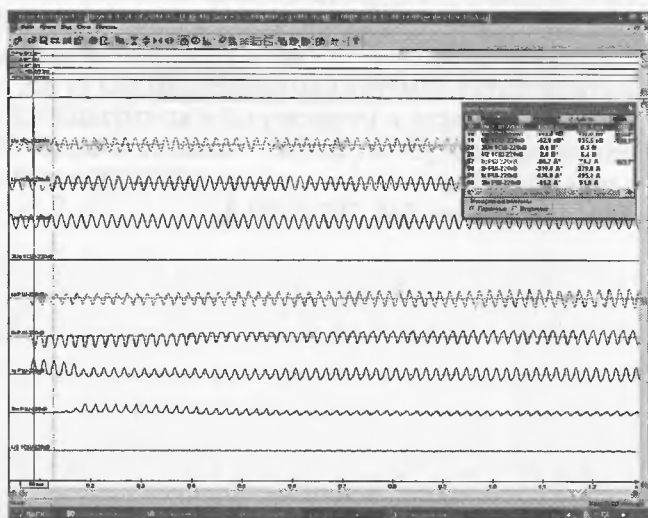
Реактор РТУ-180000/500, установленный на ПС «Барабинская» и «Таврическая», имеет совмещенную вторичную ОУ напряжением 31 кВ, соединенную в треугольник. Современные исполнения имеют три отдельных обмотки с напряжением КО 11 кВ.

Для регистрации токов и напряжений в коммутационных режимах использовались регистраторы «Нева» и «Парма». Номинальные токи СО для указанных реакторов 220, 330 и 500 кВ составляют соответственно 240, 300 и 200 А.

**П1. Включение без подмагничивания УШР типа РТУ-100000/220
на ПС «Чита» 28.08.03**



а)



б)

Рис. П1.1. Токи ОУ (ток подмагничивания) (а); СО (внизу) (б). Трансформатор тока в фазе С (с максимальным амплитудным значением тока 437 А) насыщается

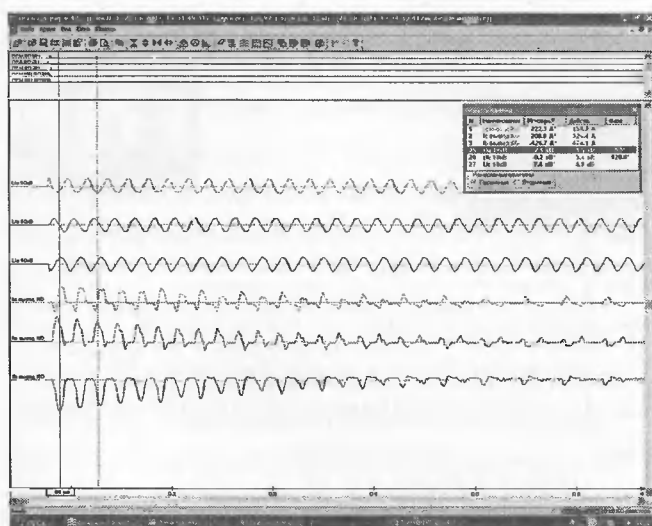


Рис. П1.2. Токи выводов КО (внизу) с $I_{\max} = 427$ А (фаза C)

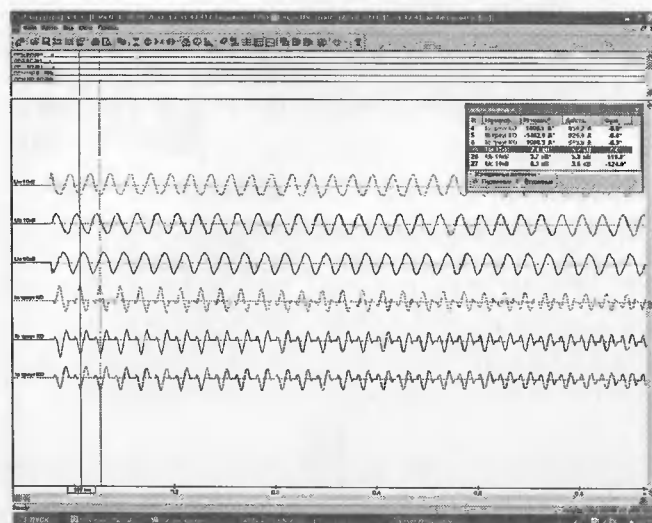


Рис. П1.3. Токи в «треугольнике» КО (внизу) с $I_{\max} = 1460$ А (ТГ фазы A «перевернут»)

**П2. Неполнофазный режим РТУ-100000/220 на ПС «Чита»
(нет напряжения в фазе А)**

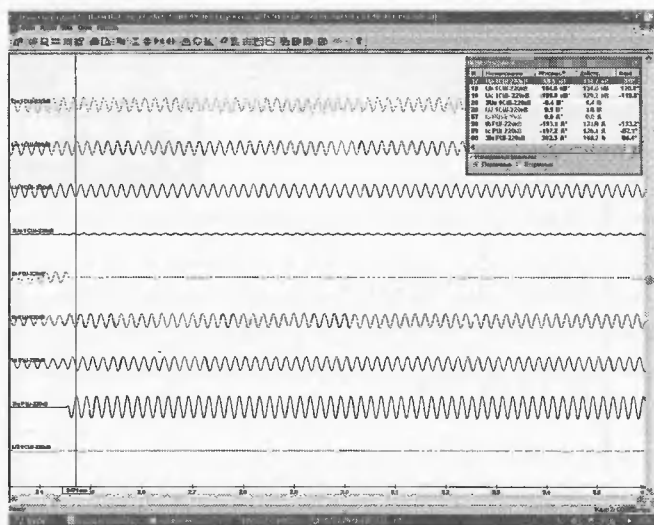


Рис. П2.1. Токи СО реактора (внизу) с токами предшествующего режима 133 А (около 50 % $I_{\text{ном}}$)

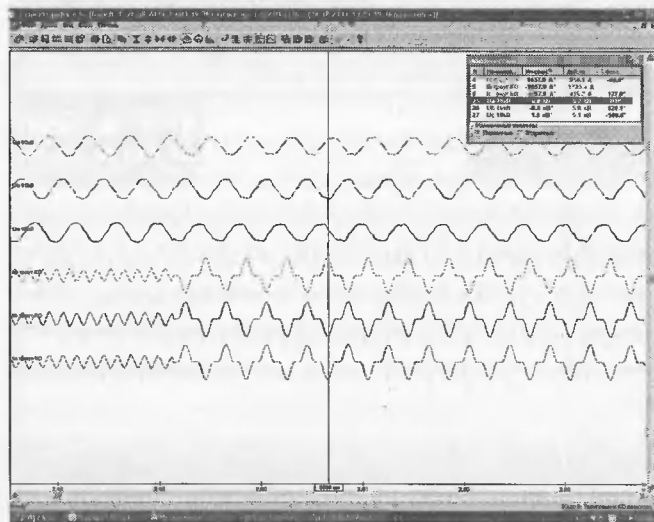


Рис. П2.2. Токи «треугольника» КО (внизу – $I_{\text{max}} = 1658 \text{ А}$)

П4. Включение на номинальный режим без предварительного подмагничивания 27.08.03

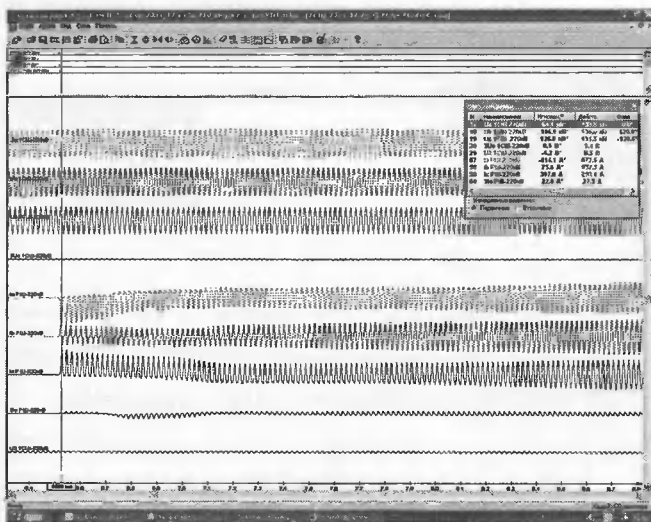


Рис. П4.1. Токи фаз СО УШР (внизу), $I_{\max} = 425$ А

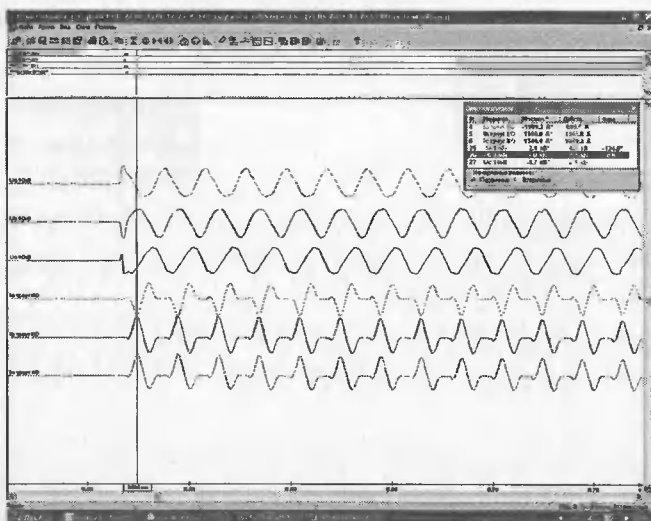


Рис. П4.2. Токи «треугольника» КО (внизу), $I_{\max} = 1560$ А

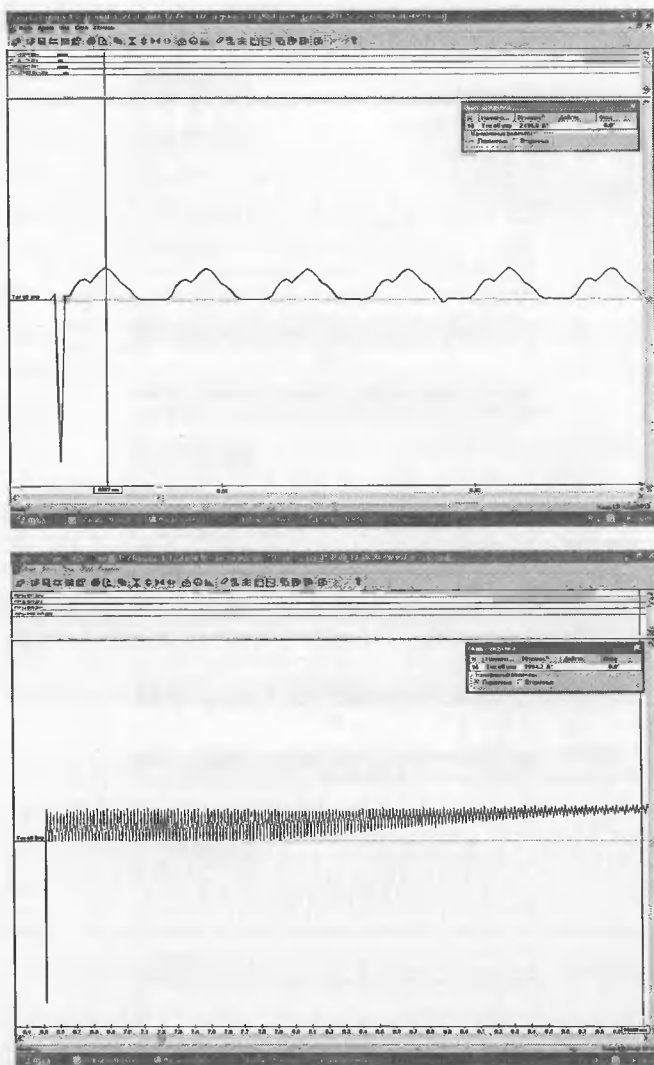
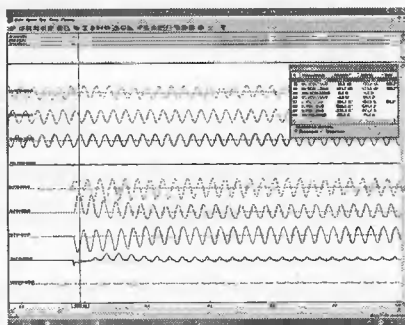
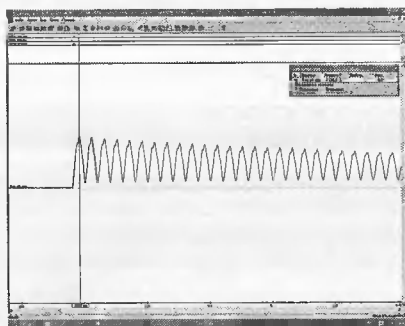


Рис. П4.3. Ток в ОУ с максимальной амплитудой отрицательного выброса 12 кА (предположительно «наводка») и 2,4 кА (первая положительная амплитуда, время установления номинального стационарного тока подмагничивания около 3 с). Осциллограмма внизу — в сжатом во времени виде

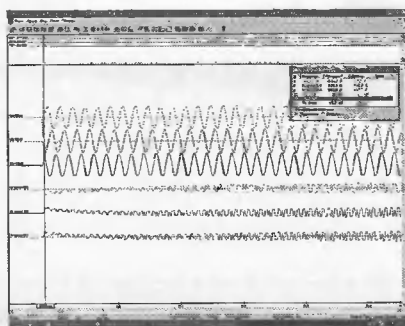
**П5. Включение на холостой ход с подмагничиванием
РТУ-100000/220 на ПС «Чита»**



а)



б)



в)

**Рис. П5. Токи СО (внизу) с $I_{\max} = 600$ А (а); ОУ с $I_{\max} = 5,1$ кА (б); «треуголь-
ника» КО — 1-й гармоники нет (в)**

**П6. Включение на номинальный режим с подмагничиванием
РТУ на ПС «Чита» 27.08.03**

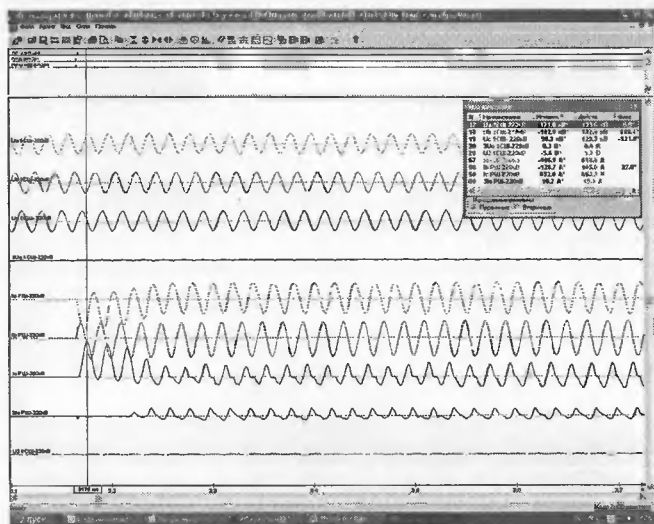


Рис. П6.1. Токи СО (внизу) с $I_{\max} = 630$ А (фаза С) — насыщение ТТ

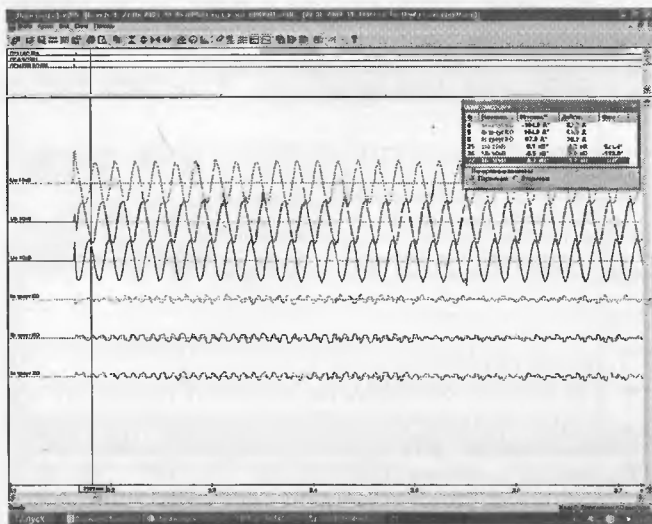


Рис. П6.2. Токи «треугольника» КО (внизу) — практически отсутствуют

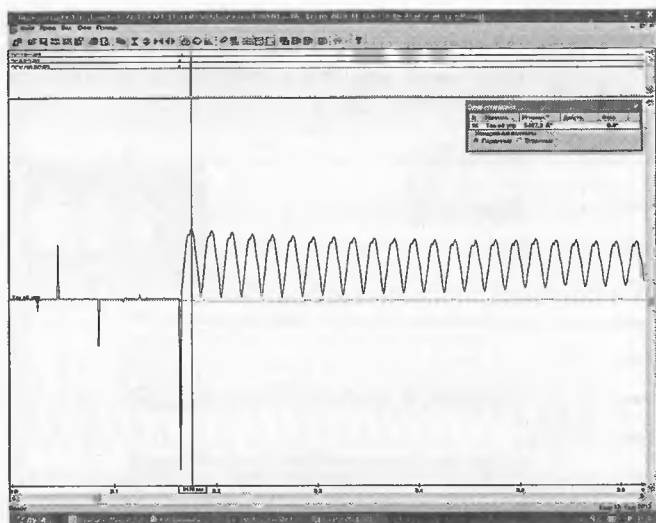


Рис. П6.3. Ток ОУ, первая амплитуда 5400 А, максимальный отрицательный выброс около 13 кА (предположительно «наводка» — см. похожие выбросы до момента включения, а также аналогичное включение в П5)

П7. Включение на номинальный режим с подмагничиванием РТУ на ПС «Чита»

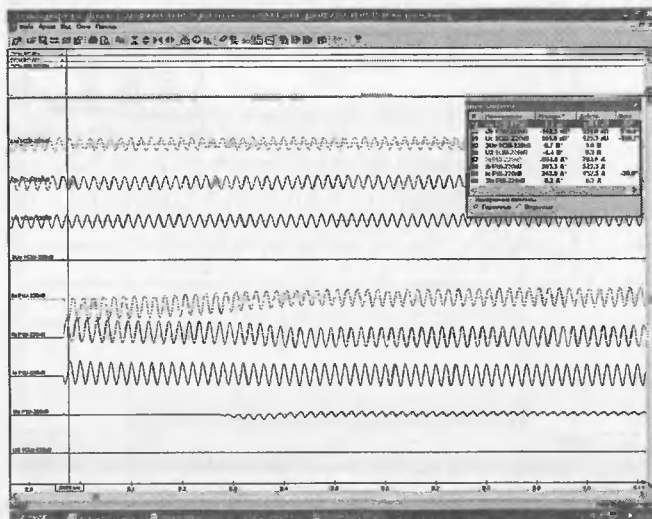


Рис. П7.1. Токи СО (внизу), $I_{\max} = 655$ А (фаза А)

П8. Включение на холостой ход без подмагничивания с небольшими апериодическими составляющими

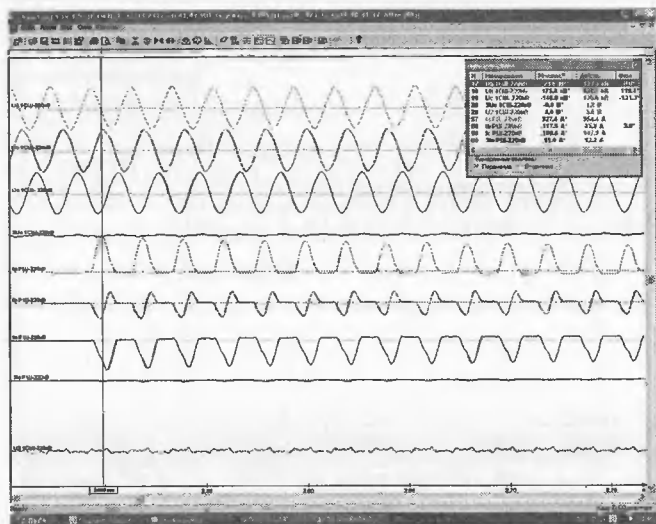


Рис. П8.1. Токи СО (внизу) с $I_{\max} = 327$ А (фаза А)

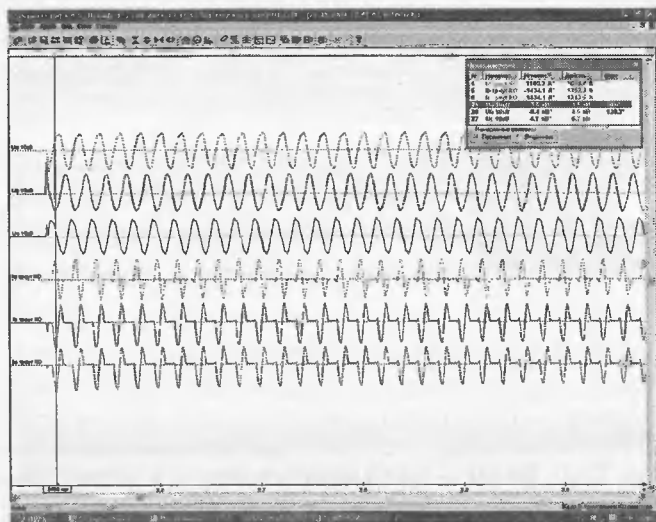
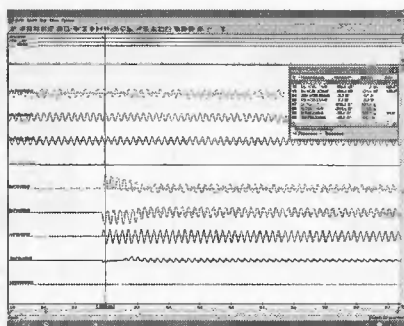
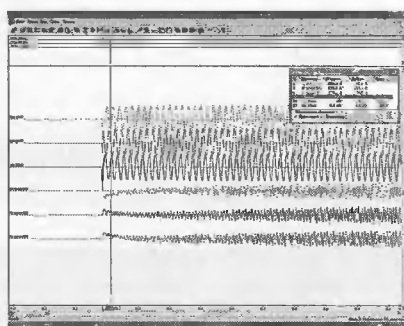


Рис. П8.2. Токи «треугольника» КО (внизу — $I_{\max} = 1434$ А)

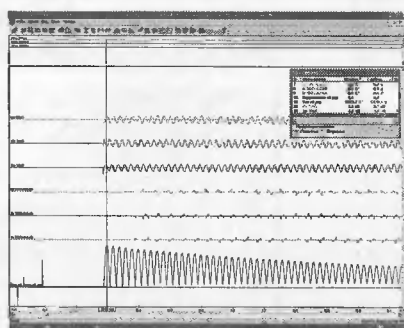
**П9. Включение с подмагничиванием РТУ на уставку 10 МВ·А
(10 % номинальной мощности УШР)**



а)



б)



в)

Рис. П9.1. Токи СО (внизу) — насыщение ТТ фазы А с $I_{\text{max}} = 650 \text{ А}$ (а); токи «треугольника» КО (внизу) (б) ОУ (внизу) (в)

П12. Включение на холостой ход без подмагничивания
УШР типа РТУ-180000/330 на ПС «Барановичи» в Белоруссии
(включения при сетевых испытаниях в апреле 2006 г.)

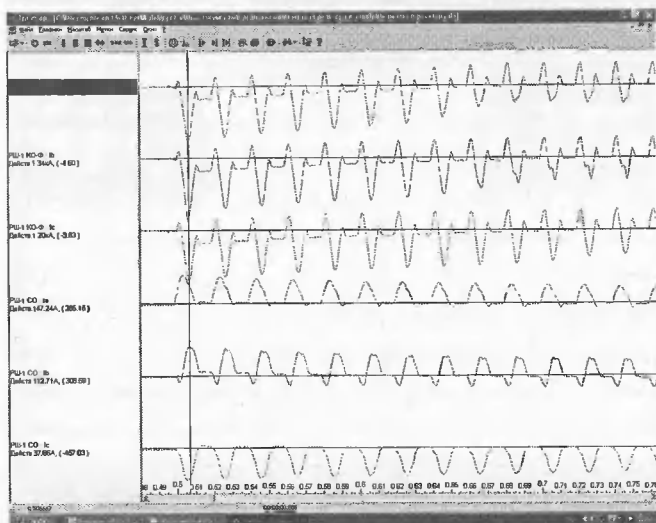


Рис. П12.1. Токи КО (первая амплитуда 4,5 кА) (вверху) и СО ($I_{\max} = 492$ А)

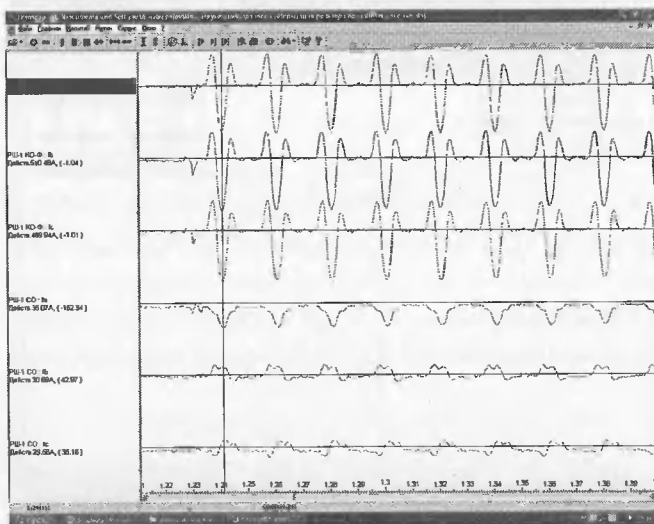


Рис. П12.2. Включение с $I_{\max} \text{ КО} \approx 1$ кА



Рис. П12.3. Очередное включение ($I_{\max KO} = 3,5 \text{ кА}$, $I_{\max CO} = 613 \text{ А}$)

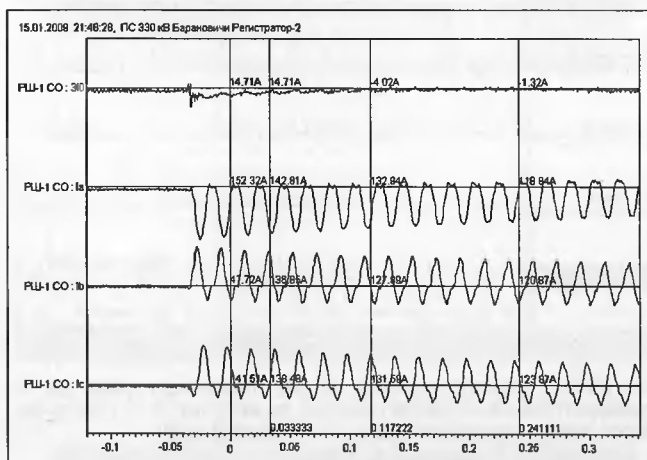


Рис. П12.4. Включение УПР на ПС «Барановичи» с закороченной ОУ

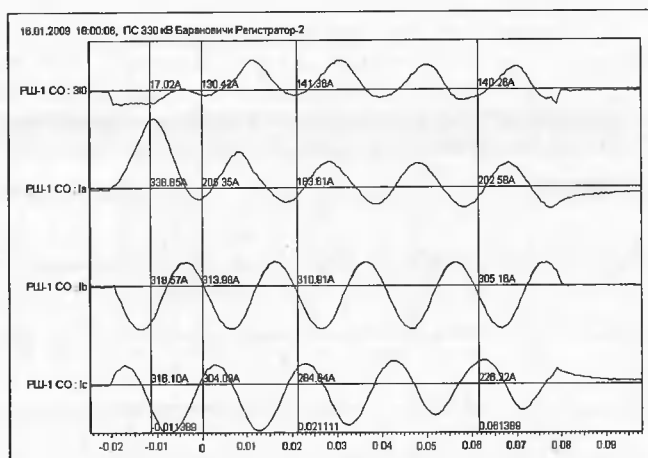


Рис. 112.5. Включение УНР с предварительным подмагничиванием и отключением от действия дифференциальной защиты вследствие насыщения ТТ в фазе А

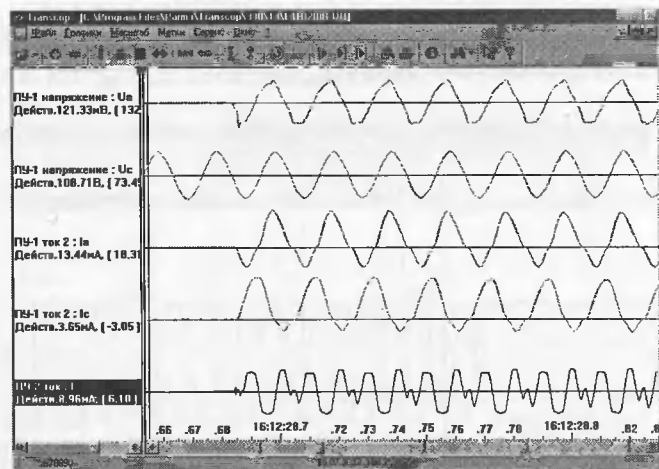


Рис. 112.6. Коммутационный режим включения реактора с предварительным подмагничиванием на нагрузку 70 % (ток предварительного подмагничивания 40 А). Сверху вниз:

- напряжение на выводах КО 10 кВ;
- напряжение шин 330 кВ;
- токи фаз А и С СО реактора (действующее значение периодической составляющей 210 А);
- ток в «треугольнике» КО

П13. Включение УШР 500 кВ на ПС «Барабинская»

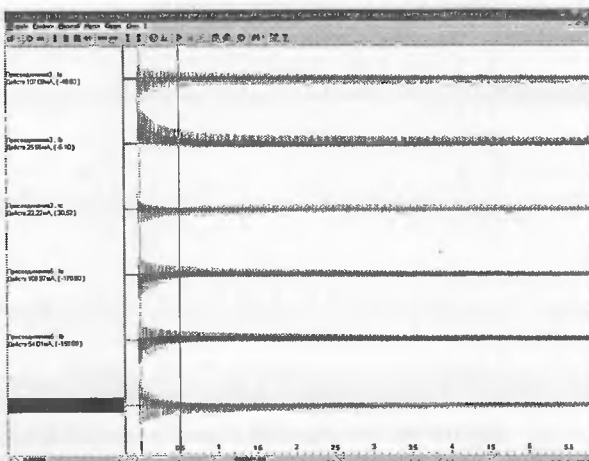


Рис. П13.1. Осциллограммы токов СО и «треугольника» вторичной обмотки реактора РТУ-180000/500 пофазного исполнения на ПС «Барабинская» при включении выключателя 500 кВ без предварительного подмагничивания реактора. Максимальная амплитуда тока в «треугольнике» совмещенной ОУ около 1 кА, основное время затухания около 0,5 с

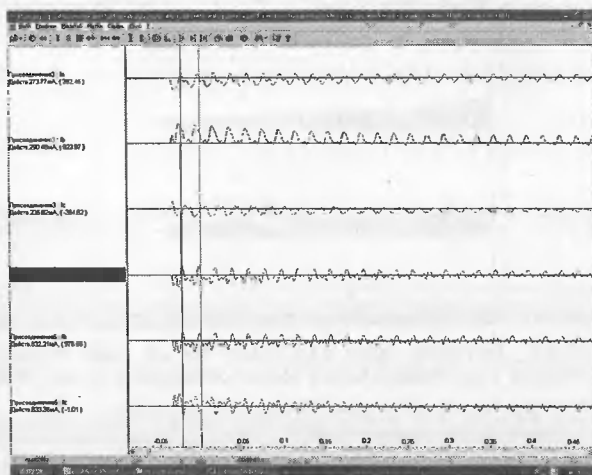


Рис. П13.2. Включение УШР 500 кВ на холостой ход с замкнутыми выводами подмагничивания. Вверху токи СО ($I_{\text{max}} \approx 300 \text{ А}$), внизу токи в «треугольнике» совмещенной ОУ

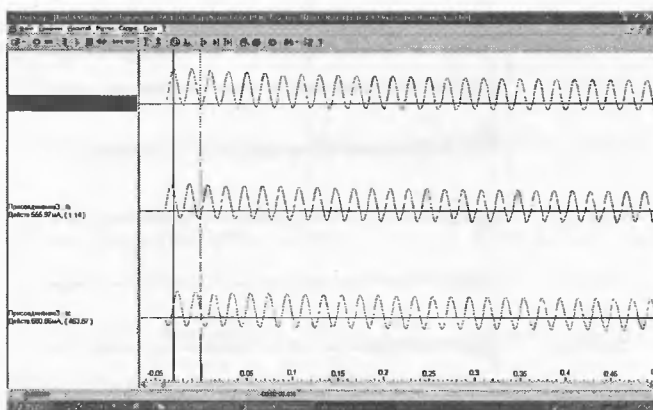


Рис. П13.3. Включение с предварительным подмагничиванием РТУ-180000/500 на ПС «Барабинская». Токи по фазам в момент включения: *A* — 170 А, *B*—175 А, *C* — 174 А (действующее значение)

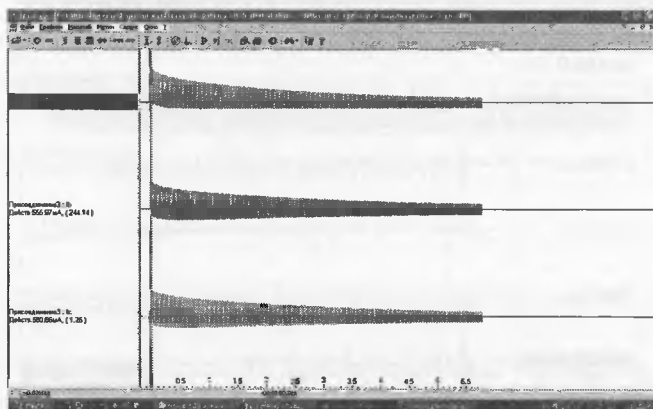


Рис. П13.4. Затухание токов в СО УШР 500 кВ после включения реактора с предварительным подмагничиванием на холостой ход

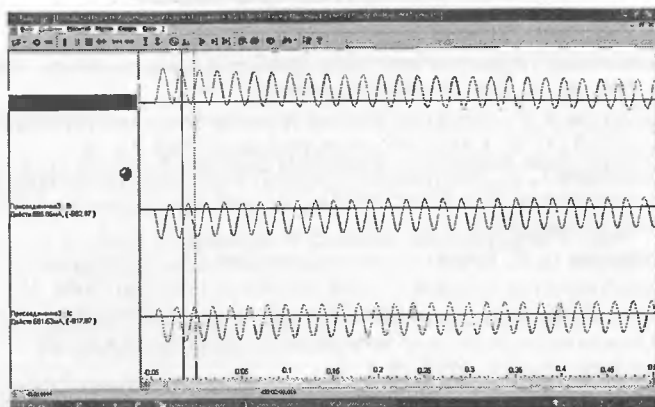


Рис. П13.5. Включение с подмагничиванием, токи фаз СО в момент включения (действующее значение): *A* — 171 А, *B*—168 А, *C* — 174 А

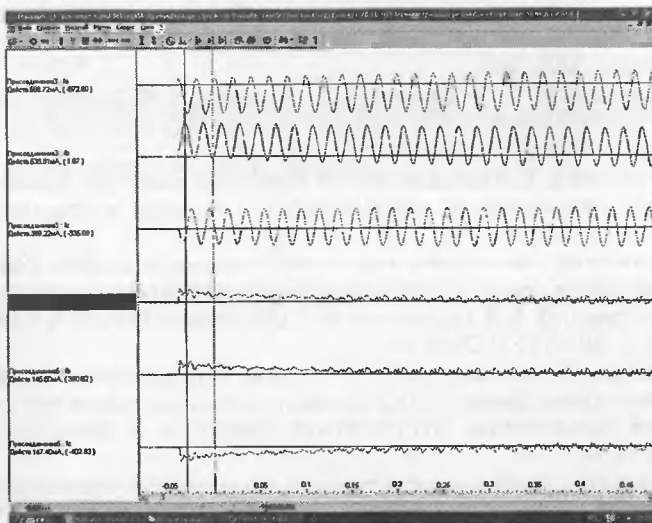


Рис. П13.6. Включение с предварительным подмагничиванием ($I_{\max \text{ СО}} = 500 \text{ А}$, 1-й гармоники в «треугольнике» ОУ практически нет)

Список литературы

1. **Управляемые** подмагничиванием шунтирующие реакторы для сети 35 – 500 кВ // *Электротехника*, 2003. № 1.
2. Долгополов А. Г. Релейная защита управляемого шунтирующего реактора 110 кВ, 25 МВ·А // *Электротехника*, 1999. № 12.
3. Александров Г. Н. Быстродействующий управляемый реактор трансформаторного типа 420 кВ, 50 Мвар пущен в эксплуатацию // *Электричество*, 2002. № 3.
4. Долгополов А. Г. Релейная защита управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов // *Электрические станции*, 2006. № 12.
5. Долгополов А. Г. Особенности релейной защиты управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов напряжением 110 – 500 кВ // *Электротехника*, 2007. № 1.
6. Долгополов А. Г. Проектирование релейной защиты управляемых подмагничиванием реакторов // *Вестник МЭИ*, 2007. № 4.
7. Долгополов А. Г. Релейная защита и автоматика линейного управляемого шунтирующего реактора 500 кВ // *Электротехника*, 2008. № 2.
8. Чванов В. А. Управляемый шунтирующий реактор – объект управления // *Электро*, 2008. № 2.
9. Долгополов А. Г. Особенности релейной защиты управляемых шунтирующих реакторов различных конструкций // *Электрические станции*, 2009. № 4.
10. Ахметжанов Н. Г., Долгополов А. Г., Карманов В. Ф. Защита полупроводниковых преобразователей для управляемых шунтирующих реакторов // *Электрические станции*, 2009. № 11.
11. Долгополов А. Г. Управляемые шунтирующие реакторы: Выбор параметров максимальных токовых защит // *Новости электротехники*, 2009. № 6 (60). 2010. № 1 (61).
12. **Статический** компенсатор реактивной мощности на базе УШР как необходимое средство повышения энергоэффективности в электроэнергетике / Д. В. Кондратенко, А. Г. Долгополов А. Г., Т. А. Шибаева и др. // *ЭЛЕКТРО*, 2010. № 2.
13. Евдокунин Г. А., Смоловик С. В. Оценка эффективности снижения потерь активной мощности в элементах электропередачи при применении управляемых шунтирующих реакторов // *Энергоэксперт*, 2008. № 4.
14. **Обоснование** необходимости применения устройств управляемой поперечной компенсации для транзитных электропередач 500 кВ / А. Н. Беляев, Г. А. Евдокунин, С. В. Смоловик и др. // *Электричество*, 2009. № 2.
15. Кадомская К. П. Математическое моделирование и эффективность управляемых шунтирующих реакторов высокого напряжения // *Энергоэксперт*, 2009. № 6.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Введение	6
ГЛАВА ПЕРВАЯ. Описание принципа действия и конструкций УШР	12
ГЛАВА ВТОРАЯ. Режимные и схемные особенности УШР как объекта релейной защиты	33
ГЛАВА ТРЕТЬЯ. Выбор состава релейной защиты УШР и расчет параметров срабатывания	49
ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ. Пример реализации релейной защиты УШР 500 кВ на терминалах НПП «ЭКРА»	83
ГЛАВА ПЯТАЯ. Релейная защита двухобмоточных УШР напряжением 35 — 110 кВ	92
ГЛАВА ШЕСТАЯ. Защита тиристорных преобразователей ТМП.	107
Заключение	120
ПРИЛОЖЕНИЕ. Осциллограммы включений и внешних КЗ управляемых шунтирующих реакторов типа РТУ напряжением 220, 330 и 500 кВ	129
Список литературы	150

Библиотечка электротехника

Приложение к производственно-массовому журналу «Энергетик»

ДОЛГОПОЛОВ АНДРЕЙ ГЕННАДЬЕВИЧ

Релейная защита управляемых шунтирующих реакторов

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

Тел. (495) 675-19-06, тел./факс 234-74-21

Редакторы: Л. Л. Жданова, Н. В. Ольшанская

Худож.-техн. редактор Т. Ю. Андреева

Сдано в набор 15.07.11. Подписано в печать 16.09.11.

Формат 60×84¹/₁₆. Печать офсетная.

Печ. л. 9,50. Заказ БЭТ/08(152)-2011.

Макет выполнен издательством «Фолиум»: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Отпечатано типографией издательства «Фолиум»: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Журнал «Энергетика за рубежом»

Приложение к журналу «Энергетик»

Подписывайтесь на специальное приложение к журналу «Энергетик» — **«Энергетика за рубежом»**. Это приложение выходит **один раз в два месяца**.

Журнал «Энергетика за рубежом» знакомит читателей с важнейшими проблемами современной зарубежной электроэнергетики:

- развитие и надежность энергосистем и энергообъединений;
- особенности и новшества экономических и рыночных отношений в электроэнергетике;
- опыт внедрения прогрессивных технологий в энергетическое производство;
- модернизация и реконструкция (перемаркировка) оборудования электростанций, электрических и тепловых сетей;
- распространение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- энергосбережение, рациональное расходование топлива и экологические аспекты энергетики.

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **«ПРЕССА РОССИИ»**. Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.

Подписной индекс журнала «Энергетика за рубежом» — приложения к журналу «Энергетик»

87261

Об авторе



Андрей Геннадьевич Долгополов — доктор технических наук, технический директор ОАО «Управляемые электрические реакторы» (Москва). По совместительству — преподаватель кафедры РЗиА ЭС МЭИ (ТУ).

В 1973 г. закончил Новосибирский электротехнический институт (НЭТИ) — кафедру «Электрические станции» по специализации «Релейная защита». В 2000 г. защитил в Санкт-Петербургском политехническом университете (СПбГПУ, ранее ЛПИ им. Калинина) докторскую диссертацию на тему

«Управляемые дугогасящие и шунтирующие реакторы с предельным насыщением магнитной цепи для электрических сетей высокого напряжения».

Лауреат Премии правительства РФ в области науки и техники за 2003 г., член-корреспондент Академии электротехнических наук РФ. Автор и соавтор около 100 статей и патентов.

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) — новый вид электроэнергетического оборудования для регулирования напряжения и реактивной мощности. Режимные и конструктивные особенности УШР необходимо учитывать при разработке и проектировании релейной защиты и автоматики