

05

ISSN 0013-5860

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

1 2003

С НОВЫМ ГОДОМ!



ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ —
КОЛЛЕКТИВНЫЙ ЧЛЕН АКАДЕМИИ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ НАУК РФ
Издается с января 1930 года

УЧРЕДИТЕЛИ

ДЕПАРТАМЕНТ МАШИНОСТРОЕНИЯ МИНПРОМА РФ (г. МОСКВА)
АО «ЭЛЕКТРОВЫПРЯМИТЕЛЬ» (г. САРАНСК)
АООТ «ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ «ЭЛЕКТРОЗАВОД» (г. МОСКВА)
АО «ЭЛЕКТРОНИКА» (г. ВОРОНЕЖ)
АО «ВЭЛНИИ» (г. НОВОЧЕРКАССК)
АССОЦИАЦИЯ ИНЖЕНЕРОВ СИЛОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ (г. МОСКВА)
АССОЦИАЦИЯ «АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД» (г. МОСКВА)
НТА «ПРОГРЕССЭЛЕКТРО» (г. МОСКВА)
АО «РОСЭЛПРОМ» (г. МОСКВА)

СОВЕТ УЧРЕДИТЕЛЕЙ

ЧИБИРКИН В.В., МАКАРЕВИЧ Л.В., МЕЩЕРЯКОВ В.М., СОРИН Л.Н.,
КОВАЛЕВ Ф.И. (председатель совета), ЮНЬКОВ М.Г., ПОДАРУЕВ А.И., ГЛОВАЦКИЙ А.В.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **КОЧЕТКОВ В.Д.**

БЕЛКИН Г.С., БРЯНЦЕВ А.М., ДАЦКОВСКИЙ Л.Х., ДОЛКАРТ В.М., КОЗЯРУК А.Е., КОПЫЛОВ И.П.,
ЛУРЬЕ А.И., МАВЛЯНБЕКОВ Ю.У., МОСКАЛЕНКО В.В., НИКУЛИН А.А., РОЗАНОВ Ю.К.,
СЛЕЖАНОВСКИЙ О.В. (зам. главного редактора), ТРУБАЧЕВ С.Г., ТУБИС Я.Б., ФИНКЕЛЬ Э.Э., ФЛОРЕНЦЕВ С.Н.

Содержание журнала можно бесплатно получить
в INTERNET через службу ИНФОМАГ,
организованную в Московском физико-техни-
ческом институте.

Адрес сайта: <http://www.infomag.ru>

Журнал переводится на английский язык в полном
объеме и выходит в США в издательстве
"ALLERTON PRESS, INC" (18 West 27th Street New
York, N.Y. 10001).

Подписаться на журнал можно в почтовых
отделениях связи по объединенному каталогу
Департамента почтовой связи. Подписной индекс
— 71111.

В редакции можно подписаться на журнал с
любого месяца и приобрести отдельные номера
за прошлые и нынешний годы.

При перепечатке ссылка на журнал «Электротехника»
обязательна.

Мнение редакции не всегда совпадает с точкой зрения
авторов статей.

За содержание рекламных материалов редакция
ответственности не несет.

Рукописи статей не возвращаются.

Издатель: ЗАО "Знак" 101000, Москва, Главпочтамт, а/я 648.

Адрес редакции: 123242, Москва, Зоологическая ул., 11, комн. 213 Телефон/факс: 254-11-52

E-mail elektrotechnika@mtu-net.ru

СОДЕРЖАНИЕ

УПРАВЛЯЕМЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РЕАКТОРЫ

Брянцев А.М. Управляемые подмагничиванием электрические реакторы — как элемент электроэнергетической системы	2
Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Евдокунин Г.А., Липатов Ю.А., Лурье А.И., Маклецова Е.Е. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для сети 35—500 кВ.....	5
Пекелис В.Г., Чашкина С.Ю. К вопросу об эффективности применения управляемых шунтирующих реакторов большой мощности	13
Жакутова С.В. Управляемые шунтирующие реакторы для компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических сетях ЕЭС республики Казахстан.....	18
Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Лурье А.И., Зильберман С.М., Бики М.А., Уколов С.В. Трехфазный шунтирующий управляемый реактор мощностью 100 МВ·А, 220 кВ на подстанции "Чита" МЭС Сибири	22
Долгополов А.Г., Долгополов С.Г., Зайцев А.И., Шипицин В.П. Три года промышленной эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора 110 кВ, 25000 кВ·А на подстанции "Кудымкар" Пермэнерго	30
Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Дубровина О.М. Способы и алгоритмы управления мощностью трехфазного управляемого шунтирующего реактора с подмагничиванием	35
Базылев Б.И., Брянцев М.А., Спиридонов Ю.П. Вопросы проектирования управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов для электрических сетей 6, 10 кВ	41
Лурье А.И., Паниbrateц А.Н., Зенова В.П., Елагин В.Н., Базылев Б.И. Серия нейтралеров типа ФМЗО для работы с управляемыми подмагничиванием дугогасящими реакторами серии РУОМ в распределительных сетях с изолированной нейтралью	46
Лурье А.И., Паниbrateц А.Н., Зенова В.П. Электродинамическая стойкость при КЗ управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов типа РУОМ	52
Долгополов А.Г. Способы автоматической настройки дугогасящих реакторов с подмагничиванием	59
ХРОНИКА	
Техническая экспертиза на проект "Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для электрических сетей 35—500 кВ"	64

CONTENTS

CONTROLLED ELECTRICAL REACTOR

Bryancev A.M. Magnetic-bias-controlled electrical reactors as an element of power supply system	2
Bryancev A.M., Dolgoplov A.G., Evdokunin G.A., Lipatov Y.A., Lurie A.I., Maklecova E.E. Magnetic-bias-controlled shunt reactors for power system 35-500 kV.....	5
Pekelis V.G., Chashkina S.Y. To the question of high-power controlled shunt reactors application efficiency	13
Jakutova S.V. Controlled shunt reactors for reactive power compensation and voltage regulation in power systems of Kazakhstan Republic power grid.....	18
Bryancev A.M., Dolgoplov A.G., Lurie A.I., Zilberman S.M., Biki M.A., Ukolov S.V. Three-phase controlled shunt reactor 100 MVA 220 kV at "Chita" substation of Siberian MPS.....	22
Dolgoplov A.G., Dolgoplov S.G., Zaicev A.I., Shipicin V.P. Three-phase controlled shunt reactor 110 kV 25000 kVA at "Kudimkar" substation of Permenergo: three years of commercial operation ..	30
Bryancev A.M., Dolgoplov A.G., Dubrovina O.M. Power control methods and algorithms for three-phase magnetic-bias-controlled shunt reactor	35
Bazilev B.I., Bryancev A.M., Spiridonov Y.P. Questions of magnetic-bias-controlled ground-fault neutralizers design for power systems 6, 10 kV... ..	41
Lurie A.I., Panibratce A.N., Zenova V.P., Elagin V.N., Bazilev B.I. "FMZO"-type neutralizers family for magnetic-bias-controlled ground-fault neutralizers of "RUOM" family, used in power distribution systems with isolated neutral.....	46
Lurie A.I., Panibratce A.N., Zenova V.P. Electrodynamics strength of "RUOM"-type magnetic-bias-controlled ground-fault neutralizers under short circuit	52
Dolgoplov A.G. Automatic tuning methods for magnetic-bias-controlled ground-fault neutralizers	59
CHRONICLE	
Technical expertise of "Magnetic-bias-controlled shunt reactors for power systems 35-500 kV" project ..	64

Управляемые подмагничиванием электрические реакторы – как элемент электроэнергетической системы

БРЯНЦЕВ А.М.



Этот номер журнала – второй тематический выпуск, полностью посвященный управляемым подмагничиванием электрическим реакторам. Первый выпуск был опубликован в феврале 1991 г. и касался в основном основ те-

ории их создания, технико-экономического обоснования, областей применения, освещения результатов изготовления и испытаний первых опытных образцов.

За прошедшие годы положение существенно изменилось. На сегодняшний день освоено производство различных типов этих устройств в диапазоне мощностей от 190 кВ·А до 180 МВ·А на все классы напряжения от 6 до 500 кВ, а количество находящихся в эксплуатации исчисляется многими десятками. Столь быстрый процесс освоения производства и продвижения на рынок электротехнической продукции нового типа трудно объяснить только энтузиазмом разработчиков и мастерством маркетинговых служб заводов-изготовителей. В основе этих достижений лежит техническое решение, дающее принципиальное преимущество перед другими разработками.

В упрощенной трактовке это можно пояснить с помощью схем, приведенных на рис.1. Схему и конструкцию фазы всего разнообразия управляемых реакторов можно представить в виде рис.1,а. Фаза управляемого реактора – это по существу двухобмоточный трансформатор с расщепленным стержнем. Одна из обмоток, сетевая,

подключена к электрической сети (U_c^*), вторая – управляющая, подключена к регулируемому по значению источнику постоянного напряжения (U_y^*). Секции сетевой и управляющей обмоток включены встречно-параллельно и не имеют прямой электромагнитной связи. Каждая из обмоток фазы создает свои магнитные потоки: сетевая обмотка – переменный поток промышленной частоты; управляющая – постоянный, регулируемый по значению, поток подмагничивания. Постоянный поток подмагничивания смещает переменный поток в область насыщения кривой намагничивания стали, что и приводит к изменению индуктивного сопротивления устройства.

Графики изменения напряжений и токов, характеризующие этот процесс, показаны на рис.2. При подключении выводов сетевой обмотки к электрической сети и отсутствии энергии в контуре управления ($U_y^* = 0, i_y^* = 0$) в расщепленном стержне возникают одинаковые по значению и направлению переменные потоки. Ни в одном из сечений магнитопровода они не превышают потоков насыщения, и ток в сетевой обмотке также практически равен нулю ($i_c^* \approx 0$). Этот режим называют еще режимом холостого хода. График изменения электрических токов и напряжений показан для этого случая на рис.2 в интервале времени $t_0 - t_1; \geq t_8$. При вводе или выводе энергии из контура управления ($U_y^* i_y^* > 0$) или ($U_y^* i_y^* < 0$) возникает переходной процесс увеличения или уменьшения сетевого i_c^* и управляющего i_y^* токов (интервалы времени $t_1 - t_2; t_3 - t_4; t_5 - t_6; t_7 - t_8$). Например, для того, чтобы переход от одного стационарного режима к другому произошел за два периода сетевого напряжения, средняя мощность контура управления

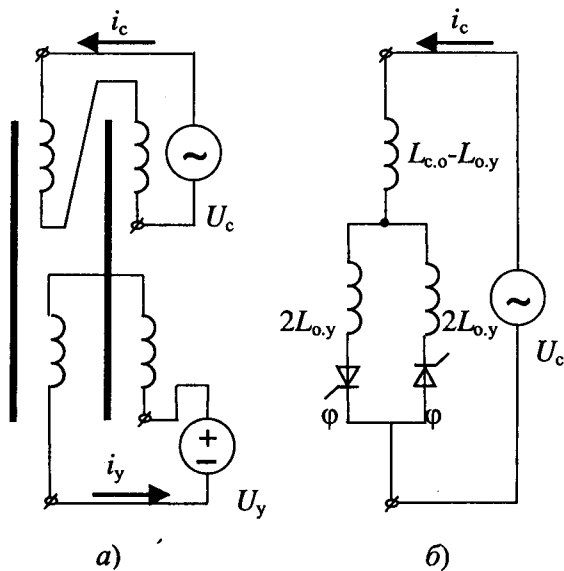


Рис.1. Принципиальная схема фазы управляемого подмагничиванием электрического реактора (а) и один из возможных вариантов её эквивалентной функциональной схемы (б)

должна составлять около 5% номинальной мощности управляемого реактора. Но это нужно лишь на время переходного процесса. В любом из стационарных режимов, например, полупериодном (номинальном) или полнопериодном

(максимальном), потребляемая контуром управления мощность резко снижается, поскольку она необходима лишь для компенсации омических потерь в обмотке управления и не превышает десятых долей процента номинальной мощности.

Приведенные на рис.2 графики получены расчетным путем с помощью специальных компьютерных программ по принципиальной схеме рис.1,а. Однако эти же графики с высокой точностью могут быть воспроизведены и с помощью эквивалентной функциональной схемы (рис.1,б), где фаза управляемого реактора представлена как встречно-параллельная тиристорная пара с последовательно подключенными линейными индуктивными сопротивлениями. В схеме замещения индуктивности $L_{c.o}$, $L_{o,y}$ – это индуктивности сетевой и управляющей обмоток при полностью насыщенном стержне магнитной системы, φ – угол регулирования тиристоров, соответствующий времени насыщенного состояния стержня за полупериод сетевого напряжения, выраженный в электрических градусах. Диапазону изменения φ от 0 до π соответствует весь возможный диапазон режимов работы. Например, угол регулирования тиристоров $\varphi = 0$ соответствует режиму холостого хода реактора.

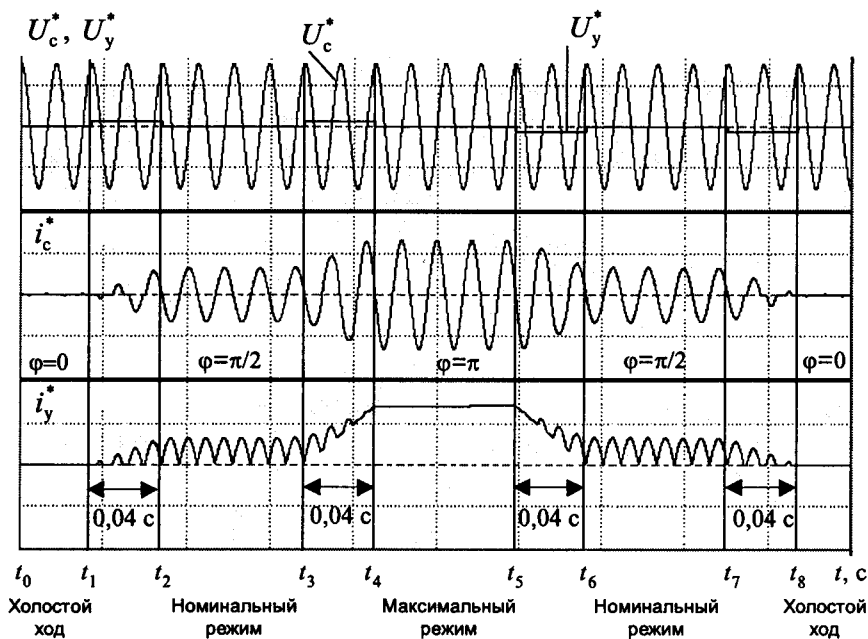


Рис.2. Характерные графики напряжений и токов фазы управляемого реактора (U_c^* , i_c^* – напряжение и ток сети; U_y^* , i_y^* – напряжение и ток управления; φ – угол регулирования тиристоров)

Угол $\varphi = \pi/2$ соответствует режиму полупериодного насыщения или номинальному режиму. И, наконец, $\varphi = \pi$ – это режим потребления максимального тока или полнопериодного насыщения.

Эквивалентная функциональная схема (рис. 1, б) – это не только формальный прием, позволяющий комбинацией известных устройств описать технические характеристики управляемого электрического реактора как элемента электроэнергетической системы. Она вполне наглядно отражает и экономический потенциал управляемых реакторов. В самом деле, как конструкция реактор представляет собой трансформатор, мало чем отличающийся по потерям и расходу материалов от аналогичного двухобмоточного трансформатора сопоставимой мощности и напряжения. В то же время по функциональным возможностям реактор полностью соответствует широко распространенной тиристорно-реакторной группе, подключенной к высоковольтной сети через трансформатор связи. Таким образом, в отличие от традиционного решения – трансформатор связи плюс последовательно включенные реактор и тиристорный ключ, мы имеем только специфичное трансформаторное устройство, в котором роль реактора выполняют индуктивности обмоток, а роль встречно-параллельной тиристорной пары – насыщаемый стержень. В итоге вместо трех силовых элементов имеет место один, сопоставимый по расходам с любым из перечисленных трех.

Концепция, определяющая управляемый подмагничиванием реактор как трансформаторное устройство, выполняющее функции полупроводникового прибора, легла в основу всех разработок, выполненных за последнее десятилетие, и позволила оптимальным образом использовать существующие наработки как из области трансформаторостроения, так и из области силовой электроники.

В 1995–1996 гг. на Раменском электротехническом заводе “Энергия” было организовано производство управляемых дугогасящих реакторов для распределительной сети 6–35 кВ. Опыт эксплуатации полностью подтвердил их высокие

потребительские качества, в частности, результатом их применения является устойчивый эффект двукратного снижения аварийности сети. Особенно важно, что в наибольшей степени эффект снижения аварийности проявился в сетях с повышенным износом эксплуатируемого оборудования. Судя по динамике заказов сегодня речь идет уже о последовательной и полной замене дугогасящими реакторами нескольких тысяч ранее установленных электромеханических аналогов.

Начиная с 1998 г. группой предприятий (Всероссийский электротехнический институт, ОАО “Электрические управляемые реакторы”, ОАО “Запорожтрансформатор”, ОАО “Раменский электротехнический завод Энергия”) подготовлено производство управляемых шунтирующих реакторов для сети 110–500 кВ. На сегодняшний день осуществлен ряд проектов:

1998–1999 гг. – установка управляемого реактора 25 МВ·А, 110 кВ на подстанции “Кудымкар” (АО “Пермэнерго”);

2001–2002 гг. – изготовление и установка управляемого реактора 100 МВ·А, 220 кВ на подстанции “Чита” (МЭС Сибири);

2002 г. – изготовление управляемого реактора 180 МВ·А, 500 кВ для подстанции “Барановичи” (концерн “Белэнерго”).

Судя по оценке полученных результатов зарубежными и отечественными экспертами широкомасштабное применение управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов может стать одним из приоритетных направлений технического перевооружения высоковольтной сети 110–500 кВ. Общий суммарный эффект по сети в целом – это уменьшение потерь электроэнергии на 3–4% её выработки, повышение пропускной способности межсистемных связей на 30–50%, восстановление качества электроэнергии до уровня международных стандартов.

Более подробно эти и другие вопросы, касающиеся современного состояния разработок, производства и эксплуатации управляемых подмагничиванием реакторов, освещены в последующих статьях настоящего номера журнала.

Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для сети 35–500 кВ

БРЯНЦЕВ А.М., ДОЛГОПОЛОВ А.Г., ЕВДОКУНИН Г.А., ЛИПАТОВ Ю.А., ЛУРЬЕ А.И., МАКЛЕЦОВА Е.Е.

Разработана серия высоковольтных управляемых реакторов для электрической сети 35–500 кВ. Технические характеристики и экономические показатели устройств не имеют аналогов в мировом электромашиностроении. По конструкции, условиям и простоте эксплуатации управляемые реакторы сопоставимы с обычным трансформаторным и реакторным оборудованием, а по функциональным возможностям являются автоматически регулируемые электротехническими комплексами, на новом уровне решающими многие вопросы управления и оптимизации режимов работы электрических сетей.

A range of high voltage controllable reactors for 35–500 kV electric networks has been developed. Technical characteristics and economic features of devices are unique in worldwide manufacture of electrical machines. As regards the construction, maintenance and simplicity of maintenance, the controllable reactors are similar to conventional transformer and reactor units but as for functional potentials they are controllable electrical engineering complexes which solve many questions of control and optimization of electric network operation.

Группой предприятий (ОАО "Запорожтрансформатор", ОАО "Раменский электротехнический завод Энергия", ОАО "Электрические управляемые реакторы", ГУП "Всероссийский электротехнический институт им. В.И.Ленина") разработана серия высоковольтных управляемых реакторов для электрической сети 35–500 кВ. Анализ технических характеристик и функциональных возможностей новых устройств, проведенный специалистами энергокомпаний и электротехнических фирм России, Мексики, Китая, Бразилии, Индии и других стран, показал, что управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы представляют собой уникальный комплекс стабилизации напряжения, снижения потерь и повышения надежности эксплуатации в протяженных линиях электропередач и распределительных сетей. Стоимость такого проекта почти в 2 раза ниже, чем альтернативных вариантов, а срок окупаемости достигает 1,5–2 лет.

Применение управляемых реакторов особенно целесообразно в электрической сети с переменным графиком нагрузки взамен нерегулируемых или ступенчато регулируемых реакторов. Совместно с батареями конденсаторов управляемые реакторы выполняют функцию синхронных или статических тиристорных компенсаторов, а широкомасштабное применение управляемых реакторов – эффективный и экономичный путь оптимизации режимов электрической сети, повышения качества электроэнергии, улучшения условий эксплуатации и продления срока службы электрооборудования. Управляемые реакторы наиболее перспективны как средства поперечной компенсации в протяженных линиях вы-

сокого и сверхвысокого напряжения. Их использование позволяет:

- автоматизировать процесс стабилизации напряжения или одного из заданных параметров режима с одновременной разгрузкой коммутационного оборудования в схемах регулирования напряжения;

- повысить до 30% пропускную способность линий электропередач по допустимому уровню напряжений;

- снизить потери мощности в электрических сетях и повысить надежность их эксплуатации, в том числе и за счет резкого снижения числа срабатывания устройств РПН трансформаторов;

- повысить предел передаваемой мощности по условию статической и динамической устойчивости системы.

Производителями оборудования, входящего в состав управляемых реакторов, являются ОАО "Запорожтрансформатор" (фазы реакторов) и ОАО "Раменский электротехнический завод Энергия" (трансформатор-преобразователь, укомплектованный системой управления; нейтралер; устройство коррекции формы тока). Согласование технических условий на поставку, сопровождение производства, комплексные испытания на месте установки, гарантийное обслуживание выполняет специально организованный для этих целей научно-инженерный центр – ОАО "Электрические управляемые реакторы" (ОАО "ЭЛУР"). Партнерство предприятий, имеющих уникальный опыт по разработке, изготовлению и вводу в эксплуатацию различных типов управляемых реакторов, основано на многостороннем соглашении о сотрудничестве в этой области.

Созданию ОАО "ЭЛУР" предшествовала многолетняя научная деятельность специалистов ведущих научных и производственных организаций электротехнической отрасли стран СНГ и успешный опыт создания широкого ряда прототипов (изготовлено и введено в эксплуатацию более 50 реакторов различного типа). К числу наиболее заметных достижений можно отнести организацию производства серии управляемых дугогасящих реакторов типа РУОМ [1,2], имеющих устойчивый спрос на рынке, разработку, изготовление и ввод в эксплуатацию трехфазного управляемого реактора РТУ 25000/110 на ПС "Кудымкар" ОАО "Пермэнерго" [3,4]. В разработкой участниками соглашения серии высоковольтных управляемых шунтирующих реакторов на напряжение 35–500 кВ использованы лучшие технические и технологические достижения, отмеченные в 2002 г. дипломом Международного форума высоких технологий оборонного комплекса, оригинальные, защищенные патентами [5–8] решения. Интерес к управляемым реакторам проявлен как у нас в стране, так и за рубежом.

В состав оборудования управляемых реакторов серии РТУ входит электромагнитная часть или фазы реактора; трансформатор со встроенным полупроводниковым преобразователем; система управления, регулирования, защит и автоматики; устройство коррекции формы тока; заземляющий фильтр нулевой последовательности (нейтралер). Обобщенная электрическая схема управляемого реактора показана на рис.1.

Основным силовым элементом управляемого реактора является его электромагнитная часть или фазы 1. Фазы управляемого реактора представляют собой трехфазное электромагнитное устройство трансформаторного типа, размещенное в маслonaполненном баке. Исполнение для наружной установки. Климатические условия У1, УХЛ. Электромагнитная часть (фазы) реактора предназначена для потребления из электрической сети реактивной мощности. В зависимости от степени насыщения магнитной цепи фаз потребляемая мощность может изменяться в широких пределах. Степень насыщения магнитной цепи регулируется возбуждением в обмотке управления постоянного электрического тока. Чем больше ток в обмотке управления, тем большая реактивная мощность потребляется фазами.

Трансформатор со встроенным преобразователем 2 предназначен для регулирования значения постоянного тока в обмотке управления фаз 1, что осуществляется изменением значения

выпрямленного напряжения преобразователя. Трансформатор со встроенным преобразователем состоит из трехфазного двухобмоточного трансформатора, к низкой стороне которого подключается полупроводниковый преобразователь 2. Все устройство выполнено в виде единого изделия, расположенного в одном (или двух) маслonaполненных баках. Исполнение, так же, как и исполнение фаз, наружное для климатических условий У1, УХЛ. Номинальная мощность трансформатора со встроенным преобразователем не превышает 1% номинальной мощности реактора.

Система управления 3 предназначена для выработки командных сигналов преобразователю, от которых зависит значение выпрямленного напряжения, а значит, в конечном итоге и значение потребляемой мощности. Система управления, регулирования, защит и автоматики – электронное устройство, выполненное в виде моноблока. Исполнение для внутренней установки в отапливаемом помещении на расстоянии до 500 м от фаз реактора 1. Мощность, потребляемая системой управления, не превышает 1 кВт.

Устройство коррекции формы тока 4 и фильтр нулевой последовательности (нейтралер) 5 несут вспомогательную функцию. Устройство коррекции формы тока обеспечивает компенсацию основной гармоники тока реактора на холостом ходу и улучшение его формы в остальных режимах работы и представляет собой трехфазную батарею силовых конденсаторов, мощность которых составляет около 5% номинальной мощности реактора. Выполняется в виде моноблочной конструкции с воздушным охлаждением. Установка наружная, климатическое исполнение У1, УХЛ. Заземляющий фильтр нулевой последовательности предназначен для фиксации потенциала компенсационной обмотки относительно контура заземления подстанции и представляет собой трехфазный однообмоточный трансформатор со схемой соединения "равноплечий зигзаг". Размещен в маслonaполненном баке. Установка наружная, исполнение У1, УХЛ.

Разработанная серия состоит из реакторов четырех различных мощностей на два класса напряжения для каждой мощности (табл.1). Мощности и напряжения реакторов выбраны с учетом наибольшей перспективы их применения в электрической сети РАО "ЕЭС России" на основе результатов исследований ЭСП, ВНИИЭ, ЭНИН и запросов, поступающих от энергосистем и межсистемных объединений.

Под разработанную серию предприятиями-изготовителями подготовлено производство оборудования с номинальными параметрами, приведенными в табл. 2-4.

Для всех типоразмеров серии РТУ применяется один и тот же заземляющий фильтр нулевой последовательности ФМЗО-310/11-М-У1.

Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы серии РТУ в сборе включают в себя пять перечисленных устройств. В зависимости от точки подключения (шины, линии), объема выполняемых функций и технических параметров, требуемых в конкретной точке подключения, состав оборудования, номинальные параметры и схема их взаимного соединения могут меняться. Наряду с этим все реакторы серии РТУ независимо от комплектации отвечают минимальному набору основных технических тре-

бований, разработанных ведущими научно-исследовательскими и проектными институтами РАО "ЕЭС России". В технических требованиях учтены пожелания специалистов организаций, эксплуатирующих высоковольтные электрические сети. Технические требования отвечают не только рекомендациям организаций РАО "ЕЭС России", но и энергообъединений стран СНГ и дальнего зарубежья. В каждом из управляемых реакторов серии РТУ регулируется автоматически или с помощью оператора значение потребляемой мощности в диапазоне от 0,01 до 1,2 номинальной с неограниченным ресурсом возможных изменений; эквивалентная постоянная времени переходного процесса от одного установленного нормального режима к другому не превышает 2-3 с; действующее значение тока искажения, потребляемого из сети, во всем диапазоне регулирования не превышает 5% номинального тока основной гармоники.

Управляемые реакторы серии РТУ в то же время при незначительном изменении экономических показателей приобретают дополнительные технические возможности: гарантированную скорость плавного изменения мощности в форсированном режиме с эквивалентной постоянной времени 0,3-0,5 с; безинерционный, не

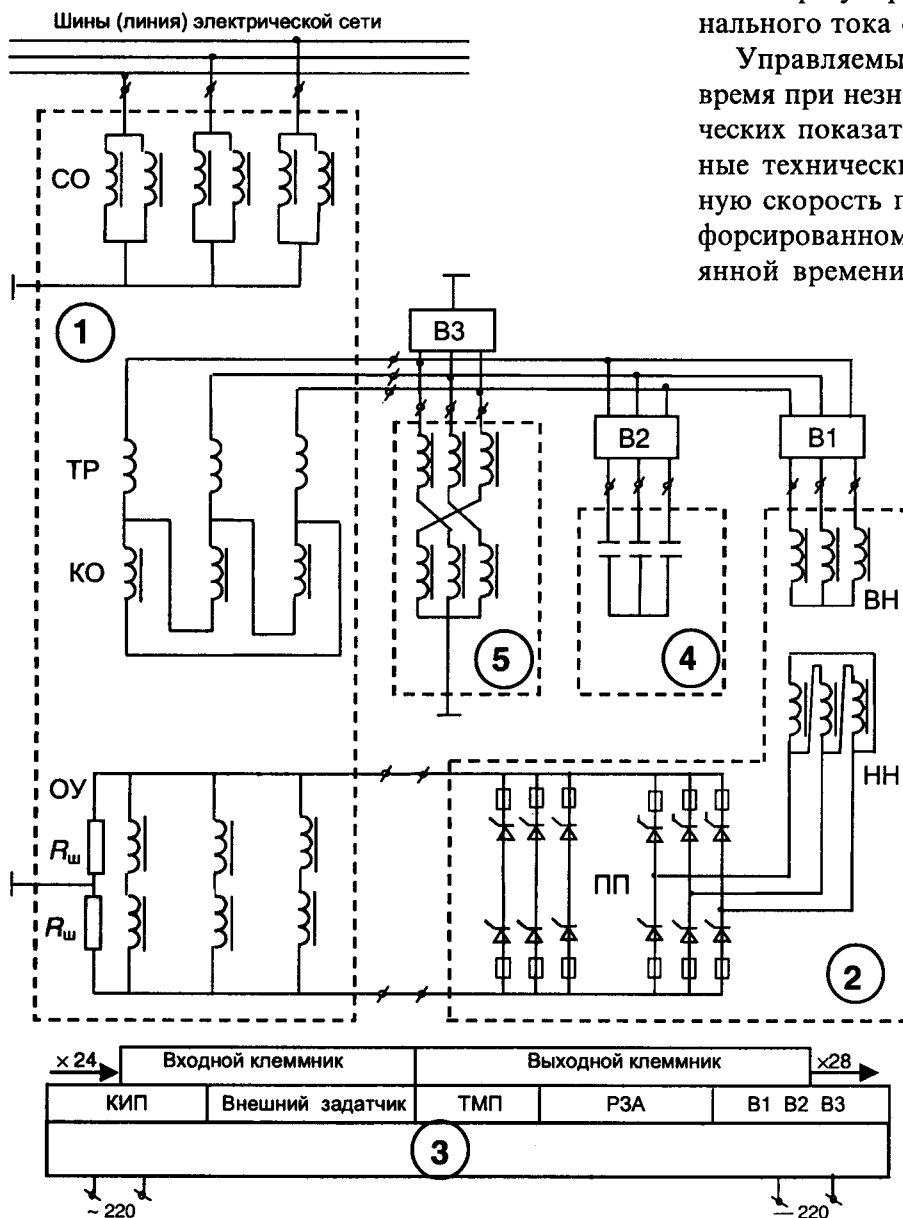


Рис.1. Обобщенная электрическая схема соединений управляемых реакторов серии РТУ:

1 - электромагнитная часть (фазы) РТДУ (СО - сетевая обмотка; КО - компенсационная обмотка; ОУ - обмотка управления); 2 - трансформатор со встроенным преобразователем (ТМП) (ВН, НН - обмотки трансформатора; В1, В2 - выключатели; ПП - полупроводниковый преобразователь); 3 - система управления, регулирования, защит и автоматики (СУРЗА) (КИП - контрольно-измерительные приборы; ВН - внешний задатчик сигнала рассогласования; В1, В2, В3 - вводы управления выключателей; РЗА - подстанционная релейная защита); 4 - устройство коррекции формы тока (УКФ); 5 - заземляющий фильтр нулевой последовательности, нейтралер (ФМЗО)

Таблица 1

Номинальные параметры управляемых реакторов серии РТУ

Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ	Ток, А
32000	38,5	480
32000	121	153
63000	121	301
63000	242	151
100000	242	239
100000	347	167
180000	347	300
180000	525	198

Таблица 2

Номинальные параметры электромагнитных частей (фаз) управляемых реакторов типа РТДУ

Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ, и ток, А, обмотки	
	СО/КО/ОУ	СО/КО/ОУ
32000	38,5/11/11	480/240/1250
32000	121/11/11	153/240/1250
63000	121/11/24	300/475/1250
63000	242/11/24	151/475/1250
100000	242/11/24	239/750/2000
100000	347/11/24	167/750/2000
180000	347/11/38,5	300/1350/2000
180000	525/11/38,5	198/1350/2000

Таблица 3

Номинальные параметры трансформатора с преобразователем типа ТМП

Мощность, кВ·А	Напряжение ВН/НН, кВ	Выпрямленные напряжение, В / ток, А
400	10/0,24	320/1250
630	10/0,38	500/1250
1000	10/0,38	500/2000
1600	10/0,66	800/2000

Таблица 4

Номинальные параметры устройства коррекции формы тока типа УКФ

Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ
1800	11
3000	11
4800	11
8400	11

более чем за 0,02 с, переход из любого текущего значения мощности в номинальный режим или режим ХХ; корректировку формы потребляемого тока с уменьшением тока искажения до 2 % номинального значения основной гармоники; сохранение работоспособности в несимметричном и неполнофазном режимах; отбор мощности на стороне низкого напряжения; гашение дуги в паузе ОАПВ.

Наряду с перечисленными основными техническими преимуществами реакторы серии РТУ обладают следующими экономическими: потери в реакторах и расход материалов на изготовление реакторов не превышают 1,5–2 кратного значений этих же показателей для обычных шунтирующих реакторов.

Основные функциональные возможности реакторов серии РТУ:

- компенсация избыточной зарядной мощности линий электропередач осуществляется реактором в автоматизированном режиме путем задания оператором в системе управления 3 требуемой уставки по индуктивности электромагнитной части реактора 1, в этом случае независимо от значения напряжения на реакторе трансформатор со встроенным преобразователем 2 будет выдавать ток управления, обеспечивающий требуемое значение индуктивности;

- стабилизация напряжения на шинах подстанции или линии осуществляется в автоматическом режиме путем плавного изменения потребляемой мощности электромагнитной частью реактора 1 в соответствии с сигналом рассогласования, вырабатываемым системой управления 3; потребляемый ток электромагнитной части реактора 1 изменяется в результате подмагничивания его магнитной системы постоянным током, вырабатываемым тиристорным преобразователем, встроенным в трансформатор 2; при увеличении напряжения сети на 0,5–5% заданного значения уставки потребляемая мощность реактора 1 плавно меняется от ХХ до номинальной мощности;

- управление режимом работы реактора производится с помощью системы управления СУРЗА; управляющее воздействие системы управления в нормальных симметричных режимах заключается в минимизации сигнала рассогласования между заданным параметром регулирования (напряжением или реактивной мощностью) и его фактическим значением; кроме основной функции система управления обеспечивает перевод реактора из режима автоматического управления в режим ручного управления и обратно; перевод реактора в режим резервного ручного управления; индикацию параметров режима, заданных уставок регулирования и состояния схемы; сигнализацию о перегрузках и повреждениях; контроль перегрузки по току с последующим автоматическим ограничением мощности реактора; защиту от внутренних повреждений в преобразователях и от КЗ в цепях обмотки управления и компенсационной обмотке; реализа-

цию управляющих воздействий от внешних устройств защиты и автоматики, предназначенных для защиты от КЗ, перегрузки и перенапряжений.

Эксплуатация управляемых реакторов сопровождается рядом характерных режимов. Поскольку при проектировании всей серии РТУ использовались общие технические и схемные решения, электромагнитные процессы, характеризующие каждый из реакторов серии, в качественном отношении схожи. Детальный расчет режимов и их графическая иллюстрация выполнена для обобщенной компьютерной модели реактора РТУ в относительных единицах. Воздействие управляемого реактора на режимы электрической сети осуществляется за счет изменения значения потребляемого им тока. Изменение потребляемого тока реактора вызывает соответствующее изменение напряжения в точке подключения и режима электропотребления в прилегающей сети. Зависимость изменения напряжения в точке подключения реактора в функции потребляемого им тока в нормальных симметричных режимах и является основной регулировочной характеристикой управляемого реактора. Степень снижения напряжения при переходах реактора от XX к номинальному режиму пропорциональна отношению мощности реактора к мощности КЗ сети.

Графическая иллюстрация характера изменения токов фаз реактора и напряжения фаз в точ-

ке подключения показана на рис.2. Изменение токов фаз реактора (I_a, I_b, I_c) происходит вследствие подмагничивания электромагнитной части током управления. При нулевом токе управления токи фаз реактора имеют емкостный характер и составляют около 3–4% номинального. Начальный емкостный ток фаз реактора обусловлен емкостным характером нагрузки устройства коррекции формы тока и зависит от его относительной мощности. По мере нарастания тока подмагничивания емкостная составляющая полностью компенсируется и основная гармоника реактивного тока в фазах реактора становится равной нулю. На графике этот момент зафиксирован как режим минимального потребления мощности или режим XX реактора. Далее ток реактора примерно за 0,5 с нарастает до номинального и при необходимости может даже превысить номинальный уровень (см. графики I_a, I_b, I_c). Увеличение тока реактора приводит к снижению напряжения в точке его подключения (см. график $U_{a,b,c}$).

Принципиальной особенностью работы управляемых подмагничиванием реакторов является использование нелинейных свойств стали и, как следствие, регулирование значения потребляемого тока сопровождается искажением его формы. В свою очередь это влияет на форму напряжения сети, что, в принципе, может наложить ограничения на возможности применения

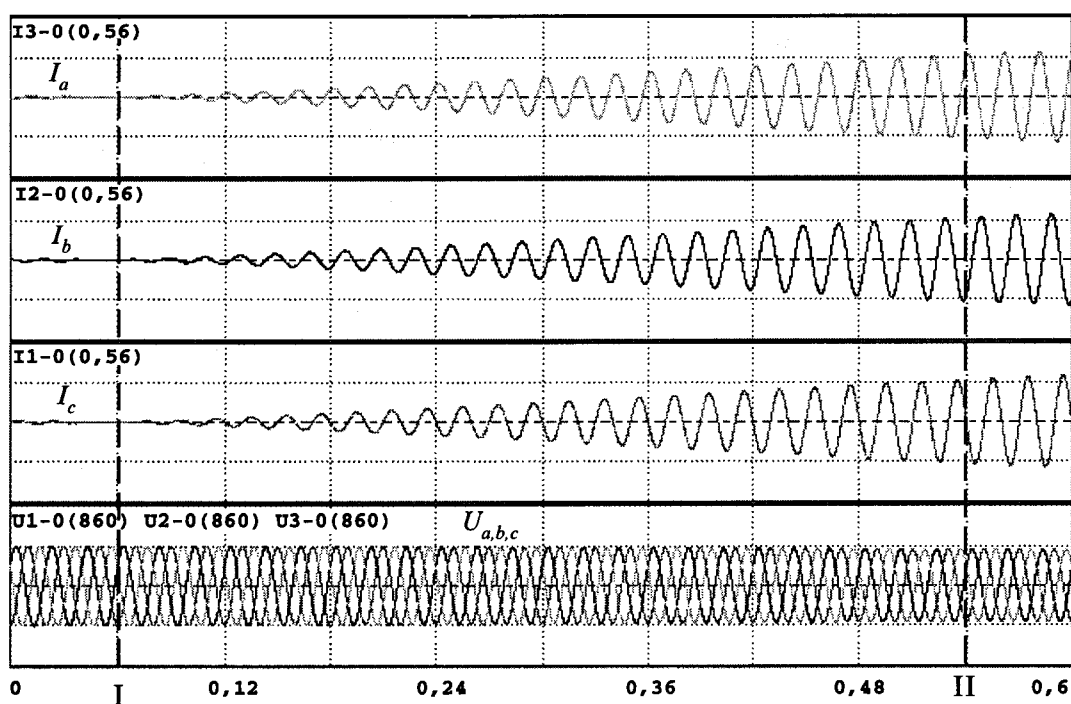


Рис.2. Основная регулировочная характеристика:

I – режим минимального потребления мощности или режим XX; II – номинальный режим

таких устройств. В управляемых подмагничиванием реакторах серии РТУ нелинейные искажения тока практически полностью локализуются в самом реакторе, не имеют выхода в электрическую сеть и не оказывают сколько-нибудь заметного влияния на форму напряжения. Таким образом, в нормальных симметричных режимах управляемый реактор в электрической сети ведет себя как линейная индуктивность с плавно регулируемым потреблением мощности и с возможностью установления любого необходимого значения в рамках диапазона регулирования.

При переходных процессах в нормальных симметричных режимах управление режимами осуществляется тремя типами воздействий:

1. Изменением углов регулирования преобразователя в интервале между номинальным углом α_n и углом ХХ α_{xx} :

$$\alpha_{xx} < \alpha < \alpha_n.$$

При этом управляемый реактор находится в стационарном состоянии или переходит от одного установившегося режима к другому за 5–10 с.

2. Установкой форсировочного α_ϕ или рас-

форсировочного угла регулирования $-\alpha_\phi$ преобразователя.

В этом случае из любого предыдущего состояния в течение 0,3–0,5 с УШР переходит в режим потребления номинальной мощности α_ϕ или мощности ХХ $-\alpha_\phi$.

3. Коммутацией выключателями компенсационной обмотки $\alpha_{к.о}$ (наброс мощности) или обмотки управления $\alpha_{о.у}$ (сброс мощности).

Здесь переход от одного установившегося режима к другому занимает не более 0,02 с.

Пример изменения токов в фазах реактора под влиянием этих трех типов управляющих воздействий приведен на рис.3.

Из графиков рис.3 видно, что реакторы серии РТУ в динамическом отношении представляют собой устройства с широким диапазоном динамических возможностей, в которых переход от одного из установившихся состояний к другому может происходить с эквивалентными постоянными времени от 2–3 до 0,01 с.

При подключении реактора серии РТУ к сети высокого напряжения в фазах сетевой обмотки сразу возникают токи, близкие по значению к

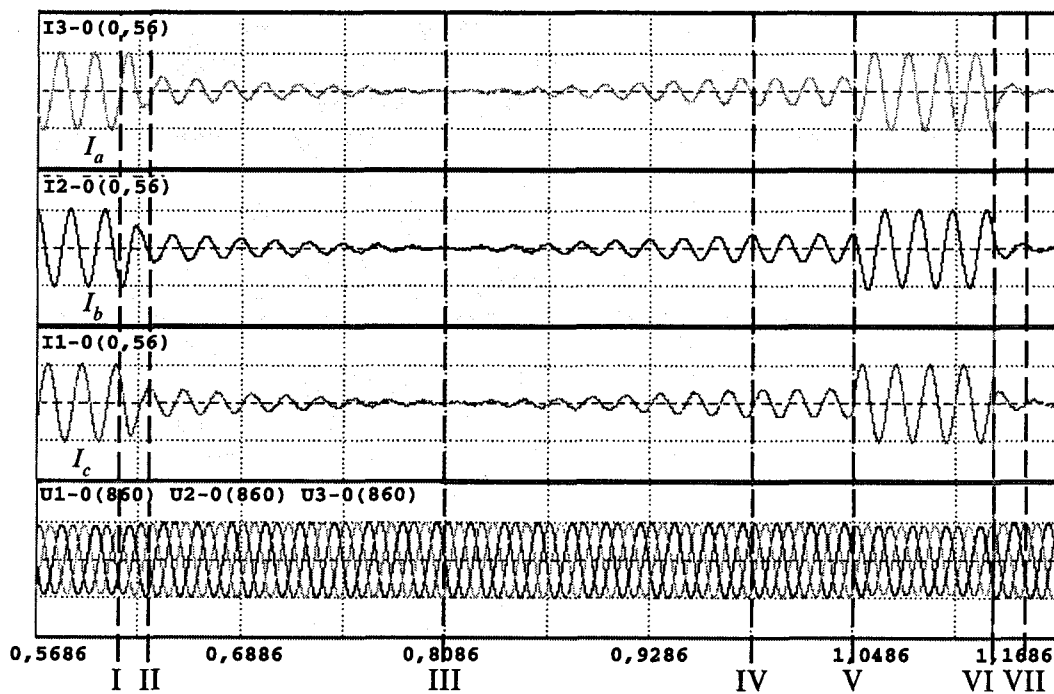


Рис.3. Переходные процессы в нормальных симметричных режимах:

0–I – установившийся номинальный режим ($\alpha = \alpha_n$); I–II – сброс мощности УШР путем коммутации обмотки управления ($\alpha_{о.у}$) со 100 до примерно 50% за 0,01 с; II–III – плавное снижение мощности реактора с 50% до ХХ за 0,02 с с расфорсировкой преобразователя ($-\alpha_\phi$); III–IV – набор мощности реактора с ХХ до 50% форсировкой преобразователя (α_ϕ); IV–V – стационарное состояние в режиме 50% мощности $\alpha_{xx} < \alpha < \alpha_n$; V–VI – кратковременный наброс мощности реактора с 50 до 100 % за 0,01 с путем коммутации компенсационной обмотки ($\alpha_{к.о}$); VI–VII – сброс мощности со 100% до ХХ за 0,02 с путем коммутации обмотки управления ($\alpha_{о.у}$); VII и далее – стационарное состояние в режиме ХХ ($\alpha = \alpha_{xx}$)

номинальному (рис.4). Кроме основной гармоники в токах имеются затухающие аperiodические составляющие. Наличие аperiodических составляющих не мешает процессу регулирования основной гармоники тока в фазах сразу же после подключения реактора к сети.

При потере напряжения со стороны сети 50 Гц ток в фазах реактора фиксируется на тех мгновенных значениях, которые были в момент потери напряжения (рис.5). Когда напряжение восстанавливается, в фазах реактора вновь возникают токи, близкие к номинальным с последующим затуханием до исходного состояния. Все происходит параметрически, никаких схемных изменений и воздействий со стороны обмотки управления не происходит.

Для реакторов серии РТУ относительная мощность компенсационной обмотки составляет 25–30% мощности сетевой обмотки. Компенсационная обмотка загружена высшими нечетными гармониками, в основном третьей. На ХХ потребляемая ею мощность незначительна. При половинной мощности реактора потребляемая мощность компенсационной обмотки возрастает примерно до 15%, а при номинальной нагрузке реактора – падает до 2–2,5%. Несовпадение максимума тока компенсационной обмотки (половинная мощность реактора) с максимумом общей загрузки (номинальный режим) позволяет, исходя из допустимого теплового режима,

догрузить компенсационную обмотку полезной нагрузкой произвольного характера, в том числе и емкостной – не менее, чем на 20–25% в любом из длительных установившихся режимов. В принципе, существует возможность модификаций конструкции фаз для увеличения мощности компенсационной обмотки. В этом случае отбор мощности можно увеличить вплоть до 100%.

На управляемые реакторы рассматриваемой в настоящей статье серии заключены контракты и подготовлен ряд технико-коммерческих предложений. Предложенные устройства характеризуются следующими основными данными: удельная стоимость 8–12 долл.США/кВ·А; удельные номинальные потери 4–7 Вт/кВ·А. По данным проектных организаций РАО "ЕЭС России" и электроэнергетических компаний других стран при таких технико-экономических показателях до трети всех установленных шунтирующих реакторов целесообразно заменить на управляемые подмагничиванием реакторы, рассматриваемые в статье. Наглядным примером эффективности применения управляемых реакторов этой серии являются результаты эксплуатации РТУ-25000/110 на подстанции "Кудымкар". За счет установки реактора колебания напряжения в точке подключения ограничены $\pm 1,5\%$ напряжения уставки, при одновременном сокращении числа коммутаций БСК и РПН трансформаторов примерно в 100 раз; в часы

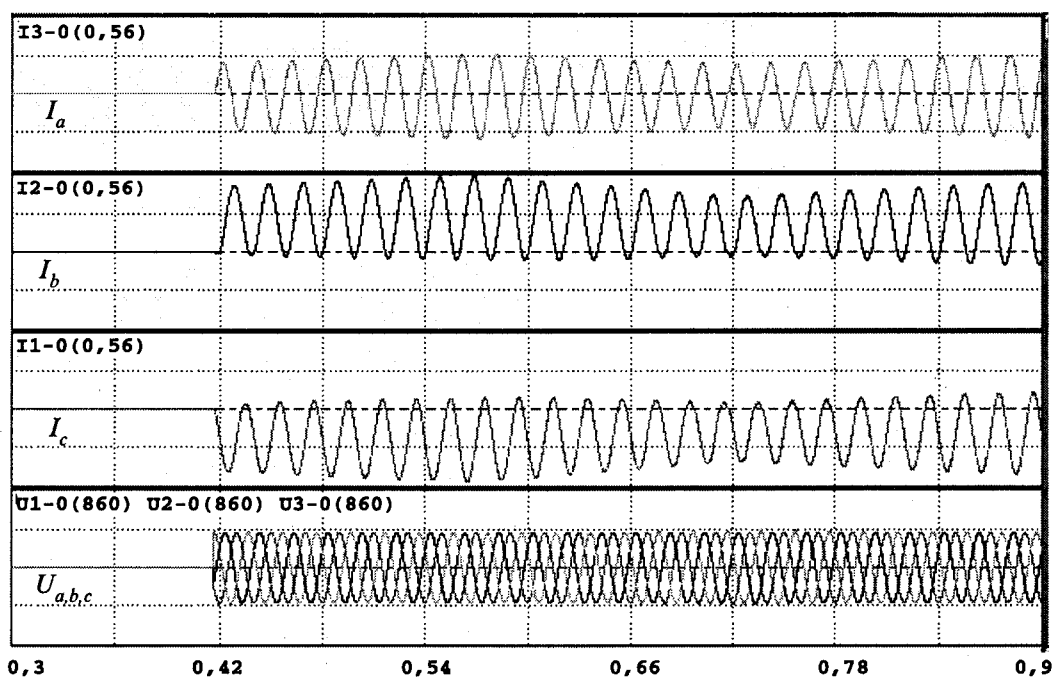


Рис.4. Подключение реактора к электрической сети высокого напряжения

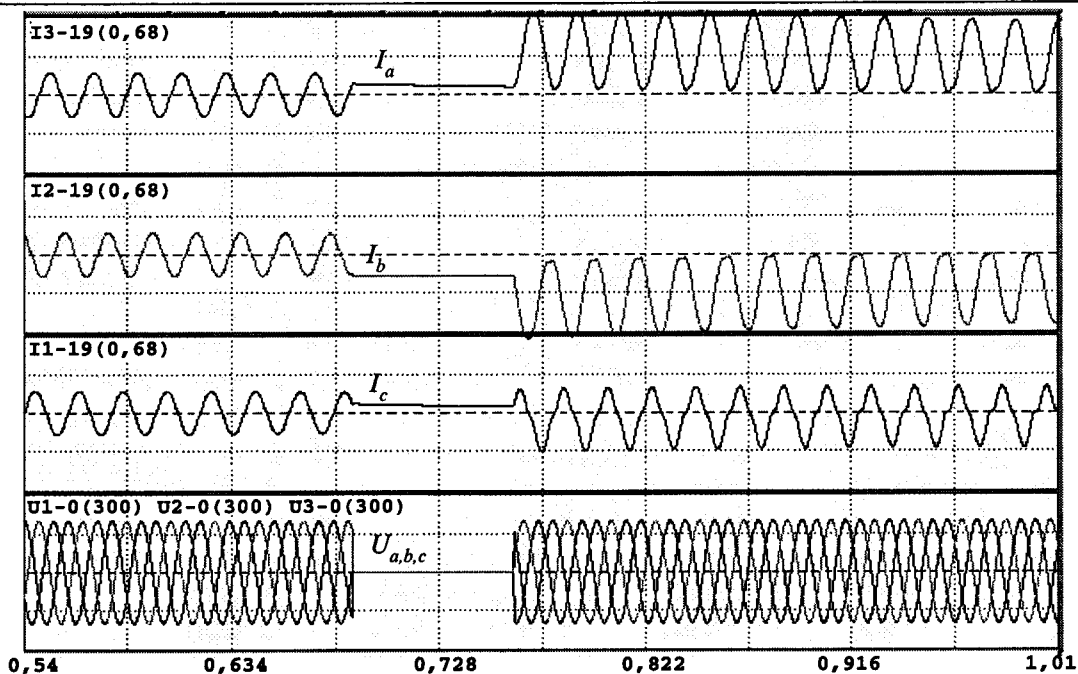


Рис.5. Переходные процессы в УШР при кратковременной потере напряжения со стороны сетевой обмотки

максимума графика нагрузки потери энергии в прилегающей сети снижены на 2,0 МВт, что обеспечивает окупаемость реактора менее, чем за три года; обеспечено бесперебойное электропитание потребителей Коми-Пермяцкого автономного округа, что позволило отнести строительство линии 220 кВ на север Пермской области на 10–15 лет.

Список литературы

1. Брянец А.М., Базылев Б.И., Долгополов А.Г. и др. Автоматически регулируемые дугогасящие реакторы серии РУОМ. Перспективные направления в развитии энергетики и электротехнического оборудования// Сб.докл. V симпозиума "Электротехника 2010 год". М.: ВЭИ-ТРАВЭК, 1999. С.104–106.
2. Брянец А.М., Базылев Б.И., Долгополов А.Г. и др. Управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ//Электричество. 2000. № 7. С.59–68.
3. Брянец А.М., Долгополов А.Г., Долгополов С.Г. и др. Результаты внедрения и промышленной эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора 110 кВ мощностью 25000 кВ·А в Пермэнерго//Сб.докл. VI международного симпозиума "Перспективные направления в развитии энергетики и электротехнического оборудования". М.: ВЭИ-ТРАВЭК, 2000. Т.2.
4. Авдонин А.Г., Брянец А.М., Базылев Б.И. и др. Трехфазный управляемый подмагничиванием шунтирующий реактор РТУ-25000/110. Перспективные направления в развитии энергетики и электротехнического оборудования// Сб.докл V симпозиума "Электротехника 2010 год". М.: ВЭИ-ТРАВЭК, 1999. С. 102–104.
5. Пат. 1164795 СССР. Электроиндукционное устройство / А.М.Брянец. 1985.

6. Пат. №2124259 РФ. Способ защиты управляемого реактора от внутренних коротких замыканий / А.М.Брянец, А.Г.Долгополов. 1998.
7. Пат. № 2132581 РФ. Электрический управляемый подмагничиванием трехфазный реактор / А.М.Брянец, М.А.Бики, А.И.Лурье и др. 1998.
8. Пат. №2130677 РФ. Способ автоматической настройки дугогасящего реактора и устройство для его осуществления / А.М.Брянец, А.Г.Долгополов. 1997.

Брянец Александр Михайлович – генеральный директор ОАО "Электрические управляемые реакторы", доктор технических наук, профессор, академик АЭН РФ. Окончил энергетический факультет Казахского политехнического института в 1973 г. Защитил диссертацию по теме "Магнитно-вентильные управляемые реакторы с предельным насыщением магнитной цепи" в 1992 г.

Долгополов Андрей Геннадьевич – директор НИЦ "Регулируемые электротехнические комплексы" ГУП "Всероссийский электротехнический институт имени В.И. Ленина", доктор технических наук, доктор электротехники АЭН РФ. Окончил МЭФ Новосибирского электротехнического института в 1973 г. Защитил диссертацию по теме "Управляемые дугогасящие и шунтирующие реакторы с предельным насыщением магнитной цепи для электрических сетей высокого напряжения" в 2000 г.

Липатов Юрий Александрович – заместитель председателя комитета по энергетике, транспорту и связи Государственной Думы РФ, кандидат экономических наук. Окончил факультет авиаприборостроения Московского авиационно-технологического института в 1976 г. Защитил диссертацию по теме "Управление технологическим освоением производства наукоёмкой продукции в промышленных организациях с акционерной формой собственности" в 2000 г.

Евдокунин Георгий Анатольевич – профессор С.-Петербургского ГТУ, доктор технических наук, чл.-кор. АЭН РФ. Окончил электромеханический факультет Ленинградского политехнического института в 1968 г. Защитил диссертацию по теме "Электромагнитные переходные процессы в линиях электропередач повышенной натуральной мощности" в 1984 г.

Лурье Александр Иосифович – ведущий научный сотрудник ГУП "Всероссийский электротехнический институт им. В.И. Ленина", кандидат технических наук. Окончил электромеханический факультет МЭИ в 1958 г. Защитил диссертацию по теме "Исследование и

применение математического моделирования магнитных полей рассеяния трансформаторов и реакторов на электропроводящей бумаге" в 1965 г.

Маклецова Елена Евгеньевна – заместитель генерального директора по общим вопросам ОАО "Электрические управляемые реакторы", кандидат физико-математических наук, доцент. Окончила физический факультет Казахского государственного университета в 1968 г. Защитила диссертацию по теме "Исследование зависимости термодиффузионного разделения бинарных смесей газов от температуры и концентрации" в 1973 г.

К вопросу об эффективности применения управляемых шунтирующих реакторов большой мощности

ПЕКЕЛИС В. Г., канд. техн. наук, ЧАШКИНА С.Ю., инж.

РУП "Белэнергосетьпроект"

Обоснована целесообразность установки управляемых шунтирующих реакторов (УШР) большой мощности для нормализации уровней напряжения в сетях 330–500 кВ в режимах минимальной нагрузки. Указаны основные источники получения экономического эффекта от установки УШР. Описана предложенная автором специальная методика оптимального размещения ограниченного числа реакторов в сети энергосистемы для поглощения избыточной РМ.

Expediency basis for installation of large power regulating shunt reactors (RSR) to stabilize voltage level in electric grids (330–500 kV) at minimum load condition. The main sources of economical efficiency of RSR are described in the article. The author has described the principles of RSRs optimal location in the electric grid when the number of RSRs are limited in order to absorb superfluous reactive power.

Как известно, назначением шунтирующих реакторов (ШР) является поглощение избыточной реактивной мощности (РМ) с целью нормализации уровней напряжения. Применение управляемых шунтирующих реакторов (УШР), разработка которых успешно завершена в последние годы и доведена до стадии промышленного внедрения [1], открывает принципиально новые возможности. Посредством УШР можно не просто вводить напряжение в питающих сетях энергосистемы в допустимые пределы, а управлять его уровнем по любому заданному закону. В Белорусской энергосистеме в последние несколько лет выполнен комплекс научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ, позволивший определить условия эффективно-

го применения ШР и УШР. В результате их выполнения в энергосистеме намечена установка четырех ШР (два из них неуправляемых и два управляемых) напряжением 330 кВ мощностью по 180 Мвар каждый, два из которых (оба неуправляемых) уже изготовлены и находятся в стадии монтажа. Решение о необходимости применения столь дорогостоящего оборудования, как являются шунтирующие реакторы, в особенности управляемые, было принято на основе тщательных технико-экономических обоснований. В настоящее время при отсутствии ШР в целях нормализации уровней напряжения в минимальных нагрузочных режимах энергосистема вынуждена применять ряд неэкономичных эксплуатационных мероприятий, приводящих к

большим дополнительным потерям энергии. Это отключение части линий 330 кВ для уменьшения зарядной мощности, массовое отключение конденсаторных батарей у потребителей, использование синхронных компенсаторов и генераторов в режиме потребления избыточной реактивной мощности и некоторые другие.

Как показал проведенный экономический анализ, дополнительные потери энергии столь велики, что установка ШПР, несмотря на их высокую стоимость, окупается менее чем за 5 лет. К большим убыткам для энергосистемы приводят повышенные уровни напряжения в распределительных сетях, поскольку повышение напряжения на зажимах электроприемников сверх номинального значения приводит к бесполезному потреблению электроэнергии. В Белорусской энергосистеме, как и во многих других энергосистемах бывшего Советского Союза, проблема устранения избытков РМ, возникающих в режимах минимальной нагрузки, существует в течение ряда лет.

Основной причиной их возникновения является превышение зарядной мощности линий 330 кВ над потерями реактивной мощности в них. Наличие избыточной реактивной мощности в сети 330 кВ приводит к недопустимым повышениям уровней напряжения, опасным для изоляции линий. Существует два принципиально разных способа устранения избытков РМ: отключение оборудования, генерирующего РМ в режимах минимальной нагрузки, и поглощение избыточной РМ синхронными машинами (СМ) или шунтирующими реакторами. Как известно, нерегулируемыми источниками РМ являются линии электропередачи (ЛЭП) и неотключаемые шунтовые конденсаторные батареи (ШКБ), причем эти источники обладают отрицательным регулирующим эффектом, выражающимся в увеличении их мощности при повышении напряжения. В свою очередь, поскольку в энергосистеме на сегодняшний день установлено только два ШПР мощностью по 330 Мвар, напряжением 750 кВ, то поглощение избытков РМ осуществляется в значительной мере СМ, в частности синхронными генераторами (СГ) и синхронными компенсаторами (СК). Отключение линий и ШКБ приводит к большим дополнительным потерям электроэнергии. В свою очередь поглощение избыточной реактивной мощности СГ и особенно СК также связано со значительными дополнительными потерями. Кроме того, использование СГ в режиме потребления РМ (недовозбуждения) приводит к снижению устойчи-

вости их работы и ускоренному износу машин из-за перегрева крайних пакетов активной стали или конструктивных элементов генераторов, вызванного значительным возрастанием результирующих магнитных полей в зонах лобовых частей обмотки статора в режиме недовозбуждения. Это означает, что применяемые в настоящее время способы и средства устранения избыточной РМ или ее поглощения недостаточно эффективны и должны быть в ближайшем будущем заменены более современными и эффективными средствами, которыми, в частности, являются шунтирующие реакторы 330 кВ, особенно управляемые.

В последнее время в ряде российских энергосистем для поглощения избыточной РМ начинают применяться, так называемые асинхронизированные турбогенераторы (АТГ) производства АО "Электросила", которые отдельными специалистами [2] рассматриваются в качестве альтернативы ШПР, в том числе и управляемых. Вопрос об области эффективного применения АТГ очень важен и заслуживает внимательного рассмотрения. Дело в том, что при переводе обычных синхронных генераторов в режимы потребления РМ запасы их устойчивости резко снижаются. При больших возмущениях, имеющих место в аварийных ситуациях, в принципе, возможно выпадение СГ из синхронизма, хотя за долгие годы массового использования СГ в режимах недовозбуждения в Белорусской энергосистеме таких случаев не было. Возможность выпадения СГ из синхронизма объясняется недостаточным быстродействием системы возбуждения обычных генераторов для обеспечения динамической устойчивости, так как инерция ротора препятствует быстрому регулированию.

Из-за опасности нарушения устойчивости работы СГ соответствующие службы энергосистем и электростанций, отвечающие за режимы эксплуатации турбогенераторов, резко сужают область допустимых режимов с потреблением реактивной мощности, иногда даже исключая их полностью.

Асинхронизированные турбогенераторы лишены этого недостатка. Высокая интенсивность водяного охлаждения позволила разместить на роторе две обмотки возбуждения, питаемые от индивидуальных источников и управляемые общим автоматическим регулятором. Это дает возможность с высокой скоростью управлять поворотом и даже вращением результирующего вектора магнитного поля относительно ротора. В результате, необходимый запас статической и

динамической устойчивости таких генераторов обеспечивается практически во всех режимах, допустимых по условиям нагрева.

Установка асинхронизированных турбогенераторов позволяет существенно повысить статическую и динамическую устойчивость энергосистемы в целом, улучшить качество вырабатываемой электроэнергии, исключить или резко ограничить режимы работы с недо возбуждением синхронных генераторов, работающих параллельно с АТГ.

Турбоагрегаты с асинхронизированными генераторами обладают повышенным уровнем надежности и коэффициента готовности к приему реактивной мощности ввиду возможности работы с питанием только одной из обмоток возбуждения ротора, а также в неуправляемом асинхронном режиме при замыкании обмоток возбуждения накоротко. При этом без останова генератора могут выполняться профилактические или ремонтные работы в системе возбуждения.

Очень важно, что различие в стоимостях синхронных и асинхронизированных генераторов одинаковой номинальной мощности сравнительно невелико.

Но при всех достоинствах АТГ ШР имеют перед ними одно принципиальное преимущество. В отличие от АТГ они могут быть установлены не только на электростанциях (вновь строящихся, расширяемых или реконструируемых), но и в том месте электрической сети, где их установка оказывается наиболее эффективной по двум критериям: нормализации уровней напряжения в контрольных точках сети и снижения потерь энергии. Это очень важный аспект проблемы, поскольку при установке "поглотителя" РМ в различных местах потери активной мощности и энергии могут значительно отличаться. При этом разница в денежном выражении может быть соизмерима со стоимостями и генераторов, и реакторов. Из этого следует, что установка АТГ на отдельных электростанциях отнюдь не исключает установки ШР, особенно управляемых, в электрических сетях, т.е. непосредственно в местах образования избыточной РМ с возможностью ее поглощения без промежуточной трансформации, что очень важно. Исходя из этого, применение мощных шунтирующих реакторов напряжением 330 кВ для поглощения избыточной РМ в сетях указанного напряжения для Белорусской энергосистемы оказалось безальтернативным. Принятое к установке количество ШР, равное 4, является минимально возможным, и определено исключительно из

соображений экономии денежных средств. Проблема заключалась в том, какие именно реакторы принять к установке и как их оптимально разместить.

Соотношение между потерями РМ в линиях и их зарядной мощностью меняется в течение суток и по сезонам года. Естественно, что при этом доля избыточной РМ, подлежащая поглощению, не остается постоянной, а также меняется. Если при таких условиях мощность реактора остается постоянной, то происходит неоправданное снижение уровня напряжения и увеличение потерь мощности в сетях. Следовательно, неуправляемый реактор подлежит отключению. Заметим, что выбор наиболее подходящего момента его отключения задача далеко не простая. Каждое отключение ШР сопровождается тяжелыми коммутационными процессами, опасными как для выключателя, так и для самого реактора. Установка ограничителей перенапряжений (ОПН) не решает всех проблем, поскольку частотный спектр коммутационных перенапряжений весьма широк, а ОПН не является абсолютно безынерционным элементом. Для обеспечения текущего баланса РМ и отказа от режимных коммутаций реактора, последний должен быть управляемым, т.е. должна быть предусмотрена возможность регулирования его мощности, причем в достаточно широком диапазоне.

В конце 80-х годов за рубежом достаточно широкое распространение получили статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СКРМ) различного схемного исполнения [3]. В простейшем варианте СКРМ представлял собой параллельно включенные нерегулируемую конденсаторную батарею (НКБ) и трехфазный линейный реактор с тиристорным управлением. Тиристорное управление индуктивными элементами, причем на высоком напряжении, оказалось сложным, дорогостоящим и малонадежным техническим решением. Кроме того, в энергосистемах с преимущественным избытком РМ установка НКБ в принципе не имеет смысла. В силу указанных причин в энергосистемах Советского Союза, а после его распада в странах СНГ классические СКРМ не нашли практического применения, тем более, что в условиях спада нагрузок нужны были только поглотители избыточной РМ, т.е. шунтирующие реакторы.

Проведенный анализ показал, что ведущие западноевропейские фирмы: АВВ, "Alstom", "Siemens" могут изготовить управляемые шунтирующие реакторы только со ступенчатым регулированием мощности в диапазоне от номи-

нальной до 55–45% за счет применения встроенных устройств РПН. Такое управление нельзя признать оптимальным, во-первых, потому, что устройства РПН приходится использовать в очень интенсивном режиме, что приводит к их ускоренному износу и чревато аварийными повреждениями, а во-вторых, потому, что регулирование мощности реактора в диапазоне 55–45% в большинстве случаев оказывается недостаточным. Вместе с тем, выполнить ступенчатое регулирование мощности в более широком диапазоне (посредством РПН) не представляется возможным, поскольку ответвления приходится делать практически от всей обмотки. Поэтому разработка и освоение производства управляемых подмагничиванием (плавно регулируемых) шунтирующих реакторов открыли принципиально новые возможности для управления режимами энергосистем по напряжению и РМ. Для выбора мест установки реакторов в энергосистеме потребовалась разработка специальной методики.

Суть ее сводится к следующему. Установка ШР считается принципиально возможной на всех без исключения подстанциях 330 кВ, число которых в энергосистеме, включая станционные ОРУ-330 кВ, в ближайшие годы достигнет 30 единиц. Очевидно, что даже если априори ограничить число устанавливаемых реакторов четырьмя единицами мощностью по 180 Мвар каждый¹, число возможных сочетаний по 4 из 30 потенциальных узлов установки будет огромно. Следовательно, о простом, неупорядоченном переборе вариантов не может быть и речи. Для того, чтобы синтезировать критерий выбора наиболее эффективных точек установки реакторов, было проанализировано их влияние на два важнейших режимных показателя работы энергосистемы. Такими показателями, как известно, являются уровни напряжения в разных точках сети до и после установки реакторов, а также абсолютные и относительные снижения потерь в сети. Расчеты проводятся для наиболее тяжелого минимального режима, в котором уровни напряжения в контрольных точках сети достигают наибольших возможных значений. Очевидно, что в указанном режиме мощность реакторов должна быть максимальной. Исходя из этого, при выполнении сопоставительных расчетов мощность ШР для всех узлов сети принималась одинаковой, равной номинальному значению мощности реактора.

¹ Такое решение принято исходя из ограниченных финансовых возможностей.

Одиночная установка ШР мощностью 180 Мвар на разных подстанциях оказывает разное влияние на средний уровень напряжения в узлах 330 кВ энергосистемы и уровень суммарных потерь в сетях. Очевидно, что при установке ШР указанной мощности на любой подстанции уровень напряжения снижается как на ней (в наибольшей мере), так и на остальных ПС. Поэтому среднее снижение уровня напряжения можно считать главным показателем технической эффективности установки реакторов. Другим не менее важным показателем является снижение потерь мощности в сетях. Заметим, что в отличие от напряжения потери мощности при установке единичного ШР могут как снижаться, так и возрастать. С учетом сказанного, частными показателями технической эффективности установки реакторов являются среднее абсолютное $\delta U_{\text{ср}}$ и среднее относительное $\delta U_{\text{ср}*}$ снижение напряжений и, соответственно, абсолютное δP_{Σ} и относительное $\delta P_{\Sigma*}$ снижение суммарных потерь мощности. Эти показатели определены путем проведения многовариантных расчетов с поочередной установкой реакторов на разных подстанциях. Наряду с указанными частными показателями, для комплексной оценки технико-экономической эффективности предлагающей показатель эффективности $\Pi_{\text{эф.рез}}$ определяемый по формуле:

$$\Pi_{\text{эф.рез}} = \delta U_{\text{ср}*} \delta P_{\Sigma*}.$$

По значению этого показателя можно судить о сравнительной эффективности установки ШР в разных точках сети (на разных подстанциях). В таблице приведены указанные показатели для всех объектов Белорусской энергосистемы, включая электростанции, имеющие шины 330 кВ. Необходимо отметить, что если установка ШР оказывает однозначное влияние на средний уровень напряжения (он всегда снижается), то, как отмечалось выше, влияние установки реакторов на уровень потерь может быть двояким. Они могут, как снижаться (благоприятное влияние), так и возрастать (неблагоприятное). Очевидно, что сравнение и ранжировка подстанций по $\Pi_{\text{эф.рез}}$ имеет смысл только в тех случаях, когда $\delta P_{\Sigma*}$ положительно.

В таблице указаны значения частных и результирующего показателей эффективности установки ШР-330 кВ (начальные потери 35,232 МВт). Объекты расположены в порядке убывания значений $\Pi_{\text{эф.рез}}$. Как видно из таблицы, $\Pi_{\text{эф.рез}}$ имеет положительные значения лишь для 12 из 30 рассмотренных объектов. Конкретные места установки реакторов выбирались сре-

ди тех объектов, для которых $P_{\text{эф.рез}} > 0$. При этом наряду со значением $P_{\text{эф.рез}}$ учитывались и другие факторы, в частности, срок ввода подстанции в эксплуатацию, наличие места для установки реактора и возможность притока в него РМ из соседних энергосистем, в частности, из стран Балтии.

Учитывая то, что в современных экономических условиях ограниченные финансовые воз-

можности характерны для всех энергосистем постсоветского пространства, постановка задачи о выборе оптимального варианта размещения ограниченного числа ШР является вполне правомерной и, по-видимому, представляет интерес для любой энергосистемы, где имеются избытки РМ в режимах минимальной нагрузки. В перспективе за счет совершенствования кон-

№ узла в схеме	Название подстанции или электростанции	Напряжение до установки ШР, кВ	Потери в сети, МВт	Абсолютное и относительное снижение суммарных потерь,		Среднее абсолютное и относительное снижение напряжения,		Показатель эффективности $P_{\text{эф}}$
				МВт	%	кВ	%	
705	Россь 330	361,2	34,517	0,715	2,03	6,62	1,84	3,743
701	Гродно 330	359,0	34,500	0,732	2,08	5,30	1,48	3,070
642	Баранов. 330	360,9	34,802	0,43	1,22	6,84	1,91	2,328
318	Мирадино 330	362,2	34,879	0,353	1,00	6,65	1,86	1,859
409	Жлобин 330	361,4	34,973	0,259	0,74	6,74	1,88	1,381
428	ГСМ 330	358,9	34,900	0,332	0,94	5,21	1,45	1,370
710	Лида 330	361,7	35,047	0,185	0,53	5,90	1,65	0,864
429	Жлобин–Западная 330	361,4	35,088	0,144	0,41	6,93	1,93	0,790
401	Гомель 330	355,6	35,054	0,178	0,51	4,52	1,26	0,637
430	БМЗ	361,3	35,158	0,074	0,21	6,95	1,94	0,407
292	Белорусская	357,2	35,166	0,066	0,19	5,74	1,60	0,300
201	Молод. 330	359,4	35,196	0,036	0,10	5,60	1,56	0,160
720	Сморгонь 330	360,0	35,329	-0,097	-0,28	4,93	1,37	-0,379
310	Кричев 330	354,8	35,484	-0,252	-0,72	2,75	0,77	-0,548
293	Калийная 330	359,9	35,379	-0,147	-0,42	6,24	1,74	-0,726
340	Могилев–Сев. 330	359,7	35,801	-0,569	-1,62	1,94	0,54	-0,872
460	Мозырь 330	364,6	35,416	-0,184	-0,52	6,24	1,74	-0,909
290	Слуцк 330	357,0	35,525	-0,293	-0,83	6,58	1,83	-1,525
303	Могилев 330	360,1	35,495	-0,263	-0,75	7,47	2,08	-1,555
505	Полоцк 330	357,9	35,849	-0,617	-1,75	5,12	1,43	-2,499
101	Минск–Северная 330	356,6	35,943	-0,711	-2,02	6,64	1,85	-3,738
516	Витебск 330	355,7	36,212	-0,98	-2,78	5,40	1,50	-4,186
91	Минск ТЭЦ–4	355,0	36,137	-0,905	-2,57	6,68	1,86	-4,783
102	Колядичи 330	355,3	36,237	-1,005	-2,85	6,56	1,83	-5,214
103	Минск–Восточная 330	357,0	36,225	-0,993	-2,82	6,72	1,88	-5,285
142	ТЭЦ–5 ш330	354,8	36,383	-1,151	-3,27	5,94	1,66	-5,411
598	Микашевичи 330	366,0	36,269	-1,037	-2,94	6,66	1,86	-5,463
503	Луком. ГРЭС	355,7	36,311	-1,079	-3,06	6,91	1,93	-5,897
518	Орша 330	359,2	36,254	-1,022	-2,90	7,42	2,07	-5,998
171	Борисов 330	357,2	36,470	-1,238	-3,51	6,93	1,93	-6,788

струкции и технологии изготовления УШР можно ожидать значительного улучшения их массогабаритных показателей и, соответственно, снижения стоимости. Это позволит значительно расширить область эффективного применения УШР большой мощности, в частности, устанавливать их на отдельных ЛЭП 330-500 кВ, по которым протекают большие потоки РМ, добываясь за счет этого значительного снижения потерь от передачи РМ. Как показывают расчеты, в ряде случаев это само по себе может окупить установку УШР в приемлемые сроки, особенно с учетом предстоящего увеличения цен на топливо и соответствующего повышения стоимости потерь электроэнергии.

Важным самостоятельным вопросом является выбор оптимального закона регулирования мощности реактора. Простейшим для реализации и наиболее естественным законом регулирования мощности реактора является стабилизация напряжения в точке его подключения. При переходе от минимальных режимов к максимальным избытки реактивной мощности резко уменьшаются. При этом напряжение на шинах подстанции будет понижаться, оставаясь в допустимых пределах. В таких режимах мощность,

потребляемую ШР, целесообразно уменьшать, чтобы снизить потери от передачи РМ по сети и в самом реакторе. В режиме, когда потери на корону относительно малы (при хорошей погоде), напряжение в точке подключения ШР целесообразно поддерживать на максимальном допустимом уровне. При этом мощность, потребляемая ШР, будет минимально возможной и, соответственно, потери от передачи РМ к реактору будут минимальными. Т.е. требуется не просто стабилизировать напряжение, а стабилизировать его на максимально допустимом уровне (без учета потерь на корону). С учетом потерь на корону оптимальный уровень напряжения может оказаться несколько ниже, чем максимально допустимый.

Список литературы

1. Брянцев А.М. Управляемые подмагничиванием электрические реакторы – как элемент электроэнергетической системы // Электротехника. 2003. № 1. С.2.
2. Дмитриева Г.А., Макаровский С.Н., Поздняков А.Ю. и др. Перспективы применения асинхронизированных турбогенераторов в европейской зоне ЕЭС России // Электрические станции. 1997. № 12.
3. Бортник И.М., Бурак С.Ф., Ольшванг М.В., Таратуга И.П. Статические тиристорные компенсаторы для энергосистем и сетей электроснабжения // Электричество. 1985. № 2.

Управляемые шунтирующие реакторы для компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических сетях ЕЭС республики Казахстан

ЖАКУТОВА С.В.

Показана актуальность использования управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов (УШР) в качестве новых средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности для ЕЭС Казахстана. Приведены итоги успешной эксплуатации УШР последних лет в России. Отмечена необходимость принятия совместных усилий по реализации оснащения электрических сетей ЕЭС Казахстана УШР.

The urgency of using of shunt reactors operated (OSR) through the use of magnetic biasing was brought out. These reactors may serve as new means to regulate voltage and compensate reactive power within the single energy system of Kazakhstan. Also the results of successful operation of the reactors of this type in Russia during last years were shown. It highlighted that there is the necessity to make combined efforts as to implementation of these reactors in the power grids of single power system of Kazakhstan.

Решение задачи ведения нормальных режимов работы единой энергосистемы и обеспечения требуемых стандартов качества и надёжно-

сти электроэнергии невозможно без автоматически управляемых средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Сниженный в течение последнего десятилетия уровень энергопотребления в ЕЭС Республика Казахстан, длительный (1990–1999 гг.) период отсутствия финансирования средств на модернизацию энергооборудования, а также некоторые специфические особенности системы электрических сетей Казахстана, в частности, высокая протяжённость высоковольтных линий электропередачи, генерирующих большие объёмы некомпенсированной реактивной мощности, резкие колебания перетоков на транзитных передачах, сильно осложняют задачи оптимального управления режимами и обеспечения надёжного снабжения качественной электроэнергией потребителей энергорынка Казахстана.

К традиционно используемым средствам регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности (РМ), имеющимся сегодня в распоряжении диспетчера центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ЕЭС Казахстана, относятся шунтирующие реакторы, трансформаторы и автотрансформаторы, оборудованные устройствами для регулирования под нагрузкой (РПН), синхронные компенсаторы (СК), батареи статических конденсаторов (БСК) – устройства, надёжно работающие в диапазоне своих эксплуатационных характеристик. Для компенсации избыточной РМ возможно также использование синхронных генераторов (СГ) станций, работающих в режиме недовозбуждения. Однако такой режим снижает устойчивость работы и приводит к ускоренному износу СГ, что в условиях разделения прав собственности в структуре электроэнергетической отрасли делает использование этого способа весьма проблематичным. Способность же СК и БСК генерировать РМ в условиях длительно существующих режимов с избыточной РМ в системе становится невостребованной функцией этих устройств.

Таким образом, несмотря на интенсивную эксплуатацию применяемых средств регулирования напряжения и компенсации РМ, их мощности оказывается недостаточно для обеспечения требуемых стандартов качества электроэнергии, а регулирующие возможности эксплуатируемых устройств оказываются исчерпанными. В результате режимы работы Национальной электрической сети Казахстана в последние годы устойчиво характеризуются высокими уровнями напряжения, увеличенными потерями от перетоков избыточной реактивной мощности, неоправданно высоким количеством случаев срабатывания коммутационной аппаратуры. На ряде подстанций (ПС) 500, 220 кВ средний уровень напряже-

ния в сети достигает предельно допустимых значений, в отдельных узлах значительно превышает максимально допустимые – до 540 кВ в сети 500 кВ, до 262 кВ в сети 220 кВ ! К "проблемным" с точки зрения необходимости принятия мер по нормализации уровней напряжений и компенсации РМ относятся ПС 500 кВ "Агадырь", ПС 500 кВ ЮКГРЭС, ПС 500 кВ "Алматы", ПС 220 кВ "Макинск", ПС 220 кВ "Металлургическая", ПС 220 кВ "Балхаш", ПС 220 кВ "Миргалимсай", ПС 220 кВ "Кызылординская", "ПС 220 кВ "Талдыкорганская", ПС 220 кВ "Правобережная".

Для снижения уровней напряжений в летнее время в ущерб надёжности приходится выводить в резерв параллельные линии, в том числе и системообразующие. Данное мероприятие зачастую оказывается малоэффективным, уровень напряжения снижается только на 4–5 кВ. Длительное воздействие недопустимо высоких напряжений на изоляцию дорогостоящего оборудования существенно сокращает срок его службы из-за ускоренного процесса старения изоляции, что в свою очередь приводит к повышенным эксплуатационным затратам.

Особого внимания заслуживают режимы работы транзитной электропередачи 220–500 кВ Север-Юг, образованной линиями 220–500 кВ Нура-Агадырь– ЮКГРЭС-Алматы-Бишкек-Жамбыл. Указанный транзит используется для передачи электроэнергии северных источников потребителям южных областей Казахстана, а также обеспечивает параллельную работу объединённых энергосистем Киргизии, Таджикистана, Узбекистана и России при работе в режиме Единой энергосистемы.

В осенне-зимний период электропередача Север-Юг работает на пределе передаваемой мощности по условиям устойчивости, основное оборудование подстанций, средства релейной защиты и противоаварийной автоматики функционирует – в условиях повышенного износа. Резкое увеличение количества случаев срабатывания устройств противоаварийной автоматики (АОСН и АНМ) на транзите Север-Юг зимой (неоднократно в течение суток) создало угрозу преждевременной выработки коммутационного ресурса выключателей шунтирующих реакторов 500 кВ. К примеру на подстанции 500 кВ ЮКГРЭС со времени последнего капитального ремонта выключателя 500 кВ реактора №1 произошло более 130 отключений (предельное количество – 250 отключений); со времени ввода в эксплуатацию реактора № 3 (27.03.2001г.) произошло более 250 отключений элегазового выключателя В-32

и 126 отключений В-33 (предельное количество 2000 отключений). Кроме преждевременной выработки ресурса выключателя каждое отключение шунтирующего реактора сопровождается тяжёлыми коммутационными процессами, опасными как для выключателя, так и для самого реактора. Очевидно, что для отказа от режимных коммутаций реактора последний должен быть управляемым. ЦДУ ЕЭС РК, Алматинский филиал МЭС "KEGOK" неоднократно высказывали опасение за сохранность оборудования подстанций на данном транзите и обращали внимание на острую необходимость оснащения устройствами плавного регулирования подстанций 500 кВ. Ввод в работу Жамбылской ГРЭС и выделение ОЭС Центральной Азии для изолированной работы на сегодня несколько облегчили положение, но не могут считаться постоянной мерой по экономическим соображениям. Восстановление режима параллельной работы с ОЭС Центральной Азии, предстоящий зимний период неизбежно приведут к возобновлению сложной ситуации и потребуют принятия мер по нормализации режимов работы транзита Север-Юг.

Использование плавно регулируемых средств компенсации реактивной мощности взамен неуправляемых шунтирующих реакторов хотя бы в двух точках данного транзита кардинальным образом могло бы решить проблему преждевременного износа коммутационного оборудования и увеличить пропускную способность электропередачи до 30 %. Комплекс таких расчётов был проведен в 90-х годах институтом "Казэнерго-сетьпроект", специалистами СПбГТУ (Россия). При этом обеспечивается стабилизация напряжения и сохранность изоляции, минимизация потерь в прилегающей сети от оптимизации перетоков реактивной мощности. Применение управляемых шунтирующих реакторов в качестве плавно регулируемых средств компенсации реактивной мощности и стабилизации напряжения в 90-е годы было признано на различных уровнях и рекомендовано для электрических сетей Казахстана институтом "Казэнерго-сетьпроект", Министерством энергетики РК, Министерством науки и новых технологий РК, НЭС Казахстанэнерго [1].

По оценкам специалистов [2] наиболее эффективным вариантом является электропередача с управляемыми шунтирующими реакторами во всём диапазоне рассматриваемых длин линий. По предварительным расчётам полная окупаемость введения в эксплуатацию управляемого шунтирующего реактора только за счёт сниже-

ния потерь в прилегающей сети достигается за 4–5 лет, при учёте всех факторов – 1,5–2 года. Для электросетевой компании, в условиях необходимости возмещения затрат на покрытие технологических потерь при передаче электроэнергии, это обстоятельство имеет очень важное значение.

Другой, не менее значимый момент – в условиях работы, основанной на рыночных принципах, в результате реформ, проводимых в электроэнергетическом секторе, необходимо обратить особое внимание на обеспечение требуемых стандартов качества передаваемой по сети электроэнергии. Это требование уже находит своё отражение в заключаемых на сегодня компанией договорах на передачу электроэнергии. В этой ситуации установка средств компенсации реактивной мощности для нормализации уровней напряжения и улучшения режимов работы сети просто необходима.

С начала 80-х годов прошлого столетия тематика разработки и применения управляемых подмагничиванием электрических реакторов занимает ведущее место в области производства и эксплуатации высоковольтного силового электрооборудования. Тщательный анализ технических характеристик и функциональных возможностей этих устройств, проведенный специалистами энергокомпаний и электротехнических фирм России, Мексики, Китая, Бразилии, Индии и других стран показал, что управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы представляют собой уникальный комплекс стабилизации напряжения, снижения потерь и повышения надёжности эксплуатации в протяжённых линиях электропередач и распределительных сетей. Стоимость такого проекта почти в 2 раза ниже альтернативных вариантов. К примеру, изготовление статического тиристорного компенсатора той же мощности обходится как минимум вдвое дороже из-за необходимости применения тиристорного ключа мощностью, равной мощности устройства, а эксплуатационные затраты несоизмеримо выше. В то же время, условия эксплуатации управляемых реакторов не отличаются от условий эксплуатации обычных силовых трансформаторов.

К недостаткам ступенчато регулируемых шунтирующих реакторов, производимых западноевропейскими фирмами (ABB, "Alstom") следует отнести вдвое сниженный по сравнению с другими средствами диапазон регулирования, ускоренный износ устройств РПН, повышенную стоимость.

В управляемых подмагничиванием электрических реакторах регулирование индуктивности

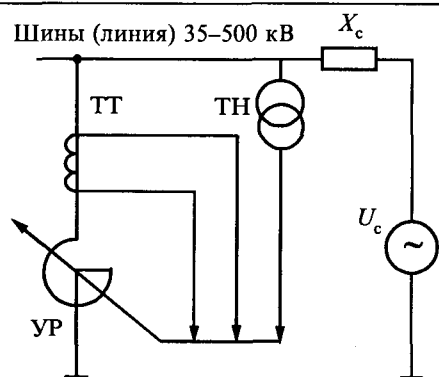


Рис.1. К принципу действия управляемого реактора в электрических сетях 35–500 кВ

производится изменением степени насыщения магнитной системы. В результате достигается плавное регулирование потребляемой мощности реактора практически от нуля до номинального значения. Допускается длительная перегрузка на 20% и кратковременная на 40%. Принципиальная схема включения реактора в электрическую сеть показана на рис.1. При изменении уровня напряжения в точке подключения (ТН) с учетом текущего значения тока самого реактора (ТТ) формируется сигнал рассогласования, под воздействием которого управляемый реактор (УР) набирает или сбрасывает мощность до требуемого уровня.

Пример переходного процесса от режима потребления минимальной мощности или мощности ХХ (практически нулевой) к номинальной, работа в стационарном режиме потребления номинальной мощности и обратный переход к режиму ХХ под воздействием сигнала рассогласования показан на рис.2.

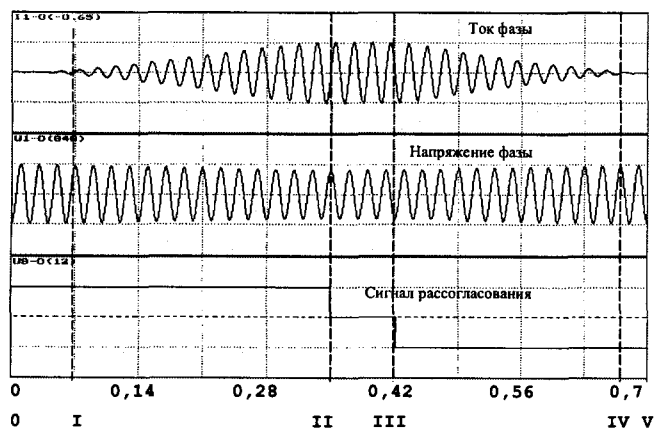


Рис.2. Пример переходного процесса в управляемом реакторе типа РТУ:

0–I – ХХ; I–II – переход от ХХ к номинальному режиму; II–III – номинальный режим; III–IV – переход от номинального режима к ХХ; IV–V – ХХ

В результате многолетней работы коллективов специалистов крупнейших предприятий электроэнергетической отрасли России, Украины, Беларуси, Казахстана (Всероссийский электротехнический институт им.В.И.Ленина, ОАО "Запорожтрансформатор", ОАО Раменский электротехнический завод "Энергия", Белэнерго-сетепроект и др.) освоено серийное производство [3] управляемых шунтирующих реакторов для высоковольтной электрической сети 110–500 кВ, серия РТУ, управляемых шунтирующих реакторов для распределительной сети 6–35 кВ, управляемых дугогасящих реакторов для сети 6,10,35 кВ с изолированной нейтралью, серия РУОМ. Производителями и поставщиками этого оборудования являются ОАО "Запорожтрансформатор", ОАО "Раменский электротехнический завод "Энергия", ОАО "Электрические управляемые реакторы".

Все реакторы серии РТУ независимо от комплектации отвечают основным техническим требованиям, разработанным ведущими научно-исследовательскими и проектными институтами РАО "ЕЭС России". В технических требованиях учтены рекомендации организаций, эксплуатирующих высоковольтные электрические сети энергообъединений стран СНГ и дальнего зарубежья [4]. Высокие потребительские качества данного оборудования подтверждаются широким применением в электрических сетях 6–35 кВ России, Белоруссии, Молдовы и устойчивым спросом на рынке серии реакторов типа РУОМ, успешным опытом эксплуатации трёхфазного управляемого реактора РТУ-25000/110 в сетях Пермэнерго ПС "Кудымкар" [3]. В результате ввода в 1999 г. в эксплуатацию реактора на ПС "Кудымкар" колебания напряжения в точке подключения ограничены $\pm 1,5\%$ напряжения уставки; число коммутаций БСК и РПН трансформаторов сокращено примерно в 100 раз; за счет снижения потерь энергии в прилегающей сети обеспечена окупаемость реактора (срок окупаемости менее трёх лет); повышена надёжность и обеспечено бесперебойное электроснабжение потребителей, что позволило отодвинуть необходимость строительства линии 220 кВ на 10–15 лет.

В 2002 г. после успешного проведения сетевых испытаний на подстанции "Чита-500" ОЭС Сибири введён в эксплуатацию управляемый подмагничиванием реактор мощностью 100 Мвар, напряжением 220 кВ типа РТУ–100000/220-У1. Назначение реактора – регулирование реактивной мощности и стабилизация напряжения. До его установки в Читаэнерго из средств регули-

рования реактивной мощностью имелось два неуправляемых шунтирующих реактора мощностью по 100 Мвар, установленных на шинах ТЭЦ1 и Харанорской ГРЭС. При этом реактор на шинах ТЭЦ1 в летний период коммутировался выключателем не менее двух раз в сутки. Использование управляемого реактора за счёт возможности неограниченного изменения мощности в пределах регулировочного диапазона позволит избежать указанных коммутаций, стабилизировать напряжение. В Белоруссии отделением института "Белэнергосетьпроект" обоснована эффективность применения управляемого шунтирующего реактора на подстанции 330 кВ "Барановичи". Управляемый реактор РТУ-180000/330 для ПС "Барановичи" принят к изготовлению на заводе "Запорожтрансформатор". Планируется установка управляемого шунтирующего реактора на подстанции 220 кВ "Осетр" ОАО "Мосэнерго". Таким образом, на сегодня процесс промышленного освоения и серийного ввода в эксплуатацию в странах СНГ нового класса электротехнического оборудования – электрических управляемых реакторов завершён.

Проблема использования современной техники, обладающей потребительскими качествами нового уровня, очень актуальна и ждёт своего решения в Казахстане. Несмотря на очевидные преимущества использования этой техники, подтверждённые мнениями ведущих специалистов отраслевых институтов, специалистов-производственников, опытом эксплуатации в СНГ, Национальная электрическая сеть продолжает оснащаться неуправляемыми шунтирующими реакторами, а вопросы применения управляемых

реакторов остаются без внимания. Поэтапное оснащение электрических сетей, имеющих протяжённые транзитные электропередачи с переменным характером нагрузки (в Казахстане, России, Украине, Бразилии, Аргентине, Индии и др.), новыми, более совершенными средствами регулирования – вопрос времени. По ряду критериев, том числе с точки зрения затрат на изготовление и по условиям эксплуатации, серьёзной альтернативы применению этих устройств на сегодня нет. В то же время, для решения вопросов реальной установки и начала эксплуатации техники, актуальной именно для электрических сетей Казахстана, требуются совместные усилия.

Список литературы

1. Бродовой Е.Н., Брянцев А.М., Жакутова С.В. Перспективы применения шунтирующих управляемых подмагничиванием реакторов в электрических сетях Казахстана// Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. 1992. № 2. С. 26–31.
2. Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Лурье А.И., Евдокунин Г.А. Результаты эксплуатации управляемого подмагничиванием трёхфазного шунтирующего реактора// Электрические станции. 2001. № 12. С. 44–50.
3. Александров Г.Н., Кашина В.А., Лисочкина Т.В. Экономическая эффективность электропередач переменного тока с управляемыми шунтирующими реакторами// Электротехника. 1991. № 2. С. 6–11.
4. Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Липатов Ю.А. и др. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для сети 35–500 кВ// Электротехника. 2003. № 1.

Жакутова Сауле Вакеновна – главный специалист ОАО "KEGOC", кандидат технических наук. Окончила электроэнергетический факультет Алма-Атинского энергетического института в 1989 г. Защитила диссертацию по теме "Управляемые реакторы магнитно-вентильного типа с улучшенной формой потребляемого тока" в 1995 г.

Трёхфазный шунтирующий управляемый реактор мощностью 100 МВ·А, 220 кВ на подстанции "Чита" МЭС Сибири

**БРЯНЦЕВ А.М., ДОЛГОПОЛОВ А.Г., ЛУРЬЕ А.И., ЗИЛЬБЕРМАН С.М.
БИКИ М.А., УКОЛОВ С.В.**

Приведены описание конструкции и принципа действия, результаты расчетов и испытаний высоковольтного трехфазного шунтирующего реактора 100 МВ·А, управляемого подмагничиванием, его технические параметры, сравнение с другими альтернативными регулируемыми источниками реактивной мощности.

In clause the description of a design, principle of action, results of accounts and tests of the reactor 100 MV·A controlled by the direct current magnetizing arc-suppression its technical parameters, comparison with other alternative variants of adjustable sources of reactive capacity are resulted.

Развитие энергетики уже много лет ставит задачу создания мощных регулируемых устройств

для компенсации реактивной мощности высоковольтных ЛЭП. До сего времени в высо-

ковольтных ЛЭП возможности оперативных изменений в сети ограничены, так как резко ограничено применение РПН трансформаторов из-за малой надежности этих устройств и высоковольтных выключателей из-за ограниченного ресурса их переключений. Статические компенсаторы (СТК) и тиристорно-реакторные группы (ТРГ), которые предназначены для выполнения этих функций и в состав которых входят дорогие высоковольтные преобразователи, требующие специальной квалификации обслуживающего персонала в эксплуатации, в отечественной энергетике широкого применения не имеют. Поэтому для высоковольтных ЛЭП предлагались реакторы, управляемые подмагничиванием (УР) [1]. Однако в переходе от таких предложений к разработке их в электротехнической промышленности и практическому применению их в ЛЭП в течение многих лет заметного прогресса не наблюдалось. Специалисты в области реакторов хорошо знают, что изготовить мощный реактор нового типа всегда представляет большой риск, так как кроме изученных и заранее предсказанных "на кончике пера" явлений и процессов, которые можно предусмотреть при проектировании, возможны новые неизвестные, часто неблагоприятные эффекты, например, возникновение очагов нового типа добавочных потерь и местных нагревов. Поэтому, как правило, производству реактора должно предшествовать создание и исследование модели нового реактора в натуральную величину, так как уменьшенная в некотором масштабе модель такие новые эффекты не выявляет. Но изготовление и полноценные (при максимальной мощности) испытания таких моделей требуют больших средств и связаны с существенным риском. В результате в проблеме производства и применения УР имелся явный "замкнутый круг".

Самым серьезным "прорывом" в проблеме освоения мощных УР для высоковольтных ЛЭП следует считать разработку однофазного шунтирующего управляемого реактора РОДУ-60000/500 мощностью 60 МВ·А для ЛЭП 500 кВ. Этот реактор был изготовлен и успешно всесторонне испытан на Запорожском трансформаторном заводе и на сетевом стенде Белый Раст (1989 г.) и до последнего времени является уникальным наиболее мощным и высоковольтным однофазным УР [2]. К сожалению, по многим причинам была изготовлена только одна фаза реактора РОДУ-60000/500, и этот реактор не эксплуатируется. Создание УР 500 кВ, а также осуществление разработок новых УР стало возможным только из-за того, что удалось объединить силы энтузиастов этого направления в научных исследованиях, конструировании и освоении на заво-

де новых сложных устройств трансформаторного типа. В процессе работы была создана теория электромагнитных процессов в УР, инженерная методика их расчета [2], выдвинуты и разработаны новые научные идеи, среди которых можно отметить обоснование возможности работы мощных реакторов при индукции в стали, существенно большей индукции насыщения. До разработки и испытаний первого УР 500 кВ этого серьезно опасались. За годы работы накоплен большой научный задел. В процессе разработки конструкции реактора было выдвинуто и осуществлено много интересных и оригинальных инженерных и технологических решений [3–5].

К числу наиболее заметных достижений в разработке, производстве и внедрении УР следует отнести серию дугогасящих реакторов типа РУОМ, имеющих устойчивый спрос на рынке [4], разработку, изготовление и ввод в эксплуатацию трехфазного управляемого реактора РТУ 25000/110 [5] и трехфазного управляемого реактора РТУ 100000/220, наиболее мощного высоковольтного трехфазного шунтирующего УР. 10 апреля 2002 г. после успешного проведения сетевых испытаний он введен в опытно-промышленную эксплуатацию на подстанции 500 кВ "Чита" МЭС Сибири (рис.1)¹.

Реактор РТУ-100000/220 является комплексом электротехнического оборудования, имеющим 5 составных частей: электромагнитную часть РТДУ, трансформатор с преобразователем ТМП, систему управления СУРЗА, устройство

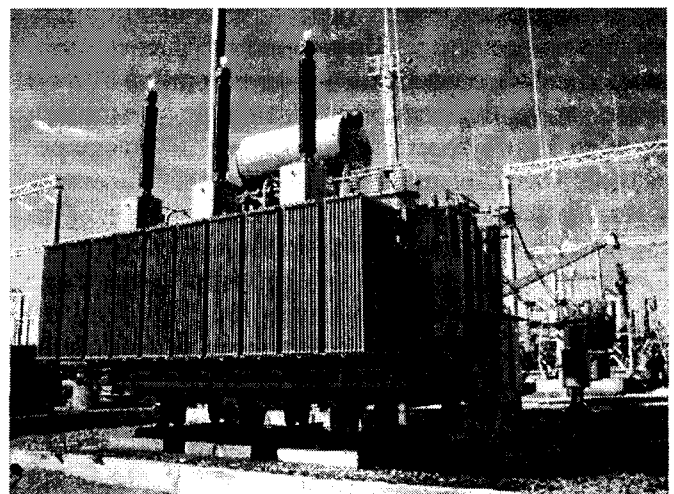


Рис.1. Шунтирующий управляемый подмагничиванием реактор типа РТУ-100000/220 на подстанции "Чита"

¹ В испытаниях реактора на подстанции "Чита" участвовали Б.И. Базылев, А.И. Зайцев, С.Г. Долгополов. В разработке оборудования, входящего в комплекс РТУ-100000/220, участвовали В.Ф. Карманов, Е. Е. Маклецова, А.Н. Панибратец, В.П. Зенова и др.

коррекции формы тока УКФ и нейтралер ФМЗО.

Основным силовым элементом шунтирующего УР является его электромагнитная часть. Она представляет собой трехфазное электромагнитное устройство трансформаторного типа, размещенное в маслonaполненном баке. Исполнение – для наружной установки. Магнитопровод – трехфазный многостержневой. В обычных нерегулируемых шунтирующих реакторах стержни имеют немагнитные зазоры. Такая конструкция имеет склонность к повышенным вибрациям и шуму. Реакторы, управляемые подмагничиванием, имеют сплошь шихтованные стержни, а поэтому у них небольшие вибрации и шум. Например, измеренный при испытаниях на заводе уровень звука реактора РТУ-100000/220 составляет 79 дБ·А, что соответствует уровню звука трансформатора той же мощности, что и реактор. Следует заметить, что УР имеет частотный спектр магнитострикционного шума, отличающийся от магнитострикционного шума трансформаторов, в частности, тем, что из-за подмагничивания стали в нем содержится большая доля гармоник 50 Гц (в шуме трансформаторов основная гармоника шума 100 Гц). Поэтому шум УР при его работе на подстанции первоначально воспринимается несколько непривычно. На стержнях трехфазного магнитопровода располагаются три высоковольтных фазы сетевой обмотки, обмотки управления (подмагничивания) и три фазы компенсационной обмотки. Компенсационная обмотка выполняет несколько важных функций. Во-первых, она питает трансформатор преобразователя для подмагничивания реактора. Во-вторых, компенсационная обмотка соединена в треугольник, в этом треугольнике замыкаются высшие гармоники тока, кратные трем, поэтому в сетевом токе реактора этих гармоник нет. В-третьих, к компенсационной обмотке подключается индукционно-емкостной фильтр для снижения высших гармоник в токе реактора. Из-за наличия в реакторе РТУ-100000/220 компенсационной обмотки он фактически является и реактором, и трансформатором. Компенсационная обмотка имеет сечение меди, соответствующее порядка 20% мощности реактора. Подсоединение к обмотке конденсаторной батареи (для снижения 5-й и 7-й гармоник тока в сетевой обмотке) приводит к тому, что при отсутствии подмагничивания реактор становится не потребителем, а источником реактивной мощности. Часть мощности конденсаторной батареи (ее мощность составляет 4% мощности реактора) расходуется на покрытие намагничивающей реактивной мощности ХХ трансформатора, поэтому минимальная мощность реактора не нулевая (или малая по-

ложительная), а небольшая отрицательная (около 2,5%). В реакторах серии РТУ имеется перспектива повышения мощности компенсационной обмотки, в этом случае компенсационная обмотка может быть использована не только для подсоединения более мощной конденсаторной батареи, но и как обмотка собственных нужд подстанции.

Преобразователь, необходимый для питания обмоток управления реактора (управляемый тиристорный выпрямитель), размещен в масляном баке с естественным охлаждением. Преобразователь питает масляный трансформатор. Номинальная мощность преобразователя и трансформатора не превышает 1% номинальной мощности реактора. Преобразователь с трансформатором смонтированы на одной раме (составная часть реактора ТМП), они размещаются на открытой площадке подстанции. Система управления, регулирования, защит и автоматики (СУРЗА) – электронное устройство, выполненное в виде шкафа и размещенное в помещении щита управления подстанции. Заземляющий фильтр нулевой последовательности – нейтралер (ФМЗО) представляет собой трехфазный масляный трансформатор без вторичной обмотки со схемой соединения "равноплечий зигзаг", он размещается на открытой площадке подстанции.

Основное назначение реактора на подстанции "Чита" – регулирование реактивной мощности и стабилизация напряжения. На рис.2 приведена наиболее характерная для УР регулировочная характеристика – зависимость мощности реактора от тока подмагничивания при постоянном напряжении сети. При сетевых испытаниях

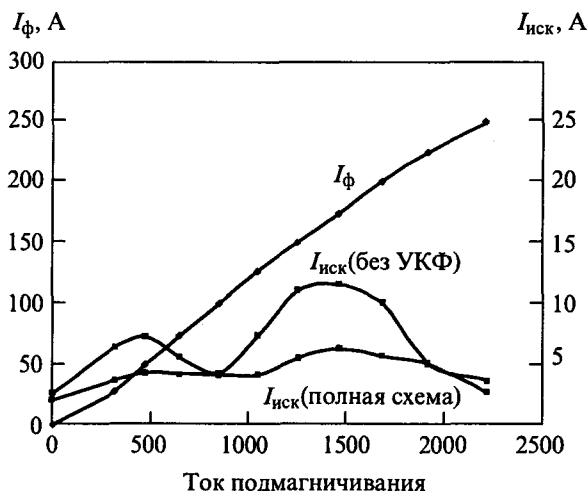


Рис.2. Регулировочная характеристика РТУ-100000/220 – зависимость тока реактора (I_{ϕ}) от тока подмагничивания, а также зависимости от тока подмагничивания тока искажения ($I_{иск}$) при включении устройства коррекции формы кривой тока УКФ (полная схема) и его отключении (без УКФ)

подмагничивание реактора (питание обмоток управления) вначале снималось, и реактор работал в режиме минимальной мощности – в так называемом режиме ХХ (по аналогии с режимом ХХ трансформаторов). Далее подмагничивание увеличивалось степенями таким образом, чтобы мощность реактора увеличивалась на 10%. Максимальная мощность реактора устанавливалась около 110%. Приведенная регулировочная характеристика представляет практически прямую линию, что благоприятно для автоматического регулирования мощности реактора.

Проведено испытание реактора в автоматическом режиме стабилизации напряжения. На рис.3 показан суточный график изменения напряжения, сетевого тока и мощности реактора. Видно, что напряжение на шинах сети 220 кВ колебалось в течение суток в узких пределах: от 235 до 240 кВ. При этом ток реактора изменялся в широких пределах: от 21,9 до 249 А, а мощность – от 8,3 до 102 МВ·А. Из суточного графика видно, что мощность реактора в течение суток многократно меняется в широких пределах, т.е. реактор хорошо справляется со своей основной функцией стабилизации напряжения.

При испытаниях реактора РТУ-100000/220 был проведен опыт длительной нагрузки (72 ч непрерывной работы в сети 220 кВ с поддержанием номинальной нагрузки не менее 12 ч). Проведен также опыт двухчасовой нагрузки при увеличенной мощности (110 МВ·А). При всех длительных режимах работы под нагрузкой зафиксированы достаточно низкие перегревы масла.

Среди специалистов иногда существует ошибочное мнение, что УР имеют два органических недостатка – несинусоидальность тока и малое быстродействие. В действительности это далеко не так. Рассмотрим вопросы несинусоидальности тока и быстродействия не теоретически, как это неоднократно проделывалось [2 и др.],

а более наглядно, на примерах результатов испытаний реактора РТУ-100000/220 в сети.

При снятии регулировочной характеристики на каждой ступени мощности регистрировался гармонический состав тока реактора. На рис.2 приведены две кривые тока искажения (действующего значения суммарного тока высших гармоник), одна из которых снята в режиме, когда индуктивно-емкостной фильтр высших гармоник включен (нижняя кривая на рис.2), а вторая – при отключенном фильтре (верхняя кривая). Электрический фильтр состоит из трехфазного реактора, размещенного в баке электромагнитной части, и устройства коррекции формы тока – трехфазной батареи конденсаторов. Эта составная часть реактора (УКФ) размещается на открытой площадке подстанции.

Глядя на кривые рис.2, можно отметить, что, как это и соответствует теории, в номинальном режиме и в режиме ХХ искажения тока реактора минимальны, менее 1% номинального тока (они находятся на уровне максимальной чувствительности регистрирующей аппаратуры), а максимальные искажения возникают при 70–80% мощности реактора. Подключение конденсаторной батареи (УКФ) к компенсационной обмотке существенно (примерно вдвое) снижает искажения тока реактора, при ее включении максимум тока искажения около 2,5% при 70–80% мощности реактора, а при другой мощности искажения существенно меньше. Как видно, нелинейные искажения УР достаточно малы.

Важно подчеркнуть, что для эксплуатации имеет значение процентное искажение напряжения сети в точке подсоединения реактора, а вовсе не значение тока искажения реактора (часто эти совершенно различные величины ошибочно автоматически отождествляются). Проценты искажения напряжения определяются далеко не УР, в существенно большей степени они зави-

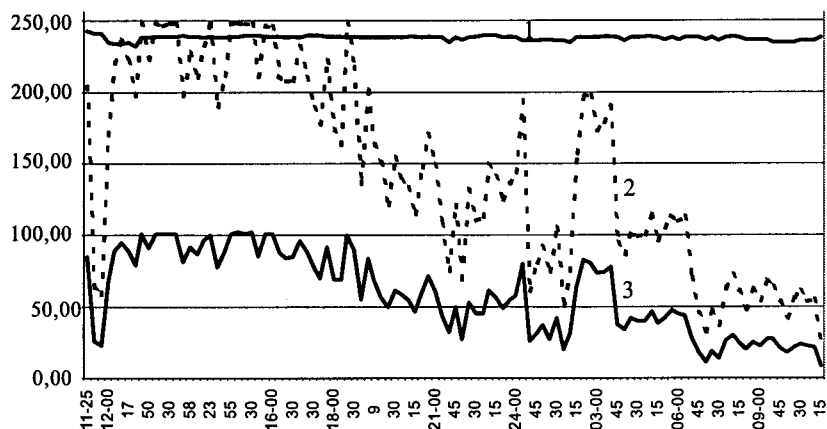


Рис.3. Суточный график работы реактора:

1 – напряжение в сети 220 кВ $U_{с.ш.}$, кВ; 2 – ток реактора, I_p , А; 3 – мощность реактора, Q , МВ·А

сят от характера потребителей сети, от соотношения сопротивлений реактора и сети. Измерения в сети и расчеты показывают, что, как правило, искажение сети в процентах много ниже процентов искажения тока реактора. В данном случае при испытаниях реактора РТУ-100000/220 напряжение в точке подключения имело очень низкий процент искажений высшими гармониками (ниже 1%) как для случая, когда к реактору было подключено УКФ, так и при его отключении. Чувствительности регистрирующей аппаратуры оказалось недостаточно для точной ее регист-

рации. Кстати говоря, аналогичное положение было и при испытаниях в условиях эксплуатации реактора РТУ-25000/110-У1, когда даже при максимальном токе искажения реактора высших гармоник в напряжении сети более 1% зафиксировать не удалось [5].

Следует привести также следующие соображения общего порядка. Устройства плавного регулирования реактивной мощности всех типов (статические компенсаторы СТК, тиристорно-реакторные группы ТРГ, управляемые шунтирующие реакторы трансформаторного типа УШТР [6]) используют тиристорные преобразователи, мощность которых равна полной мощности установки. В реакторах, управляемых подмагничиванием, типа РТУ мощность преобразователя мала (порядка 1%), а используется ярко выраженный вентильный характер характеристики намагничивания стали. Эта особенность характеристики проявляется при индукции, существенно превышающей индукцию насыщения стали. В тиристорных вентилях имеется два состояния – проводящее и не проводящее. В "магнитном вентиле" также имеется два состояния, когда в одном из них обмотка с ненасыщенным ферромагнитным стержнем имеет очень большую индуктивность, а в другом, при насыщении стержня, – весьма небольшую индуктивность. Вентильные свойства всех плавно регулируемых устройств и являются главной причиной возникновения нелинейных искажений тока, из-за чего в случае необходимости применяют электрические фильтры. Как показали теоретические расчеты и расчеты математических моделей, в управляемых подмагничиванием реакторах нелинейные искажения при прочих равных условиях несколько меньше, чем в других устройствах, так как в электромагнитной части между обмотками имеются дополнительные благоприятные магнитные связи. Поэтому мощность фильтров у них оказывается ниже.

При сравнении различных устройств плавного регулирования индуктивности имеет смысл обратить внимание еще на одно важное обобщающее их обстоятельство. Дело в том, что все высоковольтные управляемые источники и потребители реактивной мощности так или иначе имеют высоковольтные обмотки и индуктивные связи. В УР типа РТУ и в УШРТ это – высоковольтные сетевые обмотки (кроме них есть еще обмотки управления и компенсационные обмотки). В СТК и ТРГ это – высоковольтные и низковольтные обмотки понизительных трансформаторов, так как преобразователь на полную мощность существенно выгоднее и проще делать на низком напряжении, а не на напряжении сети 110–500 кВ. Наличие высоковольтных сетевых

обмоток и трансформаторных (индуктивных) связей приводит к тому, что все вопросы обеспечения необходимых режимов в сети (пофазное регулирование мощности, обеспечение режимов АПВ и повторных АПВ, гашение дуги в паузе АПВ и др.), все вопросы воздействия возникающих в сети коммутационных и грозовых перенапряжений (влияние перенапряжений на источники регулируемой реактивной мощности и влияние источников на сеть при перенапряжениях) решаются одинаковым образом с очень небольшими отличиями. И эти отличия при необходимости в УР могут быть преодолены несколькими уже разработанными схемными и конструктивными техническими решениями. При отмеченной схожести принципиальных электромагнитных процессов определяющими применение тех или иных типов регулируемых устройств реактивной мощности оказываются многие дополнительные обстоятельства. К ним относится мощность и стоимость преобразователей, наличие в них существенных потерь, необходимость применения водяного охлаждения, более квалифицированного обслуживающего персонала на подстанции. При этом УР типа РТУ имеют несомненные преимущества перед другими альтернативными устройствами СТК, ТРГ, УШРТ, так как они по существу являются более простым трансформаторным оборудованием с пониженной стоимостью и потерями, традиционной системой охлаждения и требованиями к квалификации обслуживающего персонала на подстанции. К тому же благоприятным обстоятельством является успешный опыт производства УР на заводах России и Украины и, что наиболее важно, уже появившийся некоторый накопленный опыт эксплуатации УР во многих регионах (шунтирующий УР мощностью 25 МВ·А на подстанции 110 кВ "Кудымкар" – 3 года, УР мощностью 1,5 МВ·А, включенный параллельно конденсаторной батарее, на металлургическом заводе в г. Электросталь – 5 лет, более 50 дугогасящих УР – до 10 лет).

Вопросы быстродействия УР представляют предмет пристального внимания для специалистов, так как часто ошибочно считается, что эти реакторы очень инерционны. В результате испытаний получено, что без форсировки при мощности преобразователя всего около 0,2% номинальной мощности реактора (а это – мощность, необходимая для поддержания номинальной мощности реактора) время набора мощности от ХХ до номинальной составляет 5 с. Но это – фактически только некоторый отвлеченный параметр, значение которого, определенное экспериментально, хорошо совпало с теоретическим расчетом. При использовании полной

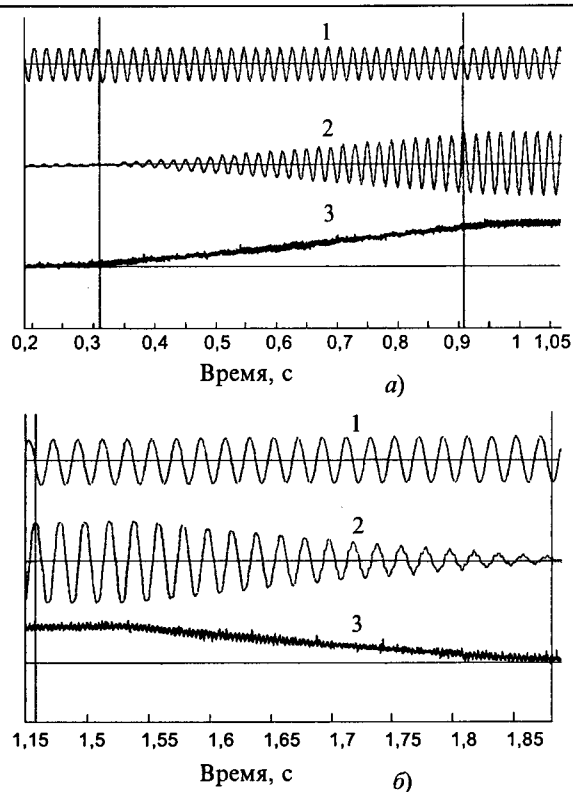


Рис.4. Пример переходного процесса от режима потребления минимальной мощности или мощности ХХ (практически нулевой) к номинальной (а) и обратный переход к режиму ХХ (б):

1 – напряжение в сети 220 кВ; 2 – ток одной фазы управляемого реактора РТУ-100000/220; 3 – ток подмагничивания

мощности преобразователя (для обеспечения режимов с форсировкой подмагничивания), которая составляет около 1% мощности реактора, время набора мощности по осциллограмме переходного процесса составляет 0,4 с. Примерно такое же время форсированного сброса мощности от номинальной до мощности ХХ (рис.4).

Полученные при испытаниях в сети реактора РТУ-100000/220 параметры быстродействия вполне соответствуют ранее полученным теоретическим расчетам [1]. В частности, время набора мощности управляемого реактора можно оценить по формуле

$$t = \frac{TB_s Q_p}{4,44 B_m K Q_{np}},$$

где $T = 1/f$ период напряжения частоты f ($f = 50$ Гц, $T = 0,02$ с); B_s – индукция насыщения стали, $B_s = 2$ Тл; B_m – индукция в стержне, $B_m = 1,7 \div 1,9$ Тл; Q_p – мощность реактора; Q_{np} – мощность преобразователя системы управления (подмагничивания); K – условный коэффициент, близкий к единице, значение которого зависит от того, каким образом определено понятие мощности выпрямителя.

Из формулы следует, что быстродействие реактора может быть существенно увеличено (когда это диктуется обоснованными требованиями эксплуатации, а это требуется далеко не всегда) при увеличении мощности преобразователя, питающего обмотки подмагничивания. Фактически УР становится безынерционным при мощности преобразователя, равной примерно 25% мощности реактора, но это достаточно большая мощность, хотя она и не равна 100%, как в альтернативных вариантах – СТК, ТРГ, УШТР. К тому же мощность 25% должна использоваться кратковременно, только в переходных режимах форсировки. Для удовлетворения реальных требований эксплуатации оказывается вполне достаточной мощность преобразователя на уровне 1% мощности реактора.

Быстродействие реактора помимо прочего можно характеризовать временем набора мощности при включении УР в сеть. Этот параметр важен, например, для работы реактора в режимах автоматического повторного включения (ОАПВ). Поэтому при испытаниях реактора РТУ-100000/220 были проведены и такие опыты. В результате многократно зафиксировано, что реактор практически безынерционно (за время менее полпериода промышленной частоты) выходит на полную мощность (рис.5). Данный результат получен не случайно, в схеме реактора предусмотрено создание в стержнях магнитопровода реактора некоторой начальной индукции (порядка остаточной индукции в стали), для чего имеется специальный маломощный преобразователь (мощность менее 1 кВт, т.е. малые доли процента номинальной мощности реактора) с независимым от напряжения на реакторе питанием.

Для реактора РТУ-100000/220 полученных параметров быстродействия вполне достаточно, поскольку его основным назначением на подстанции является стабилизация напряжения при изменении графика нагрузки в течение суток.

Учитывая имеющееся некоторое настороженное отношение специалистов к быстродействию УР, в настоящее время разработчики и изготовители рассматриваемых реакторов типа РТУ и РУОМ всего диапазона мощностей (от сотен киловольт-ампер до сотен мегавольт-ампер) и всех классов напряжений (от 6 до 500 кВ) предложили и освоили оригинальные новые технические решения (схемные и конструктивные) всех элементов комплексов реакторов, которые могут при необходимости обеспечить быстродействие вплоть до 0,1 с [2–4], а иногда и выше (например, для управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов – порядка 0,01–0,02 с [5]). Это значит, что разработчики и производители УР находятся во всеоружии для выполнения самых

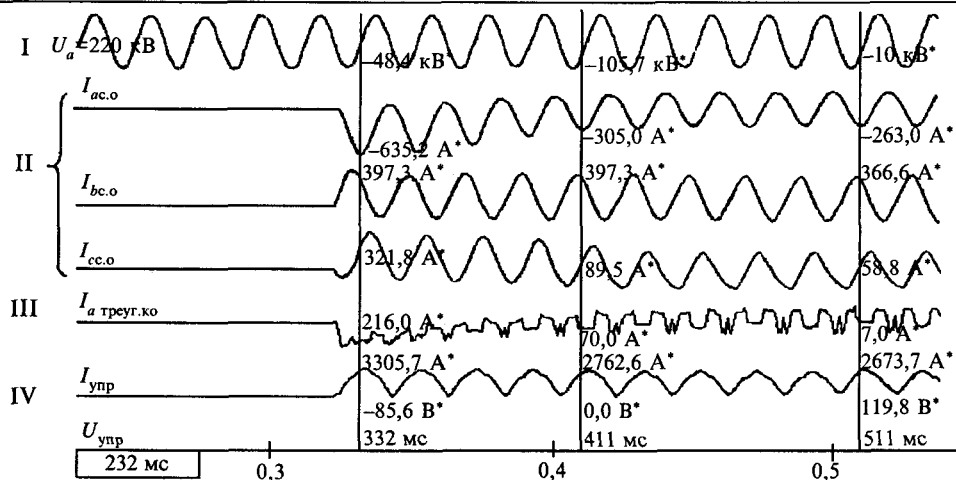


Рис.5. Переходный процесс подключения реактора к сети 220 кВ (реактор предварительно подмагничен маломощным выпрямителем):

I – напряжение в сети 220 кВ; II – фазные токи управляемого реактора РТУ-100000/220 (токи сетевых обмоток СО); III – ток в одной фазе компенсационной обмотки, соединенной в треугольник; IV – ток подмагничивания в цепи управления

строгих технических требований, предъявляемых специалистами в области электроэнергетики, в частности для сетевых шунтирующих реакторов.

Основные технические параметры УР типа РТУ-100000/220, подтвержденные сетевыми испытаниями

Номинальная мощность, МВ·А	100
Диапазон плавного регулирования потребляемой реактивной мощности, Мвар	-2,5...+113
Номинальное напряжение, кВ	242
Максимальное рабочее напряжение, кВ	254
Номинальный ток сетевой обмотки, А	238
Максимальный длительно допустимый ток сетевой обмотки, А	261
Ток ХХ при номинальном напряжении, %	<1
Мощность преобразователя с трансформатором системы подмагничивания (ТМП), МВ·А (%)	1 (1)
Номинальный ток подмагничивания, А	1900
Ток предварительного подмагничивания, А	50
Среднеквадратичное значение высших гармоник сетевой обмотки:	
– в номинальном режиме и режиме ХХ, %	<1
– в промежуточных режимах нагрузки, А (%)	≤ 6 (≤2,5)
Время набора мощности от ХХ до номинальной (и обратно), с	0, 4
Время переходного процесса при включении на номинальный режим с предварительным независимым маломощным подмагничиванием, с	<0,01
Диапазон уставки по напряжению в автоматическом режиме, кВ	220–245
Заданный статизм регулятора системы управления, % (кВ)	2 (4,5)
Реальное влияние на снижение напряжения сети . 220 кВ при загрузке от ХХ до номинальной (в зависимости от режима системы), кВ	10–15
Режимы работы	Автоматическая стабилизация напряжения на шинах 220 кВ или ручное регулирование потребляемой мощности и сетевого тока.

В реакторе РТУ-100000/220 регулирование мощности производится одновременно в трех фазах. При необходимости (а это может потребоваться в линейных шунтирующих реакторах) в реакторах типа РТУ может быть осуществлено и пофазное регулирование мощности.

По испытаниям на заводе полные потери при номинальной мощности и номинальном напряжении составляют 558 кВт, потери ХХ – 87,7 кВт. Масса электромагнитной части реактора 183 т, масса меди 21,722 т, стали 64,239 т, масла 62 т.

Эти и другие технические параметры находятся в пределах, нормируемых по согласованным техническим условиям.

Особенно большое значение для разработчиков УР имеет тот факт, что экспериментальные данные, полученные при сетевых испытаниях, совпали с проделанными многочисленными расчетами на стадии проектирования реактора и составления программы его испытаний, с результатами теоретических исследований, предшествовавшими разработке реактора. Это вселяет уверенность разработчиков в успех новых УР, в их более ускоренное и широкое применение.

Представляет интерес остановиться на некоторых особенностях применения реактора РТУ-100000/220 на подстанции "Чита". Основное назначение реактора – регулирование реактивной мощности и стабилизация напряжения. До его установки в системе Читаэнерго из средств регулирования реактивной мощности имелось два неуправляемых шунтирующих реактора мощностью по 100 Мвар, установленных на шинах ТЭЦ-1 и Харанорской ГРЭС. При этом реактор на шинах ТЭЦ-1 в летний период коммутируется выключателем не менее двух раз в сутки. Использование управляемого реактора, позволяющего неограниченное количество раз изменять свою мощность в пределах регулировочного диапазона, позволяет избежать указанных комму-

таций, соответствующих резких изменений напряжения 220 кВ и ежегодных двухразовых ремонтов (ревизий) выключателя присоединения. Реактор РТУ-100000/220 в системе оказался необходим также из-за того, что вводимая на подстанции "Чита-500" новая воздушная линия ВЛ-220 в габаритах 500 кВ не может включаться на ХХ или в режимах АПВ без установки указанного реактора на подстанции.

Уже упомянутые установленные для компенсации реактивной мощности в Читаэнерго вблизи подстанции "Чита" две трехфазные группы однофазных неуправляемых реакторов мощностью по 33 Мвар на напряжение 110 кВ соединены с сетью 220 кВ через 2 автотрансформатора мощностью по 125 МВ.А 220/110 кВ. Стоимость одного нового комплекта такого оборудования существенно больше (на 30%), чем стоимость одного реактора РТУ-100000/220, что и предопределило решение о его установке на подстанции "Чита" вместо автотрансформатора с неуправляемым реактором.

Кроме стоимостных показателей, дополнительным весьма важным преимуществом при использовании реактора РТУ-100000/220 с автоматическим плавным регулированием мощности вместо автотрансформатора с неуправляемым реактором и многократно коммутируемым выключателем является экономия потерь. Нагрузочные потери (потери КЗ) автотрансформатора составляют 315 кВт, его потери ХХ 65 кВт, потери в 3-х однофазных неуправляемых реакторах (3 \times 125 кВт) 375 кВт, в сумме 755 кВт. Потери в реакторе РТУ-100000/220 при минимальной мощности (в режиме ХХ) составляют 90 кВт, при номинальной нагрузке – 560 кВт. Так как коэффициент загрузки суточного графика реактора порядка 0,3, то средние за сутки потери реактора получаются равными не 500 кВт, а существенно меньшими, ориентировочно на уровне 250 кВт, что в несколько раз меньше суммарных потерь в автотрансформаторе и неуправляемых реакторах.

В заключение можно отметить, что технические характеристики и экономические показатели реакторов РТУ-100000/220 и РТУ-25000/110 не имеют аналогов в мировом электромашиностроении. По конструкции, условиям и простоте эксплуатации УР сопоставимы с обычным трансформаторным и реакторным оборудованием, а по функциональным возможностям являются автоматически регулируемые электротехническими комплексами, на новом уровне решающими многие вопросы управления и оптимизации режимов работы электрических сетей. Стоимость этих реакторов существенно ниже альтернативных вариантов.

Управляемые подмагничиванием реакторы имеют целый ряд положительных особенностей, что заслуженно привлекает к ним внимание при разработке новых высоковольтных и сверхвысоковольтных ЛЭП, а также при модернизации уже существующих ЛЭП. Высокий уровень научной и инженерной проработки проблем, связанных с расчетами и производством этих реакторов, уже накопленный опыт их изготовления и эксплуатации дают основание рассчитывать на широкое внедрение этого нового прогрессивного вида электротехнического оборудования.

В настоящее время согласование технических условий на поставку, сопровождение производства, комплексные испытания на месте установки, гарантийное обслуживание УР выполняет специально организованный для этих целей научно-инженерный центр – ОАО "Электрические управляемые реакторы" ("ЭЛУР"), производителями оборудования, входящего в состав управляемых реакторов, являются ОАО "Запорожтрансформатор" (электромагнитные части реакторов), ОАО "Раменский электротехнический завод Энергия" (нейтралер), ООО "Энергия-Т", (г.Тольятти) (трансформатор-преобразователь, укомплектованный системой управления, устройство коррекции формы тока), в разработке всех элементов комплекса электротехнического оборудования, проведении исследований и испытаний участвует ГУП "Всероссийский электротехнический институт (ВЭИ)". Партнерство предприятий основано на многостороннем соглашении о сотрудничестве заводов и научных организаций в области управляемых реакторов, действующем уже несколько лет.

Список литературы

1. Управляемые реакторы // Электротехника. 1991. № 2.
2. Бики М.А., Бродовой Е.Н., Брянцев А.М. и др. Электромагнитные процессы в мощных управляемых реакторах // Электричество. 1994. № 6. С.1–9.
3. Брянцев А.М., Базылев Б.И., Бики М.А. и др. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы – новое электротехническое оборудование // Электротехника. 1999. № 7.
4. Брянцев А.М., Лурье А.И., Долгополов А.Г. и др. Управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ // Электричество. 2000. № 7.
5. Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Лурье А.И. и др. Результаты внедрения и промышленной эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора 110 кВ мощностью 25000 кВ·А в Пермэнерго // Электрические станции. 2001. № 12.
6. Александров Г.Н. Быстродействующий управляемый реактор трансформаторного типа 420 кВ, 50 Мвар пущен в эксплуатацию // Электричество. 2002. № 3.

Брянцев Александр Михайлович – генеральный директор ОАО "Электрические управляемые реакторы", доктор технических наук, профессор, академик АЭН

РФ. Окончил энергетический факультет Казахского политехнического института в 1973 г. Защитил диссертацию по теме "Магнитно-вентильные управляемые реакторы с предельным насыщением магнитной цепи" в 1992 г.

Долгополов Андрей Геннадьевич – директор НИЦ "Регулируемые электротехнические комплексы" ГУП "Всероссийский электротехнический институт им. В.И. Ленина", доктор технических наук, доктор электротехники АЭН РФ. Окончил МЭФ Новосибирского электротехнического института в 1973 г. Защитил диссертацию по теме "Управляемые дугогасящие и шунтирующие реакторы с предельным насыщением магнитной цепи для электрических сетей высокого напряжения" в 2000 г.

Лурье Александр Иосифович – ведущий научный сотрудник ГУП "Всероссийский электротехнический институт им. В.И. Ленина", кандидат технических наук. Окончил электромеханический факультет МЭИ в 1958 г. Защитил диссертацию по теме "Исследование и приме-

нение математического моделирования магнитных полей рассеяния трансформаторов и реакторов на электропроводящей бумаге" в 1965 г.

Зильберман Самуил Моисеевич – генеральный директор Сибирских межситемных электрических сетей РАО «ЕЭС России». Окончил электротехнический факультет Красноярского политехнического института в 1968 г.

Бики Менгерт Акошевич – генеральный конструктор ОАО "Запорожтрансформатор", кандидат технических наук. Окончил электроэнергетический факультет Львовского политехнического института в 1956 г. Защитил диссертацию по теме "Исследование электромагнитных процессов и технико-экономических показателей сглаживающих реакторов предельных параметров" в 1980 г.

Уколов Сергей Владимирович – начальник КБ ОАО "Запорожтрансформатор". Окончил электромеханический факультет Запорожского машиностроительного института в 1975 г.

Три года промышленной эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора 110 кВ, 25000 кВ·А на подстанции "Кудымкар" Пермэнерго

ДОЛГОПОЛОВ А.Г., ДОЛГОПОЛОВ С.Г., ЗАЙЦЕВ А.И., ШИПИЦИН В.П.

Описан трехлетний опыт промышленной эксплуатации головного образца управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора 110 кВ, 25000 кВ·А на подстанции "Кудымкар" Пермэнерго. Приведены основные технические решения, функциональные возможности реакторов данной серии.

The experience of commercial operation during three years for the series head sample of magnetically controllable shunt reactor of 110 kV, 25000 kV·A at Kudymkar substation, Permenergo is described in the article. Basic technical solutions, functional capabilities of reactors belonging to this series are brought.

Головной промышленный образец управляемого реактора типа РТУ-25000/110-У1 был изготовлен в 1997 г. кооперацией трех организаций: электромагнитная часть – Запорожским трансформаторным заводом, система подмагничивания – Раменским заводом "Энергия", система управления – НТЦ ВЭИ в г. Тольятти. В 1998 г. реактор прошел комплексные приёмосдаточные испытания, а затем опытно-промышленную эксплуатацию на мощном испытательном стенде НТЦ ВЭИ в г. Тольятти. В мае 1999 г. реактор был отправлен заказчику – в Северные электрические сети "Пермэнерго", смонтирован на головной подстанции 110 кВ г. Кудымкар и в сентябре после проведения пусконаладочных работ запущен в эксплуатацию совместно с существующей конденсаторной батареей установленной мощностью 52 Мвар.

Технико-экономическое обоснование применения реактора на подстанции "Кудымкар" и расчет режимов проводился специалистами

Санкт-Петербургского ГТУ совместно со службой режимов "Пермэнерго". Научно-техническое сопровождение проекта и координацию работ осуществляли московские организации – ОАО "Электрические управляемые реакторы", ВЭИ им. В.И. Ленина и департамент электрических сетей РАО "ЕЭС России". В настоящей статье приведены основные технические решения, функциональные возможности реакторов данной серии и результаты трехлетней промышленной эксплуатации головного образца в "Пермэнерго".

Основным назначением управляемого реактора является стабилизация напряжения и снижение потерь от перетоков реактивной мощности на головной подстанции "Кудымкар", которая получает питание от энергосистемы "Пермэнерго" двумя линиями 110 кВ протяженностью более 100 км. Резко переменный суточный и сезонный график нагрузок при значительной удаленности от центра питания приводил к регулярным отклонениям напряжения в пределах от 97

(без батареи конденсаторов) до 120 кВ, ежедневной коммутации существующей конденсаторной батареи (число коммутаций в год доходило до 800 раз) и постоянной работе устройств РПН трансформаторов (порядка 1800 переключений в год). Броски напряжения при коммутации конденсаторов достигали 10–15 кВ. Ситуация усугублялась наличием отходящих на север тупиковых линий 110 кВ, длина которых также превышает 100 км. Наряду с ненормативными отклонениями напряжения и износом выключателей с устройствами РПН энергосистема несла дополнительные затраты от потерь при перетоках реактивной мощности от центра питания при отключенной конденсаторной батарее и в обратном направлении при ее включении. В качестве альтернативного варианта развития энергоузла рассматривалось строительство параллельной линии электропередач напряжением 220 кВ, затраты на сооружение которой более чем на порядок превышают стоимость установленного оборудования реактора 110 кВ.

По своему назначению и функциональным возможностям управляемый реактор совместно с батареей статических конденсаторов (БСК) выполняет функции аналогичного по мощности синхронного компенсатора, установленного на данной подстанции, либо статического тиристорного компенсатора (СТК) той же мощности. Однако в отличие от этих вариантов регулирования напряжения и реактивной мощности в узле нагрузки управляемый реактор с БСК имеет не только значительно меньшую стоимость изготовления, но и существенно более низкие затраты на монтаж и эксплуатацию, поскольку основное высоковольтное оборудование реактора не отличается по условиям монтажа и эксплуатации от аналогичных по напряжению и мощности трансформаторов или неуправляемых реакторов, не требует закрытых помещений и высококвалифицированного специализированного персонала. Так, на данной подстанции реактор был успешно встроен в существующую схему с традиционным трансформаторным оборудованием, а его эксплуатация не потребовала какого-либо увеличения штата персонала или его переквалификации.

Управляемый подмагничиванием реактор типа РТУ-25000/110-У1 обладает следующими техническими и функциональными показателями:

Номинальная мощность, кВ·А	25000
Номинальное напряжение, кВ	121
Диапазон изменения мощности, кВ·А	250–25000
Номинальный ток фазы сетевой обмотки, А	114
Максимальная скорость изменения мощности, кВ·А/с	20000
Максимальное значение любой из высших гармоник в токе фазы, А	≤5

Потери ХХ, кВт	≤25
Потери КЗ, кВт	≤175
Средний уровень звука в любом режиме, дБА	≤85
Номинальная мощность трансформатора подмагничивания, кВ·А	160
Номинальный выпрямленный ток подмагничивания, А	800
Диапазон уставки по напряжению, кВ	105–125

Система управления, регулирования, защит и автоматики (СУРЗА) реактора предусматривает три режима работы: ручной режим с заданным оператором значением фазного тока реактора, режим автоматизированного поддержания заданного значения реактивной мощности и основной режим – автоматической стабилизации напряжения в узле нагрузки.

Благодаря малому значению тока ХХ реактора (менее 1 А) допускается его прямое подключение к линии или шинам подстанции через разъединитель, что также существенно снижает стоимость проекта в сравнении с СТК, в котором необходим и понижающий трансформатор, и высоковольтный выключатель. Однако в данном случае на подстанции "Кудымкар" реактор включен в схему параллельно с БСК через общий с ней ранее существующий выключатель 110 кВ. По рекомендациям НТЦ ВЭИ, выполненным в результате испытаний и опытной эксплуатации в г.Тольятти, выбран состав защит и их уставок с действием на совместное отключение РТУ и БСК в аварийных режимах.

Теория работы и принцип действия управляемых подмагничиванием реакторов с предельным насыщением магнитной цепи описаны в [1-3]. Принципиальная электрическая схема РТУ-25000/110-У1 приведена на рис.1. Фазы сетевой обмотки реактора соединены в двойную звезду с заземленными нейтральными, имеют встроенные трансформаторы тока и подключены к шинам подстанции. Обмотка подмагничивания соединена в двойной разомкнутый треугольник и подключена эквипотенциальными по переменному току выводами к выходу преобразователя, встроенного в трансформатор подмагничивания со схемой соединения "треугольник – шестилучевая звезда". Система управления связана с измерительными трансформаторами и управляющими входами преобразователя – шестипульсного выпрямителя.

Конструктивно комплекс управляемого реактора состоит из электромагнитной части РДУ-25000/110-У1 в трехфазном исполнении, трансформатора подмагничивания со встроенным преобразователем ТМП-160/10 и системы управления СУРЗА. Электромагнитная часть аналогична по исполнению, монтажу и обслуживанию двухобмоточному трансформатору того же клас-

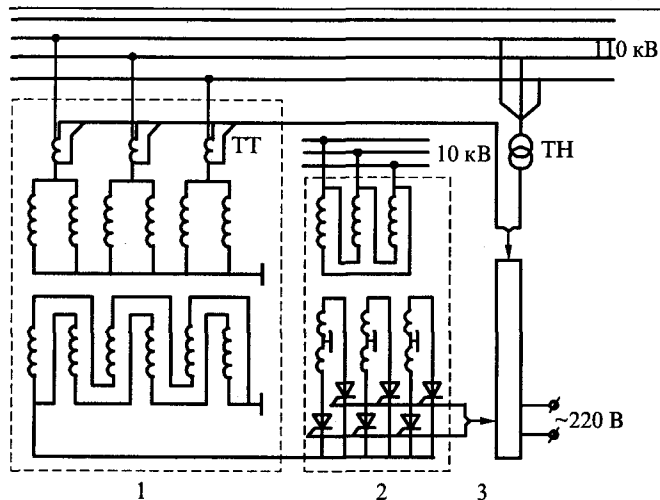


Рис.1. Принципиальная электрическая схема РТУ 25000/110-У1:

1 – электромагнитная часть РТДУ- 25000/110; 2 – трансформатор со встроенным преобразователем ТМП-160/10(120/800); 3 – система управления СУРЗА (РТУ-25000/110)

са, располагается на территории открытого распределительного пункта рядом с конденсаторной батареей и подключена совместно с БСК к шинам 110 кВ подстанции через общий выключатель 110 кВ. ТМП-160/10 установлен рядом с электромагнитной частью на железобетонных стойках, подключен к ячейке ЗРУ-10 кВ кабелем и соединен с выводами обмотки подмагничивания ошиновкой. СУРЗА располагается на пульте управления подстанции, подключена к трансформаторам тока фаз реактора и трансформатору напряжения шин подстанции, а выходными цепями – к входам управления преобразователем ТМП. При изменении выходного сигнала управления СУРЗА от 2 до 7 В выходной ток преобразователя через обмотку подмагничивания реактора изменяется в пределах от 0 до 800 А, при этом фазные сетевые токи реактора соответственно изменяются в пределах от тока ХХ до номинального.

Поскольку стабилизация напряжения на шинах подстанции 110 кВ при изменении суточного графика нагрузок не требует повышенного быстродействия, техническим заданием для головного образца предусмотрена постоянная времени по изменению мощности реактора 1 с. При этом номинальная мощность подмагничивания составляет 0,4 % номинальной мощности реактора, что существенно упрощает и удешевляет стоимость ТМП.

Головной образец реактора прошел три цикла испытаний – при изготовлении составных частей комплекса на соответствующих предприятиях проведены заводские испытания, на испытательном стенде в Тольятти прошли комплексные испытания

оборудования, на подстанции "Кудымкар" в ходе пусконаладочных работ выполнен цикл приемосдаточных испытаний в соответствии с утвержденной программой. Все этапы испытаний подтвердили соответствие реактора и его составных частей требованиям технического задания и технических условий на реакторы данной серии.

После монтажа, приемки и наладки составных частей комплекса на подстанции "Кудымкар" были проведены следующие виды испытаний реактора совместно с БСК:

- регулировочные характеристики;
- динамические характеристики;
- статические режимы и нелинейные искажения тока сетевой обмотки;
- коммутационные режимы;
- автоматические режимы работы.

В таблице приведены регулировочные характеристики реактора с БСК, которые характеризуют изменение установившихся значений фазных сетевых токов реактора в зависимости от напряжения управления и тока подмагничивания, а также влияние степени загрузки реактора на напряжение шин подстанции в типичных режимах нагрузки.

В таблице приняты следующие обозначения: $U_{\text{вых.СУРЗА}}$ – выходное напряжение системы управления; $I_{\text{ОУ.РТУ}}$ – ток в обмотке управления реактора; $I_{\text{ф.РТУ}}$ – фазный ток сетевой обмотки реактора; $U_{\text{л.шин}}$ – линейное напряжение шин 110 кВ подстанции.

Регулировочные характеристики реактора исследованы в ходе многократных включений и изменения потребляемой мощности с помощью системы управления. В результате получены следующие результаты:

Ток ХХ (действующее значение) $I_{\text{ХХ}}$, А	0,6
Максимальный ток фазы реактора при полностью открытых тиристорах преобразователя ТМП I_{max} , А	142
Ток полупредельного насыщения (минимум нелинейных искажений в сетевом токе реактора) $I_{\text{п.п}}$, А	117

Эффективность регулирования напряжения в точке подключения реактора (на шинах 110 кВ подстанции "Кудымкар") составляет 70 В на ампер изменения сетевого тока реактора.

В ходе исследований динамических режимов получены следующие экспериментальные данные:

$U_{\text{вых.СУРЗА}}$, В	2,5	3,0	3,4	3,8	4,25	5,0	7,25
$I_{\text{ОУ.РТУ}}$, А	34	113	252	430	577	740	940
$I_{\text{ф.РТУ}}$, А	20	40	60	80	100	120	142
$U_{\text{л.шин}}$, В	117	116	114	112	110,5	109	107

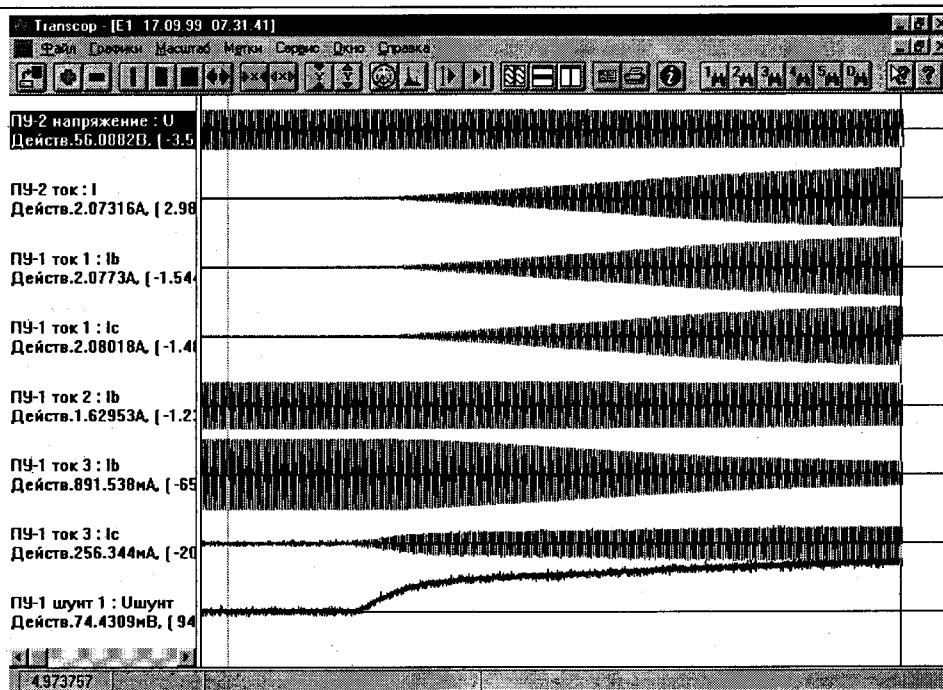


Рис.2. Осциллограммы переходного процесса набора мощности реактора (сверху вниз: напряжение шин 110 кВ подстанции, три фазных тока реактора, ток фазы конденсаторной батареи (БСК), общий ток присоединения, ток фазы ТМП и ток подмагничивания в обмотке управления реактора)

- время перехода реактора от режима ХХ (0,6 А) до номинального тока (114 А) при полностью открытых тиристорах ТМП 5 с, что соответствует расчетным значениям;
- постоянная времени набора мощности в режиме автоматической стабилизации напряжения 1,5 с;

- постоянная времени сброса мощности около 2 с.

Характерные осциллограммы переходного процесса набора мощности реактора приведены на рис.2. Осциллограммы получены с помощью многоканального цифрового регистратора аварийных процессов (ЦРАП) производства "Парма", г. Санкт-Петербург.

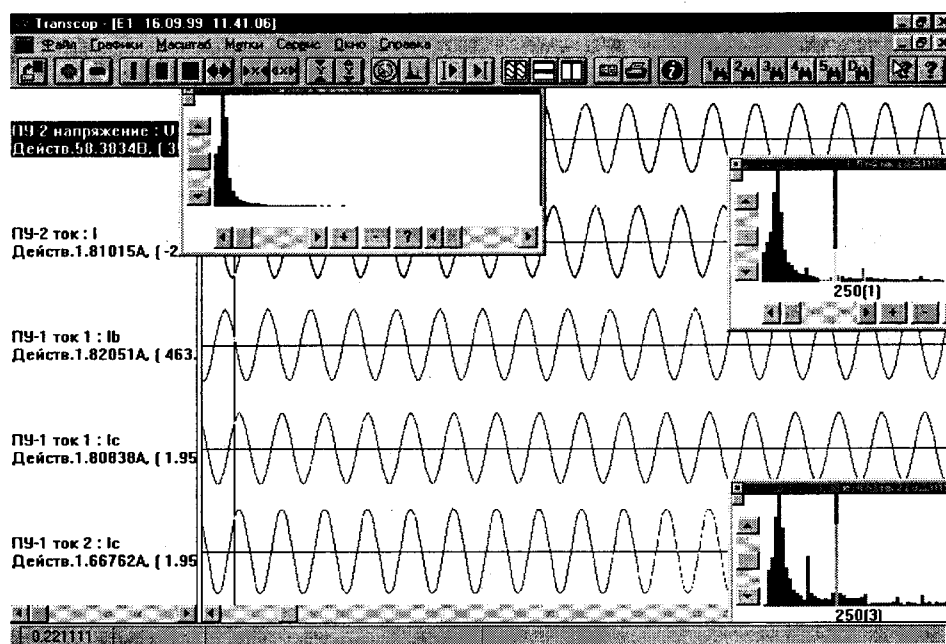


Рис.3. Осциллограммы стационарного номинального режима работы реактора (сверху вниз: напряжение шин, три фазных тока реактора и ток фазы БСК)

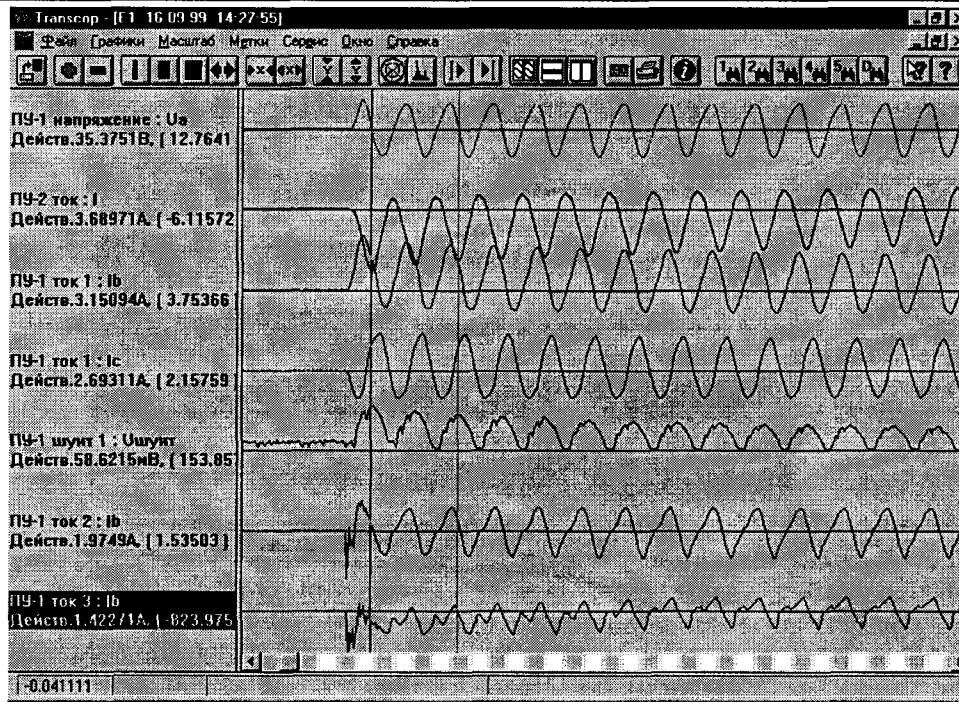


Рис.4. Оциллограммы коммутационного режима включения с предварительным подмагничиванием реактора с БСК (сверху вниз: напряжение на реакторе, три фазных тока реактора (максимум 370 А), ток подмагничивания, ток фазы батареи и суммарный ток присоединения)

На подстанции "Кудымкар" по результатам осциллографирования стационарных режимов работы реактора от ХХ до номинального режима через каждые 20 А фазного тока анализировался гармонический состав сетевого тока и напряжения шин подстанции. Характерные осциллограммы для номинального значения тока фазы приведены на рис.3.

Как видно из приведенных осциллограмм, зарегистрированный максимум высших гармоник в фазном токе не превышает расчетных и допустимых по условиям эксплуатации значений (5%). При этом нелинейные искажения напряжения шин 110 кВ во всех режимах не более 1%.

Коммутационные характеристики реактора исследовались путем многократных включений и отключений при различных значениях сетевого тока и тока подмагничивания как в режиме совместной работы с БСК, так и без нее. При этом перенапряжений и нерасчетных бросков тока в обмотках реактора и прилегающей сети не наблюдалось. Максимальное значение тока фазы при включении подмагниченного реактора с учетом аperiodической составляющей не превышает трехкратного номинального. Осциллограммы коммутационного режима включения с предварительным подмагничиванием реактора с БСК приведены на рис.4. Наиболее оптимальным режимом включения с точки зрения отклонений напряжения является режим включения БСК и реактора с предварительно уста-

новленным требуемым уровнем подмагничивания, поскольку это обеспечивает безынерционный выход реактора на установленный значением тока подмагничивания уровень потребления реактивной мощности.

В ходе промышленной эксплуатации реактора в автоматическом режиме работы осуществлялся круглосуточный контроль тока реактора и напряжения шин по каналам телемеханики. На рис.5 приведен суточный график работы реактора с БСК в режиме автоматической стабилизации напряжения.

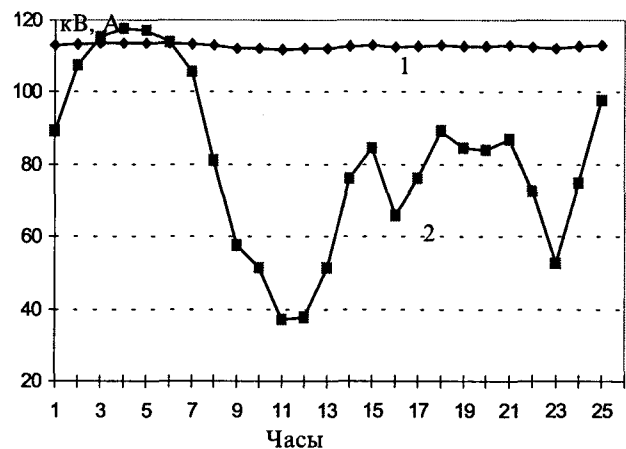


Рис.5. Суточный график работы реактора с БСК в режиме автоматической стабилизации напряжения:
1 – напряжение шин; 2 – ток реактора

После 9 месяцев эксплуатации реактора на базе предприятия Северных электрических сетей "Пермэнерго" был проведен семинар с участием департамента электрических сетей РАО "ЕЭС" и представителей ряда энергосистем. В заключительных документах совещания зафиксированы следующие результаты промышленной эксплуатации головного образца управляемого реактора 110 кВ в "Пермэнерго":

■ колебания напряжения в точке подключения в режиме автоматической стабилизации ограничены 1,5% относительно напряжения уставки;

■ число коммутаций БСК и РПН сократилось примерно в 100 раз и составляет в среднем одно отключение в месяц;

■ в часы максимумов графика нагрузок потери электроэнергии в прилегающей сети снижены на 2,5 МВт, что обеспечивает окупаемость реактора менее, чем за три года;

■ в режиме автоматической работы реактор не требует вмешательства эксплуатационного персонала;

■ обеспечено бесперебойное электроснабжение потребителей Коми-Пермяцкого автономного округа, что позволило отнестись к строительству линии 220 кВ на север Пермской области на 10–15 лет.

За время эксплуатации с сентября 1999 г. по настоящее время аварийных отключений реактора и ложных срабатываний релейной защиты не было. Претензий со стороны персонала подстанции к процессу эксплуатации реактора нет.

Выводы

1. Управляемый реактор РТУ-25000/110-У1 является эффективным средством стабилизации на-

пряжения, снижения потерь и количества коммутаций выключателей и РПН в протяженных линиях с переменным суточным графиком нагрузки.

2. Совместно с батареей статических конденсаторов он может быть рекомендован к применению вместо синхронных и статических компенсаторов.

Список литературы

1. Управляемые реакторы // Электротехника. 1991. № 2.
2. Пат. 2132581 РФ. Электрический управляемый подмагничиванием трехфазный реактор / А.М.Брянцев, А.Г. Долгополов, А.И.Лурье и др. // Открытия. Изобретения. 1999. № 18.
3. Брянцев А.М., Базылев Б.И., Долгополов А.Г. и др. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы – новое электротехническое оборудование // Энергетик. 2000. № 1.

Долгополов Андрей Геннадьевич – директор НИЦ "Регулируемые электротехнические комплексы" ГУП "ВЭИ им. В.И.Ленина", доктор технических наук, доктор электротехники АЭН РФ. Окончил МФЭ Новосибирского электротехнического института в 1973 г. Защитил диссертацию по теме "Управляемые дугогасящие и шунтирующие реакторы с предельным насыщением магнитной цепи для электрических сетей высокого напряжения" в 2000 г.

Долгополов Сергей Геннадьевич – ведущий инженер ООО "Энергия-Т" (г.Тольятти). Окончил электроэнергетический факультет МЭИ в 1977 г.

Зайцев Анатолий Иванович – ведущий инженер ООО "Энергия-Т" (г.Тольятти). Окончил радиотехнический факультет Казанского авиационного института в 1970 г.

Шипицин Владимир Павлович – директор филиала ОАО "Пермэнерго" – Северные электрические сети. Окончил электротехнический факультет Пермского политехнического института в 1985 г.

Способы и алгоритмы управления мощностью трехфазного управляемого шунтирующего реактора с подмагничиванием

БРЯНЦЕВ А.М., ДОЛГОПОЛОВ А.Г., ДУБРОВИНА О.М.

Рассматриваются основные принципы управления для нового типа шунтирующих реакторов напряжением 110–500 кВ.

Управляемые подмагничиванием реакторы с предельным насыщением магнитной цепи находят все более широкое применение как в распределительных сетях, так и на линиях СВН [1,2]. Диапазон функциональных возможностей, заложенных в конструкцию этих реакторов, с одной стороны, и разнообразие требований к линейным и подстанционным реакторам различных классов

Basic control principles for a new type of shunt reactors of 110–500 kV voltage are considered in the article.

напряжения, с другой стороны, определяют объем и сложность алгоритмов их управления.

К основным функциональным возможностям трехфазных управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов с предельным насыщением магнитной цепи можно отнести следующие:

– широкий диапазон плавного регулирования (от ХХ до номинального или предельно допус-

тимого значения мощности) с неограниченным числом переходов к требуемому значению потребляемой мощности;

- возможность длительной перегрузки до 20% и кратковременной до 100%;

- постоянная времени по регулированию мощности (быстродействию) по требованию заказчика или месту подключения может варьироваться от 0,1 до 1 с;

при необходимости набор мощности при включении или двукратная форсировка осуществляются безынерционно (за один-два периода промышленной частоты);

- степень нелинейных искажений в сетевом токе реактора в зависимости от требований и соответствующего исполнения оборудования может быть снижена с 4 до 1% $I_{ном}$;

- для расширения диапазона в сторону не только потребления, но и выдачи реактивной мощности, реактор может работать параллельно с конденсаторной батареей, в том числе с возможностью ее подключения к выводам вторичной обмотки (такой комплекс является полной заменой синхронного компенсатора);

- при соответствующем увеличении мощности вторичной обмотки, соединенной в треугольник, к ее выводам 10 кВ может подключаться нагрузка собственных нужд либо другая активная нагрузка подстанции (т.е. реактор совмещает в себе функции трансформатора);

- при использовании реактора в качестве линейного на линиях с ОАПВ его исполнение меняется на пофазное с возможностью гашения дуги емкостного тока;

- состав оборудования реактора в зависимости от назначения и требований может меняться от минимального (электромагнитная часть с системой подмагничивания) до полного, включающего в себя широкий спектр дополнительного оборудования (фильтры, коммутаторы, конденсаторные установки, средства гашения дуги и т.д.);

- наряду с основными каналами управления – автоматической стабилизации напряжения в точке подключения и ручного регулирования потребляемого тока (мощности) в алгоритмы управления реактором могут закладываться дополнительные возможности (автоматизированное дистанционное управление мощностью, форсировка и расфорсировка, управление в паузах АПВ и ОАПВ, согласование с другими средствами регулирования и автоматики).

Таким образом, способы и алгоритмы управления, а следовательно, соответствующий объем

систем управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА) управляемого шунтирующего реактора будут зависеть от его назначения и состава оборудования. Тем не менее, существующая практика разработки и внедрения реакторов 110, 220 и 330 кВ (соответственно в Кудымкаре, Чите и Барановичах) с аналоговыми системами управления показала, что схемотехника СУРЗА строится достаточно просто и надежно по пути наращивания основного ядра (с ручным и автоматическим управлением системой подмагничивания) дополнительными элементами (средствами отображения и диагностики, каналами внешнего управления и телеизмерения, дополнительными функциями предварительного подмагничивания, форсировки и расфорсировки, гашения дуги и т.д.).

Не рассматривая детально реализацию указанных функций и алгоритмов, остановимся подробнее на основных способах повышения надежности и функциональных возможностей, которые заложены в конструкцию и систему управления шунтирующих реакторов последней серии (РТУ напряжением от 35 до 500 кВ, мощностью от 32 до 180 Мвар).

Со времени разработки первых прототипов указанной серии были известны способы и устройства для управления подмагничиваемыми реакторами, которые содержат собственно реактор с обмотками, силовую схему для подмагничивания постоянным током, например, трансформатор с полупроводниковым преобразователем, а также систему импульсно-фазового управления, которая по заданному закону регулирования изменяет ток подмагничивания в обмотке управления реактора и тем самым меняет его индуктивность и, соответственно, ток и потребляемую мощность сетевой обмотки [1].

В известных схемах и устройствах система подмагничивания требовала отдельного источника электропитания, например, подключения трансформатора с преобразователем к ячейке собственных нужд 6–10 кВ подстанции [2]. При этом напряжение синхронизации в систему управления подавалось с трансформатора напряжения шин подстанции, а поддержание заданного тока или мощности сетевой обмотки реактора производилось в замкнутом контуре регулирования пропорционально-интегральными регуляторами (ПИ-регуляторами) с существенной постоянной времени интегрирующего звена, в результате чего усложнялись связи между составными частями реактора и оборудованием подстанции, а также возрастала время регули-

рования и колебательность системы регулирования в целом.

Кроме того, известная инерционность реактора, обладающего значительной индуктивностью, приводила к тому, что выход на требуемый режим потребления реактивной мощности происходил с задержкой, соответствующей постоянной времени сетевой обмотки реактора и составляющей в зависимости от мощности от 0,3 до 2 с. Однако для ряда применений, например, для трехфазных шунтирующих реакторов линий 220-500 кВ при включении линии на ХХ такое время набора реактором реактивной мощности является неприемлемым и приводит к перенапряжениям на линии.

Для упрощения силовой схемы, повышения надежности и устойчивости регулирования, а также повышения быстродействия выхода на режим потребления реактивной мощности в конструкцию и способы управления реакторов последней серии были внесены существенные изменения. Принципиальные конструктивные изменения в электромагнитной части позволили исключить электромагнитное взаимодействие обмоток постоянного и переменного тока в переходных и динамических режимах, что заложило основу возможностей повышения быстродействия вплоть до диапазона 0,05–0,1 с при установленной мощности системы подмагничивания 1–2%.

Набор других решений относится как к силовой схеме и составу оборудования, так и к способам управления реактором, который в любом варианте содержит сетевую обмотку, обмотку управления и компенсационную обмотку (последние две могут быть выполнены совмещенными), а также трансформатор с полупроводниковым преобразователем для подмагничивания и систему импульсно-фазового управления. Из этих решений к принципиальным и основным можно отнести следующие:

- трансформатор со встроенным преобразователем подключен к выводам компенсационной обмотки реактора;

- напряжение синхронизации для системы импульсно-фазового управления подается от вторичной обмотки трансформатора со встроенным преобразователем;

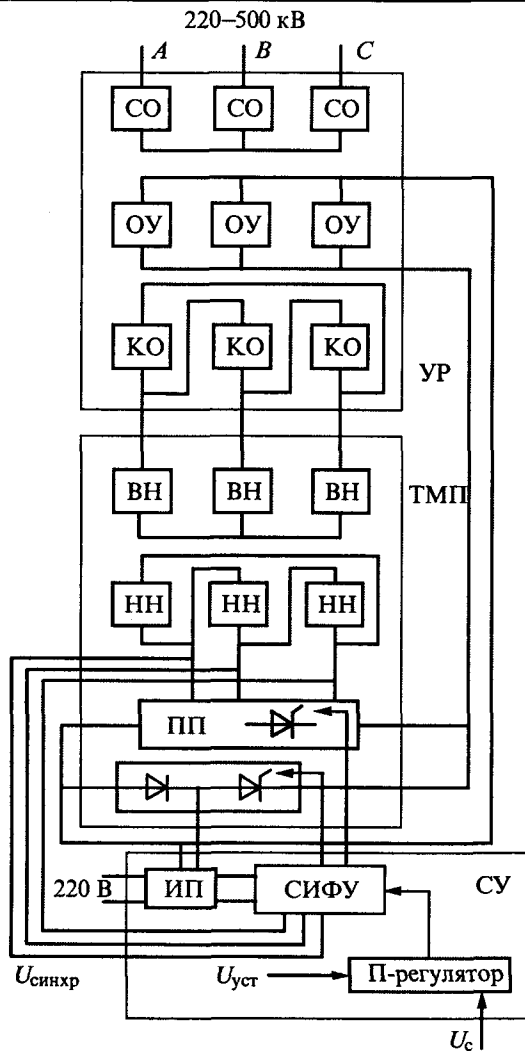
- регулирование тока в сетевой обмотке реактора производится по пропорциональному закону регулирования, в котором угол управления тиристорами преобразователя изменяется по линейной зависимости от рассогласования между напряжением уставки и напряжением в точ-

ке подключения реактора; при этом по мере превышения заданной уставки по напряжению угол управления тиристорами плавно изменяется от угла ХХ до номинального, в результате чего соответственно нарастает ток подмагничивания в обмотке управления, а ток сетевой обмотки и мощность реактора увеличиваются от значений ХХ до номинальных;

- для повышения быстродействия выхода на режим потребления реактивной мощности параллельно выходу преобразователя для подмагничивания к обмотке управления реактора подключена цепочка из последовательно соединенных диода и тиристора, на которые при условии отсутствия напряжения на реакторе непрерывно подается напряжение от источника предварительного подмагничивания, в результате чего магнитная система реактора имеет дозированное предварительное насыщение постоянным током обмотки управления; реактор при появлении напряжения на сетевой обмотке безынерционно выходит на режим заданного значения потребляемой реактивной мощности.

Один из вариантов применения указанных решений для управляемого трехфазного шунтирующего реактора классов напряжения 220–500 кВ показан на рисунке. В данном случае управляемый реактор (УР) содержит три трехфазных обмотки – сетевую (СО), управления (ОУ) и компенсационную (КО), расположенные соосно на соответствующих стержнях магнитопровода. Устройство подмагничивания постоянным током представляет собой отдельно стоящий трансформатор класса 10/0,4 кВ со встроенным полупроводниковым преобразователем (ПП) на стороне вторичной обмотки (ТМП – трансформатор масляный с преобразователем). Управление преобразователем ТМП осуществляется системой импульсно-фазового управления (СИФУ), которая обеспечивает открытие соответствующих тиристорov преобразователя с углом управления, заданным пропорциональным регулятором по напряжению (П-регулятором).

Сетевая обмотка управляемого реактора в данном случае соединена в звезду и подключается непосредственно к шинам подстанции или линии 220–500 кВ. Фазы обмотки управления соединены параллельно и подключены к выводам постоянного выходного напряжения преобразователя ТМП. Компенсационная обмотка, соединенная в треугольник и служащая для замыкания гармоник, кратных трем, имеет выводы из вершин треугольника, к которым подключается высоковольтная сетевая обмотка (ВН)



Управляемый подмагничиванием трехфазный шунтирующий реактор

трансформатора ТМП, соединенная в звезду. Вторичная обмотка (НН), соединенная в треугольник, питает преобразователь, тиристоры которого соединены по схеме Ларионова. Система импульсно-фазового управления (СИФУ) реализуется любым из известных способов и подключается по цепям синхронизации к вторичной обмотке ТМП, а по опорному сигналу – к пропорциональному регулятору, выходной сигнал которого линейно зависит от рассогласования между напряжением уставки ($U_{уст}$) и напряжением в точке подключения реактора (U_c).

Кроме того, к выводам обмотки управления параллельно выходу преобразователя ТМП подключена цепочка предварительного подмагничивания постоянным током, состоящая из последовательно включенных диода и тиристора, на которую подается напряжение подмагничивания от отдельного источника питания (ИП) во всех режимах, когда на реакторе отсутствует

напряжение сети (перед включением линии на ХХ, в паузе АПВ и т.п.).

Исполнение магнитопровода, схемы соединения обмоток, тип преобразователя ТМП в данном случае не имеют принципиального значения и могут быть любыми из известных технических решений. Существенными изменениями по сравнению с прототипами являются следующие:

1. Наличие выводов компенсационной обмотки, выбранной на соответствующее напряжение и ток нагрузки, позволяет обеспечить питание ТМП непосредственно от реактора без использования отдельного источника переменного высокого напряжения в виде свободной ячейки 10 кВ подстанции. Таким образом обеспечивается самоподмагничивание реактора в рабочих режимах и упрощаются связи комплекса управляемого реактора в целом, достигается его удешевление за счет экономии фидера питания по стороне 10 кВ. Кроме того, благодаря зависимости напряжения на выводах компенсационной обмотки от тока в ней (при росте нагрузки реактора растет ток в компенсационной обмотке и падает напряжение на ее выводах) обеспечивается дополнительная форсировка по напряжению системы подмагничивания (ТМП) в режимах перехода от нагрузок, близких к ХХ, к номинальным нагрузкам реактора, что соответственно повышает быстродействие реактора в указанных режимах.

Следует заметить, что известны технические решения обеспечения самоподмагничивания управляемого реактора тиристорами в отпайках сетевой обмотки или обмотки управления [1,2]. Однако по условиям надежности и технологичности они применимы только для управляемых реакторов более низкого класса напряжения, поскольку при больших напряжениях и мощностях реакторов они требуют значительного числа встраиваемых в общий бак полупроводниковых приборов либо большого числа выводов отпайек обмоток наружу (при внешнем расположении коммутируемых тиристорov в отпайках обмоток), что также затруднительно по условиям технологии. Указанная дополнительная форсировка по напряжению в этих решениях также отсутствует, что сравнительно снижает быстродействие реактора.

2. Упрощение схемы комплекса управляемого реактора и повышение надежности его работы обеспечивается за счет оптимизации связей по управлению – передачей синхронизирующих напряжений в СИФУ непосредственно от вторичной обмотки ТМП, питающей схему преоб-

разователя. Наряду с сокращением количества и протяженности вторичных цепей в сравнении с получением синхронизации от подстанционных трансформаторов напряжения, это решение позволяет упростить нижеописанный алгоритм работы цепей предварительного подмагничивания, поскольку отсутствие напряжения на ТМП и в цепях синхронизации однозначно свидетельствует о тех режимах, когда на реакторе отсутствует напряжение и требуется его предварительное подмагничивание.

3. По сравнению с известными решениями изменен контур регулирования и способ формирования опорного напряжения для СИФУ. Ранее в контурах регулирования реактора по напряжению и заданной мощности использовались как пропорциональные, так и интегральные звенья (ПИ-регуляторы). Наличие интегрального звена в регуляторе при известной инерционности самого объекта регулирования создавало систему замкнутого регулирования не ниже второго порядка, что неизбежно приводило к ее колебательности, дополнительным контурам для ее минимизации, а также к снижению быстродействия, поскольку в интегрирующем звене постоянная времени выбирается большей или равной постоянной объекта регулирования.

В то же время инерционность реактора как объекта регулирования при допустимости для рассматриваемого круга задач пропорционального регулирования со статизмом позволяет применить пропорциональный регулятор (П-регулятор), в котором все звенья регулятора являются практически безынерционными. Тогда система регулирования будет иметь первый порядок, переходные процессы станут апериодическими и колебательность системы будет исключена. При этом собственно реактор, являясь инерционным звеном или интегратором в системе регулирования, сглаживает случайные отклонения и быстропереходные процессы как в сети, так и в контуре регулирования. При безынерционном формировании управляющего опорного сигнала П-регулятором по рассогласованию напряжения сети с напряжением уставки регулирования сетевого тока и мощности реактора производится с постоянной времени сетевой обмотки порядка 0,1 с.

4. Подключение к выводам обмотки управления параллельно к выходу ТМП цепочки предварительного подмагничивания, состоящей из последовательно включенных диода и тиристора, позволяет обеспечить безынерционный выход реактора на требуемый режим потребле-

ния реактивной мощности при подаче напряжения на сетевую обмотку. Для этого во всех режимах, когда напряжение сети на реакторе отсутствует – при первичном включении линии или реактора, при восстановлении напряжения после паузы АПВ (автоматического повторного включения при КЗ в сети) и тому подобных, по признаку отсутствия синхронизирующих напряжений, получаемых от ТМП в СИФУ, подается напряжение на указанную цепь предварительного подмагничивания и управляющее напряжение на тиристор в ее составе. Указанное напряжение вызывает ток предварительного подмагничивания через диод и тиристор в обмотке управления реактора, в результате чего магнитная система частично насыщается постоянным магнитным потоком, и при включении сетевого напряжения фазы реактора безынерционно набирают реактивную мощность, значение которой обусловлено значением тока предварительного подмагничивания через дополнительную цепь из диода и тиристора на выводах обмотки управления. Изменяя напряжение и ток предварительного подмагничивания можно регулировать ток сетевой обмотки и соответствующую мощность, которые безынерционно обеспечит реактор при подаче на него напряжения сети. Мощность источника предварительного подмагничивания менее 1 кВ·А.

Управляемый подмагничиванием трехфазный шунтирующий реактор (рисунок) работает следующим образом. При отключенном выключателе со стороны сетевой обмотки отсутствуют как напряжение на реакторе, так и напряжение на ТМП и синхронизирующие напряжения на СИФУ, получаемые с вторичной обмотки ТМП. При этом на диод и тиристор в цепи предварительного подмагничивания подается напряжение 220 В от источника питания ИП системы управления (СУ или СУРЗА). Выпрямление и регулирование этого напряжения указанными диодом и тиристором обеспечивает протекание в обмотке управления выпрямленного тока такого значения, которое обеспечит дозированное насыщение магнитопровода в соответствии с той реактивной мощностью, которую должен безынерционно набрать реактор после подачи на него сетевого напряжения.

При подаче напряжения на реактор включением выключателя 220–500 кВ (либо при включении линии на ХХ или после паузы АПВ) реактор безынерционно переходит в режим потребления реактивной мощности, обусловленной током предварительного подмагничивания.

Одновременно при этом снимается напряжение от источника предварительного подмагничивания, подается напряжение на ТМП от компенсационной обмотки, синхронизирующие напряжения от ТМП в СИФУ, и дальнейшее регулирование сетевого тока и реактивной мощности реактора осуществляются преобразователем ТМП в соответствии с углом открытия тиристор преобразователя, который в свою очередь вырабатывается в СИФУ сравнением пилообразного напряжения с опорным сигналом от П-регулятора. Замкнутый контур системы автоматического регулирования, состоящий из П-регулятора, СИФУ, ТМП и обмотки управления, поддерживает в последней ток подмагничивания, обеспечивающий такое насыщение магнитной системы реактора, при котором значения индуктивностей и токов фаз сетевой обмотки реактора обуславливают текущую потребляемую реактивную мощность реактора в соответствии с сигналом рассогласования между напряжением уставки и напряжением в точке подключения реактора к сети 220–500 кВ. По мере повышения напряжения сети выше заданного напряжения уставки с заданным статизмом порядка 2–5% растет рассогласование на входе П-регулятора, что вызывает уменьшение угла открытия тиристор преобразователя ТМП от угла ХХ до его номинального значения, соответствующий рост тока подмагничивания в обмотке управления, насыщение магнитной системы реактора и рост сетевого тока в фазах А, В, С. В соответствии с этим плавно и линейно возрастает (или снижается) потребляемая реактивная мощность от значений ХХ до номинального режима (и обратно).

При этом указанные технические решения позволяют минимизировать состав оборудования и связей в реакторе, повысить надежность и устойчивость его работы, а также обеспечить максимальное быстродействие в требуемых режимах за счет форсировки напряжения на ТМП и предварительного подмагничивания магнитной системы.

Следует дополнительно пояснить, что плавное регулирование мощности по каналу П-регулятора с достаточно большой постоянной времени ведется в квазиустановившихся режимах работы сети, когда в ней не происходит значительных резких отклонений напряжения от номинального или заданного диспетчером. Для случаев выхода напряжения сети за пределы нормального регулирования (заданной зоны статизма) в системе управления предусмотрены ре-

жимы форсировки и расфорсировки обмотки подмагничивания с постоянной времени порядка 0,1 с, когда используется вся установленная мощность системы подмагничивания (около 1% мощности реактора).

Для этого в СУРЗА реализована схема, обеспечивающая режим форсированного набора мощности реактором до уровня номинального тока сетевой обмотки. При этом на тиристоры преобразователя непрерывно подаются сигналы управления с углом, соответствующим их максимальному открытию (α_{\min}). Условием форсированного набора мощности до номинального тока сетевой обмотки является сочетание превышения напряжения шин над значением U_{\max} и наличия тока в сетевой обмотке РТУ не более 70% номинального, т.е. $U_{\text{шин}} > U_{\max}$, $I_{\text{с.о.}} < 0,7 I_{\text{с.о.ном}}$. Угол форсировки α_{\min} поддерживается до тех пор, пока ток сетевой обмотки не достигнет номинального значения либо напряжение на шинах не вернется в пределы нормального регулировочного диапазона.

СУРЗА обеспечивает также режим расфорсировки (ускоренного сброса сетевого тока и мощности) выдачей сигналов управления с углом α_{\max} на преобразователь ТМП. Условиями расфорсировки являются снижение напряжения на шинах ниже напряжения уставки и наличие в сетевой обмотке тока не менее 30% номинального, т.е. $U_{\text{шин}} < U_{\text{уст}}$, $I_{\text{с.о.}} \geq 0,3 I_{\text{с.о.ном}}$. Режим расфорсировки поддерживается до тех пор, пока реактор не перейдет в режим ХХ либо напряжение на шинах не вернется в границы нормального регулировочного диапазона ($U_{\text{шин}} \geq U_{\text{уст}}$).

Рассмотренные технические решения реализованы в реакторах РТУ-100000/220 (ПС “Чита”) и РТУ-180000/330 (ПС “Барановичи”), исследованы в процессе заводских и сетевых приемосдаточных испытаний. Эти исследования и эксперименты показали эффективность, работоспособность и надежность как отдельных решений, так и комплекса управляемого подмагничиванием реактора в целом.

Список литературы

1. Управляемые реакторы//Электротехника. 1991. № 2.
2. Брянцев А.М., Базылев Б.И., Долгополов А.Г. и др. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы – новое электротехническое оборудование//Электротехника. 1999. № 7.

Брянцев Александр Михайлович – генеральный директор ОАО “Электрические управляемые реакторы”, доктор технических наук, профессор, академик АЭН

РФ. Окончил энергетический факультет Казахского политехнического института в 1973 г. Защитил диссертацию по теме "Магнитно-вентильные управляемые реакторы с предельным насыщением магнитной цепи" в 1992 г.

Долгополов Андрей Геннадьевич – директор НИЦ "Регулируемые электротехнические комплексы" ГУП "ВЭИ им. В.И. Ленина", доктор технических наук, доктор электротехники АЭН РФ. Окончил МФЭ Новосибирского электротехнического института в 1973 г. Защитил диссертацию по теме "Управляемые дугога-

сящие и шунтирующие реакторы с предельным насыщением магнитной цепи для электрических сетей высокого напряжения" в 2000 г.

Дубровина Ольга Михайловна – ведущий научный сотрудник ОАО "Электрические управляемые реакторы", кандидат технических наук, доцент. Окончила электротехнический факультет политехнического института (г.Тольятти) в 1979 г. Защитила диссертацию по теме "Энергетические процессы в индуктивно связанных системах с массивными элементами при импульсных воздействиях" в 1984 г.

Вопросы проектирования управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов для электрических сетей 6, 10 кВ

БАЗЫЛЕВ Б.И., БРЯНЦЕВ М.А., СПИРИДОНОВ Ю.П.

Рассматриваются вопросы проектирования новой серии управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов. Приводятся основные технические решения, позволившие спроектировать серию реакторов с улучшенными массогабаритными показателями.

Questions of designing for a new range of magnetically controllable arc extinction reactors are considered in the article. Basic technical solutions which allowed to develop a range of reactors with improved weight and dimensions properties are brought.

Примерно 70–90% повреждений в линиях электропередач 6–35 кВ составляют однофазные замыкания на землю. Их локализация и ликвидация возможны за счет компенсации возникающих при замыканиях емкостных токов. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей предписывают компенсацию емкостных токов замыкания на землю путем подключения к нейтрали дугогасящих реакторов. По последним требованиям остаточный (некомпенсированный) ток не должен превышать 5–10 А [1]. В процессе эксплуатации конфигурация сети, а значит, и ее емкостная проводимость на землю меняются, что требует точной и своевременной перестройки дугогасящих реакторов. Только в этом случае достигается ожидаемый эффект – снижение количества аварийных отключений сети.

Технические данные ступенчато регулируемых реакторов в принципе не позволяют обеспечивать точную автоматическую настройку реактора на режим компенсации. Плавно регулируемые дугогасящие реакторы плунжерного типа обладают ограниченным ресурсом по количеству возможных изменений индуктивности. Понятно, что ни о какой автоматической компенсации токов замыкания в такой ситуации не может быть речи.

Негативные последствия неполной и неточной компенсации емкостных токов заметно возрастают по мере расширения и усложнения конфигурации электрической сети. В том числе и по этой причине в ряде энергосистем наблюдается тенденция к попыткам перехода к эксплуатации сети 6–35 кВ с заземленной нейтралью (глухо или через резистивное сопротивление). Однако огромные затраты на последующее техническое перевооружение и потеря возможности по крайней мере трехкратного снижения количества аварийных отключений сети за счет правильно организованной компенсации емкостных токов, являются достаточно серьезным аргументом в пользу совершенствования технических характеристик дугогасящих реакторов и их дальнейшего применения без изменения режима работы нейтрали.

Первые попытки применения управляемых подмагничиванием реакторов можно назвать не совсем удачными. Дальнейшее их использование оказалось ограниченным и не вышло за пределы отдельных опытных партий по следующим основным причинам: повышенный расход материалов, значительное искажение формы тока высшими гармониками, длительный переходный процесс выхода на установившийся режим работы.

Ситуация принципиально изменилась, когда в начале 80-х годов были разработаны управля-

емые реакторы магнитно-вентильного типа. В них удалось значительно снизить расход материалов, улучшить форму потребляемого тока и увеличить быстродействие. Однако, несмотря на высокие технические характеристики, расход материалов на их активную часть оставался выше, чем у реакторов плунжерного типа. Кроме того, не существовало серийного производства управляемых реакторов с обоснованной шкалой мощностей, и технология их изготовления оставалась довольно сложной.

Была поставлена задача по улучшению массогабаритных показателей дугогасящих реакторов магнитно-вентильного типа и упрощению технологии их изготовления.

Для решения этой задачи потребовалось:

- провести анализ вариантов конструктивно-го исполнения электромагнитной части дугогасящих реакторов;
- разработать метод расчета, позволяющий проектировать стержневую зону управляемого реактора из неограниченного числа участков уменьшенного сечения стержня с заданным уровнем нелинейных искажений;
- определить оптимальное число рабочих участков стержневой зоны и соотношение их параметров, что позволит при минимальном уровне подмагничивания получить минимальный уровень нелинейных искажений.

Относительно высокая масса первых реакторов магнитно-вентильного типа обусловлена, в основном, повышенным расходом стали на ярма за счет использования предельного режима насыщения. Кроме того, из-за низкой остаточной индуктивности часть стержня остается ненасыщаемой во всех установившихся режимах работы, что влечет за собой снижение индукции в стержне, в свою очередь также приводящее к увеличению расхода активных материалов. Таким образом, основные проблемы связаны с повышенным расходом материалов и относительно сложной технологией изготовления:

1. Использование предельного режима насыщения, которое приводит к увеличению расхода материалов на ярма.
2. Наличие ненасыщаемых во всех установившихся режимах работы участков стержня, также приводящее к увеличению расхода материалов.

3. Отсутствие качественной прессовки участков уменьшенного сечения стержня в поперечном направлении, что приводит к увеличению шума и вибраций.

4. Необходимость бандажировки стержней и боковых ярм (из-за их относительно большой высоты) для придания жесткости магнитной системе.

5. Необходимость изготовления пластин с отверстиями под шпильки.

Разработанные и применяемые при производстве реакторов новой серии РУОМ технические решения позволяют избавиться от перечисленных недостатков и добиться значительного улучшения массогабаритных показателей и упрощения технологии изготовления. Снижение расхода материала на ярма достигается за счет использования многоступенчатого насыщения [2,3], при котором происходит снижение потока подмагничивания в номинальном режиме. Снижение расхода материалов на ненасыщаемые участки стержня достигается за счет применения совмещенной бронестержневой конструкции магнитной системы. Технологичность конструкции обеспечивается применением новой, более совершенной шихтовки магнитной системы.

Наличие ненасыщаемых участков стержня в оптимально (минимум стоимости) спроектированных реакторах с двухстержневой бронестержневой конструкцией магнитопровода обусловлено низкой остаточной индуктивностью (индуктивностью при насыщении стержня по всей высоте). Сокращение доли ненасыщаемых участков или ликвидация их вообще возможно за счет применения новой для дугогасящих реакторов конструкции магнитопровода – совмещенного бронестержневого (рис.1).

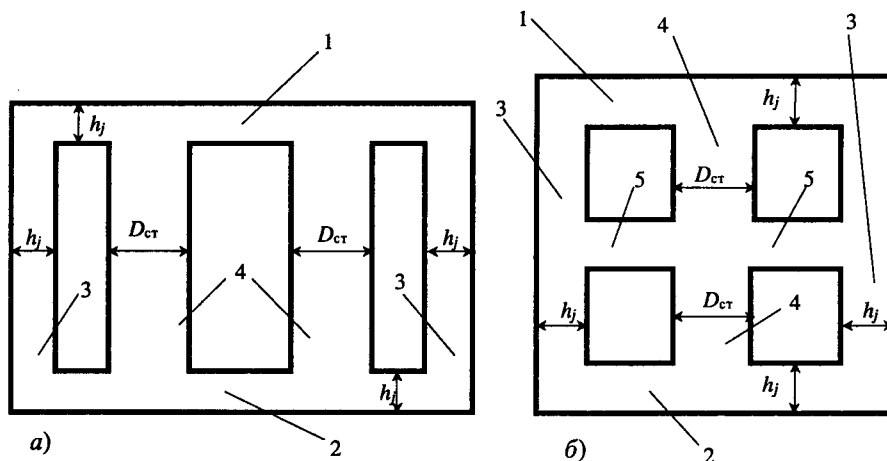


Рис.1. Конструкция двухстержневого бронестержневого (а) и совмещенного бронестержневого (б) магнитопроводов:

1, 2, 3, 5 – соответственно верхнее, нижнее, боковые и средние ярма; 4 – стержни

Оптимальная высота окна $h_{ок}$ магнитных систем для управляемых реакторов (рис.1) (оптимальная высота окна соответствует минимальной массе магнитопроводов):

– для двухстержневого бронестержневого магнитопровода

$$h_{ок} = \sqrt{\frac{6h_j D_{ст} S_{ок}}{\frac{\pi}{2} D_{ст}^2 + 4h_j D_{ст}}}; \quad (1)$$

– для совмещенного бронестержневого магнитопровода

$$h_{ок} = \sqrt{\frac{8h_j D_{ст} S_{ок}}{\frac{\pi}{2} D_{ст}^2 + 2h_j D_{ст}}}. \quad (2)$$

Принимая в обоих случаях площадь окна $S_{ок} = 1$ и высоту ярма $h_j = (\pi/8)D_{ст}$, (при равенстве площади сечения стержня и удвоенного сечения ярма), получим оптимальные соотношения геометрических размеров магнитопроводов, т.е. такие соотношения, при которых объем, а следовательно, и масса магнитопроводов минимальны (таблица).

Параметр	Совмещенный бронестержневой магнитопровод	Двухстержневой бронестержневой магнитопровод
$h_{ок}$	0,866	1,155
$b_{ок}$	1,155	0,866
$h_{ок} / b_{ок}$	0,75	1,33

Анализируя (1), (2), можно заметить, что при равенстве площадей окна $S_{ок}$ в обеих формулах и независимо от диаметров стержней высота окна магнитной системы по рис.1,а будет всегда меньше высоты окна магнитопровода по рис.1,б, а высота всего магнитопровода больше. Таким образом, при минимальном расходе материалов реактор с магнитопроводом по рис.1,а имеет остаточную индуктивность большую, чем реактор с магнитопроводом по рис.1,б, что и позволяет сократить расход материалов на стержневую зону за счет уменьшения доли ненасыщаемых участков. Другими словами можно сказать, что соотношения геометрических размеров обмотки совмещенного бронестержневого магнитопровода максимально приблизились к соотношениям так называемого реактора Хака, который имеет высоту и толщину обмотки 1 о.е., а наружный диаметр 4 о.е. Это низкая и широкая обмотка, имеющая минимальную массу при максимальной индуктивности.

Для упрощения технологии изготовления и

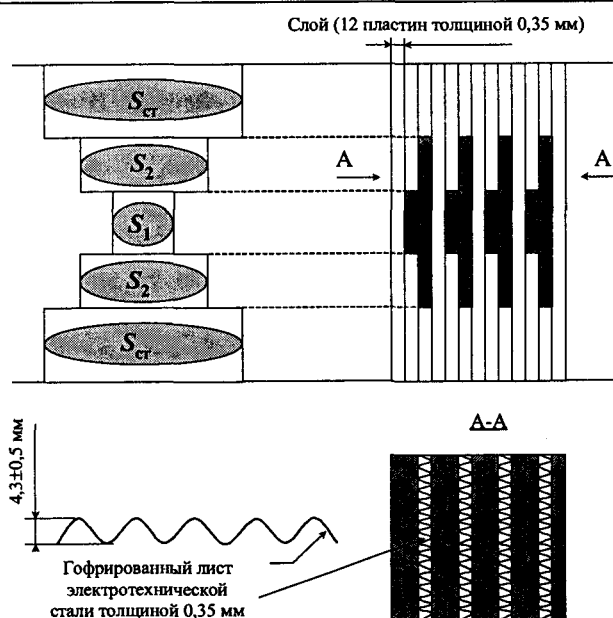


Рис.2. Формирование рабочих участков стержня реакторов серии РУОМ

улучшения прессовки УУПС разработана так называемая слоевая шихтовка магнитопровода (рис.2). Слой состоит из 12 пластин электротехнической стали толщиной 0,35 мм. В образующие при шихтовке немагнитные зазоры закладываются определенных размеров гофрированные листы такой же электротехнической стали. Гофр в свободном состоянии имеет поперечный размер больше, чем в запрессованном состоянии, за счет чего при расклинивании обмоток обеспечивается качественная прессовка УУПС.

Использование в реакторах новой серии многоступенчатого насыщения основывается на знакопеременном характере изменения высших гармоник МДС подмагничиваемого участка. Определенным образом подбирая параметры рабочих участков, можно добиться требуемого вида кривой тока искажений реактора. Гармонический ряд МДС при подмагничивании магнитопровода со стержневой зоной, состоящей из нескольких участков уменьшенного поперечного сечения (УУПС), складывается как сумма гармонических рядов каждого участка в отдельности:

$$F_0 = \frac{\Phi_m}{\pi} \sum_k R_{\mu 0k} (\sin \varphi_k - \varphi_k \cos \varphi_k); \quad (3)$$

$$F_1 = \frac{\Phi_m}{\pi} \sum_k R_{\mu 0k} \left(\varphi_k - \frac{\sin 2\varphi_k}{2} \right); \quad (4)$$

$$F_n = \frac{\Phi_m}{\pi n} \sum_k R_{\mu 0k} \left(\frac{\sin \varphi_k (n-1)}{n-1} - \frac{\sin \varphi_k (n+1)}{n+1} \right), \quad (5)$$

где Φ_m – амплитуда переменного магнитного

потока; F_0 – постоянная составляющая МДС; F_1 – первая гармоника МДС; F_n – n -я гармоническая МДС; $R_{\mu 0k}$ – магнитное сопротивление k -го рабочего участка; φ_k – угол насыщения k -го рабочего участка.

Параметр φ_k определяется как текущее значение ωt , когда мгновенное значение потока Φ равно потоку насыщения Φ_{sk} :

$$\varphi_k = \begin{cases} 0; & \frac{\Phi_{sk} - \Phi_0}{\Phi_m} \geq 1; \\ \arccos \frac{\Phi_{sk} - \Phi_0}{\Phi_m}; & \frac{\Phi_{sk} - \Phi_0}{\Phi_m} < 1. \end{cases} \quad (6)$$

С помощью полученных выражений проведен ряд расчетов, цель которых определение оптимального для дугогасящих реакторов числа рабочих участков. В ходе расчетов определялся ток искажений при предельном насыщении первого участка и поток подмагничивания, соответствующий $I_{иск*} \leq 5\%$. После анализа полученных результатов, был сделан вывод, что максимальное число УУПС не превышает шести (рис.3). Это означает, что за весь период набора мощности (от $\Phi_{0*} = 0$ до $\Phi_{0н*} = 2$) до достижения предельного насыщения первого участка $\Phi_{\sim} + \Phi_0 \leq \Phi_{s6}$ участие в работе успевает принять только шесть участков. В этом случае $I_{иск*} = 2,65\%$. Для дугогасящих реакторов с сильным насыщением магнитной цепи и глубоким диапазоном регулирования мощности, этот ток искажений является предельно достижимым минимумом. Минимальное значение номинального потока подмагничивания $\Phi_{0н*} = 1,478$ и достигается уже при насыщении четырех участков. При этом ток искажений не превышает 5% номинального тока во всем диапазоне регулирования.

После обработки результатов построена зависимость максимального тока искажений и номинального потока подмагничивания от числа рабочих участков. Наиболее резкое снижение $\Phi_{0н*}$ происходит на отрезке с первого по третий участок (рис.4).

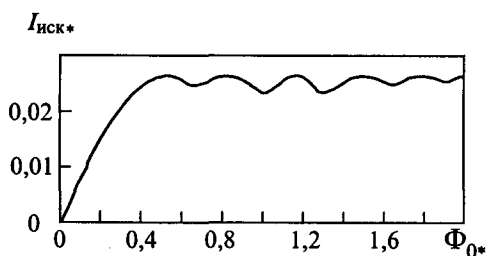
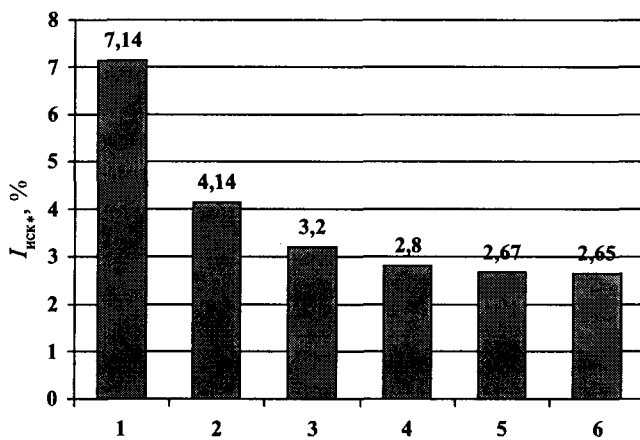
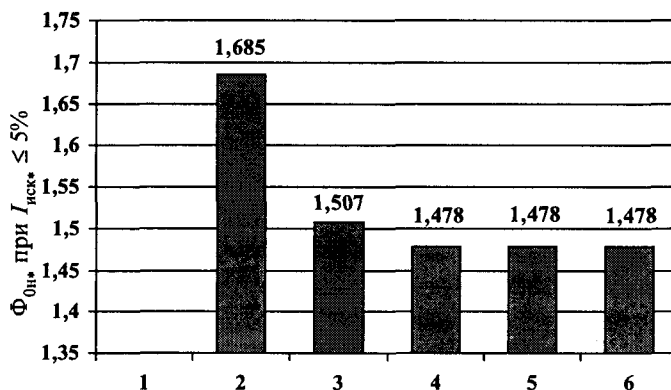


Рис.3. Зависимость тока искажений от потока подмагничивания в магнитной системе с последовательным насыщением шести участков



а) Число рабочих участков стержневой зоны



б) Число рабочих участков стержневой зоны

Рис.4. Зависимость $I_{иск*}$ от числа рабочих участков при предельном насыщении 1-го участка (а) и $\Phi_{0н*}$ от числа рабочих участков при $I_{иск*} \leq 5\%$ (б)

При условии не превышения тока искажений 5% стержневая зона реактора может состоять не более чем из четырех участков, так как от $\Phi_{0*} = 0$ до $\Phi_{0н*} = 1,478$ в работе участвует только четыре участка.

С четвертого по шестой участок снижение $\Phi_{0н*}$ практически не происходит. При $\Phi_{0н*} = 2$ максимум тока искажений меняется с 4,14% ($k=2$) до предельно достижимого значения 2,65% ($k=6$). Легко заметить, что оптимальное число рабочих участков лежит на отрезке $k=3-4$. С точки зрения наилучшего подавления высших гармоник оптимальное число участков следует принять равным четырем. С другой стороны, для упрощения технологии изготовления магнитной системы число рабочих участков необходимо снизить до трех. При переходе от насыщения шести участков к четырем $\Phi_{0н*}$ остается на прежнем уровне. При переходе от четырех участков к трем $\Phi_{0н*}$ увеличивается на 1,9%, а при переходе от трех участков к двум $\Phi_{0н*}$ увеличивается на 10%. Очевидно, что наилучшим компромиссом между получением минимума

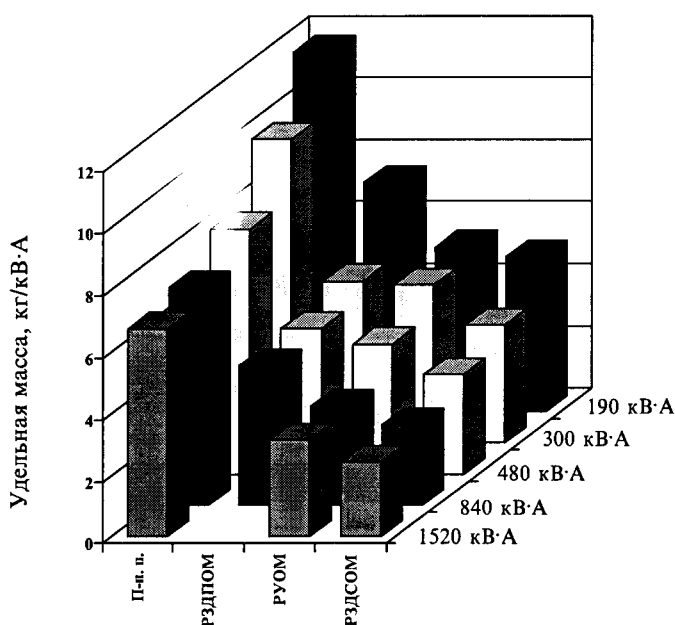


Рис.5. Удельная масса дугогасящих реакторов различных типов мощностями 190–1520 кВ·А (РЗДСОМ – реакторы с регулированием мощности переключением отпаек в обмотке; РЗДПОМ – реакторы с регулированием мощности за счет изменения немагнитного зазора в магнитной системе; РУОМ – разработанная серия реакторов; П-п. п. – реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием)

тока искажений и простотой технологии изготовления магнитной системы является вариант исполнения магнитопровода с тремя УУПС.

Проведенные исследования позволили спроектировать новую серию управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов со стержневой зоной состоящей из трех участков. Сравним массогабаритные показатели реакторов новой серии РУОМ с дугогасящими реакторами других типов (рис.5).

Мощность 190 кВ·А. Реакторы серии РУОМ имеют удельную массу более чем в два раза меньше, чем реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием, на 40% меньше, чем плунжерные реакторы и примерно на 5,7% больше, чем реакторы РЗДСОМ.

Мощность 300 кВ·А. Реакторы серии РУОМ имеют удельную массу меньше на 92%, чем реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием, практически одинаковую с плунжерными реакторами (соответственно 5,1 и 5,2 кг/кВ·А) и примерно на 26% больше, чем реакторы РЗДСОМ.

Мощность 480 кВ·А. Реакторы серии РУОМ имеют удельную массу на 88% меньше, чем реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием, на 12% меньше, чем плунжерные реакторы и примерно на 24% больше, чем реакторы РЗДСОМ.

Мощность 840 кВ·А. Реакторы серии РУОМ, как и при мощности 190 кВ·А, имеют удельную массу более чем в два раза меньше, чем реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием, на 40% меньше, чем плунжерные реакторы и примерно на 19% больше, чем реакторы РЗДСОМ.

Мощность 1520 кВ·А. Реакторы серии РУОМ имеют удельную массу более чем в два раза меньше, чем реакторы с продольно-поперечным подмагничиванием примерно на 22,5% больше, чем реакторы РУОМ. Плунжерные реакторы такой мощности не выпускаются.

Таким образом, итогом проведенных исследований стала разработка и внедрение в серийное производство дугогасящих реакторов магнитно-вентильного типа серии РУОМ, обладающих улучшенными массогабаритными показателями по сравнению не только с ранее разработанными реакторами, управляемыми подмагничиванием, но и с плунжерными реакторами типа РЗДПОМ. По удельной массе удалось также максимально приблизиться к ступенчато регулируемым реакторам РЗДСОМ. Так, разница в удельной массе между реакторами РУОМ и РЗДСОМ во всем диапазоне мощностей серии составляет не более 26% в пользу РЗДСОМ.

Список литературы

1. Базылев Б.И., Брянцев А.М., Долгополов А.Г. и др. Дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю. СПб.: Изд. ПЭИПК, 1999.
2. Базылев Б.И., Брянцев А.М., Долгополов А.Г. и др. Автоматически регулируемые дугогасящие реакторы серии РУОМ // Перспективные направления в развитии энергетики и электротехнического оборудования: Сб. докл. V симпозиума Электротехника 2010 год 19–22 октября 1999. М., 1999. С. 104–106.
3. Брянцев А.М., Базылев Б.И., Долгополов А.Г. и др. Управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6 – 35 кВ // Электричество. 2000. № 7. С. 59–68.

Базылев Борис Иванович – начальник бюро новой техники ОАО "Раменский электротехнический завод Энергия", кандидат технических наук. Окончил электромеханический факультет Смоленского филиала МЭИ в 1997 г. Защитил диссертацию по теме "Разработка и оптимизация конструкции управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов серии РУОМ для электрических сетей 6, 10 кВ" в 2001 г.

Брянцев Михаил Александрович – инженер по автоматизированным системам управления производством ОАО "Электрические управляемые реакторы". Окончил факультет автоматики и вычислительной техники МЭИ в 2002 г.

Спиридонов Юрий Павлович – исполнительный директор ОАО "Электрические управляемые реакторы". Окончил теплоэнергетический факультет МЭИ в 1980 г.

Серия нейтралеров типа ФМЗО для работы с управляемыми подмагничиванием дугогасящими реакторами серии РУОМ в распределительных сетях с изолированной нейтралью

ЛУРЬЕ А.И., ПАНИБРАТЕЦ А.Н., ЗЕНОВА В.П., ЕЛАГИН В.Н., БАЗЫЛЕВ Б.И.

Рассмотрены назначение, принцип действия, режимы работы и параметры нейтралеров типа ФМЗО мощностью до 875 кВ·А для присоединения управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов типа РУОМ.

The purpose, principle of action, modes of operations, parameters of neutral couplers as ФМЗО by capacity up to 875 кВ·А for connection of the controlled by direct current magnetizing arc-suppression reactors such as РУОМ are considered.

Для обеспечения надежного энергоснабжения на время аварийного однофазного замыкания на землю требуется применение дугогасящих реакторов, которые, будучи настроенными в резонанс с емкостью сети, снижают до допустимых минимальных значений ток промышленной частоты в месте повреждения, обеспечивают плавное восстановление напряжения в фазах после гашения дуги без каких-либо перенапряжений от дуги. Распределительные трехфазные электрические сети 6–35 кВ обычно имеют изолированную нейтраль (рис.1). В этом случае для обра-

зования "искусственной нейтрали", необходимой для подключения дугогасящего реактора, применяется особый трехфазный реактор – нейтралер, обмотки которого соединены в зигзаг [1,2].

Производство серии управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов типа РУОМ и серии нейтралеров типа ФМЗО для их присоединения освоено на Раменском электротехническом заводе "Энергия" [2,3]. Нейтралеры типа ФМЗО являются новым видом отечественной трансформаторной продукции. Нейтралеры соответствуют требованиям технических условий

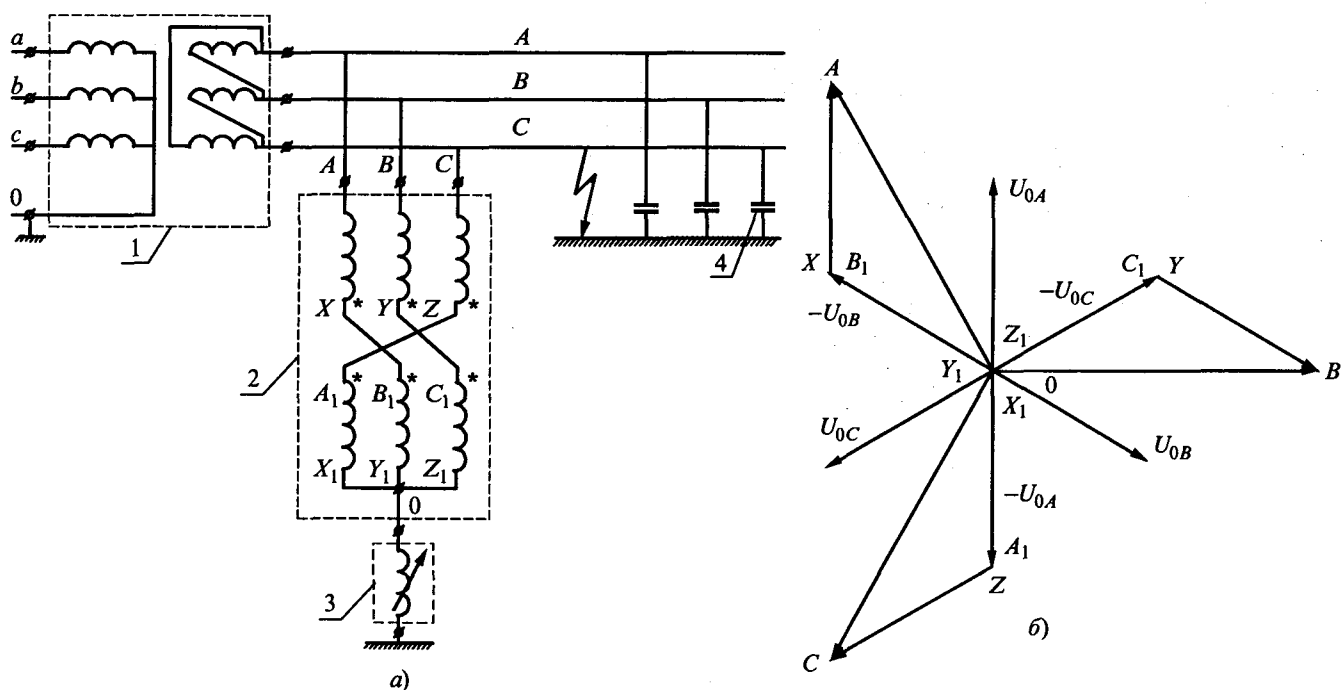


Рис.1. Схема электрической сети с дугогасящим реактором и нейтралером типа ФМЗО (а) и векторная диаграмма напряжений (б):

1 – силовой трансформатор; 2 – нейтралер ФМЗО; 3 – дугогасящий реактор; 4 – распределенная емкость сети

Параметр	Мощность, кВ·А											
	40		80		200		310		500		875	
Номинальное линейное напряжение, кВ	6,6	11	6,6	11	6,6	11	6,6	11	6,6	11	6,6	11
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2	12	7,2	12	7,2	12	7,2	12	7,2	12	7,2	12
Номинальный ток, А	8,4	5	16,8	10,1	42	25,2	65,1	39,1	105	63	183,7	110
Ток двухчасовой нагрузки, А	10,5	6,3	21	12,6	52,5	31,5	81,4	48,9	131,2	78,75	229,6	137,7
Ток ХХ, А, (к 1/3 номинального тока, %)	0,04 (2)	0,03 (1,8)	0,1 (1,5)	0,1 (1,5)	0,15 (1,1)	0,15 (1,8)	0,3 (1,4)	0,2 (1,5)	0,25 (0,7)	0,15 (0,7)	0,6 (1)	0,35 (1)
Потери ХХ, Вт, не более	75	65	120	120	250	250	550	600	850	850	800	800
Напряжение КЗ, %, не более	3	3	3,2	3,2	4,2	4,2	3,5	3,6	5,5	5,5	4,5	4,5
Потери КЗ, Вт, не более	600	600	1200	1200	3000	3000	3500	3700	5000	5000	6000	6000

ТУ 16-99 ИРФУ. 672266.001. Основные технические параметры нейтралеров типа ФМЗО приведены в табл.1.

Габаритные и установочные размеры и масса нейтралеров типа ФМЗО (рис.2) приведены в табл.2, фотография нейтралера ФМЗО-310/11 – на рис.3.

По состоянию на сентябрь 2002 г. изготовлено и отправлено потребителям 60 нейтралеров типа ФМЗО напряжением 6,6 и 11 кВ суммарной мощностью около 15000 кВ·А.

В Публикации МЭК 289 "Реакторы" для реакторов рассматриваемого предназначения используется термин "заземляющий трансформатор (нейтралер)". В технической литературе кроме этого термина применяются также термины "вспомогательный заземляющий трансформатор", "трехфазный заземляющий реактор", "трехфазный трансформатор с одной обмоткой, соединенной в зигзаг (без вторичной обмотки)", "фильтр присоединения". Завод "Энергия" выпускает реактор типа ФМЗО как "фильтр масляный заземляющий нулевой последовательности", такой термин также встречается в литературе, он характеризует основное функциональное предназначение устройства (для напряжения прямой и обратной последовательности он обладает очень высоким сопротивлением, в несколько раз превышающим сопротивление ХХ двухобмоточного трансформатора аналогичной мощности, а для напряжения нулевой последовательности его сопротивление незначительно), в то время как другие термины отражают главным образом только конструктивные особенности, по которым рассматриваемое устройство

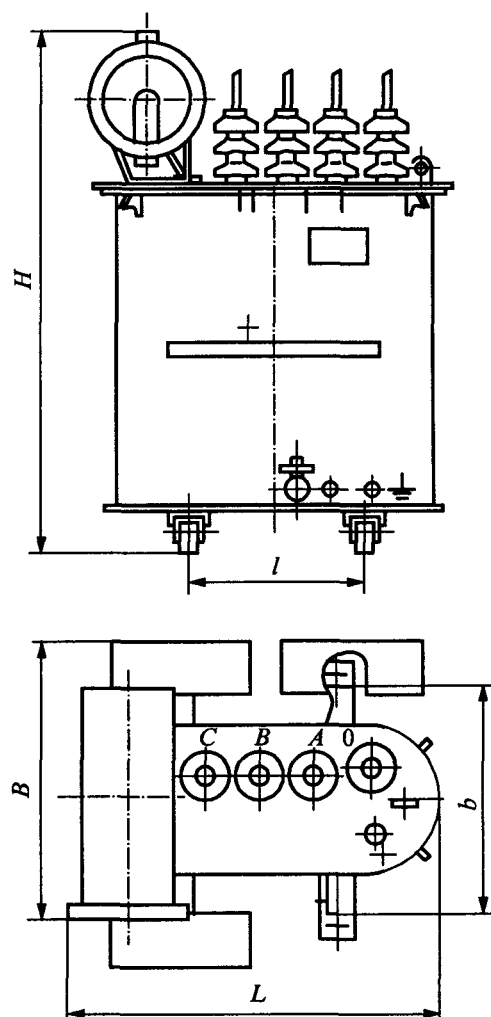


Рис.2. Габаритные и установочные размеры нейтралеров ФМЗО

Таблица 2

Тип нейтралера	Размеры, мм					Масса, кг	
	<i>B</i>	<i>H</i>	<i>L</i>	<i>b</i>	<i>l</i>	Полная	Масла
ФМЗО-40/6,6, ФМЗО-40/11	430	970	800	400	450	320	76
ФМЗО-80/6,6, ФМЗО-80/11	450	1075	840	400	500	430	110
ФМЗО-200/6,6, ФМЗО-200/11	770	1560	1090	550	550	760	190
ФМЗО-310/6,6	820	1580	1150	550	550	905	210
ФМЗО-310/11	820	1580	1150	550	550	910	210
ФМЗО-500/6,6, ФМЗО-500/11	990	1700	1300	550	550	1500	375
ФМЗО-875/6,6, ФМЗО-875/11	990	1700	1300	550	550	1500	375

цилиндрическими слоевыми полуобмотками на каждом стержне, соединенными в зигзаг с выведенной нейтралью (рис.4).

При эксплуатации к нейтралеру постоянно приложено симметричное трехфазное напряжение сети (режим ХХ). Поэтому при разработке нейтралеров предусмотрено сниженное значение магнитной индукции в стали, что обеспечивает малые потери ХХ и сниженный уровень звука. Во всех режимах нейтралеры могут эксплуатироваться при номинальном и наибольшем допустимом напряжении сети.

относено к изделиям трансформаторного производства.

Нейтралеры типа ФМЗО используются в схеме заземляющего дугогасящего устройства (например, дугогасящего управляемого подмагничиванием реактора серии РУОМ с автоматической компенсацией ёмкостного тока замыкания на землю) или заземляющего резистора, или в схеме с параллельным включением дугогасящего реактора и заземляющего резистора. Принципиальная схема включения нейтралера приведена на рис.1.

Конструктивно нейтралер представляет собой фактически силовой трехфазный масляный трехстержневой трансформатор (все нейтралеры типа ФМЗО разработаны на базе трансформаторов типа ТМ, соответствующих стандарту ГОСТ 11677-85) без вторичной обмотки с двумя

стимом напряжении сети. При возникновении в сети однофазного замыкания на землю через все обмотки нейтралера протекают одинаковые по значению токи нулевой последовательности, в сумме составляющие ток нейтрали и, соответственно, ток дугогасящего реактора, включенного в нейтраль (этот ток может быть на несколько процентов больше, если параллельно дугогасящему реактору подключен резистор). В соответствии с нормируемыми режимами работы дугогасящего реактора для нейтралера должны быть нор-

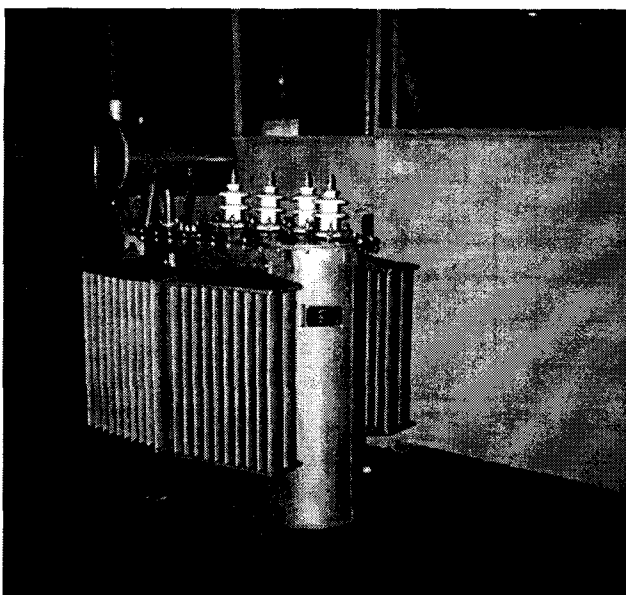


Рис.3. Нейтралер типа ФМЗО-310/11

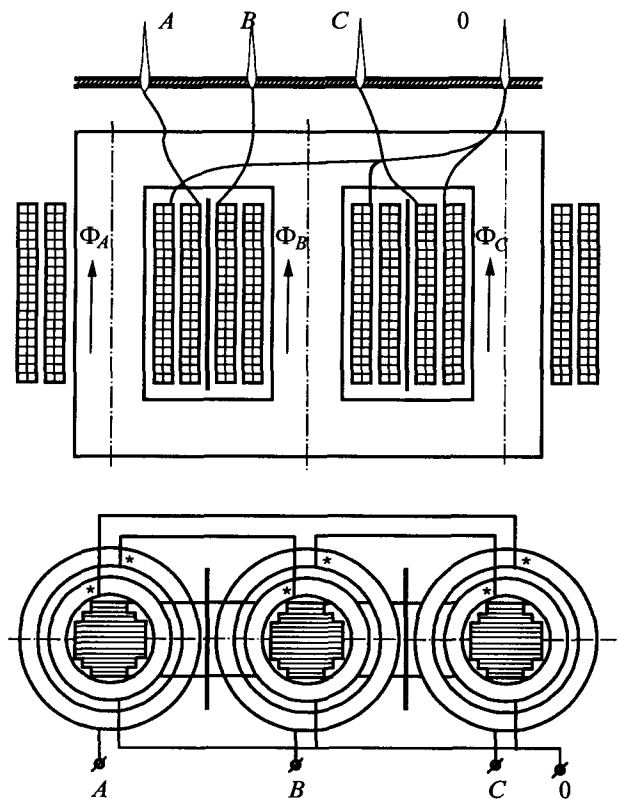


Рис.4. Электромагнитная часть нейтралера типа ФМЗО (эскиз)

мированы те же режимы работы, когда в его обмотках протекают токи:

- номинальный ток нейтралера, принимаемый равным номинальному току дугогасящего реактора (при номинальном напряжении), при котором допускается работа нейтралера и реактора в длительном режиме;

- ток двухчасовой нагрузки нейтралера, принимаемый равным предельному току дугогасящего реактора (при номинальном напряжении), при котором допускается работа нейтралера и реактора не более 2 ч (ток максимально допустимой систематической нагрузки по ГОСТ14209-85 при работе в режиме двухчасовой компенсации тока КЗ на землю с интервалами не менее 4 ч при годовой наработке не более 2920 ч).

При нормальном симметричном режиме сети к вводам нейтралера *A*, *B* и *C* приложена симметричная система трехфазных напряжений сети. Поэтому напряжение на нейтрали относительно земли – напряжение на вводе 0 – равно нулю, ток всех трех фаз нейтралера является током намагничивания стали замкнутого магнитопровода. Этот ток весьма мал (аналогично току ХХ трехфазного трансформатора). Ток нейтрали (ток дугогасящего реактора) в силу симметрии напряжений, естественно, равен нулю.

При возникновении в сети замыкания на землю одной фазы, например фазы *C* (рис.1), симметрия напряжений нарушается, на нейтрали появляется фазное напряжение. Это напряжение оказывается приложенным в основном к дугогасящему реактору, управляемому подмагничиванием (падение напряжения на нейтралере мало из-за его небольшого напряжения КЗ). Индуктивность дугогасящего реактора автоматически "подстраивается" в резонанс с распределенной емкостью сети [4], в результате чего ток в точке замыкания на землю снижается почти до минимального значения, определяемого в основном активной составляющей тока и высшими гармониками. Это и требуется для гашения дуги или (в редких случаях, когда гашения дуги не произойдет) для продолжения эксплуатации в течение нескольких часов до ремонта сети. Во время замыкания на землю через обмотки нейтралера протекает ток нулевой последовательности, для которого, как отмечено выше, индуктивность нейтралера из-за соединения его обмоток в зигзаг мала. В результате в таком режиме основное напряжение падает не на нейтралер, а на дугогасящий реактор. Поэтому режимом, определяющим электрическую прочность нейтралера-фильтра заземляющего нулевой последова-

тельности, является длительный практически бестоковый режим ХХ, когда к нему приложено трехфазное симметричное напряжение сети.

В этом режиме сдвинутые на 120° переменные магнитные потоки Φ_A , Φ_B и Φ_C трех стержней нейтралера (рис.4) наводят в частях обмоток, расположенных на этих стержнях, напряжения U_{0A} , U_{0B} и U_{0C} . Из векторной диаграммы на рис.1 можно определить напряжения на вводах *A*, *B* и *C* и напряжения, воздействующие на наиболее важные изоляционные промежутки: обмотка – стержень и внутренняя часть обмотки – внешняя часть обмотки (канал между частями обмоток). Если принять за 100% линейное напряжение на фильтре (линейное напряжение сети, на рис.1 это отрезки U_{AB} , U_{BC} или U_{AC}), то напряжения на этих промежутках будут соответственно 33,33% (векторы U_{0-A1} , U_{0-B1} и U_{0-C1}) и 33,33% (векторы U_{X1-X} , U_{Y1-Y} и U_{Z1-Z}). Как видно, имеет место равномерное распределение напряжений по изоляционным промежуткам, что позволяет выбрать размеры этих изоляционных промежутков, по-видимому, оптимальными, обеспечив минимальные затраты активных и изоляционных материалов и повышенную надежность работы изоляции нейтралера. Таким образом, в нейтралерах типа ФМЗО из всех возможных схем соединений отводов частей обмоток осуществлена оптимальная схема соединений частей его обмоток.

Для всех "токовых" режимов работы нейтралера (или режимов нагрузки) характерно малое напряжение на нейтралере, поскольку, как отмечено выше, он имеет малое сопротивление нулевой последовательности (его напряжение КЗ составляет несколько процентов). В этих нагрузочных для нейтралера режимах потери в стали сердечника фильтра практически отсутствуют, это отличает нейтралер от трансформатора.

В табл.3 для нейтралеров ФМЗО мощностью 200-875 кВ·А указаны соответствующие присое-

Таблица 3

Тип нейтралера	Тип соответствующего дугогасящего реактора
ФМЗО-200/6,6	РУОМ-190/6,6/√3
ФМЗО-200/11	РУОМ-190/11/√3
ФМЗО-310/6,6	РУОМ-300/6,6/√3
ФМЗО-310/11	РУОМ-300/11/√3
ФМЗО-500/6,6	РУОМ-480/6,6/√3
ФМЗО-500/11	РУОМ-480/11/√3
ФМЗО-875/11	РУОМ-840/11/√3

диняемые к ним дугогасящие регулируемые подмагничиванием реакторы типа РУОМ, разработанные и выпускаемые Раменским электротехническим заводом "Энергия".

Применение нейтралеров по сравнению с использованием в тех же целях обычных трехфазных трансформаторов с выведенной нейтралью и схемой соединения Y/D имеет следующее технико-экономическое преимущество: поскольку работа трансформаторов при длительном протекании тока нулевой последовательности нежелательна из-за увеличения потерь, выбранные трансформаторы должны быть значительно большей мощности и, соответственно, большей массы и стоимости, в противном случае требуется специальное исполнение трансформаторов, учитывающее особенности режима, например, установка короткозамкнутых колец на ярмах или экранов на баке. Поэтому, как правило, при заказе на поставку дугогасящих реакторов типа РУОМ одновременно оформляется заказ на нейтралеры типа ФМЗО.

Предусмотрена параллельная работа двух или нескольких нейтралеров и работа нейтралера с дугогасящими реакторами других типов (управляемыми подмагничиванием, регулируемые электромеханического типа, переключаемыми или нерегулируемыми), а также с резисторами.

Для нейтралеров понятие мощности условно, так как при "токовом" режиме напряжение на нейтралере мало, а в режиме ХХ при большом напряжении мал ток нейтралера. Поэтому мощность в обозначении типа нейтралера принята равной произведению тока двухчасовой нагрузки на номинальное напряжение нейтралера.

Публикация МЭК 289 "Реакторы", раздел "Заземляющие трансформаторы (нейтралеры)", нормирует номинальное полное сопротивление нулевой последовательности, которое определяется в опыте, когда напряжение прикладывается к точке соединения трех линейных вводов и к нейтрали. Применительно к рассматриваемым нейтралерам введен аналогичный условный па-

раметр – напряжение КЗ, который обозначает произведение номинального (длительного) тока на полное сопротивление нулевой последовательности нейтралера в процентном отношении к номинальному напряжению, как это принято для трансформаторов и реакторов. Обычно в технической литературе рекомендуется для нейтралеров напряжение КЗ не выше 10%, этому условию все типы нейтралеров ФМЗО соответствуют (с запасом).

Испытательные напряжения изоляции обмоток нейтралеров типа ФМЗО установлены равными соответствующим испытательным напряжениям силовых трансформаторов по ГОСТ 1516.3-96 (табл.2, уровень б) и для унификации конструкции и увеличения надежности они нормируются одинаковыми для фильтров классов напряжения 6 и 10 кВ:

- одноминутное промышленной частоты – 35 кВ (для 6,6 кВ должно было бы быть 25 кВ);
- полный грозовой импульс – 75 кВ (60 кВ);
- срезанный грозовой импульс – 90 кВ (70 кВ);
- двойное номинальное индуктированное напряжение частотой 400 Гц.

Принятые для разработанных нейтралеров предельные допустимые превышения температуры элементов фильтра над температурой окружающего воздуха при испытаниях на нагрев при номинальном напряжении нейтралера указаны в табл.4, где для сравнения для дугогасящих реакторов и трансформаторов указаны также значения по другим нормативным документам.

Как видно из табл.4, принятые для нейтралеров перегревы несколько выше, чем для силовых трансформаторов, они соответствуют нормам ранее действовавшего стандарта ГОСТ 19470-74 "Реакторы масляные заземляющие дугогасящие". В Публикации 289 МЭК для нейтралеров (заземляющих трансформаторов) так же, как и для дугогасящих реакторов, нормируются перегревы еще большие (там сказано следующее: "значения температуры учитывают тот факт, что замыкания в сети возникают не часто

Таблица 4

Элементы реактора (трансформатора)	Превышение температуры, °С				
	ФМЗО	ГОСТ 19470-74	ГОСТ 11677-85	Публикация МЭК 289	
				Номинальный ток	Ток двухчасовой нагрузки
Обмотка	75	75	65	80	100
Масло в верхних слоях	70	70	60	–	–
Магнитная система, элементы металлоконструкций	85	85	75	–	–

и бывают кратковременными"). Нейтралеры типа ФМЗО успешно прошли тепловые испытания на стенде завода при номинальном токе, при токе, увеличенном по сравнению с номинальным на 15%, и времени нагрева 6 ч, а также и при токе двухчасовой нагрузки. После накопления опыта эксплуатации не исключена возможность увеличения номинального тока нейтралеров типа ФМЗО за счет использования их внутренних резервов конструкции.

В соответствии с требованием Публикации МЭК 289 "Реакторы" заземляющие трансформаторы (в принятой терминологии – нейтралеры) должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждения термические и динамические воздействия номинального тока нейтрали. В случае рассматриваемых нейтралеров речь идет о токе двухчасовой нагрузки, т.е. токе, соответствующем его минимальной индуктивности. Проведенные расчеты электродинамической стойкости нейтралеров при токе двухчасовой нагрузки показали, что они имеют большие коэффициенты запаса, поэтому испытания на стойкость при токе двухчасовой нагрузки не предусмотрены. Фактически и формально испытания на стойкость совмещены с испытаниями на нагрев при токе двухчасовой нагрузки (двухчасовой компенсации).

Нейтралер применяется не только в схеме с дугогасящим реактором. Например, реактор-нейтралер типа ФМЗО-310/11-УХЛ1-М, который изготавливается на базе нейтралера ФМЗО-310/11, как его модификация, отличающаяся увеличенным числом витков обмоток и наличием встроенного трансформатора тока на нейтрали, входит составной частью в комплексы трехфазных управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов типа РТУ, в частности реактора РТУ-100000/220-У1, предназначенного для компенсации избыточной зарядной мощности в распределительных электрических сетях 220 кВ с заземленной нейтралью. В этом случае основное назначение реактора-нейтралера – создание "искусственной" заземленной точки в схеме с соединенной в треугольник компенсационной обмоткой (КО) электромагнитной части РТДУ-100000/220 вышеуказанного реактора, т.е. ликвидация "плавающего потенциала" этой обмот-

ки, а также использование установленного в нейтрали ФМЗО-310/11-УХЛ1-М трансформатора тока для защиты цепи КО от аварийных замыканий и устройства коррекции формы тока от замыканий на землю и возможной несимметрии из-за повреждений элементов конденсаторной батареи.

Список литературы

1. Вильгейм Р., Уотерс М. Заземление нейтрали в высоковольтных системах. М.-Л. Госэнергоиздат, 1959.
2. Брянцев А.М., Лурье А.И., Долгополов А.Г. и др. Управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ//Электричество. 2000. № 7.
3. Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Лурье А.И. и др. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы – новое электротехническое оборудование//Электротехника. 1999. № 7.
4. Долгополов А.Г. Системы автоматической настройки компенсации для дугогасящих реакторов, управляемых подмагничиванием// Электротехника. 1999. № 11.

Лурье Александр Иосифович – ведущий научный сотрудник ВЭИ, кандидат технических наук, доктор электротехники, член-кор. АЭН РФ. Окончил электромеханический факультет МЭИ в 1958 г. Защитил диссертацию по теме "Исследование и применение математического моделирования магнитных полей рассеяния трансформаторов и реакторов на электропроводящей бумаге" в 1965 г.

Панибратец Анатолий Николаевич – ведущий научный сотрудник ВЭИ, кандидат технических наук. Окончил электромеханический факультет Одесского политехнического института в 1972 г. Защитил диссертацию по теме "Исследования и расчеты электродинамической стойкости при коротких замыканиях мощных силовых трансформаторов" в 1999 г.

Зенова Валентина Петровна – старший научный сотрудник ВЭИ. Окончила электромеханический факультет МЭИ в 1960 г.

Елагин Владимир Николаевич – ведущий инженер ВЭИ. Окончил электромеханический факультет Одесского политехнического института в 1969 г.

Базылев Борис Иванович – начальник бюро новой техники ОАО "Раменский электротехнический завод Энергия", кандидат технических наук. Окончил электромеханический факультет Смоленского филиала МЭИ в 1997 г. Защитил диссертацию по теме "Разработка и оптимизация конструкции управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов серии РУОМ для электрических сетей 6, 10 кВ" в 2001 г.

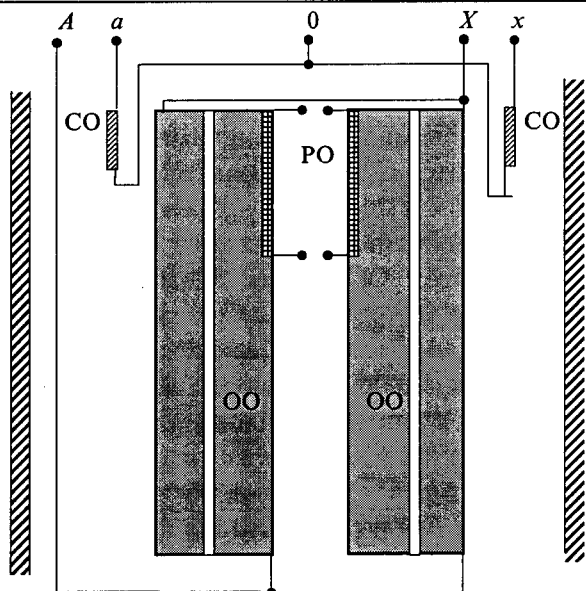


Рис.2. Схема расположения обмоток на стержнях реактора типа РУОМ-480/11

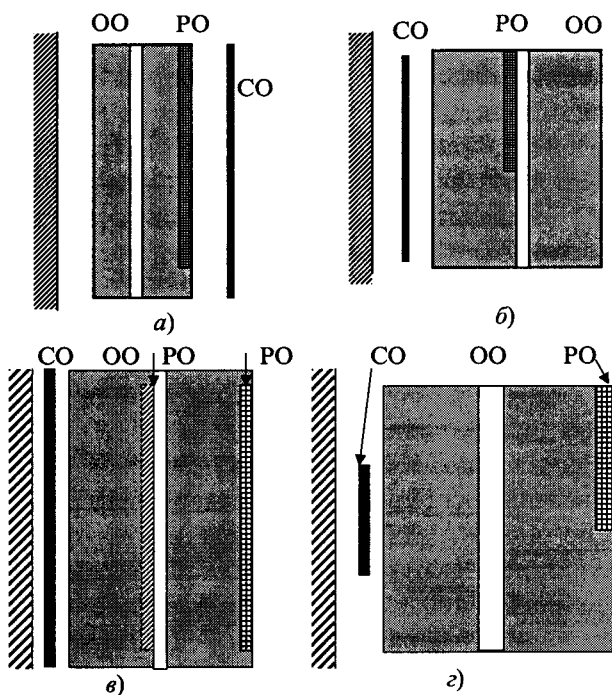


Рис.3. Эскизы взаимного расположения обмоток в реакторах типа РУОМ с двухрамным магнитопроводом: а – реактор 190 кВ·А, 11 кВ; б – реактор 480 кВ·А, 38 кВ; в – реактор 400 кВ·А, 11 кВ; г – реактор 1250 кВ·А, 11 кВ

наиболее типичных вариантов конструктивного исполнения таких реакторов схематически показано на рис.3 (для одной из частей стержня).

Как следует из рис.3, в реакторах типа РУОМ на каждой из двух частей стержня магнитопровода имеются половина основной сетевой обмотки (ОО), от части витков которой (РО) выполнены отводы (отпайки) для питания преобразователя,

регулирующего подмагничивание стержней, а также половина маломощной сигнальной обмотки СО. Вводы СО расположены на крышке бака, а регулировочные отпайки соединены внутри бака с преобразователем. По аналогии с трансформаторами далее части ОО (отпайки) для регулирования подмагничивания будут называться регулировочными обмотками (РО).

Наличие в реакторе двух маломощных обмоток и возможность случаев КЗ на них требуют особого внимания к вопросам стойкости реакторов при КЗ. Так, при КЗ на отводах маломощной СО она должна быть рассчитана на очень большой для такой обмотки ток КЗ, при КЗ на РО (например, из-за КЗ в преобразователе) РО становится как бы вторичной короткозамкнутой обмоткой трансформатора (первичная обмотка – вся ОО), и тоже должна быть рассчитана на большой ток КЗ. Следует отметить, в реакторах типа РУОМ КЗ на части обмотки (КЗ на РО) рассматривается как расчетный аварийный режим, в то время как в обычных силовых трансформаторах это классифицируется как внутреннее повреждение (вводов на крышке бака нет) и, как правило, не рассчитывается.

Как известно, электродинамические силы при КЗ (как в реакторах, так и в трансформаторах) сильно зависят от взаимного расположения обмоток в окне магнитопровода, и, чтобы оценить это влияние при проектировании реакторов, рассматривались несколько вариантов взаимного расположения обмотк.

Например, в реакторе мощностью 190 кВ·А СО расположена после ОО (далее от стержня – рис.3,а), в результате в ней действуют радиальные силы КЗ наружу, вызывая механические напряжения растяжения в проводах. В остальных реакторах СО расположена ближайшей к стержню магнитопровода, при КЗ она подвержена сжимающим (направленным к стержню) радиальным силам, которые могут привести к потере радиальной устойчивости (потере круглой формы) СО. В реакторе РУОМ-480/11 СО расположена не симметрично относительно ОО (рис.2), в результате на СО действуют при КЗ заметные осевые силы. В реакторах других типов (рис.3) СО расположены симметрично относительно ОО, возникающие при этом осевые силы КЗ существенно меньше.

Как видно из рис.2,3, РО в разных типах реакторов может располагаться в наружном слое ОО (рис.2,3,а,г) или в одном из средних слоев ОО (рис.3,б,в). Как правило, РО расположена не симметрично по высоте (ее сложно разместить

симметрично, поскольку число витков в ней обычно меньше, чем число витков в слое ОО, а она должна примыкать к нейтральному отводу (ОО), поэтому при КЗ это может оказаться причиной возникновения больших осевых сил (радиальные силы в этой обмотке не велики). В реакторе мощностью 400 кВ·А РО удалось расположить относительно симметрично в середине высоты ОО (рис.3,б). В этом же реакторе на стадии проектирования были рассмотрены 2 варианта расположения (относительно стержня) регулировочных витков, существенно различающихся по электродинамическим воздействиям. В первом варианте регулировочные витки занимают слой примерно в середине радиального размера ОО (наклонно заштрихованный слой на рис.3,б), этот вариант при дальнейшем рассмотрении будем называть "РО внутри". Во втором варианте РО расположена в последнем (наружном) слое ОО (штриховка в клетку на рис.3,б), этот вариант при дальнейшем рассмотрении будем называть "РО снаружи".

Поскольку реакторы типа РУОМ близки по конструкции к силовым трансформаторам, для расчета стойкости реактора при КЗ приемлемы методы, используемые при расчете трансформаторов, но с учетом особенностей конструкции реакторов и режимов КЗ.

Методика расчета электродинамической стойкости при КЗ реакторов типа РУОМ включает следующие основные этапы:

1) выбор обмоток и элементов конструкции, для которых необходим расчет электродинамической стойкости, а также выбор расчетных режимов КЗ;

2) выбор методов и программ расчета;

3) расчет токов КЗ в расчетных режимах;

4) расчет магнитного поля;

5) расчет электромагнитных сил и возникающих напряжений;

6) расчет или определение допускаемых значений механических напряжений в элементах конструкции;

7) определение коэффициентов запаса прочности и устойчивости;

8) составление заключения об электродинамической стойкости и рекомендаций по ее повышению.

В случае, если в результате проведенных расчетов выясняется необходимость переработки конструкции с целью повышения электродинамической стойкости реактора, указанный поверочный расчет проводится повторно для измененной конструкции.

Выбор обмоток, элементов конструкции и расчетных режимов КЗ. Поскольку для управляемых дугогасящих реакторов типа РУОМ относительно слабыми в электродинамическом отношении являются СО и РО (фактически отпайки ОО), то соответственно КЗ на их выводах являются определяющими режимами. При этом наряду с расчетом ОО особое внимание должно быть уделено устойчивости СО, сжимаемой радиальной силой (в случае ее расположения на стержне), радиальной прочности растягиваемой РО и осевым сдвигающим силам, действующим на все обмотки и элементы их крепления.

Выбор методов и программ расчета. Как уже указывалось, для анализа стойкости при КЗ реакторов типа РУОМ вполне применимы существующие "трансформаторные" методы и программы расчета. Так, для расчета индуктивности реактора и токов КЗ может быть применена программа РАСТОК (разработка ВИТ [4]), достаточно точно учитывающая геометрические размеры обмоток, а для расчета магнитного поля в области обмоток при КЗ, механических сил и напряжений – программа РЭСТ (разработана в ВЭИ на базе результатов динамических испытаний сотен трансформаторов и моделей обмоток [5]). Отметим, что при разработке реакторов типа РУОМ программа РЭСТ применена также и для расчета нагревов обмоток, причем результаты расчетов практически полностью совпали с результатами измерений при тепловых испытаниях.

Расчет токов КЗ. В качестве примера в табл.1 приведены основные результаты расчета токов КЗ по программе РАСТОК для вариантов реакторов, показанных на рис.2, 3. Для реактора мощностью 400 кВ·А расчеты выполнены для двух вариантов расположения регулировочных витков (вариант 1 – "РО внутри" и вариант 2 – "РО снаружи").

Как видно из табл.1, расположение регулировочных витков на наружной образующей ОО (вариант "РО снаружи") в реакторе 400 кВ·А позволяет почти вдвое снизить ток КЗ в регулировочных витках по сравнению с вариантом "РО внутри".

В табл.1 даны действующие значения тока в установившемся режиме КЗ. При расчетах электродинамических сил в наиболее неблагоприятный момент времени этот ток (действующее значение) для учета апериодической составляющей в переходном режиме должен быть умножен на $\sqrt{2}$ и на ударный коэффициент, зависящий от

Основные результаты расчета токов КЗ в обмотках реакторов типа РУОМ

Мощность реактора	Режим КЗ, замкнутая обмотка	Токи КЗ в			Особенности конструкции
		СО	РО	ОО	
190 кВ·А / 11 кВ	СО	1748	47	47	СО и РО снаружи ОО (рис.3,а)
	РО	–	1118	61	
480 кВ·А / 11 кВ	СО	977	10,2	10,2	СО у стержня, РО снаружи ОО (рис.2)
	РО	–	1638	27,0	
480 кВ·А / 38 кВ	СО	4306	20,7	20,7	СО у стержня, РО внутри ОО (рис.3,б)
	РО	–	1550	15,1	
400 кВ·А / 11 кВ, вариант 1	СО	4505	73,6	73,6	СО у стержня, РО внутри ОО (рис.3,в)
	РО	–	5476	90,9	
400 кВ·А / 11 кВ, вариант 2	СО	4505	73,6	73,6	СО у стержня, РО снаружи ОО (рис.3,в)
	РО	–	2835	47,1	
1520 кВ·А / 11 кВ	СО	8739	152	152	СО у стержня, РО снаружи ОО (рис.3,з)
	РО	–	2130	113	

Таблица 1

обозначения расчетных параметров:

– среднее напряжение радиального сжатия – $\sigma_{\text{ср}}$, (знак "минус" означает, что обмотка сжимается радиальными силами в направлении к стержню);

– суммарное напряжение радиального сжатия (растяжения) –

 $\sigma_{\text{рад}}$;

– максимальная осевая сжимающая сила – $P_{\text{мах}}$;

– осевая сила, действующая на опоры обмотки – $P_{\text{опоры}}$

Отметим, что в случае использования обмоток других типов (например, непрерывных или винтовых с прокладками) необходимо оценивать также осевую изгиб в пролетах между прокладками.

В качестве допускаемых значений параметра $[\sigma]$ в табл.2 приняты допускаемые радиальные напряжения, нормированные в методике расчета для сжимаемых обмоток $[\sigma_{\text{ср}}]$ и растягиваемых обмоток $[\sigma_{\text{рад}}]$, соответственно.

Из табл.2 следует, что почти все рассмотренные реакторы по расчету удовлетворяют требованиям достаточной стойкости при КЗ с большим запасом. Только для самого мощного из реакторов (1520 кВ·А) в таблице выделено значение радиального напряжения сжатия, близкое к допускаемому значению критического напряжения.

Радиальная устойчивость СО определяется средним радиальным напряжением сжатия $\sigma_{\text{ср}}$ в этой обмотке (ближайшей к стержню) при КЗ на этой обмотке. При превышении значения этого напряжения некоторого допустимого значения $[\sigma_{\text{ср}}]$ (так называемого критического напряжения) происходит потеря устойчивости (потеря формы) этой обмотки в радиальном направлении.

Критическое напряжение радиальной устойчивости зависит от сечения провода, диаметра обмотки, материала провода, наличия и конструкции радиальных опор, осевого сжатия, трения между соседними элементами, способа и технологии намотки обмотки. Такой вид деформации возможен в сигнальной обмотке при КЗ на выводах сигнальной обмотки во всех рассмотренных типах реакторов, кроме реактора

соотношения активного сопротивления и индуктивности реактора.

Расчет магнитного поля, расчет электромагнитных сил и возникающих напряжений. Указанная выше программа РЭСТ предназначена для расчета электромагнитного поля, потерь, нагревов, осевых, радиальных, тангенциальных сил и напряжений КЗ в обмотках и на опорных конструкциях обмоток, а также для расчета прочности и устойчивости при КЗ трансформаторов и реакторов с круглыми концентрическими обмотками. Исходными данными для программы являются: токи КЗ, геометрия окна и обмоток, размеры и тип провода, размеры охлаждающих каналов, механические свойства электротехнических материалов, а также технология изготовления обмоток. Подробнее возможности программы изложены в [5].

Как уже указывалось, основными параметрами, определяющими динамическую стойкость реактора типа РУОМ, являются радиальная устойчивость сигнальной обмотки, радиальная прочность на сжатие или растяжение сигнальной обмотки или регулировочных витков и осевые сдвигающие силы между несимметрично расположенными обмотками.

В табл.2 приведены основные результаты расчета электродинамической стойкости при КЗ маломощных обмоток рассматриваемых реакторов. В ОО силы и особенно механические напряжения невелики, они для сведения приведены в табл.2 только для реактора 480 кВ·А, 11 кВ. Расчеты проведены для режимов КЗ и токов, указанных в табл.1. Для реактора мощностью 400 кВ·А рассмотрены и указаны в табл.2 два варианта конструктивного расположения обмотки РО: вариант 1 – "РО внутри" и вариант 2 – "РО снаружи". В табл.2 приняты следующие

Основные результаты расчета электродинамической стойкости реакторов РУОМ

Мощность, напряжение	Режим	Обмотка	$\sigma_{ср} / [\sigma]$, МПа	$\sigma_{рад} / [\sigma]$, МПа	P_{max} , кН	$P_{опоры}$, кН	Примечание
190 кВ·А / 11кВ	КЗ на СО	СО	7,1/109	15,8/109	2,0	0,0	СО и РО снаружи ОО (рис.3,а)
	КЗ на РО	РО	10,4/109	23,1/109	4,1	2,1	
480 кВ·А / 11кВ	КЗ на СО	СО	-19,5/33,7	18,0/109	5,1	2,5	СО внутри, РО – снаружи ОО (рис.2)
	КЗ на РО	ОО	-0,1/44	0,1/109	4,8	4,4	
			РО	1,0/109	7,1/109	7,2	5,3
480 кВ·А/38 кВ	КЗ на СО	СО	-15,8/32,1	26,4/109	9,1	0,0	СО внутри, РО внутри ОО (рис 3,б)
	КЗ на РО	РО	-0,4/45,6	6,0/109	10,3	7,0	
400 кВ·А / 11 кВ, вариант 1	КЗ на СО	СО	-4,7/13,1	9,6/36	4,4	0,0	СО внутри, РО внутри ОО (рис 3,в)
	КЗ на РО	РО	0,4/36	16,5/36	11,3	6,2	
вариант 2	КЗ на РО	РО	4,2/36	10,9/36	4,9	1,8	РО снаружи ОО
1520 кВ·А / 11кВ	КЗ на СО	СО	-36,0/36,0	58,6/109	37,9	0,0	СО внутри, РО снаружи (рис 3,г)
	КЗ на РО	РО	3,8/109	19,1/109	32,1	18,7	

РУОМ-190/11, в котором сигнальная обмотка расположена не внутри, а снаружи радиально-го размера основной обмотки (рис.3,а) и подвергается действию не сжимающих, а растягивающих радиальных сил. Следует еще раз отметить, что в реакторах удалось обеспечить радиальную устойчивость сигнальной обмотки во всех типополнениях. Расчеты показывают (табл.2), что в реакторе РУОМ-480/11 коэффициент запаса $K_{зап}$ (отношение допускаемого критического напряжения к среднему напряжению сжатия) по радиальной устойчивости сигнальной обмотки равен 1,73, в реакторе РУОМ-480/38 – $K_{зап} = 2,03$, в реакторе 400 кВ·А – $K_{зап} = 2,78$, а в реакторе 1520 кВ·А – $K_{зап} = 1,0$. Отметим, что первоначальной в СО реактора 1520 кВ·А был применен провод поперечным сечением 5,6×1,0 мм в 8 параллелей. Расчеты показали, что радиальная устойчивость обмотки из такого провода является недостаточной: коэффициент "запаса" (в данном случае "коэффициент дефицита") равен всего 0,78. Потребовалось увеличить на 20% сечение провода, чтобы обеспечить достаточную по расчету радиальную устойчивость СО.

Радиальная прочность обмотки определяется суммарным напряжением от радиального сжатия (или растяжения) и радиального изгиба, определенного для самого нагруженного проводника обмотки. Расчеты показывают, что и по этому параметру динамическая стойкость всех реакторов является достаточной: коэффициент запаса по радиальной прочности на сжатие не ниже 1,8 (СО реактора 1520 кВ·А) и не ниже 3,3 – на растяжение (РО реактора 400 кВ·А в случае ее расположения снаружи основной обмотки).

Следует указать особенность выполнения расчета радиальной прочности РО в реакторах,

где регулировочные витки конструктивно расположены в середине радиального размера ОО (РУОМ-480/38 и реактор 400 кВ·А вариант "РО внутри"). Эти реакторы при КЗ на выводах РО можно представить, как трехобмоточные трансформаторы с короткозамкнутой средней по расположению обмоткой (слой РО) и питанием со стороны внутреннего и наружного центра ОО. Направление тока в частях основной обмотки слева и справа от РО противоположно направлению тока в короткозамкнутых витках РО. Поэтому внутренняя часть ОО оказывается под действием сжимающих (направленных к стержню) радиальных сил, наружная часть ОО – под действием растягивающих (от стержня) радиальных сил, а проводники, расположенные по радиусу РО, – под действием встречно направленных сил: внутренние проводники растягиваются, а наружные сжимаются радиальными силами. При этом наиболее нагруженными оказываются как самый внутренний, так и самый наружный проводники регулировочного слоя. Наибольшее радиальное напряжение в них достигает в реакторе 400 кВ·А 16,5 МПа, что не превышает допускаемого значения (36 МПа для алюминиевого провода).

Для оценки стойкости при КЗ важны осевые силы, действующие в обмотках, на опоры и прессующие конструкции обмоток. Проведены расчетные исследования динамических осевых сил по программе ДИНАР, являющейся частью пакета РЭСТ. Кривые во времени этих сил для регулировочной обмотки реактора РУОМ-1520/11 показаны на рис.4, где построены кривые трех сил – электромагнитной силы $F_{элмаг}$ (пропорциональной квадрату текущего значения тока КЗ), максимальной сжимающей обмотку осевой силы P_{max} и силы $P_{верх}$, действующей на верхнюю опо-

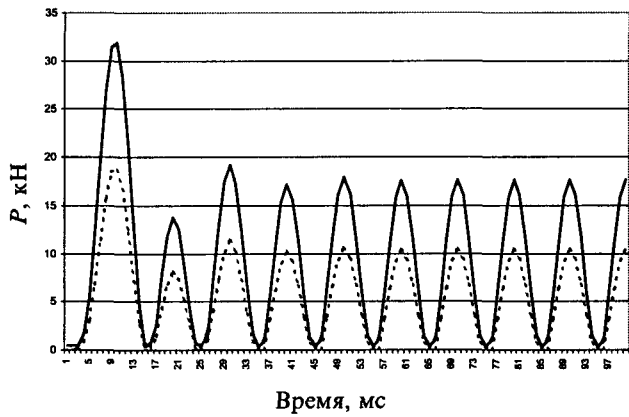


Рис.4. Кривые изменения во времени осевых сил в РО реактора РУОМ-1520/11:

— — — $F_{элмаг}$; — — — P_{max} ; - - - $P_{верх}$;

ру обмотки. Но первые две силы между собой совпадают, да и характер действия $P_{верх}$ практически полностью повторяет характер электромагнитной силы $F_{элмаг}$. Таким образом, механические резонансные процессы в обмотках отсутствуют, что дает основание применить для расчета так называемый статический расчет осевых сил, принятый при расчете осевых сил в распределительных трансформаторах.

Расчеты показали, что осевые силы в режимах КЗ на сигнальной обмотке не велики, поскольку во всех выпускаемых реакторах сигнальная обмотка расположена симметрично относительно высоты основной обмотки (вариант реактора РУОМ-480/11 с рассмотренной в статье броневой конструкцией магнитопровода и несимметричным расположением СО в настоящее время снят с производства, а выпускается вариант с симметричным расположением СО). Опасные осевые силы возникают при КЗ РО. Как уже указывалось, в большинстве типов реакторов из конструктивных соображений симметрирование РО относительно ОО осуществить затруднительно. Поэтому в реакторах РУОМ она расположена по высоте несимметрично относительно ОО – сдвинута к верхнему торцу обмотки (рис.2,3). Эпюры распределения расчетных значений осевых сил по высоте РО для четырех типов таких реакторов приведены на рис.5. Видно, что во всех реакторах с несимметричным расположением регулировочного слоя возникают существенные (соизмеримые с максимальными сжимающими силами) осевые силы, действующие на верхнюю опору ОО. Значения этих сил: 2,5 кН в реакторе РУОМ-190/11 (при максимальной силе в обмотке около 4 кН), 6–7 кН в реакторах РУОМ-480 (при максималь-

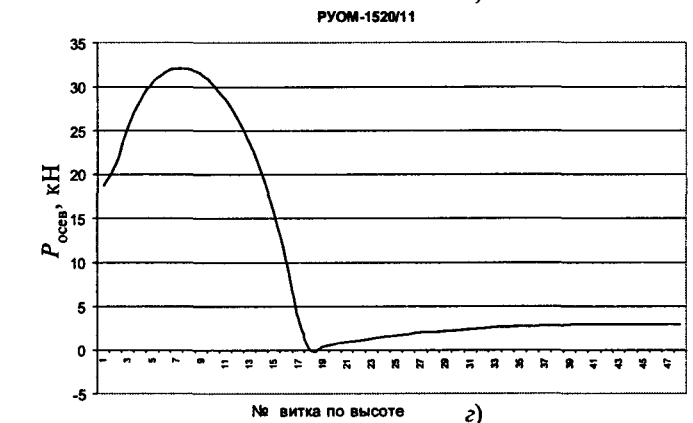
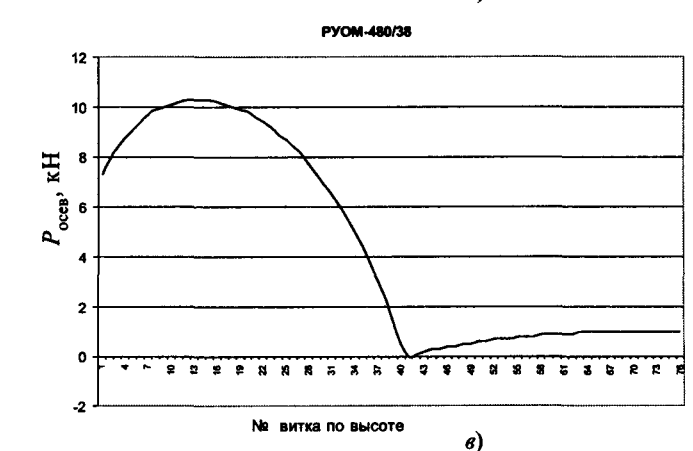
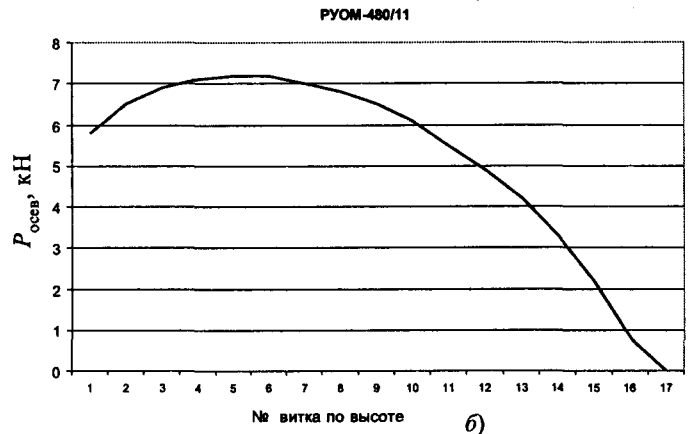
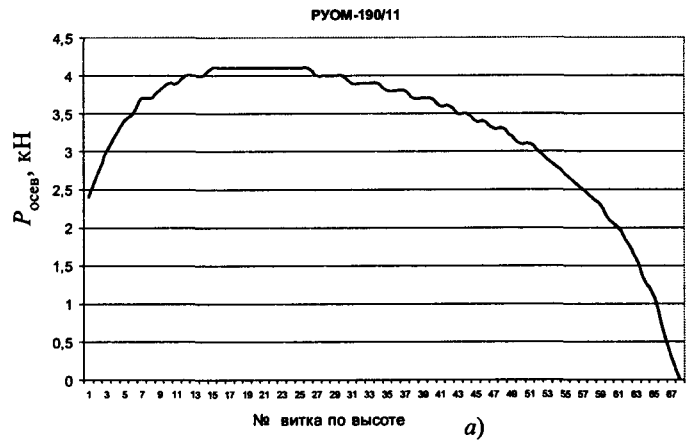


Рис.5. Примеры распределения осевых сил по высоте РО реакторов РУОМ разных типов:

а – реактор 190 кВ·А, 11 кВ; б – реактор 480 кВ·А, 38 кВ; в – реактор 400 кВ·А, 11 кВ; г – реактор 1250 кВ·А, 11 кВ

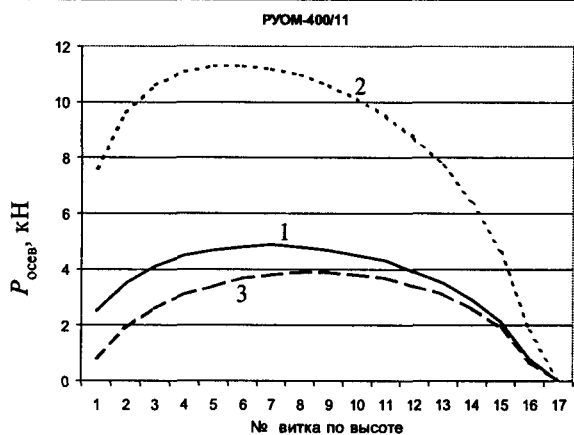


Рис. 6. Распределение осевых сил по высоте РО реактора мощностью 400 кВ·А, 11кВ для различных вариантов расположения РО:

1 – РО снаружи; 2 – РО внутри; 3 – РО симметрично

ной силе 7–10 кН) и около 20 кН в самом мощном реакторе РУОМ 1520/11 (при максимальной силе более 30 кН). Для обеспечения стойкости реакторов к действию таких осевых сил предусмотрены специальные меры фиксации обмоток в осевом направлении, а также пресовка обмотки с силой близкой к расчетным значениям.

В процессе разработки реакторов РУОМ по мере накопления опыта расчета и конструирования непрерывно совершенствовалась их конструкция. Так, в одном из перспективных вариантов конструкции реактора 400 кВ·А удалось расположить регулировочные витки более симметрично относительно высоты ОО. При этом, как уже указывалось, для этого реактора также рассмотрено два варианта расположения регулировочных витков: "РО внутри" и "РО снаружи". Влияние на значение осевых сил расположения регулировочного слоя является очень показательным. Эпюры распределения осевых сил по высоте регулировочных витков для этого реактора для вариантов "РО внутри" и "РО снаружи" приведены на рис.6. Видно, что расположение "РО снаружи" позволяет более чем вдвое снизить максимальные сжимающие силы (с 11 до 5 кН) и более чем втрое (с 6,2 до 1,8) значения сил, действующих на опоры. Для сравнения приведена аналогичная зависимость для идеального (оптимального по расчету) расположения регулировочного слоя – симметрично относительно ОО. Осевые силы в оптимальном варианте по расчету сравнительно невелики: максимальная сила 3,9 кН, сила, действующая на опоры, практически равна нулю.

В результате расчетных исследований получены практические рекомендации по оптимиза-

ции конструкции реакторов РУОМ по отношению к силам при КЗ и обеспечению их электродинамической стойкости. Как было уже отмечено, электродинамическая стойкость реакторов всех рассмотренных типов по расчету является достаточной.

Следует заметить, что условия возникновения опасности повреждения из-за недостаточной электродинамической стойкости при КЗ дугогасящих реакторов (ДГР) и силовых трансформаторов существенно отличаются. Дело в том, что большую часть времени эксплуатации ДГР находятся практически без напряжения, так как на них падает близкое к нулю напряжение нейтрали сети. Напряжение на ДГР возникает только при замыканиях в сети на землю, т.е. в аварийной ситуации, которая может длиться несколько часов до устранения этого замыкания или до отключения линии для ремонта. Опасность замыкания ДГР на землю (аварийный режим протекания в обмотках реактора токов КЗ) может возникнуть только в это короткое время. Таким образом, режим КЗ ДГР получится только при наложении двух аварийных ситуаций, т.е. является маловероятным. Это соображение позволило ограничиться расчетным способом определения стойкости реакторов при КЗ. Следует еще раз отметить, что расчеты выполнялись по методике РЭСТ, разработанной для трансформаторов на базе результатов динамических испытаний сотен моделей и реальных трансформаторов. Рассматриваемые же реакторы на стойкость при КЗ не испытывались. Несмотря на то, что расчеты и подтверждают выполнение условий прочности и устойчивости, в дальнейшем намечено проведение динамических испытаний при КЗ, по крайней мере, одного из реакторов типа РУОМ.

Выводы

1. В ходе разработки дугогасящих управляемых подмагничиванием реакторов типа РУОМ проведены расчетные исследования электродинамической стойкости реакторов, управляемых подмагничиванием, мощностью от 190 до 1520 кВ·А различных вариантов конструкции.

2. Показано, что для расчетной оценки электродинамической стойкости таких реакторов можно использовать методы и программы, используемые для расчета силовых трансформаторов.

3. Показаны способы оптимизации конструкции и обеспечения достаточной динамической стойкости.

4. Выполнение рекомендаций, разработанных в ходе расчетных исследований, позволило обес-

печить достаточную по расчету электродинамическую стойкость реакторов всех рассмотренных типов.

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М., 1996.
2. Брянцев А.М. Подмагничиваемые ферромагнитные устройства с предельным насыщением участков магнитной системы // Электричество. 1986. № 2.
3. Брянцев А.М., Лурье А.И., Долгополов А.Г. и др. Управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ // Электричество. 2000. № 7.
4. Бунин А.Г., Конторович Л.Н., Виногреев М.Ю. Расчет распределения токов и напряжений в обмотках трансформаторов // Электротехника. 1977. № 4. С.8–11.
5. Зенова В.П., Левицкая Е.И., Лурье А.И. и др. Система программ РЭСТ для расчета электродинамической стойкости, потерь и нагревов трансформаторов и реакторов // Электротехника. 1996. № 8. С.37–44.

Лурье Александр Иосифович – ведущий научный сотрудник ВЭИ, кандидат технических наук, доктор электротехники, член-кор. АЭН РФ. Окончил электромеханический факультет МЭИ в 1958 г. Защитил диссертацию по теме "Исследование и применение математического моделирования магнитных полей расщепления трансформаторов и реакторов на электропроводящей бумаге" в 1965 г.

Панибратец Анатолий Николаевич – ведущий научный сотрудник ВЭИ, кандидат технических наук. Окончил электромеханический факультет Одесского политехнического института в 1972 г. Защитил диссертацию по теме "Исследования и расчеты электродинамической стойкости при коротких замыканиях мощных силовых трансформаторов" в 1999 г.

Зенова Валентина Петровна – старший научный сотрудник ВЭИ. Окончила электромеханический факультет МЭИ в 1960 г.

Способы автоматической настройки дугогасящих реакторов с подмагничиванием

ДОЛГОПОЛОВ А.Г.

Описаны новые способы настройки компенсации емкостных токов однофазного замыкания на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью напряжением 6–35 кВ, использующиеся в системах управления дугогасящих реакторов с предельным насыщением магнитной цепи для точного измерения ожидаемого емкостного тока замыкания на землю и последующей их резонансной настройки в момент возникновения замыкания.

Известно большое количество способов и устройств автоматической настройки дугогасящих реакторов (ДГР) [1]. В большинстве практически используемых систем компенсации используется предварительная резонансная настройка компенсирующих устройств без непосредственного измерения емкостных параметров сети, когда ДГР настраиваются до момента возникновения замыкания на землю по естественному либо искусственно созданному смещению напряжения нейтрали сети. В этих случаях увеличивается вероятность резонансных перенапряжений и согласно ПУЭ допускается 5%-я расстройка компенсации, что снижает точность настройки и соответственно увеличивает остаточный ток в месте замыкания. К тому же, такие способы неприменимы для новых типов ДГР, в частности, управляемых подмагничиванием, для которых необходима быстрая и точная настройка в резонанс после возникновения замыкания на землю по замеренному в нормальном режиме работы значению ожидаемого емкостного тока сети.

New methods of adjustment to compensate capacitive currents of single phase short circuit to ground in electric networks with isolated neutral of 5–35 kV are described in the article. They are used in arc extinction reactors with ultimate saturation of magnetic circuit to provide exact measurements of expected capacitive current to the ground and to carry out a consequent resonance adjustment of arc extinction reactors at the moment of short circuit generation. The ways to improve systems for automatic adjustment of compensation, to extend functional possibilities of their new modifications are shown.

Основным преимуществом таких реакторов, наряду с возможностью их плавной и точной настройки, является возможность безынерционного перехода от высокоомного не подмагниченного состояния в нормальном режиме работы сети к точной компенсации с момента возникновения однофазного замыкания на землю [2]. Таким образом, глубокая расстройка компенсации в ждущем режиме препятствует возникновению коммутационных перенапряжений, свойственных компенсированным сетям 6–35 кВ с традиционными типами ДГР. Новые свойства и возможности управляемых подмагничиванием ДГР требуют в свою очередь новых способов и алгоритмов их управления. Основными требованиями для таких систем управления являются непрерывное и точное измерение емкости фаз сети на землю (ожидаемого емкостного тока замыкания) в нормальном режиме работы сети, а затем безынерционная и точная настройка реактора в резонанс с замеренной емкостью сети в момент возникновения повреждения.

К началу 90-х годов (внедрение первых прототипов управляемых подмагничиванием реакторов с предельным насыщением магнитной цепи) такие системы управления были разработаны в Алма-атинском энергетическом институте, а затем освоены и усовершенствованы в НТЦ ВЭИ им. Ленина (г. Тольятти). В их основу был положен известный [1] принцип создания на нейтрали искусственного потенциала не промышленной частоты путем введения в нейтраль источника не промышленной частоты. В нормальном режиме работы сети генератор частоты 100 Гц через сигнальную обмотку ДГР создавал на нейтрали смещение нейтрали, обратно пропорциональное текущей емкости сети на землю. Это смещение через фильтры 100 Гц преобразовывалось в линейный сигнал с помощью аналоговых умножителей и регулярно обновлялось в запоминающем устройстве как задание степени подмагничивания ДГР при появлении однофазных повреждений. Такие системы автоматической настройки компенсации (САНК) успешно работали в промышленной эксплуатации и обеспечивали как отслеживание изменений емкостных параметров сети в нормальном режиме, так и соответствие уровня подмагничивания ДГР этим параметрам в режиме замыкания на землю.

Однако целый ряд причин препятствовал повышению точности работы этих устройств как в нормальном режиме, так и в режиме компенсации: наличие узкополосных аналоговых фильтров 100 Гц и нелинейных умножителей, отсутствие обратной связи при подмагничивании в режиме компенсации, влияние 2-й гармоники в сети, наличие или отсутствие параллельных "базовых" ДГР. Поэтому последующие 10 лет системы управления типа САНК эволюционировали в повышении точности настройки ДГР путем искоренения этих недостатков. При этом первая серийная САНК для реакторов серии РУОМ имела частоту генератора 16,6 Гц и регулятор подмагничивания с обратными связями по току и напряжению [3]. Переход на частоту, соответствующую трети промышленной, позволил упростить генератор и снизить его мощность, отказаться от узкополосных фильтров, практически исключить влияние высших гармоник в сети. Обратные связи в пропорционально-интегральном регуляторе САНК обеспечили точную настройку ДГР в режиме компенсации и учет замыканий через переходные сопротивления по соответствующему напряжению на нейтрали.

Фактически алгоритм работы такой САНК сводится к тому, что в нормальном режиме работы ее генератор 16,6 Гц, подключенный к сигнальной обмотке ДГР, создает на нейтрали сети искусственный потенциал не промышленной частоты, по которому непрерывно отслеживается емкостное сопротивление контура нулевой последовательности сети на не промышленной частоте. В момент возникновения однофазного замыкания на землю последнее значение емкостного сопротивления контура запоминается, отключается от сигнальной обмотки генератор непро-

мышленной частоты и осуществляется резонансная настройка реактора в замкнутом контуре автоматического регулирования [3]. В нормальном режиме работы сети генератор непрерывно обеспечивает смещение нейтрали, которое зависит от значения емкости фаз сети на землю и фиксируется на выходе обмотки трансформатора напряжения, соединенной в открытый треугольник. В момент возникновения замыкания устройство переходит из режима измерения в режим автоматической настройки реактора, обеспечивая точную компенсацию сравнением на входе пропорционально-интегрального регулятора ранее вычисленного значения емкостного сопротивления сети с текущим индуктивным сопротивлением дугогасящего реактора. Такие устройства поставляются совместно с ДГР серии РУОМ и обеспечивают точную резонансную настройку современных дугогасящих реакторов, управляемых подмагничиванием. Однако и эта серийная модификация имеет ряд недостатков.

Во-первых, область применения указанного способа и устройства ограничена в целом ряде типовых схем и режимов, в частности, при наличии параллельно включенных дугогасящих реакторов (нерегулируемых – "базовых") или при подключении на параллельную работу соседней секции шин со своим дугогасящим реактором. Это вызвано существенным снижением уровня ответного сигнала источника не промышленной частоты на параллельных индуктивностях реакторов, обладающих малым сопротивлением на пониженной частоте.

Во-вторых, в таких устройствах используется резонансная настройка сравнением индуктивности дугогасящего реактора на промышленной частоте (для России 50 Гц) с ранее замеренной емкостной проводимостью сети на не промышленной частоте (16,6 Гц), для чего необходимо проводить опыт искусственного однофазного замыкания при наладке на реальной подстанции, в процессе которого подбирают соответствующие этим частотам коэффициенты.

В-третьих, использование этих устройств автоматической настройки исключает возможность повышения быстродействия настройки современных управляемых ДГР, в частности, за счет их предварительного (до возникновения замыкания) подмагничивания стабилизированным током, существенно меньшим (на порядок), чем требуется для полной настройки в резонанс с емкостью сети. При этом, сохраняя условия значительной расстройки компенсации в нормальном режиме, ДГР выходит на режим точной компенсации при замыкании за время менее 1 периода частоты сети. Однако при этом достаточно малое собственное сопротивление ДГР на пониженной частоте практически исключает использование генератора 16,6 Гц.

В-четвертых, существующие устройства не производят непосредственное измерение ожидаемого емкостного тока сети при замыкании на землю (что и необходимо для контроля оперативным персоналом),

а лишь отслеживают соотношение текущего емкостного сопротивления сети и индуктивного сопротивления реактора при возникновении замыкания.

Все указанные проблемы относятся к измерителю САНК, причем они не исключаются как при повышении, так и при понижении частоты генератора относительно промышленной частоты сети. Поэтому были предприняты дополнительные исследования и созданы образцы модифицированных САНК с новыми принципами измерения емкости сети, в частности, зондированием нейтрали импульсами разряда конденсатора [4, 5]. Последний вариант измерителя существенно расширил функциональные возможности САНК при параллельной работе ДГР, но оказался достаточно сложен в схемотехнической реализации и наладке комплекса на подстанции.

Все указанные недостатки можно исключить, если в качестве источника непромышленной частоты использовать генератор переменной частоты (с диапазоном изменения от 20 до 80 Гц) и, сканируя им сеть, найти частоту резонанса установленных реакторов с емкостью сети. Поскольку при найденном резонансе текущей емкости сети как с подмагниченным реактором, так и с параллельным "базовым", потребление генератора минимально, а ответный сигнал с нейтрали сети максимален, указанные выше проблемы исключаются. При этом из простых соотношений, как это показано ниже, определяется ожидаемый ток замыкания на промышленной частоте и исключается тем самым необходимость проведения опыта искусственного однофазного замыкания при настройке на подстанции. Таким образом, достигается расширение функциональных возможностей способа измерения и обеспечение универсальности применения устройств на его основе, повышение быстродействия и точности настройки компенсации во всех возможных режимах работы сети, а также упрощение процесса наладки САНК на подстанциях.

Для повышения быстродействия и фиксации заданной индуктивности управляемый дугогасящий реактор в нормальном режиме подмагничивается от САНК стабилизированным током, существенно меньшим необходимого для его резонансной настройки. В качестве источника непромышленной частоты используется генератор переменной частоты, подключенный к сигнальной обмотке ДГР. Значение ожидаемого емкостного тока однофазного замыкания на землю определяется регулярным сканированием нейтрали сети генератором переменной частоты через сигнальную обмотку ДГР, нахождением частоты резонанса индуктивности реактора и текущей емкости сети на землю на непромышленной частоте и последующим вычислением ожидаемого емкостного тока металлического однофазного замыкания на землю по формуле:

$$I_{\text{зам}} = (I_{\text{ДГР}} + I_{\text{баз}}) \left(\frac{f_{50}}{f_p} \right)^2,$$

где $I_{\text{зам}}$ – ожидаемый емкостной ток при металлическом однофазном замыкании на землю; $I_{\text{ДГР}}$ – известное значение тока управляемого дугогасящего реактора на данной секции шин; $I_{\text{баз}}$ – известное значение тока параллельно включенного нерегулируемого базового реактора (при его отсутствии это значение равно нулю); f_{50} – номинальная промышленная частота сети (для России 50 Гц); f_p – найденная частота резонанса индуктивности подключенных реакторов с текущей емкостью сети на землю.

Указанный способ основан на том, что при резонансе параллельно включенных емкости и индуктивности их сопротивления $X_C = 1/\omega C = 1/2\pi f C$ и $X_p = \omega L = 2\pi f L$ равны ($X_p = X_C$), напряжение на них максимально, а ток источника минимален (теоретически равен нулю). Для полной компенсации емкостного тока однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью должна быть обеспечена точная резонансная настройка индуктивности реактора с емкостью контура нулевой последовательности сети в режиме однофазного замыкания на промышленной частоте $X_p = X_C$, откуда $2\pi f L = 1/2\pi f C$, а $C = 1/4\pi^2 f^2 L$, где C – емкость всех фаз сети на землю; L – индуктивность дугогасящего реактора; f – частота напряжения на нейтрали сети; ω – круговая частота.

Как указано ранее, в известных способах автоматической настройки ДГР традиционных конструкций в нормальном режиме работы сети осуществляется постоянная резонансная настройка реактора на промышленной частоте по максимуму естественного или искусственного напряжения смещения нейтрали, либо по фазовым характеристикам контура нулевой последовательности сети (при резонансе фазы тока и напряжения совпадают). Однако для современных управляемых подмагничиванием ДГР такой способ неприменим, поскольку они настраиваются в резонанс после возникновения однофазного замыкания, а в нормальном режиме работы сети имеют значительно более высокое сопротивление на промышленной частоте сети. Это является одним из основных преимуществ таких реакторов, поскольку в нормальном режиме работы сети отсутствуют резонансные перенапряжения при коммутациях и других возмущениях.

Тем не менее, резонанс реактора и емкости сети возможно получить и зафиксировать на соответствующей, отличной от промышленной, частоте напряжения на нейтрали сети. Если от генератора переменной частоты обеспечить достаточное для измерения смещение нейтрали (порядка двух-трех процентов), то при изменении частоты генератора в требуемом диапазоне всегда, при любом переменном значении емкости сети, найдется резонансная частота, при которой $2\pi f_p L = 1/2\pi f_p C$. Здесь f_p – резонансная частота, которая при неизменной и большой индуктивности реактора (при отсутствии подмагничивания или при незначительном подмагничивании) зависит только от емкости сети и как правило меньше промышленной частоты (при снижении частоты, соответственно, сопротивление емкости растет, а реактора снижается).

Если таким образом реактор настроен в резонанс с емкостью сети на непромышленной частоте и эта частота зафиксирована (известными способами по максимуму напряжения на нейтрали, минимуму тока генератора либо совпадению фаз тока и напряжения), то далее для определения ожидаемого емкостного тока замыкания от ранее полученного выражения для емкости сети $C = 1/4\pi^2 f_p^2 L$ необходимо перейти к току, умножив емкость на напряжение и круговую частоту: $I_{зам} = U\omega C = 2\pi f_{50} U/4\pi^2 f_p^2 L$, откуда после умножения числителя и знаменателя на $2\pi f_{50}$ и с учетом, что в схеме могут присутствовать два реактора, получаем приведенное ранее соотношение

$$I_{зам} = (I_{ДГР} + I_{баз}) \left(\frac{f_{50}}{f_p} \right)^2$$

где токи реакторов на промышленной частоте известны.

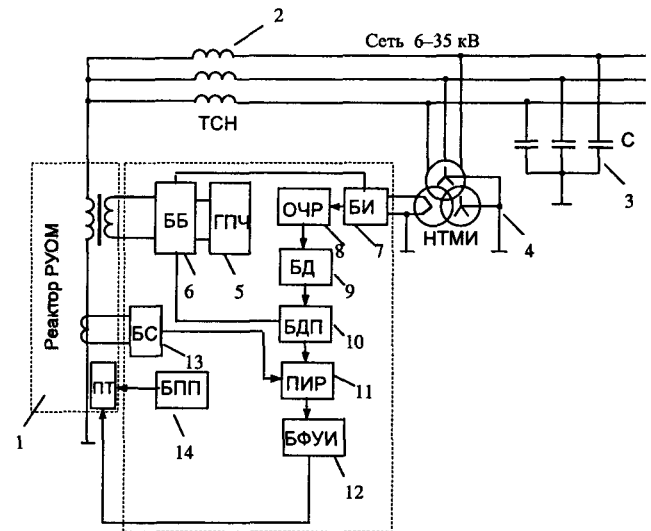
Далее при возникновении однофазного замыкания на землю достаточно сохранить последнее замеренное значение тока и настроить в соответствии с ним ДГР регулятором в замкнутом контуре автоматического регулирования. При этом быстродействие настройки компенсации обеспечивается указанным выше значением тока предварительного подмагничивания, а в случаях замыкания на землю через переходные сопротивления уставку регулятора корректируется в соответствии с отношением реального напряжения на нейтрали и номинального фазного напряжения сети.

Таким образом, при возникновении однофазного замыкания автоматическая настройка дугогасящего реактора осуществляется регулятором САНК путем сравнения уставки, соответствующей ранее измеренному емкостному току сети, с текущим значением тока ДГР по обратной связи от встроенного в реактор трансформатора тока. При этом переходные сопротивления при неметаллическом замыкании учитываются путем коррекции уставки по току в соответствии с отношением текущего значения напряжения на нейтрали сети в режиме замыкания к его номинальному фазному значению по следующей формуле:

$$I_{уст} = \left[(I_{ДГР} + I_{баз}) \left(\frac{f_{50}}{f_p} \right)^2 - I_{баз} \right] U_{н.тек} / U_{фаз}$$

где $I_{уст}$ – уставка по току регулятора управляемого дугогасящего реактора; $U_{н.тек}$ – текущее напряжение на нейтрали сети в режиме однофазного замыкания на землю; $U_{фаз}$ – номинальное фазное напряжение сети, соответствующее смещению нейтрали сети при однофазном металлическом замыкании на землю.

Для пояснения принципа действия САНК на рисунке приведена одна из возможных функциональных схем устройства, использующего предлагаемый способ. В данном случае схема содержит электрическую сеть с изолированной нейтралью напряжением 6–35 кВ, подключенный к ее нейтрали через питающий трансформатор 2 дугогасящий реактор 1 с сиг-



Функциональная схема устройства

нальной обмоткой и встроенным трансформатором тока и преобразователем тока подмагничивания (ПТ), емкости фаз сети на землю 3, трансформатор напряжения с обмоткой "открытый треугольник" 4, генератор переменной частоты 5, подключенный к сигнальной обмотке дугогасящего реактора через блок блокировки 6. С обмотки разомкнутого треугольника типового трансформатора напряжения 4 через блок измерения 7 в схему определения частоты резонанса 8 и далее в блок деления и вычисления тока 9 подается напряжение смещения нейтрали. С выхода блока 9 вычисленное значение тока замыкания подается в блок долговременной памяти 10 и далее на вход пропорционально-интегрального регулятора 11, вторым входом которого является информация от встроенного в реактор трансформатора тока через блок сопряжения 13. Выходной управляющий сигнал регулятора через блок формирования управляющих импульсов 12 поступает на встроенный преобразователь ПТ реактора, с которым связан также блок предварительного подмагничивания 14.

Приведенная на рисунке схема работает следующим образом. В нормальном режиме работы сети при отсутствии однофазного замыкания реактор 1 подмагничивается стабилизированным током от блока 14, и схема находится в режиме измерения ожидаемого емкостного тока замыкания на землю. При этом от генератора 5 через блок 6 и сигнальную обмотку реактора 1 в нейтраль сети подается напряжение переменной непромышленной частоты. В процессе сканирования (изменения) частоты генератора 5 в необходимом диапазоне (в общем случае от 10 до 100 Гц, практически – от 20 до 80 Гц) схема определения резонанса 8 по напряжению нейтрали и току от генератора 5 (или по их фазовым характеристикам) определяет момент резонанса и фиксирует резонансную частоту. После этого блок 9 вычисляет значение ожидаемого тока по соответствующей фор-

муле. При возникновении однофазного замыкания последнее вычисленное значение является уставкой регулятора 11, обеспечивающего подмагничивание реактора через блок 12 в соответствии с найденным значением емкостного тока сети, откорректированным в соответствии с напряжением на нейтрали в блоке 10.

При возникновении замыкания генератор 5 отключается от сигнальной обмотки реактора блоком 6, последнее значение емкостного тока запоминается блоком 10. Одновременно на БФУИ 12 от ПИ-регулятора 11 поступает сигнал управления, соответствующий рассогласованию между измеренным ранее током сети и текущим током реактора, получаемым с выхода блока 13. В первый же момент времени после замыкания ток реактора благодаря предварительному подмагничиванию устанавливается близким к номинальному, а остаточное рассогласование сводится к нулю ПИ-регулятором соответствующим углом открытия тиристорov встроенного преобразователя ПТ, обеспечивая тем самым скорейший выход реактора в резонансный режим. По достижении требуемого значения тока реактора, равного зафиксированному ранее току емкостного контура сети, сигнал рассогласования на ПИ-регуляторе становится нулевым и далее поддерживаются параметры резонансной настройки до исчезновения или ликвидации персоналом однофазного замыкания.

При замыканиях через переходные сопротивления, когда напряжение смещения нейтрали меньше фазного, соответственно меньше будут напряжение на реакторе и его рабочий ток, поддерживаемый замкнутым контуром регулирования таким образом, чтобы сохранить резонансную настройку по откорректированной уставке. После устранения замыкания и снижения напряжения смещения нейтрали ниже заданной уставки блок 6 с выдержкой времени возвращает схему в исходное состояние для замера текущих значений емкостного тока сети.

Реализация устройств автоматической настройки компенсации с применением описанного способа дает целый ряд преимуществ по сравнению с прототипом:

1. Возможность автоматической настройки ДГР при наличии параллельно базового реактора.
2. Возможность работы с реактором, подмагниченным в нормальном режиме работы сети.
3. Возможность продолжения измерения тока замыкания при параллельной работе секций.
4. Повышение быстродействия выхода на режим компенсации за счет подмагничивания.
5. Упрощение наладки на объекте без проведения опыта однофазного замыкания.

Следует подчеркнуть, что на рисунке приведена в общем виде схема лишь одного из многих возможных вариантов реализации САНК. В частности, можно отказаться от использования трансформатора напряжения, используя вместо этого информацию со вторичных обмоток ДГР. При реализации способа на цифровой элементной базе ряд функциональных

блоков схемы может быть совмещен или заменен программной реализацией. Частоту резонанса, как уже отмечалось, можно находить разными способами – по соответствующему максимуму напряжения на нейтрали сети, по минимуму тока от генератора или по совпадению соответствующих фаз тока и напряжения. В свою очередь, максимум напряжения на нейтрали или минимум тока от генератора можно искать в процессе плавного изменения частоты генератора во всем диапазоне или методом "золотого сечения", что ускоряет процесс.

Существенными отличительными признаками новой модификации САНК являются:

- использование генератора переменной частоты для поиска резонанса реактора с емкостью сети на частоте, отличной от промышленной;
- подмагничивание ДГР в нормальном режиме стабилизированным током заданного значения, обеспечивающего необходимый диапазон резонансной частоты, отличной от промышленной, а также повышение быстродействия при автоматической настройке реактора;
- непосредственное измерение (и возможность индикации для персонала) ожидаемого тока замыкания, что позволяет также упростить наладку на подстанции;
- регулирование реактора в режиме замыкания с обратной связью по току и коррекцией уставки в соответствии с реальным напряжением на нейтрали.

В настоящее время описанная система управления типа САНК выпускается серийно в г. Тольятти и поставляется на Раменский завод "Энергия" для комплектации реакторов серии РУОМ. Неоднократно проведенные испытания на стенде завода и опыт промышленной эксплуатации подтвердили описанные характеристики и функциональные возможности. Завершается реализация САНК на цифровой элементной базе.

Список литературы

1. Черников А.А. Компенсация емкостных токов в сетях с незаземленной нейтралью. М.: Энергия, 1974.
2. Брянцев А.М., Лурье А.И., Долгополов А.Г. и др. Управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6–35 кВ // Электричество. 2000. № 7.
3. Пат. № 2130677 РФ. Способ автоматической настройки дугогасящего реактора и устройство для его осуществления / А.М.Брянцев, А.Г.Долгополов // Открытия. Изобретения. 1999. № 14.
4. Долгополов А.Г. Импульсное измерение емкости сети с изолированной нейтралью // Изв. вузов. Энергетика. 2000. № 2.
5. Брянцев А.М., Долгополов А.Г. Системы управления и защиты для дугогасящих реакторов, управляемых подмагничиванием // Электрические станции. 2000. № 2.

Долгополов Андрей Геннадьевич – директор НИЦ "Регулируемые электротехнические комплексы" ГУП "ВЭИ им. В.И.Ленина", доктор технических наук, доктор электротехники АЭН РФ. Окончил МЭФ Новосибирского электротехнического института в 1973 г. Защитил диссертацию по теме "Управляемые дугогасящие и шунтирующие реакторы с предельным насыщением магнитной цепи для электрических сетей высокого напряжения" в 2000 г.

Техническая экспертиза на проект "Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для электрических сетей 35 – 500 кВ"

Надежная работа современных электроэнергетических систем (ЭЭС) невозможна без широко развитой системы автоматического управления и регулирования. Традиционными объектами такого регулирования являются генерирующие агрегаты электростанций (регулирование частоты и возбуждения), синхронные компенсаторы на подстанциях (регулирование напряжения и потоков реактивной мощности), трансформаторы с регулированием под напряжением РПН (для обеспечения требуемых значений напряжений в питающих и распределительных сетях), регулируемые источники реактивной мощности (для обеспечения требуемых значений напряжения у потребителей электроэнергии, снижения потерь в распределительных сетях и улучшения качества электроэнергии).

Развитие силовой электроники, с одной стороны, и расширение диапазона рабочих режимов ЭЭС в современных условиях либерализации рыночных отношений в электроэнергетике, с другой, привели к целесообразности и даже необходимости оснащения электрических сетей ЭЭС и линий электропередач статическими регулирующими устройствами, которые позволяют управлять потоками мощности в сети, а также стабилизировать динамические режимы ЭЭС. Среди этих устройств большое место занимают статические компенсаторы реактивной мощности, применение которых позволяет увеличивать пропускную способность электропередач, снижать потери в электрических сетях, регулировать напряжения, ограничивать перенапряжения, повышать пределы передаваемой мощности по условиям устойчивости. Широкое применение таких устройств за рубежом (Канада, США, Швеция, Япония и др.) привело к значительной экономии средств на обеспечение нормального функционирования ЭЭС, а также позволило решить экологические проблемы, связанные с отчуждением территории под дополнительные линии электропередачи. К сожалению, такие устройства не нашли применения в практике формирования системообразующих и питающих сетей ЭЭС России.

В то же время необходимость в таких устройствах на указанных объектах ЭЭС России весьма значительна.

Отсутствие их в последние годы привело в результате резкого снижения нагрузок к значительным повышениям напряжения на линиях электропередач сверхвысокого напряжения, где наблюдались отказы и выход из строя высоковольтного оборудования. Эта последняя проблема остается чрезвычайно актуальной в наши дни, и ее эффективное решение может быть получено применением управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов.

Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы (УШР) - это мощные (до нескольких сотен МВА) высоковольтные (до 500 кВ) трехфазные ферромагнитные катушки с изменяющимся в широких пределах индуктивным сопротивлением. Изменение индуктивности УШР достигается путем насыщения магнитной системы управляемыми магнитными потоками. В результате достигается плавное регулирование потребляемой мощности реактора практически от нуля и до номинального значения. Допускается длительная перегрузка на 20% и кратковременная на 40%.

Такие реакторы, регулируя напряжение и потоки реактивной мощности, позволяют снижать потери электроэнергии и активной мощности в сети. В сочетании с батареями конденсаторов они позволяют увеличивать пропускную способность электропередач, стабилизировать их режимы по условиям устойчивости.

С указанных позиций представленные на экспертизу материалы по управляемым подмагничиванием реакторам (РТУ-25000/110, РТУ-100000/220 и РТУ-180000/330) свидетельствуют о несомненной полезности и перспективности этих устройств по следующим показателям:

- 1) широкий диапазон плавного регулирования реактивной мощности (практически от 0 до номинального значения);
- 2) шкала номинальных мощностей соответствует практическим требованиям;
- 3) широкая шкала номинальных напряжений (110-500 кВ);
- 4) незначительная установленная мощность устройства управления;
- 5) достаточно высокое быстродействие для стабилизации электромеханических переходных процессов;
- 6) низкие потери активной мощности;
- 7) использование эффективного параметрического способа компенсации высших гармоник тока.

Опыт разработки применения УШР в действующих электрических сетях и системах электроснабжения промышленных предприятий с 1976 г. подтвердил хорошую работоспособность и надежность этих реакторов на напряжение 6-35 кВ. Кроме того, с 1999 г. УШР РТУ-25000/110 эксплуатируется на подстанции "Кудымкар" ОАО "Перизэнерго". Введен в опытно-промышленную эксплуатацию на подстанции "Чита" МЭС Сибири УШР РТУ-100000/220-В.

Судя по оценке полученных результатов зарубежными и отечественными экспертами, широкомасштабное применение управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов может стать одним из приоритетных направлений техпереворужения высоковольтной сети 110-500 кВ. Уникальность данных устройств в том, что по простоте конструкции, надежности и удобству эксплуатации они несколько не уступают широко применяемым вот уже около века обычным шунтирующим реакторам, а по функциональным возможностям соответствуют, в чем-то превосходя, новейшим зарубежным устройствам автоматического регулирования реактивной мощности. Исходя из соображений технической эффективности, с учетом факторов надежности и простоты эксплуатации, присущих этой технике, не исключена целесообразность замены значительной части обычных шунтирующих реакторов управляемыми подмагничиванием.

Если же учесть фактор надежности и простоты эксплуатации, присущий этой технике, то не исключена вероятность полного вытеснения обычных шунтирующих реакторов. В любом случае емкость рынка управляемых реакторов только для сети 110-500 кВ РАО "ЕЭС России" оценивается в сотни миллионов долларов США.

Суммарный эффект по сети в целом - это значительное снижение потерь электроэнергии, повышение пропускной способности межсистемных связей, улучшение качества электроэнергии до уровня самых жестких международных стандартов. По значимости и масштабности использования управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы стоят в одном ряду с основным электроэнергетическим оборудованием - генераторами и трансформаторами.

На сегодняшний день освоено производство управляемых реакторов типа РТУ со следующими параметрами: 180 МВА, 330-500 кВ; 100 МВА, 220-330 кВ; 63 МВА, 110-220 кВ; 32 МВА, 35-110 кВ. Производителями оборудования, входящего в состав управляемых реакторов, являются ОАО "Запорожтрансформатор" (фазы реакторов) и ОАО "Раменский электротехнический завод Энергия" (трансформатор-преобразователь, укомплектованный системой управления; нейтраллер; устройство коррекции формы тока). Согласование технических условий на поставку, сопровождение производства, комплектные испытания на месте установки, гарантийное обслуживание выполняет специально организованный для этих целей в октябре 2000 г. специализированный научно-инженерный центр - ОАО "Электрические управляемые реакторы".

Заключение

1. Разработан и подготовлен к производству принципиально новый тип устройств автоматической компенсации реактивной мощности не имеющий аналогов в отечественном и мировом электромашиностроении и крайне необходимый для электрической сети РАО "ЕЭС России" - высоковольтные управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы.

2. По соображениям технической целесообразности, по крайней мере, каждый третий шунтирующий реактор в сети 110-500 кВ должен быть управляемый. Системный эффект от их применения заключается в следующем:

- значительное снижение потерь электроэнергии;
- повышение пропускной способности межсистемных связей;
- улучшение качества отпускаемой электроэнергии.

3. Потенциальная емкость рынка данных устройств только для электрической сети 110; 500 кВ РАО "ЕЭС России" оценивается в сотни миллионов долларов США. Не исключено, что исходя из показателей стоимости, надежности и удобства эксплуатации данный тип реакторов в перспективе может полностью заменить обычные шунтирующие реакторы.

Эксперт проекта, заслуженный деятель науки РФ, заведующий кафедрой электрических систем МЭИ,

Строев В.А.

Эксперт проекта, заслуженный машиностроитель РФ, директор Всероссийского электротехнического института

им. В.И. Ленина, кандидат технических наук,

доктор электротехники, профессор

Научный руководитель Центра высоких технологий МЭИ,

член-корреспондент Российской Академии наук,

ректор МЭИ, доктор технических наук, профессор

Директор Центра высоких технологий МЭИ

доктор технических наук, профессор

Директор ГУНЦ РАО "ЕЭС России"

Строев В.А.

Козлов В.Б.

Аметистов Е.В.

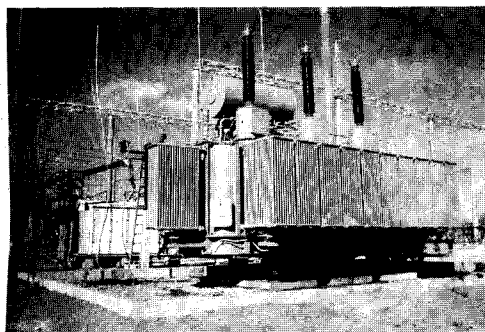
Дмитриев А.С.

Янин Г.С.

Номенклатура оборудования, предлагаемого ОАО "Электрические управляемые реакторы"

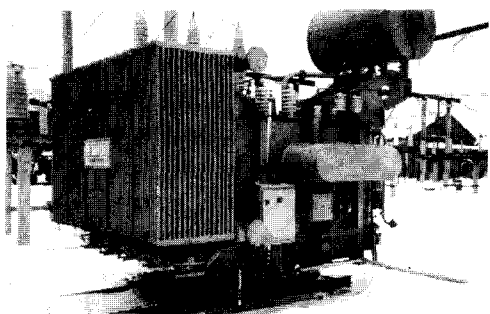
УПРАВЛЯЕМЫЕ ШУНТИРУЮЩИЕ РЕАКТОРЫ:

– управляемые шунтирующие реакторы для высоковольтной электрической сети 110–500 кВ



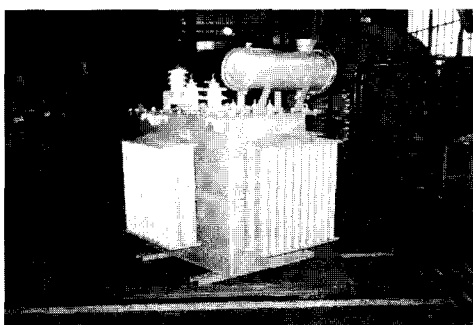
Номинальная мощность, кВ·А	32000	63000	100000	180000
Номинальное напряжение сети, кВ	35; 110	110; 220	220; 330	330; 500
Диапазон регулирования мощности, кВ·А	300–38000	600–75000	1000–120000	1800–216000

– управляемые шунтирующие реакторы для распределительной сети 6–35 кВ



Номинальная мощность, кВ·А	3600	6300	10000
Номинальное напряжение сети, кВ	6; 10	6; 10	10; 35
Диапазон регулирования мощности, кВ·А	30–4300	66–7500	100–12000

УПРАВЛЯЕМЫЕ ДУГОГАСЯЩИЕ РЕАКТОРЫ



Номинальная мощность, кВ·А	300		480		840	
Номинальное напряжение, кВ	$11/\sqrt{3}$	$6.6/\sqrt{3}$	$11/\sqrt{3}$	$6.6/\sqrt{3}$	$11/\sqrt{3}$	$6.6/\sqrt{3}$
Диапазон регулирования тока, А	4–48	7–80	7–76	11–126	12–132	18–200
Класс напряжения сети, кВ	10	6	10	6	10	6

*Формирование пакета заказов, организацию производства, поставку, установку и наладку этих устройств выполняет ОАО "Электрические управляемые реакторы" 140105, Россия, Московская область, г. Раменское, ул. Левашова, д. 21
ОАО "Электрические управляемые реакторы".
Телефон: 8 (095) 995 52 28, Факс: 8 (095) 995 52 27
e-mail: jsc-elur@mail.ru*

Редактор отдела О.В. Кунавина
Научный редактор Л.А. Романова
Редактор Т.В. Штанько

Сдано в набор 11.11.2002. Подписано в печать 09.12.2002. Формат 60×88 1/8
Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 8. Заказ 87

Цена свободная. Тираж 1000 экз. Зарегистрирован Комитетом РФ по печати, регистрационный №01330.

Макет выполнен и отпечатан в ОАО «Электропривод»
107078, Москва, ул. Садовая Спаская, 1/2, стр. 5

ОБОРУДОВАНИЕ,

предлагаемое ОАО "Электрические управляемые реакторы"

Группой предприятий (ОАО "Электрические управляемые реакторы", Всероссийский электротехнический институт, ОАО "Запорожтрансформатор", ОАО "Раменский электротехнический завод Энергия") разработана серия управляемых реакторов для высоковольтной электрической сети. По принципам создания, техническим характеристикам и достигаемым экономическим показателям, устройства не имеют аналогов в мировом электромашиностроении.

Управляемые шунтирующие реакторы предназначены для автоматического управления потоками реактивной мощности, что позволяет:

- нормализовать уровни напряжений и до 1–2% ограничить колебания напряжения в электрической сети;
- на 15–20% снизить потери при транспортировке и распределении электроэнергии потребителям;
- в десятки раз уменьшить интенсивность эксплуатации коммутационного оборудования в схемах регулирования напряжения.

Применение управляемых шунтирующих реакторов особенно целесообразно в электрической сети с переменным графиком нагрузки взамен нерегулируемых или ступенчато регулируемых реакторов. Совместно с батареями конденсаторов управляемые реакторы выполняют функцию синхронных или статических тиристорных компенсаторов.

Управляемые дугогасящие реакторы предназначены для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сети 6, 10 кВ. Плавная автоматическая настройка реакторов на режим компенсации предотвращает, полностью ликвидирует или локализует большую часть однофазных замыканий на землю – основную причину выхода из строя сетевого оборудования.

В результате применения реакторов общая аварийность сети, как правило, снижается не менее чем вдвое. Особенно сильно эффект снижения аварийности наблюдается в сетях с повышенной степенью износа оборудования.

Возможна параллельная работа с дугогасящими реакторами других типов. Технические данные и массогабаритные показатели позволяют осуществить замену известных дугогасящих реакторов без изменений в строительной части подстанций.

Широкомасштабное применение управляемых реакторов – эффективный и экономичный путь оптимизации режимов электрической сети, повышения качества электроэнергии, улучшения условий эксплуатации и продление срока службы электрооборудования.

Формирование пакета заказов, организацию производства, поставку, установку и наладку этих устройств выполняет ОАО "Электрические управляемые реакторы".

**140105, Россия, Московская область, г. Раменское, ул. Левашова д. 21
ОАО "Электрические управляемые реакторы".
Телефон: 8 (095) 995 52 28, Факс: 8 (095) 995 52 27
e-mail: jsc-elur@mail.ru**