



Издательский дом «Вся электротехника»

ЭНЕРГОЭКСПЕРТ № 1 (18) 2010

информационно-аналитический журнал

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

 **ЭЛЕКТРОЗАВОД**

20 Распределительные сети и кризис

- 24 **Системы заземления**
в сетях собственных нужд
- 28 **Современные**
подстанции СВН
- 40 **Численное моделирование** перенапря-
жений
- 42 **Актуальные вопросы**
эксплуатации
релейной защиты
- 48 **Диагностика СОПТ**
подстанций
- 58 **Методы и средства**
определения ЗМО
на электрических станциях
- 62 **Системы коммерческого**
учета электроэнергии:
проблемы и перспективы
- 80 **Оптимизация**
профилактического
обслуживания
оборудования ВН





НАМ ДОВЕРЯЮТ ЭНЕРГЕТИКУ

РОССИЯ, 620144, ЕКАТЕРИНБУРГ,
УЛ. ХОХРЯКОВА, 98,
ТЕЛ: +7 (343) 216-35-84,
E-MAIL: GIG@GIG-GROUP.COM

WWW.ENERGYGLASS.COM.UA
WWW.GIG-GROUP.COM
WWW.AIZ.RU



GLOBAL INSULATOR GROUP





Информационно-аналитический журнал
для специалистов в области
электроэнергетики и электротехники.
Выходит 6 раз в год

№ 1 (18) – 2010

УЧРЕДИТЕЛЬ

ЗАО «Издательский дом «Вся электротехника»

ДИРЕКТОР

Посошков В.И.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Вариводов В.Н., первый заместитель генерального
директора по науке и инновациям ФГУП ВЭИ

Воротницкий В.Э., заместитель директора
по исследованиям и разработкам
ОАО «НТЦ электроэнергетики»

Михель А.А., заместитель начальника отдела
по эксплуатации электротехнического оборудо-
вания Управления энергетики ОАО «Газпром»

Оклей П.И., заместитель генерального
директора – технический директор
ОАО «Холдинг МРСК»

Паули В.К., Председатель правления
НП «Союз инженеров-энергетиков»

Серебрянников С.В., ректор МЭИ

Уланов И.П., Директор по проектированию
ОАО «НТЦ электроэнергетики»

Хананов В.В., главный инженер департамента
электрификации и электроснабжения ОАО «РЖД»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Виктор Посошков
pvi@energyexpert.ru

ОТВЕТСТВЕННЫЙ РЕДАКТОР

Алексей Аношин
aao@energyexpert.ru

ОБОЗРЕВАТЕЛЬ

Александр Головин

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА

Николай Кичатов

ОТДЕЛ PR И МЕРОПРИЯТИЙ

Дмитрий Русланов
rdv@energyexpert.ru

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ

Никита Васильев
vna@energyexpert.ru
Ксения Яроченко
yki@energyexpert.ru
Ирина Белова
bid@energyexpert.ru

АДМИНИСТРАТОР

Диля Меерсон
mda@energyexpert.ru

АДРЕС РЕДАКЦИИ

125252, Москва, Новопесчаная ул., 17/7,
корпус 23, офис 200

Тел.: (495) 228-60-05

Редакция не несет ответственности
за достоверность рекламных материалов.
Точка зрения авторов может не совпадать
с точкой зрения редакции.

Перепечатка, копирование материалов, опубликованных
в журнале «Энергоэксперт», допускается только
с письменного разрешения редакции.

Регистрационное свидетельство ПИ № ФС 77-29344

Тираж 10 000 экземпляров

Отпечатано в типографии «Стрит принт»

Номер заказа 101718



ОТ РЕДАКТОРА

Три года назад, в апреле 2007-го, вышел первый номер «Энергоэксперта». Тогда никто из нас, создателей журнала, не думал, в какую мы ввязываемся переделку. Нет, мы, конечно, не настолько наивны, чтобы думать, что путь к читателям будет усыпан лепестками роз. Мы предполагали, что он будет нелегким и тернистым, как у любого амбициозного проекта. Но в нашем бизнес-плане не было и намека на кризис, поэтому – теперь уже можно признаться – свое будущее мы рисовали в относительно радужных тонах.

Жизнь, как говорится, внесла свои коррективы. Однако Издательский дом «Вся электротехника» не только выстоял, но и прирос еще одним журналом – «Релейщик», который по праву занял уготованное ему место долгожданного, в кругу специалистов по релейной защите и автоматике, издания. Надеюсь, это не последний сюрприз Издательского дома нашим читателям.

Тема этого номера – инвестиции в распределительный электросетевой комплекс и кризис. Ситуация рассмотрена на примере ОАО «Холдинг МРСК». Чтобы успешно выполнить инвестпрограмму, несмотря на сокращение выручки от тарифа и технологического присоединения потребителей, в компании были урезаны инвестиционные и операционные расходы. Это позволило снизить общую себестоимость предоставляемых услуг на 10,4 %. А экономия по сравнению с согласованными ранее бизнес-планами в 2009 году превысила 5 млрд. руб.

В блоке ТЕОРИЯ появилась постоянная рубрика – Техника высоких напряжений, ее ведущий – старший преподаватель кафедры ТЭВН МЭИ (ТУ) Матвеев Д. А. Во вступительной статье речь идет о проблеме общего характера, осложняющей задачу проектирования систем защиты от перенапряжений – об отсутствии методических документов, регламентирующих процесс численного моделирования.

Блок ПРАКТИКА дополнился еще двумя постоянными рубриками – Релейная защита, которую ведет заместитель генерального директора по техническим вопросам – главный инженер ОАО «МРСК Урала» Лебедев Ю. В., и Автоматизация учета электроэнергии с ведущим Щуровым В. М., заведующим лабораторией АРЧМ и АСКУЭ ОАО «НТЦ электроэнергетики». Думаем, они вызовут читательский интерес.

Зарубежный опыт рассматривает вопросы оптимизации ремонтов и стратегии профилактики по материалам сессии СИГРЭ.

Счастливого!

Виктор ПОСОШКОВ,
главный редактор





Кто сказал, что альтернативные источники энергии – это единственная альтернатива?



Отсканируйте QR-код при помощи мобильного телефона и узнайте больше о наших решениях в сфере защиты окружающей среды*.

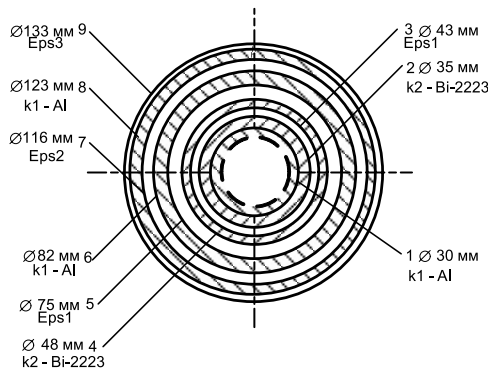
Наши решения в области производства, передачи и потребления энергии помогают сократить выбросы CO₂ и защитить окружающую среду.

Идет ли речь об использовании возобновляемых источников энергии или о работе высокоэффективных электростанций, о передаче энергии на большие расстояния с минимальными потерями или об энергоэффективной модернизации зданий, – наши решения в сфере защиты окружающей среды помогают сократить расходы и вредные выбросы в атмосферу. В 2009 году с помощью инновационных технологий «Сименс» нашим клиентам удалось снизить эмиссию CO₂ на 210 млн тонн.

www.siemens.ru

SIEMENS

* Данная услуга доступна пользователям сотовых телефонов, имеющих встроенную фотокамеру, установленную программу распознавания QR-кодов, а также подключение к мобильному Интернету. Объем переданной/полученной информации оплачивается согласно тарифным планам Вашего оператора мобильной связи. Более подробную информацию об услуге читайте на сайте <http://w3.siemens.ru/qr>



■ БЫТЬ В КУРСЕ

СОБЫТИЯ

- 6 В Москве, на ВВЦ, с 25 по 27 февраля прошло IV Всероссийское совещание гидроэнергетиков

ОТРАСЛЬ

- 13 ФСК обсудила с учеными РАН концепцию создания «интеллектуальной» сети
 14 Разработана схема и программа развития ЕЭС до 2016 года

КОМПАНИИ

- 15 В ОАО «ФСК ЕЭС» прошли испытания многогранной опоры 300 кВ для гололедоопасных регионов
 16 ОАО «МОЭСК» внедряет новые технологии

НОВИНКИ

- 18 Микропроцессорное устройство автоматической частотной разгрузки «Сириус-2-АЧР»

■ ТЕМА НОМЕРА

- 20 Инвестиции в распределительный электросетевой комплекс

Объективные сложности привели к сокращению инвестпрограмм в отрасли. Тем не менее в текущем году Холдинг МРСК планирует инвестировать в энергостроительство около 110 млрд. руб. с учетом НДС.

■ ТЕОРИЯ

- 24 Выбор системы заземления в сетях собственных нужд напряжением до 1 кВ подстанций 35–750 кВ. Федоровская А.И., Фишман В.С., Субботин М.В.

- 28 Развитие современных подстанций электрической сети сверхвысокого напряжения промышленной частоты. Вариводов В.Н.

Автор приводит технико-экономическое сравнение подстанций, выполненных с открытыми распределительными устройствами, КРУ в элегазовой изоляции, а также гибридными РУ.

- 34 Методика определения продольных погонных параметров сверхпроводящих кабелей высокого напряжения. Кадомская К.П., Крамаренко К.А., Широковец А.И.

В статье приводится история создания кабелей на основе сверхпроводящих материалов, рассматривается типовая конструкция современных кабелей с ВТСП и предлагается методика по определению погонных параметров кабелей такого вида.

- 40 О необходимости руководящего документа по численному моделированию перенапряжений. Матвеев Д.А.

Отсутствие методических документов, регламентирующих процесс численного моделирования, затрудняет его.

ПРАКТИКА

42 Актуальные вопросы эксплуатации релейной защиты. *Лебедев Ю.В.*

Наша новая рубрика предполагает стать профессиональной площадкой обсуждения актуальных аспектов модернизации электросетевого комплекса – релейной защиты и автоматики.

44 Достойное продолжение традиций качества и надежности технических решений – блоки цифровой релейной защиты БМРЗ. *Ячкула Н.И., Пирогов М.Г., Чепелев В.Н.*

Используя накопленный потенциал знаний, опыта, проверенных решений, НТЦ «Механотроника» выводит на рынок качественно новое и одновременно проверенное временем устройство БМРЗ, решая задачу перехода на новую ступень развития систем РЗА.

48 Диагностика систем оперативного постоянного тока подстанций. *Борисов Р.К., Гусев Ю.П.*

Авторы рассматривают и предлагают новые современные методы диагностики СОПТ, апробированные на подстанциях магистральных и распределительных сетей.

54 Современные требования к шкафам оперативного тока. *Андреев В.А.*

58 Методы и средства определения электромагнитной обстановки на электрических станциях. *Борисов Р.К.*

Приведены основные методы определения данных о наибольших, но реально возможных уровнях электромагнитных воздействий на энергообъектах.

62 Современные системы коммерческого учета электроэнергии: проблемы и перспективы *Щуров В.М.*

Автор рассматривает сегодняшнее состояние дел, существующие нерешенные вопросы и основные направления совершенствования и развития проблемы автоматизации учета электроэнергии.

66 Современные подходы к решению задач управления техническим состоянием электрооборудования. *Назарычев А.Н., Таджикибаев А.И., Савельев В.А., Андреев Д.А.*

Задача поддержания на требуемом уровне показателей безотказности и долговечности ЭО становится все более острой.

72 Реализация пилотного проекта CSRT (УШРТ) в энергосистеме NORTE DE ANGOLA

Чуприков В.С., Мологин Д.С.

В статье подробно представлены результаты внедрения первого в мире проекта с системным использованием УШРТ.

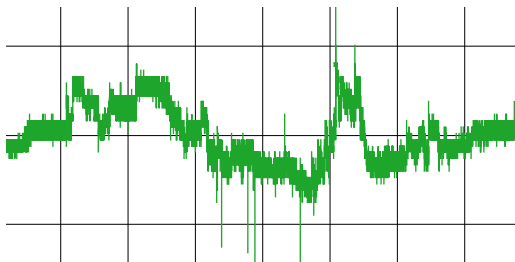
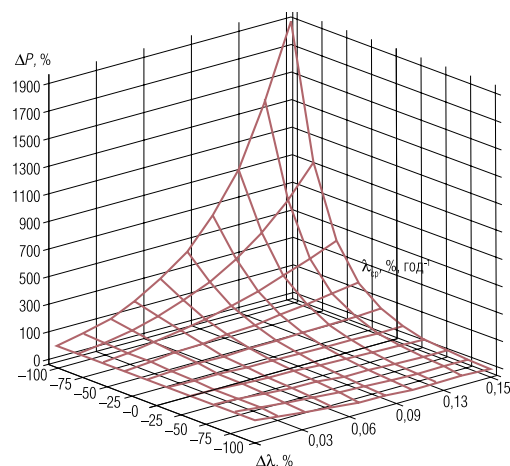
ЗА РУБЕЖОМ

80 Оптимизация профилактического обслуживания оборудования ВН (по материалам СИГРЭ). *Алексеев Б.А.*

Приводятся примеры оптимальных видов стратегии профилактики за рубежом, обсуждавшихся на последних сессиях СИГРЭ.

ЛИЧНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

84 Календарь актуальных событий с апреля по июнь





- остался открытым вопрос материально-технического и кадрового обеспечения научно-исследовательского и проектно-изыскательного комплексов гидроэнергетического комплекса;

■ по причине начавшейся административной реформы не удалось согласовать с федеральными органами исполнительной власти предложения по эффективному взаимодействию гидроэнергетических компаний и системы государственного управления водохозяйственным комплексом по ключевым вопросам.

Можно сказать, время проведения нынешнего IV Всероссийского совещания гидроэнергетиков было выбрано очень удачно: после случившейся аварии на СШГЭС прошло почти полгода, за это время были проведены проверки и сделаны выводы. Настал момент все это обсудить. Неслучайно почти у всех выступавших основным лейтмотивом докладов прозвучало: устойчивое развитие, безопасность и надежность.

Одним из первых выступил первый заместитель фракции «Единая Россия» в Госдуме **Владимир Пехтин**, который сказал: «По экономическому потенциалу гидроэнергоресурсов Россия по-прежнему занимает второе место в мире, но доля ГЭС в общем объеме производства электроэнергии России не превышает 20 %. Несмотря на то, что развитие гидроэнергетики, как и энергетики в целом, является важнейшей основой развития экономического потенциала страны, мы не можем испытывать особого оптимизма относительно строительства новых мощностей. Из привлеченных в энергетическую сферу 450 млрд. рублей реализовано только 270 млрд. В результате из 100 инвестиционных объектов лишь на 38 ведется полноценное строительство».

Основную задачу Пехтин видит в обеспечении надежного и безопасного функционирования гидрообъектов, в том числе в модернизации и техническом перевооружении действующих ГЭС, снижении степени износа основных производственных фондов и дальнейшем освоении гидропотенциала России в увязке со спросом на электроэнергию и режимами ее потребления. Он также подчеркнул, что необходимо обеспечить системную надежность единой энергосистемы России, создать экономические механизмы регулирования балансов и управления режимами

параллельной работы с электроэнергетическими системами стран ближнего зарубежья.

Немало внимания в своем докладе Владимир Пехтин уделил развитию нормативно-правовой базы гидроэнергетики. В настоящее время в области гидроэнергетики действуют порядка 960 нормативно-технических документов. Большинство из них разработано в 80-е годы и, естественно, нуждается в пересмотре и актуализации с учетом сегодняшних реалий.

Роль гидроэнергетики в обеспечении энергетической безопасности России и требования к уровню безопасности и надежности гидроэнергетических объектов осветил в своем докладе министр энергетики РФ **Сергей Шматко**. Он дал общую картину гидроэнергетического комплекса сегодня. В настоящее время на территории России работают 102 гидроэлектростанции мощностью свыше 100 МВт. Общая установленная мощность гидроагрегатов на ГЭС в России составляет примерно 165 млрд. кВт·ч/год. Гидроэнергетика предоставляет системные услуги (частоту, мощность), является ключевым элементом обеспечения системной надежности ЕЭС страны, располагая более 90 % резерва регулировочной мощности. «Нахождение ГЭС в составе крупных компаний – не российское изобретение, а стандартная организационная модель в мировой гидроэнергетике, – подчеркнул министр. – Нахождение в крупной компании позволяет даже большим станциям чувствовать себя более уверенно в условиях высокой цены рисков, пусть и рисков минимальной вероятности».

Далее Сергей Шматко привел основные аспекты проблемы в области безопасности гидроэнергетических объектов:

■ правовой (незавершенность приведения нормативно-правовой базы управления безопасностью ГЭС в соответствие с ФЗ «О техническом регулировании»);

■ организационный (отсутствие обязательных требований к специализации, квалификации и компетентности работников всех уровней управления состоянием ГЭС);

■ научный (незавершенность разработки концепции целостной системы мониторинга, анализа, планирования и реализации управления состоянием ГЭС, а также отсутствие современных научных проработок в области комплексной надежности технических систем применительно к ГЭС);

■ технологический (недоработки, упущения и ошибки, допускаемые на всех стадиях жизненного цикла ГЭС).

Системный подход в решении большинства указанных проблем может быть реализован в отраслевой программе модернизации и безопасности ГЭС, проект которой в настоящее время готовится Министерством энергетики РФ.

В завершении доклада министр сказал: «Но даже самая идеальная организационно-управленческая система не работает, если гидроэнергетические компании не будут в полной мере обеспечены квалифицированными кадрами. Люди, гидроэнергетики, всегда были богатством отрасли. Думаю, все согласны, что это основной фактор безопасности отрасли».

Не менее актуально прозвучали доклады председателя правления ОАО «РусГидро» **Е. Дода** («Состояние и перспективы обеспечения безопасности проектируемых, строящихся и действующих гидроэнергетических объектов»), заместителя министра промышленности и торговли РФ **А. Дементьева** («Состояние и перспективы развития предприятий энергомашиностроения, электротехники и электроники, выпускающих продукцию для нужд гидроэнергетики»), управляющего директора ОАО «РусГидро» **Б. Богуша** («Информация о ходе восстановления Саяно-Шушенской ГЭС после аварии») и других выступавших.

В рамках совещания работало четыре «круглых стола», на которых рассматривались характерные для современных условий проблемы и ограничения, вырабатывались предложения для органов государственной власти, генерирующих компаний, научных, проектных и технологических организаций по обеспечению безопасного и надежного развития гидроэнергетики.

ПЕРВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ КОМПАНИИ «ДЖЕНЕРАЛ ЭЛЕКТРИК» НА ТЕМУ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ» (SMART GRID)



11 февраля 2010 года состоялась первая конференция компании «Дженерал Электрик» на тему «Интеллектуальные сети» (Smart Grid) и энергоэффективность», в которой приняли участие около ста руководителей предприятий российской энергетической промышленности, представителей сетевых компаний, правительственных, научно-технических, образовательных организаций, а также представители бизнеса.

На конференции были представлены 10 докладов, три из них – российскими организациями. «Мы ставили перед собой задачу организовать форум экспертов для открытой дискуссии о путях внедрения интеллектуальных сетей и их потенциале для развития энергетической отрасли России, – сказал Брайан Котран, генеральный директор «Дженерал Электрик Энерджи Сервисес» Центральной и Восточной Европы, России и стран СНГ. – Российская энергетика, с нашей точки зрения, уникальна и требует особого индивидуально-го подхода, отличного от других стран. Организованная нами конференция – стала первым шагом в стратегии Smart Grid нашей компании в России и уникальным шансом встретиться с нашими существующими и потенциальными заказчиками». С докладами выступили: Род Кристи, президент компании «Дженерал Электрик Энерджи» Центральной и Восточной Европы, России и СНГ; Грег Коминос, генеральный директор направления «Передача и распределение электроэнергии» компании «Дженерал Электрик Энерджи» и доктор Бартош Войшык, технический директор направления Smart Grid «Дженерал Электрик Энерджи».

Были представлены доклады группы российских специалистов. В докладе академика-секретаря Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН Фортова В.Е., директора Института энергетической стратегии РАН Макарова А.А., научного руководителя ОАО «НТЦ Электроэнергетики» Шакаряна Ю.Г., генерального директора

ОАО «НТЦ Электроэнергетики» Дорофеева В.В., заместителя научного руководителя ОАО «НТЦ Электроэнергетики», начальника центра новых электросетевых технологий «Новые технические средства для развития и функционирования электроэнергетических систем» Новикова Н.Л. подробно представлены достижения и уровень разработок в области создания технологической платформы Интеллектуальных сетей. С докладом «Опыт проектирования развития энергосистем с применением устройств FACTS» выступила Е.В. Тузлукова, заведующая научно-исследовательской лабораторией устойчивости и управления режимами энергосистем (НИЛ УУРЭС) института «Энергосеть-проект». Заместитель генерального директора по ИТ бизнес-моделированию ОАО «МРСК Центра» Д.Ю. Лагунин представил пилотный проект Smart Grid в Белгородской области.

Представленные технические решения компании «Дженерал Электрик Энерджи» в области оборудования и развития концепции интеллектуальных сетей может быть использован при реализации Программы инновационного развития ОАО ФСК ЕЭС в области создания Интеллектуальной ЕНЭС при соответствующей их адаптации для российской энергетики совместно с российскими специалистами.

Количество принявших участие в конференции, высокий уровень специалистов, участвовавших в дискуссиях, показали высокую актуальность поднятой темы.

БУДУЩНОСТЬ ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЙ В СВЯЗИ С ПРИНЯТИЕМ ЗАКОНА ОБ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ

11 марта 2010 года в Москве прошел семинар на тему: «Особенности деятельности гарантирующих поставщиков в регионах в рамках реализации Федерального закона «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» № 261-ФЗ от 23.11.2009». В качестве организаторов этого мероприятия выступили управляющая компания ООО «ЭнергоСтрим» совместно с ООО «Промрегионэнергосбыт».



Среди участников присутствовали представители ключевых игроков энергосбытового бизнеса страны: ОАО «Курскэнергосбыт», ОАО «Смоленскэнергосбыт», ОАО «Орелэнергосбыт», ОАО «Белгородская сбытовая компания», ОАО «Брянская сбытовая компания», ОАО «Омскэнергосбыт», ОАО «Пензаэнергосбыт», ОАО «Ивэнерго-сбыт», ОАО «Тверьэнергосбыт», ОАО «Томская энергосбытовая компания», ОАО «Читинская энергосбытовая компания», ОАО «Бурят-энергосбыт». Среди приглашенных – ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», Российский научный центр «Курчатовский институт» и Инновационно-технологический центр «Технопарк «Курчатовский».

В ходе обсуждения темы семинара основными стали вопросы, посвященные Государственной программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности Российской Федерации на период до 2020 года. Ее задачи:

- формирование целостной и эффективной системы управления процессом повышения энергоэффективности в масштабах страны;

- повышение эффективности энергопотребления во всех секторах российской экономики, в том числе за счет запуска механизмов стимулирования энергосбережения;

- сохранение и расширение потенциала экспорта энергоресурсов и доходной части бюджета за счет сокращения неэффективного потребления энергии на внутреннем рынке;

- повышение благосостояния и экологической безопасности населения за счет обеспечения высококачественных энергетических услуг по доступным ценам, снижения вредных выбросов, а также выбросов парниковых газов.

Энергетические обследования предприятий были рассмотрены как основа энергосбережения. Эта важная составляющая системы энергетического менеджмента позволяет выполнять контроль затрат энергоресурсов и их стоимости, выявлять места их нерационального использования, разрабатывать программу энергосбережения предприятия.

Особое внимание участники семинара уделили анализу основных принципов взаимодействия поставщиков и потребителей энергоресурсов, а также особенностям договоров купли-продажи, поставки электроэнергии, включающих в себя условия энергосервисных договоров (контрактов).

Обстановка столичного конференц-зала «Александр Хаус» на Большой Якиманке располагала как ко всеобщей дискуссии, так и к индивидуальным переговорам за кофе-брейками. Это позволило определить дальнейшие перспективы в работе каждой из присутствующих энергосбытовых компаний.

Подведением итогов работы семинара стало заседание «круглого стола», по результатам которого было принято решение о проведении регулярных встреч такого уровня с целью обсуждения темы энергосбережения и энергетической эффективности в Российской Федерации.



Общество с ограниченной ответственностью
«Промрегионэнергосбыт»

105005, г. Москва, ул. Радио, д. 14, стр. 1
Тел.: +7 (495) 775-87-81

ПО МИРОВОМУ СТАНДАРТУ



Холдинговая компания «ЭЛЕКТРОЗАВОД» (Москва) реализовала в Республике Башкортостан инвестиционный проект по строительству крупнейшего в Европе трансформаторного завода. За последние 30 лет строительство промышленных предприятий такого масштаба на территории России и стран СНГ не велось. Новое предприятие обеспечит рабочими местами более двух тысяч человек и существенно увеличит поступления в бюджет и в социальные фонды региона.

Строительство современного завода по выпуску силовых и распределительных трансформаторов было начато в Уфе в начале 2006 года. В 2009-м получено разрешение инспекции государственного строительного надзора Республики Башкортостан на ввод в эксплуатацию Уфимского трансформаторного завода.

Башкортостан выбран местом размещения современного трансформаторного производства не случайно. Площадка для строительства нового предприятия выбиралась с точки зрения логистики, распределения производственных сил, развития региональной промышленности и социальной значимости для региона. Инвестиции компании в строительство завода по выпуску силовых и распределительных трансформаторов превысили 5 миллиардов рублей.

В начале февраля этого года новое предприятие посетили премьер-министр РФ Владимир Путин, президент Республики Башкортостан Муртаза Рахимов и члены Правительства РФ. Высокопоставленные гости осмотрели современные цеха нового предприятия, познакомились с установленным оборудованием и основными производственными характеристиками нового завода.

Генеральный директор Холдинговой компании «ЭЛЕКТРОЗАВОД» Леонид Макаревич проинформировал главу Правительства РФ о планах предприятия по выпуску современного электротехнического оборудования и ознакомил с инновационными разработками компании. Он подчеркнул: «Строительство этого крупнейшего за последние 30 лет в нашей стране завода – это следствие серьезной программы правительства, позволившей активно работать энергетикам и отечественным производителям электротехнического оборудования. Ввод в эксплуатацию современного трансформаторного производства позволяет создать новый энергомашиностроительный комплекс, не имеющий аналогов в России, а также обеспечить рабочими местами более двух тысяч человек, внося тем самым свой вклад в развитие экономики и социальной сферы региона».

В дополнение к его словам президент Республики Башкортостан Муртаза Рахимов отметил, что «новое предприятие существенно увеличит поступления в региональный бюджет и социальные фон-



ды, а также станет толчком для дальнейшего развития промышленного потенциала республики и страны в целом».

Владимир Путин назвал «абсолютно правильной» стратегию предприятия по модернизации и вводу новых производственных мощностей, созданию новых рабочих мест. Премьер-министр высказал мнение, что «надо дать поручение Министерству энергетики более плотно с вами работать».

Во время экскурсии генеральный директор Холдинговой компании «ЭЛЕКТРОЗАВОД» Леонид Макаревич предложил Председателю правительства РФ запустить одно из первых звеньев изготовления трансформатора – линию резки электротехнической стали. Владимир Путин с удовольствием нажал символическую кнопку «ПУСК», и полностью автоматизированная ли-

ния выдала первую сотню метров стальных пластин для сборки активной части трансформатора.

Глава правительства также посетил участок обмоток трансформаторов, посмотрел, как работают сушильные камеры и испытательная станция готовых силовых трансформаторов. В заключение осмотра Владимир Путин крепким рукопожатием поблагодарил руководство Холдинговой компании «ЭЛЕКТРОЗАВОД» за продуктивную работу.

Уфимский трансформаторный завод оснащен современным производственным оборудованием ведущих мировых фирм. При выборе данного оборудования во главу угла ставилась не только экономическая целесообразность, но и соблюдение экологических норм вкупе с повышенной безопасностью труда.



систем, промышленных предприятий, оборонного комплекса и объектов жилищно-коммунального хозяйства. География поставок оборудования марки «ЭЛЕКТРОЗАВОД» насчитывает более 60 стран мира и охватывает все регионы России.

В результате ввода новых мощностей в Москве, Уфе и Запорожье Холдинговая компания «ЭЛЕКТРОЗАВОД» располагает производственными мощностями и техническими возможностями для выполнения любого объема заказов от энергетиков и других отраслей российской экономики, закрывая весь требуемый номенклатурный ряд трансформаторного, реакторного и коммутационного оборудования.

Пуск новых производственных мощностей – еще один серьезный шаг на пути к реализации программы импортозамещения, провозглашенной Президентом и Правительством Российской Федерации. Холдинговая компания «ЭЛЕКТРОЗАВОД» и в дальнейшем намерена содействовать успешному выполнению масштабных проектов, направленных на развитие энергетической мощи нашего государства, предлагая энергетикам инновационные разработки в конструировании и производстве современного высокотехнологического энергетического оборудования.

В производство внедрены прогрессивные и экологически чистые технологии, многие из которых недавно начали применяться мировыми производителями и до сих пор не использовались в России. На заводе используется новейшая компьютерная система управления производством, начиная от разработки конструкторской документации и заканчивая отгрузкой и сервисным обслуживанием выпущенных изделий. Конструкторско-технологические подразделения оснащены современными системами проектирования. Базирующийся на существующем опыте, а также на фундаментальных и прикладных разработках научных институтов Республики Башкортостан и других регионов России, новый комплекс обеспечит выпуск продукции на уровне мировых стандартов.

Производственные мощности нового предприятия превысят 27 миллионов киловольт ампер в год! Завод выпускает широкую гамму силовых трансформаторов напряжением до 220 кВ включительно и мощностью до 200 МВА. Помимо этого, на заводе организовано производство распределительных трансформаторов мощностью до 2500 кВА, напряжением до 35 кВ. В отдельном корпусе предприятия разместится производственная база нового завода по выпуску современного коммутационного оборудования.

Холдинговая компания «ЭЛЕКТРОЗАВОД» – ведущий мировой производитель с многолетним опытом разработок и изготовления разнообразного трансформаторного, реакторного и

коммутационного электрооборудования. В составе компании четыре электротехнических завода, собственные проектные и научно-исследовательские институты, инженеринговые и сервисные центры с базами в Москве, Уфе и Запорожье (Украина).

Предприятия компании производят более 3,5 тысячи наименований энергетического оборудования, компания активно участвует в строительстве и реконструкции объектов Федеральной сетевой компании, концерна «Росэнергоатом», региональных энергетических



ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»

Россия, 107023, Москва, Электrozаводская ул., 21
Телефон: (495) 777-82-26 ■ Факс: (495) 777-82-11
E-mail: info@elektrozavod.ru ■ Сайт: www.elektrozavod.ru

ФСК ОБСУДИЛА С УЧЕНЫМИ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК КОНЦЕПЦИЮ СОЗДАНИЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ» СЕТИ

В Сибирском отделении Российской академии наук (г. Новосибирск) состоялось расширенное совещание при комитете по стратегии совета директоров ОАО «ФСК ЕЭС», посвященное концепции создания в России интеллектуальной электрической сети.

В нем приняли участие председатель комитета по стратегии при совете директоров ОАО «ФСК ЕЭС», директор Института энергетических исследований РАН Алексей Макаров, вице-президент РАН, председатель Сибирского отделения РАН Александр Асеев, академик-секретарь Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН Владимир Фортков, руководители ОАО «ФСК ЕЭС» и других энергокомпаний, приглашенные ученые и эксперты.

В ходе совещания были рассмотрены и одобрены основные элементы разрабатываемого Федеральной сетевой компанией проекта по созданию в России электрической сети нового поколения – так называемой «интеллектуальной» электрической сети.

Интеллектуальная сеть на технологическом уровне объединяет электрические сети, потребителей и производителей электроэнергии в единую автоматизированную систему, которая в реальном времени позволяет отслеживать и контролировать режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии. Интеллектуальная сеть в автоматическом режиме оперативно реагирует на изменения различных параметров в энергосистеме и позволяет осуществлять бесперебойное электроснабжение с максимальной экономической эффективностью при снижении влияния человеческого фактора.

Интеллектуальная сеть представляет собой совокупность линий электропередачи всех классов напряжения, активных устройств электромагнитного преобразования электроэнергии, коммутационных аппаратов, устройств защиты и автоматики, информационно-технологических и адаптивных управляющих систем. При создании



интеллектуальной сети должны использоваться современные средства управления, новые системы диагностики и высокоскоростные системы передачи информации.

Создание интеллектуальных электрических сетей – общемировая тенденция. Работы в этом направлении ведутся в США, Японии, Индии, Китае. Евросоюз разрабатывает концепцию «Европейская электрическая сеть будущего». Россия тоже имеет наработки в этой области. В течение последних лет Федеральная сетевая компания реализует пилотные проекты внедрения инновационных элементов сети, которые позволяют наделять ее новыми качествами.

Реализация концепции интеллектуальной сети позволит существенно повысить надежность электроснабжения, снизить потери и расход энергоресурсов, уменьшить капиталовложения, связанные со строительством и эксплуатацией энергообъектов.

РАЗРАБОТАНЫ СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДО 2016 ГОДА

Системный оператор и ОАО «ФСК ЕЭС» направили на утверждение в Министерство энергетики РФ совместно разработанные схему и программу развития Единой энергетической системы (ЕЭС) России до 2016 года.

Постановлением Правительства РФ от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» на ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» возложена обязанность по разработке схемы и программы развития ЕЭС России.

Схема и программа развития ЕЭС России разрабатываются ежегодно и определяют сбалансированные планы по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей на семилетний период. Схема развития Единой энергетической системы России – неотъемлемая часть программы развития Единой энергетической системы России.

Программа развития Единой энергетической системы России включает в себя:

- схему развития Единой энергетической системы России;
- прогнозы спроса на электрическую энергию по территориям субъектов РФ и требуемого увеличения мощностей для его удовлетворения;
- перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности;
- описание региональной структуры перспективных балансов мощности и электрической энергии с указанием рекомендуемой структуры генерирующих мощностей и прогнозных объемов импорта (экспорта) электрической энергии и мощности;

■ прогноз спроса на топливо организаций электроэнергетики;

■ требования к развитию средств диспетчерского и технологического управления, в том числе к системам телемеханики и связи, системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики.

Схема развития ЕЭС России включает в себя существующие, планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции с установленной мощностью выше 25 МВт, линии электропередачи 110 кВ и выше, обеспечивающие выдачу мощности этих электростанций, линии электропередачи и подстанции, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, межгосударственные линии электропередачи.

Первый документ, подготовленный на основании Постановления Правительства № 823, охватывает период до 2016 года. Разработка документа велась с использованием перспективной расчетной модели ЕЭС России. В основу расчетов положены подготовленный Системным оператором прогноз спроса на электроэнергию по территориям субъектов РФ на каждый год планирования и предложения по перечню и месту размещения электрических станций и сетевых объектов. Кроме того, при разработке документа учтены:

- генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года;
- утвержденные в установленном порядке среднесрочные программы социально-экономического разви-

тия субъектов РФ в части электроэнергетики;

■ утвержденные инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций отрасли;

■ данные о планах строительства объектов электроэнергетики, включенных в долгосрочные целевые программы, федеральные адресные инвестиционные программы, ведомственные целевые программы, программу деятельности Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» на долгосрочный период.

Разработанные Системным оператором совместно с ОАО «ФСК ЕЭС» схема и программа развития ЕЭС России до 2016 года лягут в основу разработки инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, территориальных программ развития субъектов РФ, формирования планов развития инфраструктурных организаций различных отраслей промышленности, технических требований при присоединении энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям.

Документы станут базой для формирования исходных данных, учитываемых при проведении конкурентных отборов мощности, а также анализа существующих и прогнозируемых технологических параметров функционирования ЕЭС России, прогнозируемой пропускной способности электрической сети и разработки предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности).

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

 **ЭЛЕКТРОЗАВОД**

В ОАО «ФСК ЕЭС» ПРОВЕЛИ ИСПЫТАНИЯ МНОГОГРАННОЙ ОПОРЫ 330 КВ ДЛЯ ГОЛОЛЕДООПАСНЫХ РЕГИОНОВ

ОАО «ФСК ЕЭС» совместно с филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС» успешно провели аттестационные натурные испытания многогранной опоры portalного типа на напряжение 330 кВ.



Опоры новой конструкции позволяют обеспечить надежную работу линий электропередачи в районах с большими гололедными нагрузками.

Прошедшая испытания промежуточная опора состоит из двух многогранных стоек с перекрестными внутренними

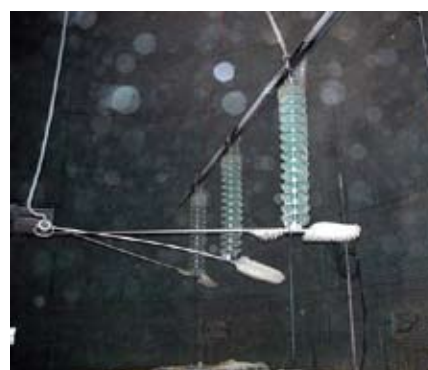
связями. Двухстоечная или порталная конструкция опоры оптимально распределяет нагрузку на обе стойки. Это позволяет применять порталные опоры в условиях тяжелого гололедообразования и сильной пляски проводов, которая возникает при сочетании порывистого ветра и гололеда. Кроме того, двухстоечные опоры, в отличие от одностоечных, позволяют использовать общедоступную технику для изготовления фундаментов.

Испытанная двухстоечная опора рассчитана на условия строительства линии электропередачи 330 кВ Ирганайская ГЭС – Чирюрт протяженностью 122 км, значительная часть которой пройдет по горным районам Дагестана, известным очень жесткими гололедными нагрузками (расчетная толщина стенки гололеда на проводах и тросах достигает 30 мм). Строительство линии планируется завершить в 2014 году.

Многогранные опоры 220–500 кВ применяются Федеральной сетевой компанией с 2005 года. В сравнении с обычными опорами они обладают повышенной долговечностью, вандалоустойчивостью, существенно сокращают (в 10–15 раз) сроки монтажа. Другим преимуществом многогранных опор является их адаптивность: современные технологии позволяют в кратчайшие сроки выпускать новые конструкции, оптимальные для конкретных условий прохождения линии электропередачи. Индивидуальный подход при проектировании позволяет экономить до 25 % расхода материалов на конструкции опор линий электропередачи.

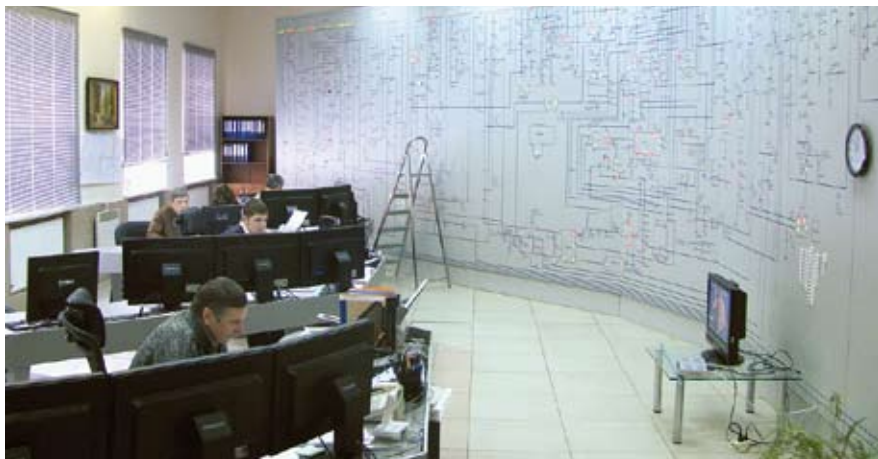
Опора новой конструкции на напряжение 330 кВ разработана в сотрудничестве с ОАО «СевЗапНТЦ» в рамках

Целевой программы ОАО «ФСК ЕЭС» по созданию и внедрению стальных многогранных опор для линий электропередачи 220–500 кВ. Опытные образцы опоры изготовлены ОАО «Опытный завод «Гидромонтаж».



ОАО «МОЭСК» ВНЕДРЯЕТ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

В рамках программы по внедрению новых технологий в филиале ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети дан старт беспрецедентному проекту по вводу в эксплуатацию Объединенного диспетчерского пункта Волоколамской операционной зоны.



Уникальность пилотного проекта заключается в том, что впервые в зоне обслуживания диспетчеров одновременно находятся сразу три района электрических сетей: Волоколамский, Лотошинский, Шаховской. Перед тремя диспетчерскими столами расположен современный щит с множеством схем и выведенных на них сигналов трех районов. Автоматизированное рабочее место (АРМ) каждого диспетчера оснащено четырьмя мониторами,

которые подключены к панели щита. Уровень технической комплектации диспетчерского пункта позволяет говорить о создании своеобразного интеллектуального центра управления сетями этих трех районов.

Заместитель начальника оперативно-диспетчерской службы по Волоколамскому электросетевому району филиала Андрей Белан подчеркнул: «Все пусконаладочные работы полностью завершены. Диспетчеры Лотошинского и Шахов-

ского РЭС уже приступили к дежурству на новом оборудовании».

Переводу диспетчеров РЭС на Объединенный диспетчерский пункт предшествовало их обучение работе на новом АРМ, включившее в себя стажировку и дублирование на сложном компьютерном оборудовании. В заключение обучения были проведены тренировки, подтвердившие высокий уровень профессиональной подготовки обслуживающего персонала. В ходе этих мероприятий отработывались навыки ориентирования по схеме сети 10 кВ и правильные действия при ликвидации технологических нарушений. Диспетчеры успешно справились с возложенными на них задачами, продемонстрировав четкую, слаженную работу по оперативному восстановлению электроснабжения условно «отключенных» потребителей.

Планируется работа по созданию аналогичных диспетчерских пунктов в остальных филиалах компании. Техническое перевооружение и внедрение новых технологий – неотъемлемая часть технической политики, проводимой ОАО «МОЭСК».

УНИКАЛЬНЫЙ ИЗОЛЯТОР

Новая уникальная продукция ООО «Глобал Инсулэйтор Групп» (GIG) – стеклянный изолятор ПС 530А – найдет применение в мировой энергетике.



Это тяжелый стеклянный изолятор, рассчитанный на самую высокую механическую нагрузку 530 кН, его вес – 21 кг. Он позволяет удерживать

нагрузки в горах и на других больших переходах, существенно повышая надежность энергоснабжения.

– Изоляторы, рассчитанных на нагрузку большую, чем ПС 530 А, в мировой энергетике не предусмотрено, – комментирует событие технический директор компании Владимир Головин. – Во всем мире подобных изоляторов выпускается немного. Но на разных континентах начинают строить очень мощные линии электропередачи, и теперь и на нашем производстве ЮАИЗ будет производиться тип изолятора, который в ближайшее время будет очень востребован в мире.

Как сообщила пресс-служба ОАО «ЮАИЗ», новый изолятор ПС 530А готовится для стран Африки. Найдет применение он и в России на новых линиях электропередачи, возводимых для энергообеспечения олимпийского Сочи, в частности, на переходе «Адлер–Псоу». Опытная партия изоляторов ПС 530А прошла испытания в Испытательном центре завода в объеме приемосдаточных работ по ГОСТу 6490-93 и выборочных по МЭК 383-1. Образцы уникальной продукции подготовлены к отправке на испытания в независимую европейскую лабораторию.



Релейщик

Издательский дом «Вся электротехника»

Журнал
с абсолютной
селективностью!

Тел. (495) 228-60-05
www.energyexpert.ru



ЗАО «РАДИУС Автоматика»

124489, Москва, Зеленоград, Панфиловский пр-т, дом 10, стр. 3, ЗАО «РАДИУС Автоматика»
+7-499-735-22-91 +7-499-732-22-01 radius@rza.ru
+7-499-735-54-41 +7-499-732-73-95 www.rza.ru

Микропроцессорное устройство автоматической частотной разгрузки «Сириус-2-АЧР»

Устройство «Сириус-2-АЧР» предназначено для формирования сигналов отключения фидеров при падении частоты в системе ниже предельно допустимой, а также последующего включения отключившихся фидеров после ликвидации аварии и повышения частоты.

Устройство имеет четыре очереди АЧР, в каждой из которых предусмотрены две категории разгрузки – АЧР-I и АЧР-II, в том числе могущие работать на одно общее выходное реле (совмещенная АЧР-II). Для обратного включения отключенной нагрузки после восстановления частоты в каждой очереди предусмотрено свое ЧАПВ.

Основные технические данные:

Количество групп каналов (очередей) АЧР-I–АЧР-II–ЧАПВ	4
Диапазон частот уставок по частоте	45—51 Гц
Диапазон уставок по времени АЧР	0,1—99,9 с
Диапазон уставок по входному линейному напряжению	20—100 В
Диапазон уставок по времени ЧАПВ	0,2—99,9 с



Устройство имеет три режима работы — импульсный, следящий и непрерывный. При импульсном режиме выходные сигналы формируются отдельными выходными реле для АЧР и ЧАПВ каждой очереди, при следящем — сигнал на выходных шинках АЧР удерживается до отпускания пусковых органов АЧР, а сигналы ЧАПВ формируются отдельными выходными реле. В непрерывном режиме сигнал АЧР удерживается до срабатывания ЧАПВ, то есть снятия сигнала АЧР и есть наличие команды на ЧАПВ выключателей отходящих линий (выходные реле ЧАПВ при этом совсем не используются). Для организации выходных шин АЧР применены бистабильные реле, сохраняющие свое состояние при пропадании оперативного питания.

Устройство имеет два входных канала измерения частоты — основной и контрольный, предназначенный для предотвращения ложных

срабатываний. Контрольный канал имеет свои независимые органы измерения напряжения и частоты, аналогичные основному каналу. Особенностью устройства является функция автоматического переключения вышедшего из строя канала измерения напряжения и частоты с поврежденного на работающий с выдачей сигнала неисправности. Переключение осуществляется мгновенно, а через 10 секунд выдается сигнализация о неисправности.

В обычном режиме работы на дисплее высвечивается измеренное значение частоты в сети, а также текущие время и дата. Вся информация о текущем состоянии очередей и их срабатывании отображается на светодиодах. В случае появления неисправностей на экране выводится подробная расшифровка причины.

Устройство имеет режим «Уставки», в котором можно просмотреть ранее введенные уставки и, при необходимости, их изменить. Корректировка уставок разрешена только при вводе пароля.

Устройство имеет режим «Контроль», в котором можно посмотреть все измеряемые величины: входные частоты по обоим входам, входные напряжения по обоим входам, текущие время и дату, состояние дискретных входов и параметры ОНМ.

В устройстве имеется возможность задать блокировку работы быстродействующих ступеней АЧР-I как по скорости изменения частоты, так и по скорости изменения напряжения (защита от срабатывания АЧР при отключении ввода и подпитки секции от останавливающихся двигателей).

Кроме этого, имеется орган направления мощности ОНМ, образованный токовым входом и напряжением основного канала напряжения, также позволяющий разрешать работу АЧР только при условии направления мощности от ввода к шинам.

Для ускорения работы АЧР при быстрой посадке частоты в энергосистеме в устройстве предусмотрено ускорение срабатывания ступени АЧР-II, работающее по скорости снижения частоты.

Устройство имеет 14 выходных программируемых реле, которые, в частности, можно использовать для формирования сигналов ЧАПВ, в том числе с разносом времен срабатывания выключателей.

Устройство имеет архив срабатываний, в котором фиксируются последние 50 срабатываний ступеней АЧР или ЧАПВ с причиной срабатывания, временем и датой срабатывания, а также значениями напряжений и частот на момент срабатывания.

По линии связи можно в любой момент запросить текущее состояние устройства – текущие входные параметры – частоту и напряжения обоих входных каналов, ток органа направления мощности и его фазовый угол, считать и изменить уставки устройства, запросить данные о последних имеющихся в памяти срабатываниях.

В устройстве имеется цифровой осциллограф, записывающий при срабатывании защит доаварийный, аварийный и послеаварийный участки всех аналоговых и дискретных входных сигналов, с возможностью гибкой настройки условий запуска и количества аварий. Частота дискретизации осциллографа – 1000 Гц.

Устройство имеет до трех последовательных цифровых интерфейсов связи – USB на передней панели устройства для непосредственного подключения к компьютеру и один или два RS485 — для работы в составе локальной многоточечной сети связи на подстанции. Скорость передачи по линии связи задается уставкой в диапазоне от 1200 до 115200 бод. Применяемый программный протокол – Modbus RTU.

Устройство питается от сети оперативного тока напряжением 220 В. Предусмотрена возможность работы устройства с сигналами как постоянного, так и выпрямленного или переменного тока. По заказу может быть изготовлено устройство на 110 В постоянного тока.

Устройство выполнено в стальном корпусе и имеет заднее присоединение. Рабочий температурный диапазон – от –20 до +55 °С.

Габаритный размер устройства – 305х190х185 мм.

Масса – не более 8 кг.

Подключение устройства осуществляется с помощью клеммных соединителей, установленных на задней панели устройства.

ИНВЕСТИЦИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПЛЕКС

Для менеджмента электроэнергетических компаний 2009 год стал проверкой на умение действовать в кризисных условиях снижения энергопотребления, выпадающих доходов и выросших требований по обеспечению надежного электроснабжения всех категорий потребителей.

Объективные сложности привели к сокращению инвестпрограмм в отрасли. При этом были расставлены многие точки над *i*, обозначены основные приоритеты в развитии. Энергокомпании, в первую очередь государственные, показали свою готовность «встроиться» в новую экономическую реальность. По итогам прошлого года они повысили свою эффективность, снизили инвестиционные и операционные издержки. Такие действия крайне необходимы в условиях, когда значительная доля оборудования отрасли находится в неудовлетворительном состоянии. Рассмотрим ситуацию на примере ОАО «Холдинг МРСК» – компании-монополиста в секторе распределения электроэнергии.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ИЛИ ДЕГРАДАЦИЯ

Масштаб деятельности Холдинга межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) впечатляет. Компания владеет контрольными пакетами акций 11 крупнейших МРСК, работающих в 69 регионах России и обеспечивающих электроснабжение более чем 120 млн. наших соотечественников. Материнской компании принадлежит контроль в каждой из МРСК. В самом же холдинге доля государства составляет 53 %. Совет директоров Холдинга МРСК возглавляет министр энергетики РФ Сергей Шматко. Эти обстоятельства подчеркивают стратегическую значимость активов компании, которые, к сожалению, сегодня находятся не в лучшем техническом состоянии. Средний уровень их физического износа при-

ближается к 70 %. При этом 52 % оборудования Холдинга МРСК отрабатало один нормативный срок, из них более 7 % – два и более нормативных срока. По оценке специалистов ОАО «Холдинг МРСК», если не предпринимать серьезных, эффективных мер по реновации оборудования в распределительном сетевом комплексе, спустя несколько лет процент оборудования, которое выработало нормативный срок эксплуатации, может достигнуть 60–65 %.

Физический износ оборудования незначительно варьируется по большинству регионов в зоне ответственности операционных компаний Холдинга МРСК. На общем фоне выделяются Московская объединенная электросетевая компания (МОЭСК), «Ленэнерго» и «Тюменьэнерго», уровень износа сетей которых несколько меньше. В первых двух случаях это объясняется значительными инвестициями, осуществленными в последние годы, в третьем – относительной молодостью компании. Хуже ситуация в сетевых компаниях Чечни, Ингушетии, Дагестана. В Дагестане из-за высокой задолженности сбытов и муниципалитетов инвестпрограмма фактически отсутствует, энергосистемы Чечни и Ингушетии полуразрушены войной.

В развитых странах приемлемым считается показатель физического износа на уровне 25–40 %. На такой уровень российские распределительные сети выйдут в ближайшие 10–20 лет при условии значительных капитальных вложений, как со стороны государства, так и частных инвесторов. Помимо снижения износа

оборудования, необходимо создать резерв электрических мощностей в объеме, опережающем развитие экономики на три года. По этим причинам инвестиции компаний Холдинга МРСК значительно выросли в 2007–2008 годах, а в 2009 году, несмотря на промышленный спад и снижение отпуска в сеть, инвестиции остались на стабильно высоком уровне.

АНТИКРИЗИСНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Из-за кризиса показатели производственной деятельности МРСК оказались ниже плановых значений.

По предварительным данным, суммарный полезный отпуск электроэнергии МРСК по итогам прошлого года составил чуть больше 562 млрд. кВт·ч, в то время как он планировался на 5 % больше – около 591,5 млрд. кВт·ч.

Недоотпуск сказался на финансовых показателях. По итогам 2009 года Холдингом МРСК ожидается выручка в размере порядка 407 млрд. руб., тогда как по плану должно было быть около 445 млрд. Наибольший спад спроса наблюдался на услугу по технологическому присоединению, где МРСК недополучили более 40 % средств, которые поступили бы в случае стабильной макроэкономической ситуации.

В 2008 году инвестиции в МРСК выросли более чем на 34 % по сравнению с 2007 годом – до 125,5 млрд. руб. (с учетом НДС). В 2009 году по решению Правительства РФ инвестиции компании остались примерно на том же уровне – 112,6 млрд. руб. с НДС.

Для того чтобы успешно выполнить инвестпрограмму, несмотря на сокращение выручки от тарифа и технологического присоединения потребителей, в Холдинге МРСК, как в управляющей компании, так и в дочерних и зависимых обществах (ДЗО), были урезаны инвестиционные и операционные расходы. Общая себестоимость предоставляемых услуг была снижена на 10,4 %. Экономия по сравнению с согласованными ранее бизнес-планами в 2009 году превысила 5 млрд. руб. В частности, почти 1,3 млрд. руб. удалось сэкономить на услугах по коммерческому учету электроэнергии. Также более чем на 1 млрд. руб. были сокращены расходы на финансирование негосударственного пенсионного фонда электроэнергетики. Снизились затраты на страхование, оплату труда, содержание исполнительных аппаратов, оплату работ и услуг сторонних организаций. По итогам прошлого года ожидается суммарное снижение ДЗО Холдинга МРСК управляемых эксплуатационных издержек в размере 7,8 млрд. руб., что соответствует 5 % от общего уровня затрат.

По вводам нового оборудования в основные фонды инвестпрограмма компании в 2009 году была выполнена на 100 % как в физическом, так и в стоимостном выражении.

В денежном выражении план перевыполнен на 14 % – ввод основных фондов составил 82 млрд. руб. против предполагаемых 72 млрд. руб. Отметим, что динамика ввода в эксплуатацию электросетевых объектов опережала темпы увеличения стоимости их строительства.

В 2010 году Холдинг МРСК продолжит реализацию важных государственных проектов. В первом ряду среди них стоит строительство объектов зимней Олимпиады 2014 года в городе Сочи. В конце прошлого года ОАО «МРСК Юга» выделено на эти цели из федерального бюджета 2,6 млрд. руб. В нынешнем году ОАО «Холдинг МРСК» получит целевое финансирование в рамках «олимпийской» программы в размере 4 млрд. 700 млн. руб.

В соответствии с подписанным договором между ОАО «Межрегион-

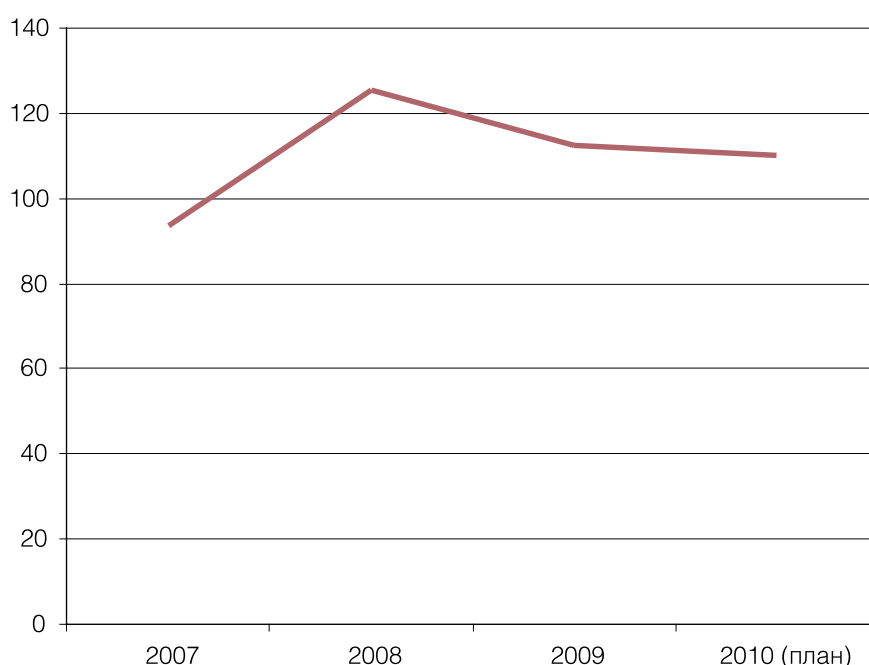


Рис. 1. Объем инвестиций ОАО «Холдинг МРСК» в электросетевой комплекс

газ» и ОАО «Янтарьэнерго» (100 % акций принадлежит ОАО «Холдинг МРСК»), ОАО «Янтарьэнерго» готова, в случае получения в полном объеме необходимых средств, осуществить технологическое присоединение второго энергоблока Калининградской ТЭЦ-2.

В целом в текущем году Холдинг МРСК планирует инвестировать в энергостроительство около 110 млрд. руб. с учетом НДС. Многогое будет зависеть от тарифных решений, по итогам которых будет произведена корректировка инвестиционных планов.

РЕНОВАЦИЯ ПО-РУССКИ

Важнейшим шагом на пути преодоления тенденции старения оборудования распределительных электросетей Холдинга МРСК является Программа реновации, рассчитанная на 10 лет (до 2019 года). Компания планирует внести ее в Правительство РФ к маю текущего года. Возможно, что эта программа приобретет статус Федеральной целевой программы (ФЦП). Такой сценарий развития событий видится весьма вероятным с учетом того, что объем программы реновации превышает 2 трлн. 850 млрд. руб. В Холдинге МРСК разработаны критерии и при-

оритеты по включению энергообъектов в эту программу.

По словам генерального директора ОАО «Холдинг МРСК» Николая Швеца, при реализации Программы реновации изношенного оборудования распределительного электросетевого комплекса акцент будет сделан на инновационные разработки. Он также отметил, что при реализации программы возможности российских промышленных предприятий будут максимально учтены. «Мы рассчитываем, – заявил Николай Швеца, – что доля отечественного оборудования составит около 90 процентов».

Реновация и модернизация распределительных сетей будет производиться в соответствии с Технической политикой ОАО «Холдинг МРСК», разработку которой Холдинг завершит в первой половине 2010 года. Ее основными принципами является, в частности, преодоление тенденции старения основных фондов электрических сетей и электросетевого оборудования за счет увеличения масштабов работ по их реконструкции и техперевооружению. Планируется довести техническое состояние электрических сетей до уровня мировых стандартов, повысить их надежность и управляемость посредством использования

новой высокоэффективной техники и технологий, внедрить новые, безопасные, необслуживаемые (малообслуживаемые) типы оборудования, управляемые дистанционно.

«Очень важно, чтобы на смену устаревшему, выработавшему свой нормативный срок, пришло оборудование, созданное на основе инновационных технологий, изготовленное на отечественных заводах-производителях, обладающее высокой надежностью и длительным сроком эксплуатации», – подчеркнул Николай Швец.

Создание инновационного и эффективного распределительного электросетевого комплекса страны будет осуществляться с опорой на ведущие отечественные и зарубежные разработки в области электросетевого оборудования. Согласно имеющимся оценкам, российская промышленность обеспечивает потребности электроэнергетики в оборудовании и материалах на 80–85 %. Потребность отраслей электроэнергетики к 2030 году в основном долж-

на удовлетворяться за счет российского оборудования, доля импорта в объеме закупаемого оборудования составит к 2030 году 2–3 %.

В Холдинге МРСК прорабатываются вопросы сотрудничества с иностранными партнерами в части получения займов и закупки оборудования с последующей возможностью организации его производства в России.

ОТВЕТСТВЕННЫЙ ПОДХОД

В настоящее время большую часть инвестиционных проектов компании Холдинга МРСК финансируют из собственных средств, то есть из фиксированной тарифной оплаты услуг по передаче электроэнергии и платы новых потребителей за технологическое присоединение. Спрос на эти услуги существенно возрастет после окончания финансового кризиса. При этом встает вопрос: какой объем мощностей и где необходимо будет построить? Точки роста энергопотребления распределены на карте страны неравномерно.

Как государственные, так и частные компании не могут брать на себя все финансовые риски строительства новых энергообъектов. Ответственность за использование вводимых мощностей должны брать на себя также регионы и потребители. Серьезный шаг в этом направлении – внедрение на всей территории Российской Федерации регулирования тарифов, основанного на методе доходности инвестированного капитала, иначе говоря, RAB-регулирования. В настоящее время на перспективный метод тарифообразования перешли 17 регионов в зоне ответственности МРСК. В соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 19 января 2010 года № 30-р к 1 января 2011 года планируется перевести на RAB все оставшиеся филиалы. От четкости реализации этого решения зависит финансирование инвестиционных программ МРСК в 2010 году и более отдаленной перспективе.

**Материал подготовил
Леонид Рыбаков**



организаторы



партнеры



со-организаторы конференции



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ТРУДА В ЭНЕРГЕТИКЕ

13-16 апреля 2010 г.

МОСКВА, ВП «ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ», ВВЦ

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ:

защитные средства для работы персонала электрических станций и сетей
штанги изолирующие, диэлектрические
пластиковые лестницы, стремянки, вышки
спецодежда, рабочая обувь
дерматологические средства индивидуальной защиты
разработки, направленные на улучшение условий труда и повышение безопасности труда работников электроэнергетики
средства индивидуальной и коллективной защиты персонала от воздействия вредных и опасных факторов
приборы контроля параметров вредных и опасных производственных факторов
инструменты и приспособления,

обеспечивающие уровень безопасности производства

- ▶ новые технологии, обеспечивающие безопасность труда
- ▶ совершенствование системы управления охраной труда
- ▶ механизация и автоматизация трудовых и технологических процессов
- ▶ современные методы и средства подготовки персонала к безопасному производству работ
- ▶ психофизиологическое обеспечение надежности профессиональной деятельности и сохранения здоровья
- ▶ аварийно-спасательный инструмент и оборудование, средства пожаротушения, защитная одежда



генеральные
информационные
спонсоры



специальный
информационный
спонсор



генеральный
интернет-партнер



информационные спонсоры



www.sape2010.ru

+7 (499) 181-52-02

contact@sape2010.ru



Присужден
в 2003 году

Присужден
в 2000 году

ПРОЕКТ ФОРУМА
"ВЕЛИКИЕ РЕКИ" / IEF
IEEF



12-я международная выставка **ЭНЕРГЕТИКА. ЛЕКТРОТЕХНИКА.**

Энерго- и ресурсосбережение.

РОССИЯ • НИЖНИЙ НОВГОРОД • НИЖЕГОРОДСКАЯ ЯРМАРКА

18-21

мая 2010 года

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ:

Энергетика и электротехника
в промышленности и
коммунально-бытовой сфере.

Электротехническое оборудование
для гидро-, тепло-,
электроэнергетики, атомной
энергетики.

Высоковольтное оборудование,
трансформаторы.

Кабели, провода,
электрокерамические изделия,
светотехническое оборудование,
низковольтная
электроустановочная аппаратура.

Котельное и вспомогательное
оборудование, теплообменные
аппараты.
Турбогенераторы, турбины,
насосы, компрессоры.

Электрические машины,
электроприводы, аккумуляторы.
Измерительное оборудование,
диагностика.

Новые технологии в производстве
и сбережении электроэнергии,
преобразовательные устройства.

Услуги по проектированию,
установке, обслуживанию
энергетического оборудования
и производству
электромонтажных работ.

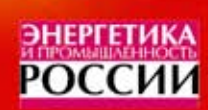
Альтернативная энергетика.

Технологии и оборудование для
ликвидации аварийных ситуаций.

Генеральный
информационный
спонсор:



Генеральный
информационный
партнер:



Нижний Новгород, ул. Совнаркомовская, 13

Тел./факс: (831) 277-56-90, 277-55-95, 277-54-14; e-mail: irina@yarmarka.ru; www.yarmarka.ru

ВЫБОР СИСТЕМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ В СЕТЯХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ ПОДСТАНЦИЙ 35–750 кВ

ФЕДОРОВСКАЯ А. И., технический директор ЭСП-НН-СЭЩ, филиала ООО УК «Электрощит»-Самара

ФИШМАН В. С., главный специалист ЭСП-НН-СЭЩ, филиала ООО УК «Электрощит»-Самара

СУББОТИН М. В., инженер ЭСП-НН-СЭЩ, филиала ООО УК «Электрощит»-Самара

Вопрос проектирования систем заземления подстанций 110 кВ и выше, в частности, системы заземления собственных нужд, отвечающих современным требованиям (МЭК) по электробезопасности, пожаробезопасности и ЭМС, является одним из перспективных и важных направлений в области развития российской электроэнергетики.

Согласно действующим Нормам технологического проектирования подстанций напряжением 35–750 кВ (Л1) сеть собственных нужд (СН) подстанций напряжением до 1 кВ должна работать с глухозаземленной нейтралью. В такой сети, как известно, возможны следующие варианты системы заземления: TN-C или TN-S, а также смешанный вариант TN-C-S. Какой из этих вариантов следует применять, в (Л1) не указано.

В Правилах устройства электроустановок (ПУЭ), где дается описание систем TN-C, TN-S, TN-C-S, оговорено, что рекомендации о применении той или иной системы в различных электроустановках должны содер-

жаться в соответствующих разделах ПУЭ. Однако в разделе 4 «Распределительные устройства и подстанции» указанные рекомендации отсутствуют.

В настоящее время в системе ОАО «ФСК ЕЭС» разрабатывается стандарт организации «Системы собственных нужд ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения» (выпущена 1-я редакция). Предлагаемые в этой работе решения вызывают много вопросов, поэтому до принятия окончательных решений их следовало бы дополнительно обсудить.

В проекте стандарта указано: «На подстанциях с напряжением 110 кВ и выше в системе собственных нужд применяется система заземления TN-C-S. При этом «питание цепей

силовых электроприемников организуется по системе заземления TN-C, а питание шкафов с электронным слаботочным оборудованием осуществляется по системе TN-S» (рис. 1). На данном рисунке 1 изображена предлагаемая в проекте стандарта схема однострановых подстанций с одной секцией сборных шин. Вопрос необходимого по нормам взаиморезервирования питания (АВР) не решен. Необходимо указать, что для выполнения требования п.1.7.135 ПУЭ «Когда нулевой рабочий и нулевой защитный проводники разделены, начиная с какой-либо точки электроустановки, не допускается объединять их за этой точкой по ходу распределения энергии», резервирование питания возможно только через ту часть щита, которая выполнена по системе TN-C. Пример выполнения схемы двухтрансформаторной подстанции с распределительным щитом по системе TN-C-S показан на рис. 2.

Вместе с тем, считаем, что следует в принципе обсудить целесообразность применения системы TN-C для питания потребителей СН подстанций.

В «Руководстве по электрическим установкам 2005» фирмы Шнейдер Электрик приводится подробное сравнение различных систем зазем-

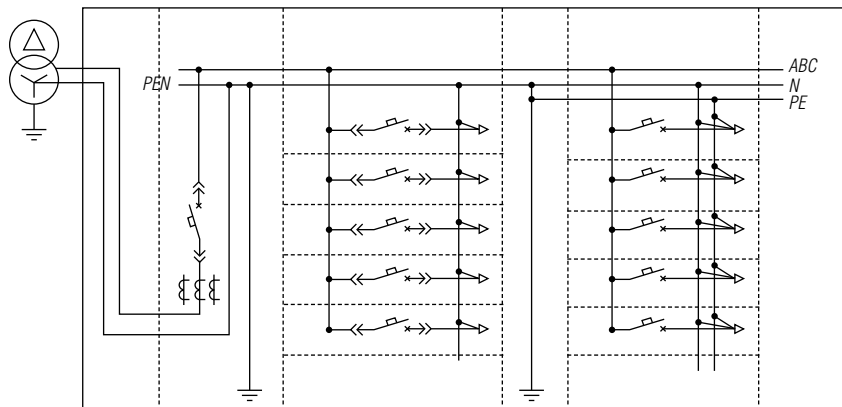


Рис. 1. Схема подстанции по системе TN-C-S (из проекта стандарта)

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

ЭЛЕКТРОЗАВОД

ления в сетях напряжением до 1 кВ по 16 различным показателям. Согласно приведенному сравнению система TN-C уступает системе TN-S по двум показателям:

- систему TN-C нельзя применять в пожароопасных зонах;
- система TN-C является источником электромагнитных помех.

К пожароопасным зонам на территории подстанций относятся зоны в камерах масляных трансформаторов, дугогасительных реакторов, а также определенные (3–5 м) зоны вокруг установленного на ОРУ маслодерживающего оборудования.

Для питания электроприемников в этих зонах должна использоваться система TN-S (Л2). Рассматривая вопрос об электромагнитных излучениях и помехах, следует учитывать, что на открытой части подстанции размещаются разнообразны потребители системы СН. Это:

- относящиеся к силовым трансформаторам электроприемники системы управления РПН, системы обдува трансформаторов, системы местного электрообогрева шкафов (с коммутационной аппаратурой) наружной установки;
- электроприемники систем управления и электрообогрева высоковольтной коммутационной аппаратуры – выключателей, разъединителей.

Для питания этих электроприемников в ряде случаев на территории ОРУ устанавливаются шкафы сборок коммутационной аппаратуры с необходимой системой электрообогрева. При использовании системы TN-C все корпуса и проводящие части оборудования присоединяются к PEN проводникам, по которым, как известно, в нормальном режиме протекают токи нулевой последовательности, обусловленные несимметрией фазных нагрузок. Одновременно эти же корпуса электроприемников присоединены к заземляющей сетке на территории ОРУ и через нее связаны с заземленной нейтралью источника питания – трансформатором СН 6(10)/0,4 кВ. Таким образом, заземляющая сетка в данной системе является токоведущей частью, включенной параллельно с PEN проводниками, по которой в нормаль-

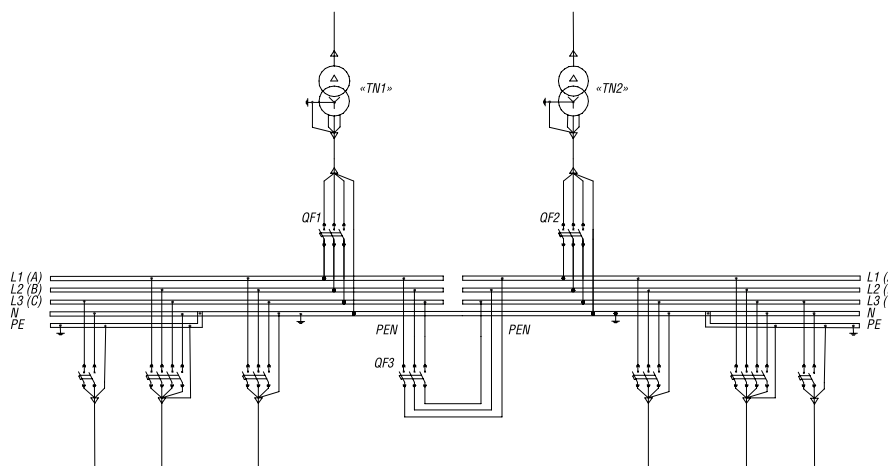


Рис. 2. Схема двухтрансформаторной подстанции по системе TN-C-S с кабельными вводами от трансформаторов на щит 0,4/0,23 кВ

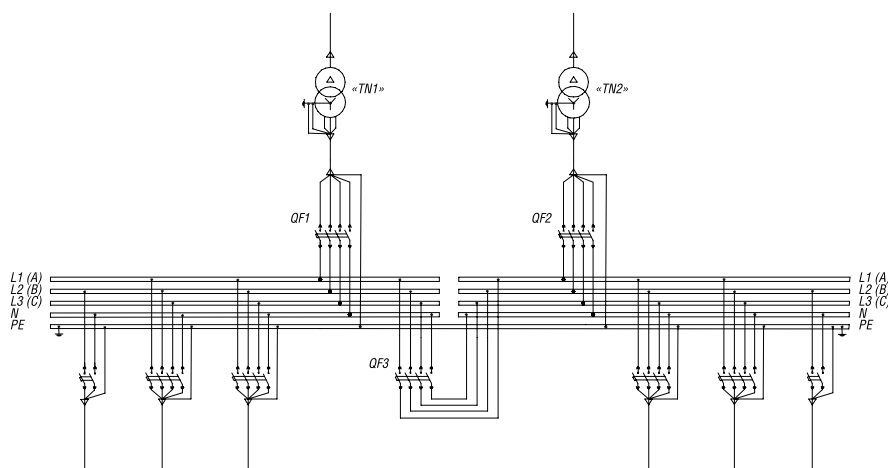


Рис. 3. Схема двухтрансформаторной подстанции по системе TN-S с кабельными вводами от трансформаторов на щит 0,4/0,23 кВ

ном режиме также протекают токи нулевой последовательности, обусловленные несимметрией нагрузок отдельных фаз, толчковыми (в т.ч. однофазными) нагрузками, токами высших гармонических. Расчеты показывают, что сопротивление заземляющей сетки намного меньше сопротивления PEN проводника, поэтому большая часть токов нулевой последовательности протекает по проводникам заземляющей сетки и меньшая по PEN проводникам. По этой причине сумма токов трех фаз и PEN проводника в отдельных кабелях не равна нулю, а результирующий ток создает вокруг кабеля электромагнитное поле. Вместе с проводниками заземляющей сетки, по которым также протекает ток, кабели образуют своеобразные антенны, излучающие электромагнитные

волны – электромагнитные помехи. В отличие от этого в системе TN-S токи нулевой последовательности в нормальном режиме протекают только по N проводнику, поскольку с землей он связан только в одной точке – у источника питания. Вследствие этого сумма токов фазных и нулевого проводников в кабеле в системе TN-S всегда равна нулю, результирующее электромагнитное поле практически отсутствует и кабель не является источником электромагнитных волн.

В пользу принятия системы TN-S говорит также то, что при системе TN-C постоянно протекающие по расположенным в земле металлическим конструкциям токи способны вызвать их усиленную коррозию. О влиянии протекающего в земле переменного тока на арматуру же-

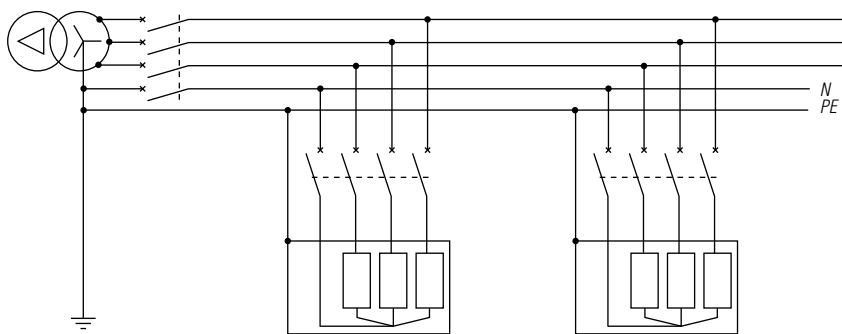


Рис. 4. Система TN-S (из руководства по устройству электроустановок Шнейдер Электрик)

лезобетонных конструкций и на различные металлы, находящиеся в земле, говорится, в частности, в «Руководящих указаниях по проектированию заземляющих устройств электрических станций и подстанций напряжением 3–750 кВ переменного тока», ВГПИ Энергосетьпроект, 1992 г.

Следует также учитывать, что согласно п.1.1.13 ПУЭ «территория открытых электроустановок в отношении опасности поражения людей электрическим током приравнивается к особо опасным помещениям». Очевидно, что система TN-S в отношении опасности поражения электрическим током более безопасна по сравнению с системой TN-C, поэтому с этой точки зрения ее применение является предпочтительным.

Еще одно важное преимущество системы TN-S – возможность реализации системы диагностики состояния изоляции в сети, определение слабых с точки зрения изоляции участков и отдельных фидеров, что особенно важно для фидеров, питающих таких ответственных потребителей, как приводы высоковольтных выключателей, собственные нужды крупных трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов. Такая диагностика может быть выполнена с помощью устройств дифференциального типа, измеряющих токи утечки через изоляцию на землю (типа УЗО, без отключения контролируемой цепи, с действием на сигнал). Такие устройства, установленные в разных точках сети, могут передавать сигналы диспетчеру или в систему АСУ о предаварийном состоянии изоляции для принятия необходимых мер. В качестве не-

которого недостатка системы TN-S относительно системы TN-C следует отметить меньшие значения токов однофазного короткого замыкания (ОКЗ). В системе TN-S могут быть два вида ОКЗ: ОКЗ типа «фаза-N» и ОКЗ типа «фаза-земля», т.е. замыкание фазы на корпус или любые другие заземленные части оборудования. При этом токи ОКЗ значительно отличаются. Если в первом случае величина тока ОКЗ определяется сопротивлением фазной и нулевой рабочей жилы кабеля или провода, то во втором случае величина тока зависит от сопротивления фазного проводника и заземляющей сетки от точки ОКЗ до точки присоединения заземленной нейтрали трансформатора СН. Хотя и в 1-м, и во 2-м случае для расчета тока ОКЗ может быть использована одна и та же известная формула (Л4):

$$I_{\text{по}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{(2r_{\text{лс}} + r_{\text{ос}})^2 + (2x_{\text{лс}} + x_{\text{ос}})^2}},$$

но входящие в нее сопротивления нулевой последовательности кабелей и заземляющей сетки сильно отличаются. Вариант замыкания на землю при системе TN-S в руководящих материалах и методиках не рассматривается, и какие-либо данные по сопротивлениям заземляющей сетки отсутствуют, что считаем недостатком (не путать с сопротивлением растекания заземлителя току замыкания на землю в сети выше 1000 В). Расчеты, выполненные в филиале ЭСП-НН-СЭЩ УК ООО «Электрощит-Самара», показали, что несмотря на меньшие значения тока ОКЗ типа «фаза-N» в системе TN-S проблему обеспечения чувствительности защит от ОКЗ решить

можно как путем соответствующего построения схем питания СН, так и путем применения автоматических выключателей со специальными защитами типа: защита для токов нулевой последовательности, защита 4-го полюса автоматического выключателя.

Наконец, при сравнении систем TN-C и TN-S полезно обратиться к зарубежному опыту. В текущем году наша организация выполняла проектные работы по подстанциям 110/34,5/13,8 кВ, которые поставляет ЗАО «Группа компаний «Электрощит» – ТМ Самара» для республики Куба. При этом, в качестве образца кубинской стороной была выдана принятая у них и на североамериканском континенте схема питания собственных нужд подстанций. Согласно этой схеме, для питания потребителей собственных нужд принята система заземления типа TN-C-S, причем важно подчеркнуть, что разделение PEN проводника на PE и N проводники производится до вводного автомата на главный распределительный щит подстанции. Начиная со щита и ниже принята схема TN-S.

Необходимо также обратить внимание на еще один важный, с нашей точки зрения, момент – вопрос о необходимости четвертого полюса автоматических выключателей и др. коммутационных аппаратов в рабочем нейтральном проводнике N системы TN-S. В схеме собственных нужд, представленной в проекте стандарта, применение четырехполюсных автоматов на отходящих со щита фидерах в системе TN-S не предусмотрено. В принципе это соответствует ГОСТ Р 50571.7, (см. п. 461.2): «В системах TN-C нулевой рабочий проводник, совмещенный с защитным, отделять или отключать не следует. В системе TN-S отделять или отключать рабочий нулевой проводник не требуется. Во всех системах распределения электроэнергии отделять или отключать защитные проводники не допускается». Однако ПУЭ излагает требование в отношении необходимости отключения N проводников иначе: п. 3.1.18. «При защите сетей с глухозаземленной нейтралью автоматическими выключателями»

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

 **ЭЛЕКТРОЗАВОД**

чателями расцепители их должны устанавливаться во всех нормально не заземленных проводниках» (см. также 7.3.99). Из этого следует, что поскольку в системе TN-S шина N и соответствующие проводники у потребителей не заземляются, то в них также необходимо устанавливать расцепители. Если обратиться к зарубежным источникам (упомянутое выше «Руководство по электрическим установкам 2005» фирмы Шнейдер Электрик (рис. 4), схемы СН кубинских подстанций), то можно убедиться в том, что разрыв N проводника в системах TN-S предусматривается.

Рассмотрим схему TN-S, приведенную на рис. 3, и представим, что в этой схеме вместо четырехполюсного автомата был бы установлен трехполюсный автомат.

Тогда при отключении вводного автомата для производства ремонтных или профилактических работ необходимая безопасность не будет обеспечена. Так, при коротком замыкании «фаза-N» в конце питающего кабеля обслуживающий персонал

попадет под напряжение. Величина этого напряжения зависит от соотношения между сопротивлениями прямой и нулевой последовательности в точке КЗ. По мере удаления от источника питания в кабельной сети это напряжение будет увеличиваться. Таким образом, мы считаем, что применение четырехполюсных автоматических выключателей в системе TN-S необходимо, т.к. это повышает электробезопасность при эксплуатации электроустановок.

ВЫВОДЫ

1. Применение в сетях 0,4/0,23 кВ собственных нужд подстанций одновременно двух систем заземления TN-C и TN-S может оказаться целесообразным только при реконструкции существующих подстанций, когда возникает необходимость частичного использования существующего электрооборудования, выполненного по системе TN-C.

2. Для вновь сооружаемых подстанций, начиная от шин главного щита 0,4/0,23 кВ и ниже, необходимо применять систему TN-S (рис. 3).

3. В системе TN-S следует применять четырехполюсные автоматические выключатели, обеспечивающие большую электробезопасность.

4. Необходимо разработать методику (или подготовить необходимые данные) для расчета токов ОКЗ типа «фаза-земля» для системы TN-S.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нормы технологического проектирования подстанций напряжением 35–750 кВ, СТО 56947007-29.240.10.028-2009, СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС».

2. Руководство по электрическим установкам 2005 года фирмы Шнейдер Электрик.

3. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств электрических станций и подстанций напряжением 3–750 кВ переменного тока, ВГПИ Энергосетьпроект, 1992 г.

4. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ ЮГА РОССИИ • 2010

ЭНЕРГОИНВЕСТ

13–15 мая, г. Сочи

При поддержке: ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС ЮГА),
Департамента по вопросам топливно-энергетического комплекса
Краснодарского края, ГАУ КК «Центр энергосбережения и новых технологий»

В программе Форума:

- Состояние и перспективы развития энергетического комплекса Юга России
- Проектирование, строительство и эксплуатация линий электропередач
- Современные технологии энерго- и ресурсосбережения в ТЭК

Энергетика

Электротехника

Энергосбережение

 **ЭНЕРГОЭКСПЕРТ**
информационно-аналитический журнал

 **КАБЕЛЬ**

 **elec.ru**

 **Электротехнический рынок**

 **RusCable.Ru**

 **РОСТЭК**
ВЫСТАВКИ ЮГА РОССИИ

 **СОЧИЭКСПО**

 **APP**

(863) 240-32-60/62, (8622) 62-05-24
rostextstroy@yandex.ru, www.rostex-expo.ru

РАЗВИТИЕ СОВРЕМЕННЫХ ПОДСТАНЦИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ

ВАРИВодов В.Н., первый заместитель генерального директора по науке и инновациям ФГУП «ВЭИ», д.т.н., профессор

Рассмотрены основные перспективы развития подстанций сверхвысокого напряжения. Приводится технико-экономическое сравнение подстанций, выполненных с открытыми распределительными устройствами, КРУ в элегазовой изоляции, а также гибридными РУ.

Развитие современных высоковольтных подстанций отражает общие тенденции совершенствования электрических сетей: повышение надежности, управляемости, компактности, снижение затрат на обслуживание, оптимизация технико-экономических характеристик.

В настоящее время электрические схемы действующих подстанций в Российской Федерации выполнены в основном по проектам, ориентированным на оборудование 80–90-х годов прошлого века с недостаточными показателями надежности, поэтому часто предусматривают избыточные соотношения числа коммутационных аппаратов и присоединений, что ведет к увеличению технологических

нарушений по вине оперативного персонала.

Применение более современного, надежного оборудования, не требующего ремонта практически в течение всего срока службы, должно обеспечивать возможность перехода к упрощенным схемам и компоновкам распределительных устройств, что также ведет к повышению надежности.

Основным направлением повышения надежности подстанционного оборудования является снижение отрицательного эффекта от воздействия внешней среды, а это достигается в первую очередь герметизацией высоковольтных цепей, и прежде всего, как наиболее уязвимых, контактных соединений и приводов, а также отказом от исполь-

зования оборудования, характеризующегося недостаточной надежностью.

Повышение надежности, компактности подстанции и одновременно оптимизация их технико-экономических характеристик наилучшим образом реализуется в концепции «гибридных подстанций». На смену двум типам подстанций, сформировавшимся в 60–70-х годах прошлого века – подстанций с открытыми распределительными устройствами (ОРУ) и подстанций с комплектно-распределительными устройствами с элегазовой изоляцией (КРУЭ) – пришли три основных типа подстанций: к традиционным добавились гибридные подстанции.

Однако, к сожалению, в существующих утвержденных российских Положениях о технической политике в области как магистральных, так и распределительных сетей России [1, 2], этот тип высоковольтных подстанций, по существу, вообще не рассмотрен. Даны только рекомендации по применению, при соответствующем обосновании, гибридных элегазовых аппаратов. В то же самое время в мире ежегодно строятся сотни гибридных подстанций [3]. Следует также учитывать, что применение гибридных аппаратов может дать значительно больший эффект, если одновременно с применением этих устройств решаются вопросы оптимизации электрической схемы и компоновки подстанции.

Гибридная подстанция – это подстанция модульного (а не элементного!) построения, где модули могут использовать различные виды изоляции и яв-

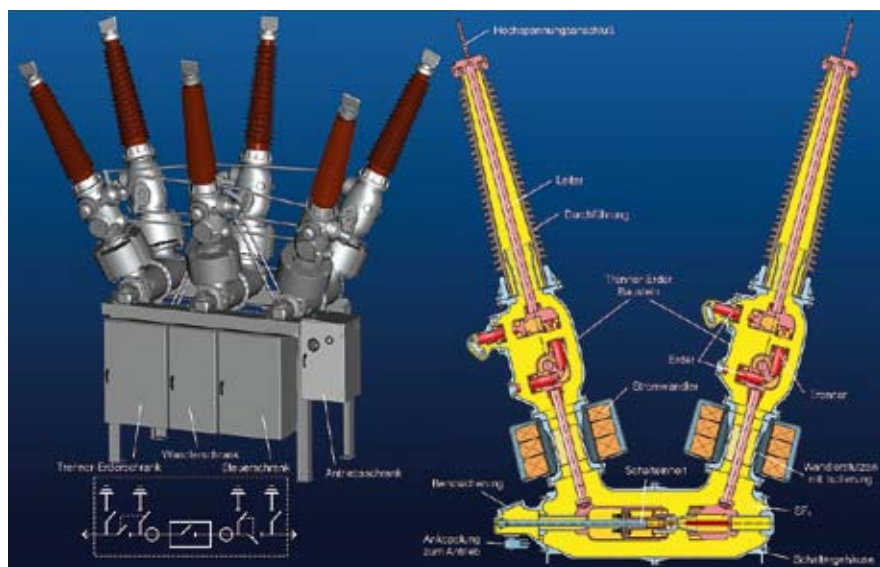


Рис. 1. Гибридный подстанционный модуль подстанции на напряжение 145 кВ

ляться гибридными многофункциональными устройствами. Таким образом, гибридная подстанция реализует новое качество современных подстанций, где число используемых в проектировании элементов сокращено в несколько раз, каждый производственный модуль имеет высокую надежность (так как собирается и испытывается на заводе, а все основные контактные соединения и механизмы находятся в герметизированных корпусах и не подвержены воздействию атмосферы), а электрическая схема подстанции и ее компоновка упрощены и оптимизированы.

На рис. 1 представлен многофункциональный гибридный подстанционный модуль с элегазовой изоляцией на напряжение 145 кВ, который включает в себя непосредственно выключатель, трансформаторы тока, два разъединителя и четыре заземлителя. Применительно к различным схемам подстанций компанией разработано семь модификаций данного модуля.

Гибридная подстанция обладает следующими технико-экономическими преимуществами:

- преимущества КРУЭ – компактность и высокая надежность сочетаются с главным преимуществом ОРУ – экономичностью (поскольку объем элегаза по сравнению с КРУЭ в гибридных подстанциях сокращается на 30–50 %);
- применимость в городах/пригородах, а также в регионах с высоким загрязнением окружающей среды (из-за компактности и защищенности контактов);
- модульная конструкция позволяет использовать испытанные на заводе модули и минимизировать испытания на месте монтажа;
- гибкость и многообразие вариантов размещения модулей позволяет реализовать оптимальную схему подстанции с минимальными затратами;
- несложность монтажа в кратчайшие сроки;
- экономия площади и расходов при воздвижении РУ (отсутствие строений и специальных фундаментов) примерно на 30–40 %.

На рис. 2 приведен общий вид гибридной подстанции 420 кВ, а на рис. 3 – ее компоновка.

Как видно из рис. 3, гибридные подстанции позволяют значительно упростить компоновку подстанций.



Рис. 2. Гибридная высоковольтная подстанция 420 кВ [5]

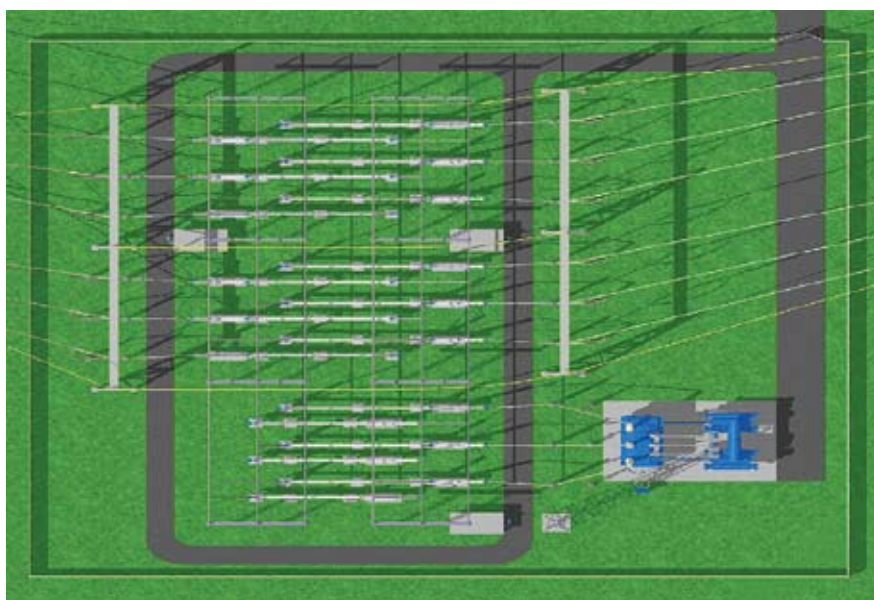


Рис. 3. Компоновка гибридной подстанции 420 кВ [5]

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ

Рассмотрим более детально экономические аспекты применения подстанций различного типа.

Частично этот вопрос проанализирован в [3] применительно к подстанциям глубокого ввода по материалам зарубежных данных. Как следует из рис. 4, наибольшие начальные капиталовложения у подстанций с КРУЭ, а самые низкие – у гибридных подстанций (прежде всего за счет значительного сокращения земли по сравнению с ОРУ,

упрощения монтажа и отказа от элегазовых сборных шин).

На рис. 5 представлено соотношение усредненной стоимости эксплуатации подстанций (затраты на обслуживание) в течение расчетного срока службы с распределительными устройствами различного типа: традиционных распределительных устройств – ОРУ, гибридных распределительных устройств с элегазовой изоляцией. Самые большие затраты на обслуживание у подстанций

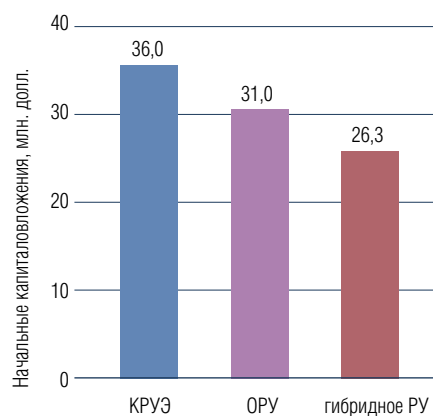


Рис. 4. Сравнительная начальная стоимость подстанций 230 кВ (включает стоимость оборудования, расходы на землеувод и монтаж) с распределительными устройствами различного типа [4]

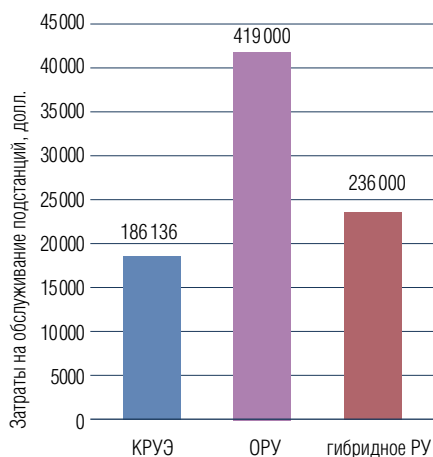


Рис. 5. Сравнительная стоимость эксплуатации распределительных устройств высоковольтных подстанций 230 кВ различного типа [4]

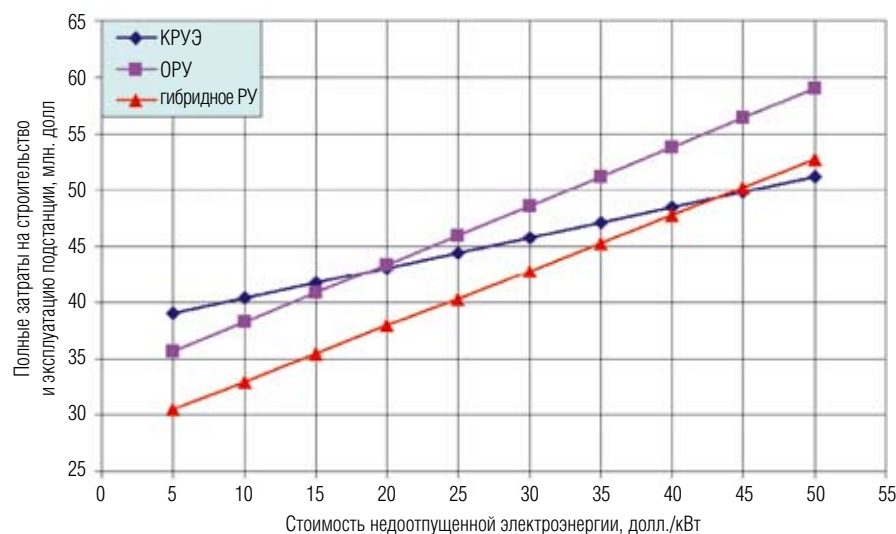


Рис. 6. Зависимость полной стоимости подстанции с распределительными устройствами различного типа от стоимости недоотпущенной электроэнергии [4]

с ОРУ, а минимальные – у подстанций с КРУЭ.

Для полной стоимости подстанции (включающей как начальные затраты, так и затраты на обслуживание), учитывая что начальная стоимость подстанций значительно превышает стоимость их обслуживания, характерны закономерности, представленные на рис. 6 – т.е. наиболее экономически целесообразным является применение гибридных подстанций.

При выборе того или иного типа подстанций с учетом всех затрат – не только начальных и затрат на эксплуатацию, но и затрат, связанных с перерывом в электроснабжении из-за возможного повреждения оборудования распределительных устройств за рубежом принято основной характеристикой при выборе типа подстанции считать стоимость полного жизненного цикла с учетом возможных потерь электроснабжения в зависимости от удельной стоимости недоотпущенной электроэнергии при отключении (рис. 6). Из данных рис. 6 на основе анализа конкретной подстанции 230 кВ следует, что отключение электроснабжения и соответствующие затраты существенно увеличивают полную стоимость затрат на подстанцию, включая затраты, связанные с недоотпущенной электроэнергией, причем степень роста полных затрат практически одинакова для подстанций с ОРУ и гибридных подстанций. Стоимость же подстанций с КРУЭ растет не столь быстро, поскольку подстанции с

КРУЭ существенно более надежны – и при увеличении относительной стоимости затрат при отключении наступает ситуация, когда подстанция с КРУЭ становится более выгодной, чем подстанция с ОРУ, несмотря на высокую начальную стоимость. И в этом случае наиболее эффективными являются гибридные подстанции.

Следует отметить, что оценки экономической эффективности гибридных подстанций, сделанные в различных странах, несколько отличаются количественно, но совпадают качественно [5, 6]. Поэтому гибридные подстанции находят все большее применение.

Всего два фактора препятствуют полномасштабному применению гибридных подстанций:

- в крупных городах стоимость земли резко возрастает, необходимо более компактное исполнение подстанции, и тогда должны применяться КРУЭ;
- во многих случаях заказчик прежде всего заинтересован не только в низкой начальной стоимости, но и в применении традиционного опробованного и многократно проверенного оборудования, тогда применяются традиционные подстанции с ОРУ.

Зарубежные эксперты оценивают, что доля подстанций на напряжение 110 кВ и выше с КРУЭ достигла своего потолка (около 25 % общего числа строящихся подстанций) и в ближайшие годы эта цифра будет мало меняться. Что касается гибридных подстанций, их доля на рынке через несколько лет должна достигнуть 30–40 %. Доля традиционных подстанций с ОРУ, соответственно, в ведущих странах составит около 35–45 %.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТРАДИЦИОННЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Следует отметить, что наряду с появлением и внедрением гибридных подстанций, происходит и совершенствование как подстанций с ОРУ, так и подстанций с КРУЭ.

Для подстанций с ОРУ характерно применение укрупненных модулей с основной воздушной изоляцией заводского изготовления.

Основным направлением совершенствования подстанций с КРУЭ является использование полностью герметизированных подстанций с основной изоляцией на основе элегаза (рис. 7).

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

ЭЛЕКТРОЗАВОД

В этом случае вместо маслонаполненных трансформаторов применяются элегазовые силовые трансформаторы. В настоящее время освоены элегазовые трансформаторы мощностью до 400 МВа. Максимальное рабочее напряжение элегазовых силовых трансформаторов составляет 500 кВ.

Основные достоинства полностью герметизированных подстанций с элегазовой изоляцией:

- пожаробезопасность и взрывобезопасность;
- мала занимаемая площадь (на 30–50 %) и объем (высота помещения уменьшается на 2–3 метра) по сравнению с обычной подстанцией с КРУЭ;
- возможность строительства жилых зданий над подстанциями сверхвысокого и ультравысокого напряжения;
- высокая надежность из-за отсутствия специальных переходов из одной изоляционной среды в другую (например, из масла в элегаз);
- отсутствует необходимость отделения трансформаторов, распределительных устройств и помещений контроля;
- упрощаются процедуры контроля работы силового оборудования подстанций – происходит только мониторинг давления газа.

Полностью герметизированные элегазовые подстанции уже более двадцати лет эксплуатируются в Японии. В последние годы такие подстанции устанавливаются и в других странах.

Традиционным направлением подстанций с КРУЭ является снижение стоимости КРУЭ. Одно из наиболее эффективных технических решений в этом случае – применение на номинальное напряжение 110–330 кВ КРУЭ с совместным расположением фаз в одной оболочке (рис. 8). В этом случае стоимость КРУЭ снижается на 10–20 %.

Еще одно направление снижения стоимости КРУЭ – типизация и сокращение применяемых узлов и элементов, применение новых материалов.

ПОВЫШЕНИЕ УПРАВЛЯЕМОСТИ

Стратегической задачей в области повышения управляемости подстанций является создание полностью автоматизированных объектов высокой надежности без обслуживающего персонала, характеризующихся высокими технико-экономическими показателями.

Сегодня автоматизация технологических процессов на подстанциях реализуется все еще в недостаточном объеме, поэтому схемы организации эксплуатации в основном ориентированы на круглосуточное пребывание на них обслуживающего (оперативного) персонала, контролирующего состояние объекта и выполняющего оперативные переключения.

Все это происходит на фоне эксплуатации морально и физически устаревшего парка оборудования телемеханики и средств передачи телеинформации, применения устройств релейной защиты и автоматики, в большинстве случаев выполненных на основе электромеханических реле. Микропроцессорные устройства активно внедряются, но пока составляют незначительное количество (около нескольких процентов).

Существующие в настоящее время на подстанциях системы учета электроэнергии, как правило, также не отвечают современным требованиям, как в части автоматизации функций, так и в части выполнения требований Закона РФ «О единстве измерений».

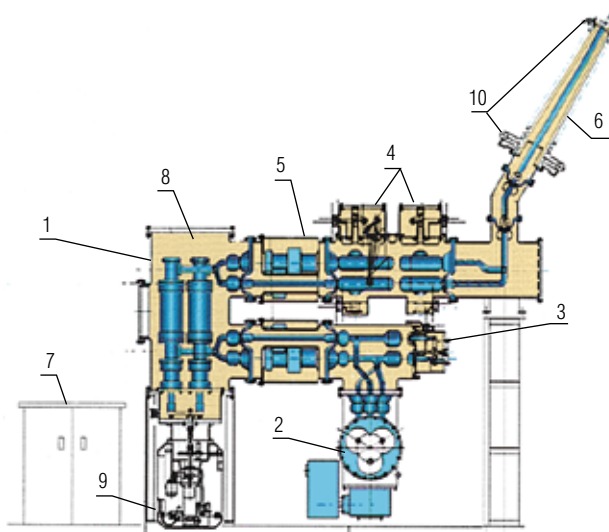
Существующий комплекс связи в электроэнергетике имеет ограниченные функциональные возможности, нуждается в срочной модернизации:



Рис. 7. Полностью герметизированная подстанция с элегазовой изоляцией на напряжение 275 кВ с силовыми элегазовыми трансформаторами мощностью 300 МВа.

структурном реформировании и внедрении современных телекоммуникационных технологий. Оборудование связи электрических сетей на 50 % является аналоговым, находится в эксплуатации в среднем 20–30 лет и в значительной степени изношено (75–80 %). Таким образом, средний технический уровень российских высоковольтных подстанций в части их управляемости пока значительно уступает уровню подстанций ведущих зарубежных стран.

Для исключения зависимости аварийной работы сетевой компании



- | | |
|--|----------------------------|
| 1 – выключатель; | 7 – шкаф управления; |
| 2 – сборные шины; | 8 – элегаз; |
| 3 – заземлители; | 9 – гидравлический привод; |
| 4 – комбинированные разъединители-заземлители; | 10 – экраны вводов. |
| 5 – трансформаторы тока; | |
| 6 – высоковольтные вводы; | |

Рис. 8. Компактное КРУЭ 220 кВ с совместным расположением всех трех фаз в одной оболочке

от квалификации, тренированности и концентрации внимания оперативного и релейного персонала технологическая составляющая в управлении подстанциями должна возрастать. Важно также, чтобы применяемое силовое оборудование было адаптировано к новейшим автоматизированным системам управления, защиты и мониторинга.

При внедрении микропроцессорных устройств предпочтение должно отдаваться устройствам, предназначенным для работы в составе комплексных автоматизированных систем. Автономные устройства необходимо применять только в случае отсутствия системных аналогов. В связи с этим на объектах должны быть исключены возможности применения микропроцессорных устройств с закрытыми протоколами обмена данными, устройств, не поддерживающих работу в стандарте единого времени.

Наиболее перспективным направлением развития микропроцессорных устройств является цифровой обмен данными по стандарту МЭК 61850.

Развитие современных автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций (АСУ ТП) направлено также на расширение функциональности этих систем:

- повышение наблюдаемости режимов и мониторинга текущего состояния работы оборудования;
- получение достоверной текущей технологической информации, необходимой для комплексной автоматизации;
- повышение производительности и снижение численности персонала;
- оптимизацию ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования подстанции, обеспечение перехода от календарного планирования к ремонту на основе учета технического состояния оборудования.

Повышение управляемости подстанций связано с использованием мониторинга состояния оборудования подстанций в режиме on-line, внедрении неразрушающих методов испытаний, применении единых (интегрированных в АСУ ТП) информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о состоянии оборудования.

В концепции создания электрических сетей Smart Grid [7] большое значение имеет такое свойство сети, как активное управление (а в конечном счете

автоуправление) сетью в режиме реального времени, что означает появление в перспективе сети с виртуальным единым искусственным интеллектом и связанной с ним инфраструктурой управления. Если проводить аналогию с такой сложной системой, как человеческий организм, на подстанциях должны находиться нервные узлы и окончания, обеспечивающие, с одной стороны, «осознание» изменений в состоянии сети, а с другой – быстрое и адекватное ответное действие по обеспечению стабильной работы.

Работы по созданию сетей Smart Grid потребуют дальнейшего технологического совершенствования подстанций в области информационного обеспечения, систем векторных измерений переходных процессов в энергосистемах на основе WAMS (Wide Area Measuring System), применения новых материалов, в том числе высокотемпературных сверхпроводников, накопителей энергии, схем управления на основе современных силовых полупроводниковых приборов – прежде всего в устройствах FACTS для управляемых систем электропередачи электроэнергии.

ВЫВОДЫ

1. Основными направлениями развития современных высоковольтных подстанций являются повышение надежности, управляемости, компактности, снижение затрат на обслуживание, оптимизация технико-экономических характеристик.

2. Повышение надежности работы подстанционного оборудования сетей сверхвысокого напряжения достигается использованием технических решений, снижающих отрицательный эффект от воздействия внешней среды, прежде всего герметизации контактных соединений и приводов; отказом от использования оборудования, характеризующегося недостаточной надежностью; применением оптимизированных электрических схем подстанций.

3. Одной из приоритетных тенденций развития современных подстанций является использование «гибридных подстанций» – подстанций модульного построения, где модули могут использовать различные виды изоляции и являться гибридными многофункциональными устройствами.

4. Совершенствование подстанций с ОРУ также в первую очередь связано с применением укрупненных модулей заводского изготовления с основной воздушной изоляцией.

5. Развитие подстанций с КРУЭ направлено на создание полностью герметизированных подстанций с газонаполненными силовыми трансформаторами, снижение стоимости КРУЭ на основе применения КРУЭ с совместным расположением фаз в одной оболочке, новых материалов и типизации применяемых основных узлов.

6. Повышение управляемости подстанций связано с совершенствованием автоматизированных систем управления, защиты и диагностики, направленном на расширение их функций, использовании современных микропроцессорных устройств, схем управления, переходом к цифровому обмену данными по протоколу МЭК 61850, введением мониторинга состояния оборудования в режиме реального времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС», изд. Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической системы, Москва, 2006 г.
2. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе. Изд. Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической системы, Москва, 2006 г.
3. Алексеев Б.А. Подстанции глубокого ввода // Энергоэксперт, № 1, 2009, стр. 92–97
4. K. Kutlev, U. Andersson, L. Tang, R. Reymers. Complete Methodology for Selecting Optimal Substation Solutions. Rep.B3-205, CIGRE, Paris, 2008 г.
5. D. Fuchsle, W. Paul. Hybrid Solutions an Attractive Option for Modernization and Retrofit of AIS Substation. Rep.B3-207, CIGRE. Paris. 2008 г.
6. Кристиан Рехтанц, Фредри Штуки, Дирк Вестерман, Гаральд Финк, Майк Гюренбах. Увеличение гибкости в конструкции подстанции, ABB Review, № 3, 2004 г.
7. Шульгинов Н.Г., Дементьев Ю.А., Воронницкий В.В., Михаль П.Н. Интеллектуальные сети: российский взгляд // Энергоэксперт, № 4, 2009 г.

ЭНЕРГОМАШ



**ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ**

**Качество, надежность
Длительный срок службы оборудования
Уникальные конструкторские решения**

- Выключатели элегазовые колонковые для наружной установки серий ВГТ (на напряжения 35, 110 и 220 кВ), ВГК (на напряжения 220 и 500 кВ) и ВГГ (на напряжения 330 и 750 кВ)
- Выключатели элегазовые баковые наружной установки со встроенными трансформаторами тока серии ВЭБ (на напряжения 110 и 220 кВ) и ВГБ (на напряжение 35 кВ)
- Разъединители трех- и однополюсные наружной установки серии РПД
- Заземлители однополюсные наружной установки серии ЗРО
- Автоматические быстродействующие выключатели постоянного тока внутренней установки серий ВАТ и ВАБ
- Элегазовые трансформаторы тока наружной установки (на напряжения 110 и 220 кВ) серии ТРГ
- Элегазовые трансформаторы напряжения ЗНГ на напряжение 110 кВ



ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш»
Екатеринбург, ул. Фронтовых бригад, 22

www.uetm.ru
www.energomash.ru

 (343) **324-51-23**

(факс 343) **324-58-02**

 vva_cmc@energomash.ru

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ ПОГОННЫХ ПАРАМЕТРОВ СВЕРХПРОВОДЯЩИХ КАБЕЛЕЙ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

КАДОМСКАЯ К.П., д.т.н., профессор ГОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет»

КРАМАРЕНКО В.А., студент ГОУ ВПО «НГТУ»

ШИРОКОВЕЦ А.И., магистр ГОУ ВПО «НГТУ»

Приводится история создания кабелей на основе сверхпроводящих материалов, рассматривается типовая конструкция современных кабелей с ВТСП и предлагается методика по определению погонных параметров кабелей такого вида.

В России в последнее десятилетие большое внимание уделяется исследованию и разработке изделий, использующих сверхпроводниковые материалы. Из разрабатываемых в настоящее время силовых сверхпроводниковых устройств для электроэнергетических систем можно выделить токоограничивающие устройства, индуктивные накопители энергии и кабели.

Основным преимуществом кабелей из высокотемпературного сверхпроводящего (ВТСП) материала перед маслонаполненными кабелями, кабелями с вязкой пропиткой или кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена является их высокая пропускная способность при малом сечении. Создание сверхпроводникового кабеля на большие токи позволит эффективно решить проблему глубоких вводов мощности в крупные города, а также выдачу мощности от крупных электростанций, расположенных в регионах с трудными географическими условиями. Габариты и масса сверхпроводящего кабеля существенно меньше, чем соответствующие показатели у современных кабелей на основе бумажно-масляной или полиэтиленовой изоляции, его стоимость сравнима с обычными кабелями, а эксплуатационные расходы значительно ниже. Кроме того, при повышении токовых нагрузок общие потери в ВТСП-кабеле существенно меньше, чем в линиях традиционного исполнения. Высокая плотность тока и, в результате, малые габариты позволяют передавать, по крайней мере, удвоенную мощность при меньшем напряжении при исключении промежуточных подстанций. В целом интересы промышленно-технической безопасности России требуют энергичного развития и использования сверхпроводниковых технологий как в электроэнергетике, так и в других отраслях. При внедрении ВТСП-кабелей (ВТСПК) в силовую электроэнергетику неминуемо встает вопрос о проведении исследований стационарных и переходных режимов их эксплуатации в электрических сетях. Для

проведения этих исследований требуется определение их первичных параметров. В настоящей публикации излагается методика определения погонных продольных параметров ВТСПК.

Кратко из истории исследования явления сверхпроводимости. В 1908 г. в физической лаборатории Лейденского университета под руководством Г. Камерлинг-Оннеса был получен жидкий гелий. Гелий отличается очень низкой температурой кипения (4,21 К), поэтому его сжижение позволило изучать свойства материалов при температурах, ранее недоступных для экспериментального исследования. Ученый считал, что «тепловое движение при обычных температурах закрывает от нас внутренний мир атомов и электронов». В 1911 г. Камерлинг-Оннесом было открыто явление сверхпроводимости, изучение которого интенсивно продолжается до наших дней и составляет одно из важнейших направлений физики твердого тела. Чистые металлы переходят в состояние сверхпроводимости при весьма низких температурах, характерных для температуры сжижения гелия. Наибольшую критическую температуру из чистых металлов имеет ниобий: $T_c = 9,25$ К, наименьшая найдена у вольфрама – $T_c = 0,0154$ К [1]. Однако часть чистых металлов теряют сверхпроводимость даже в слабых магнитных полях (эффект Мейснера). При использовании в качестве хладагента жидкого гелия используются, как правило, лишь свинец и ниобий. Начало новому этапу в развитии сверхпроводимости положила работа А. Мюллера и Г. Беднорца в исследовательской лаборатории фирмы IBM в Швейцарии. На рубеже 1985–1986 гг. этим ученым удалось синтезировать соединение бария, лантана, меди и кислорода – так называемую металлоксидную керамику La-Ba-Cu-O, которая при измерениях сопротивления проявляла признаки сверхпроводимости уже при температуре 35 К. Затем феномен высокотемпературной сверхпроводимости был подтвержден

японскими, американскими, китайскими, российскими [2, 3] физиками. Критическая температура быстро повышалась: для соединения La-Sr-Cu-O она составила уже 45 K, для La-Ba-Cu-O (под давлением) поднялась до 52 K и, наконец, в феврале 1987 г., при исследовании только что синтезированного соединения Y-Ba-Cu-O, превысила «азотный рубеж», достигнув 93 K. Далее она была повышена до 98 K. Вот тогда и появился термин «теплая сверхпроводимость» и появилась реальная возможность использовать это физическое явление для передачи на расстояние силовой электроэнергии. К середине 90-х годов были разработаны конструкции первого поколения ВТСП-проводов и начат их опытно-промышленный выпуск в США, Японии, странах Европы и в России. Провода для ВТСПК производятся главным образом методом «порошок в трубе» [4]. В процессе термомеханохимической обработки заготовки из серебряной трубки или трубки из легированного серебра, заполненной порошкообразным ВТСП, формируется лента с характерным сечением $4 \times 0,3$ мм² и длиной до 1000 м. Ленточные провода изготавливаются на основе соединения $\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{CaCu}_2\text{O}_x$, в серебряной оболочке (Bi 2212/Ag). Выпускаются также массивные материалы на основе соединения $\text{YBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_{7-x}$ (или $\text{NdBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_{7-x}$). Первый прототип высокотемпературной сверхпроводящей кабельной системы для передачи мощности 100 МВА (66 кВ – 1 кА), разработанный в совместном проекте Sumimoto Electric Industries (SEI), Tokyo Electric Power Company (TEPCO), Power Engineering R&D Center, состоял из однофазного кабеля длиной 30 м, концевых устройств, кабеля типа XLPE (с твердой изоляцией на основе пероксидно-сшитого полиэтилена) напряжением 66 кВ, а также закрытого цикла системы охлаждения на жидком азоте [5]. Для сверхпроводника применялась проволока из сплава $(\text{Bi,Pb})_2\text{Sr}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_2\text{O}_{10}$, покрытая серебром.

В настоящее время в мировой электроэнергетике разработаны и разрабатываются четыре модификации конструкции ВТСПК – однофазный, однофазный коаксиальный, однофазный триаксиальный и трехфазного исполнения. Ниже приводится методика определения первичных погонных параметров ВТСП-кабеля однофазного триаксиального исполнения на примере кабеля производства FURUKAWA ELECTRIC-3кА, 77 кВ (рис. 1) [6].

Методика определения погонных параметров однофазного ВТСПК триаксиального исполнения. Продольное сечение кабеля, приведенного на рис.1, с обозначением его габаритов и элементов конструкции дано на рис. 2.

Металлические элементы сверхпроводящего кабеля моделируются в виде цилиндров, изготовленных из однородного металла; сверхпроводящие слои кабеля на алюминиевых формах принимаются обладающими бесконечно высокой проводимостью. В этом случае математическая модель ВТСПК может быть построена на основе модели Ведепола [7].

Внутренние сопротивления металлических элементов рассматриваемой коаксиальной системы являются частотно-зависимыми из-за поверхностного эффекта при проникновении электромагнитного поля в проводя-

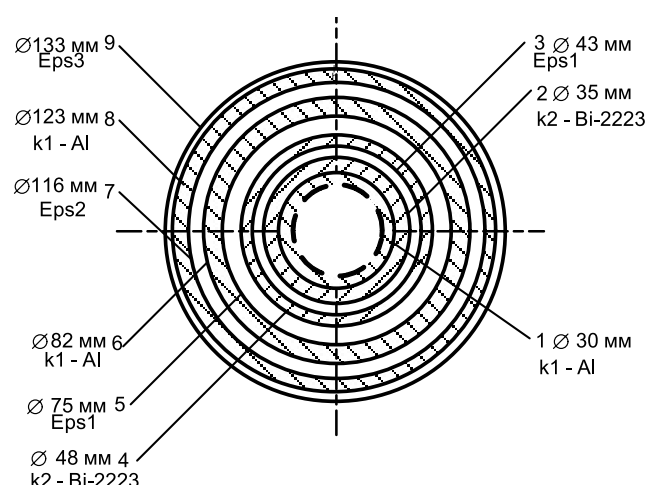


Рис.1. Сечение ВТСПК производства FURUKAWA ELECTRIC;

1 – формирующая жила (алюминий); 2 – сверхпроводник (2 спирали); 3 – многослойная полусинтетическая бумажная изоляция (с пропиткой LN2); 4 – сверхпроводящий экранирующий слой (2 спирали); 5 – многослойная полусинтетическая бумажная изоляция (с пропиткой LN2); 6 – внутренняя гофрированная труба (алюминий); 7 – суперизоляция; 8 – внешняя гофрированная труба (алюминий); 9 – ПВХ – защитная оболочка

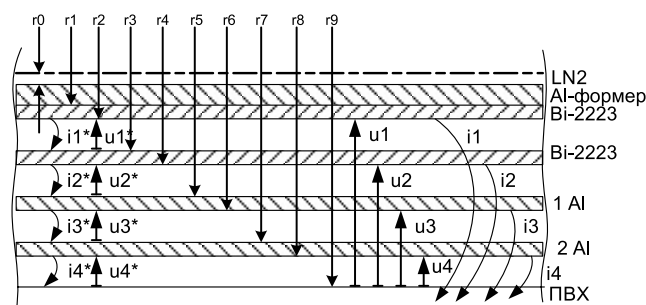


Рис.2. Продольное сечение кабеля

щие среды. Функционально алюминиевая труба-формер в кабеле является лишь стабилизатором, предотвращающим переход сверхпроводника в нормальное (резистивное) состояние в стационарном режиме эксплуатации. В сверхпроводящем состоянии материала ток течет лишь по сверхпроводнику, несколько тонких слоев которого плотно прилегают к алюминию.

Телеграфные уравнения, характеризующие убыль напряжений по координате «х» в конструкции рис. 2, можно записать относительно комплексных амплитуд переменных:

$$-\frac{d\dot{\mathbf{U}}}{dx} = \dot{\mathbf{Z}}\dot{\mathbf{i}}, \quad (1)$$

где $\dot{\mathbf{U}} = [\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_3, \dot{U}_4]^T$, $\dot{\mathbf{i}} = [\dot{i}_1, \dot{i}_2, \dot{i}_3, \dot{i}_4]^T$

$$\dot{\mathbf{Z}} = \begin{bmatrix} \dot{z}_I & \dot{z}_{I_{II}} & 0 & 0 \\ \dot{z}_{I_{II}} & \dot{z}_{II} & \dot{z}_{II_{III}} & 0 \\ 0 & \dot{z}_{II_{III}} & \dot{z}_{III} & \dot{z}_{III_{IV}} \\ 0 & 0 & \dot{z}_{III_{IV}} & \dot{z}_{IV} \end{bmatrix}, \quad (2)$$

$Z_I, Z_{II}, Z_{III}, Z_{IV}$ – погонные собственные сопротивления петля жила – сверхпроводящий (СП) экран, СП-экран – первая алюминиевая труба, первая алюминиевая труба – вторая алюминиевая труба, вторая алюминиевая труба – окружающая среда;

$Z_{I-II}, Z_{II-III}, Z_{III-IV}$ – погонные взаимные сопротивления между петлями жила – СП-экран и СП-экран – первая алюминиевая труба; СП-экран – первая алюминиевая труба и первая алюминиевая труба – вторая алюминиевая труба; первая алюминиевая труба – вторая алюминиевая труба и вторая алюминиевая труба – окружающая среда (соответственно); взаимные сопротивления контуров, не связанных (не контактирующих) непосредственно – $Z_{I-III}, Z_{I-IV}, Z_{II-IV}$ равны нулю.

Собственные погонные сопротивления можно представить в виде:

$$\left. \begin{aligned} Z_I &= Z_1 + Z_2 + Z_3, \\ Z_{II} &= Z_5 + Z_6 + Z_7, \\ Z_{III} &= Z_9 + Z_{10} + Z_{11}, \\ Z_{IV} &= Z_{13} + Z_{14} + Z_{15}, \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

где Z_1, Z_3 – внутренние сопротивления жилы и СП-экрана в соответствующей петле,

Z_5, Z_7 – внутренние сопротивления СП-экрана и первой алюминиевой трубы в соответствующей петле,

Z_9, Z_{11} – внутренние сопротивления первой и второй алюминиевых труб в соответствующей петле,

Z_{13}, Z_{15} – внутренние сопротивления второй алюминиевой трубы и окружающей среды в соответствующей петле;

$$Z_2 = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{r_3}{r_2}, \quad Z_6 = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{r_5}{r_4},$$

$$Z_{10} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{r_7}{r_6}, \quad Z_{14} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{r_9}{r_8} -$$

внешние сопротивления соответствующих петель.

Погонные взаимные сопротивления обозначим далее как:

$$Z_{I-II} = -Z_4, \quad Z_{II-III} = -Z_8, \quad Z_{III-IV} = -Z_{12}.$$

Иногда для решения практических задач удобнее использовать следующие контуры: жила-среда, СП-экран – среда, первая (вторая) алюминиевая трубы – среда.

В этом случае целесообразно ввести следующие напряжения и токи:

$$u_1 = u_1^* + u_2^* + u_3^* + u_4^*, \quad u_2 = u_2^* + u_3^* + u_4^*, \quad u_3 = u_3^* + u_4^*, \quad u_4 = u_4^*;$$

$$i_1 = i_1^*, \quad i_2 = i_1^* + i_2^*, \quad i_3 = i_1^* + i_2^* + i_3^*, \quad i_4 = i_1^* + i_2^* + i_3^* + i_4^*.$$

Относительно этих переменных матричное уравнение (1) переписывается в виде:

$$-\frac{d\mathbf{U}}{dx} = \mathbf{Z}\mathbf{i}, \quad (4)$$

где $\mathbf{U} = [U_1, U_2, U_3, U_4]^T$, $\mathbf{i} = [i_1, i_2, i_3, i_4]^T$,

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} Z_I & Z_{I-II} & Z_{I-III} & Z_{I-IV} \\ Z_{I-II} & Z_{II} & Z_{II-III} & Z_{II-IV} \\ Z_{I-III} & Z_{II-III} & Z_{III} & Z_{III-IV} \\ Z_{I-IV} & Z_{II-IV} & Z_{III-IV} & Z_{IV} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Собственные погонные сопротивления, входящие в матрицу (5), определяются как:

$$\begin{aligned} Z_I &= Z_I^* + Z_{II}^* + Z_{III}^* + Z_{IV}^* + 2(Z_{I-II}^* + Z_{I-III}^* + Z_{I-IV}^*) = \\ &= Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_5 + Z_6 + Z_7 + Z_9 + Z_{10} + Z_{11} + Z_{13} + \\ &+ Z_{14} + Z_{15} - 2Z_4 - 2Z_8 - 2Z_{12}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{II} &= Z_{II}^* + Z_{III}^* + Z_{IV}^* + 2(Z_{I-II}^* + Z_{II-III}^*) = \\ &= Z_5 + Z_6 + Z_7 + Z_9 + Z_{10} + Z_{11} + Z_{13} + \\ &+ Z_{14} + Z_{15} - 2Z_8 - 2Z_{12}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{III} &= Z_{III}^* + Z_{IV}^* + 2Z_{II-III}^* = \\ &= Z_9 + Z_{10} + Z_{11} + Z_{13} + Z_{14} + Z_{15} - 2Z_{12}; \end{aligned}$$

$$Z_{IV} = Z_{IV}^* = Z_{13} + Z_{14} + Z_{15}.$$

Взаимные погонные сопротивления будут:

$$Z_{I-II} = Z_{II}^* + Z_{III}^* + Z_{IV}^* + Z_{I-II}^* + 2(Z_{I-III}^* + Z_{I-IV}^*) = Z_{II} - Z_4;$$

$$Z_{I-III} = Z_{III}^* + Z_{IV}^* + Z_{I-II}^* + 2Z_{II-III}^* = Z_{III} - Z_8;$$

$$Z_{I-IV} = Z_{IV}^* + Z_{I-II}^* = Z_{IV} - Z_{12}.$$

Продольные погонные сопротивления $Z_1, Z_3, Z_5, Z_7, Z_9, Z_{11}, Z_{13}, Z_4, Z_8, Z_{12}$ определяются из следующих выражений:

$$\begin{aligned} Z_1 &= \frac{\dot{\mathbf{E}}_z^{(2)}}{2\pi r_2 H_\phi(r_2)}, \quad Z_3 = \frac{\dot{\mathbf{E}}_z^{(3)}}{2\pi r_3 H_\phi(r_3)}, \quad Z_5 = \frac{\dot{\mathbf{E}}_z^{(4)}}{2\pi r_4 H_\phi(r_4)}, \\ Z_7 &= \frac{\dot{\mathbf{E}}_z^{(5)}}{2\pi r_5 H_\phi(r_5)}, \quad Z_9 = \frac{\dot{\mathbf{E}}_z^{(6)}}{2\pi r_6 H_\phi(r_6)}, \quad Z_{11} = \frac{\dot{\mathbf{E}}_z^{(7)}}{2\pi r_7 H_\phi(r_7)}, \\ Z_{13} &= \frac{\dot{\mathbf{E}}_z^{(8)}}{2\pi r_8 H_\phi(r_8)}, \quad Z_4 = \frac{\dot{\mathbf{E}}_z^{(4)}}{2\pi r_3 H_\phi(r_3)}, \quad Z_8 = \frac{\dot{\mathbf{E}}_z^{(6)}}{2\pi r_5 H_\phi(r_5)}, \\ Z_{10} &= \frac{\dot{\mathbf{E}}_z^{(8)}}{2\pi r_7 H_\phi(r_7)}, \end{aligned} \quad (6)$$

где $\dot{\mathbf{E}}_z^{(i)} (i=1...8)$ – векторы напряженности электрического поля, направленные вдоль оси кабеля, определяемые как:

$$\dot{\mathbf{E}}_z^{(i)} = \frac{\delta_z^{(i)}}{\gamma^{(i)}}, \quad (7)$$

$\delta_z^{(i)}$ – вектор плотности тока на границе соответствующего проводника,

$\gamma^{(i)}$ – удельная проводимость материала соответствующего проводника.

Векторы плотности тока и составляющие напряженности магнитного поля могут быть найдены из уравнений Максвелла, записанных относительно комплексных амплитуд:

$$\text{rot} \mathbf{H} = \dot{\delta}, \quad \text{rot} \dot{\delta} = -k^2 \mathbf{H}, \quad (8)$$

где $k = e^{j\pi/4} \sqrt{\omega\mu\gamma} = ke^{j\pi/4}$ – комплексное волновое число.

Уравнения (8) можно переписать в полярных координатах:

$$\left. \begin{aligned} \frac{d^2 \dot{\delta}_z(r)}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{d\dot{\delta}_z(r)}{dr} &= k^2 \dot{\delta}_z(r), \\ \frac{d^2 \dot{H}_\phi(r)}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{d\dot{H}_\phi(r)}{dr} - \frac{\dot{H}_\phi(r)}{r^2} &= k^2 \dot{H}_\phi(r). \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:



Уравнения (9) представляют собой уравнения Бесселя относительно зависимой переменной kr , решение которых записывается в виде:

$$\begin{cases} \dot{\delta}_z(kr) = A_1 I_0(kr) + B_1 K_0(kr), \\ \dot{K} H_\phi(kr) = A_1 I_1(kr) - B_1 K_1(kr). \end{cases} \quad (10)$$

I_0 , I_1 , K_0 , K_1 – модифицированные функции Бесселя первого и второго рода, нулевого и первого порядков, соответственно.

Постоянные интегрирования находятся из граничных условий:

- при определении в петле жила – СП-экран:

$$\dot{H}_\phi(r) = \begin{cases} \frac{i}{2\pi r_2} & \text{при } r = r_2, \\ 0 & \text{при } r = r_0; \end{cases}$$

- при определении в петле жила – СП-экран:

$$\dot{H}_\phi(r) = \begin{cases} -\frac{i}{2\pi r_3} & \text{при } r = r_3, \\ 0 & \text{при } r = r_4; \end{cases}$$

- при определении в петле СП-экран – первая алюминиевая труба:

$$\dot{H}_\phi(r) = \begin{cases} \frac{i}{2\pi r_4} & \text{при } r = r_4, \\ 0 & \text{при } r = r_3; \end{cases}$$

- при определении в петле СП-экран – первая алюминиевая труба:

$$\dot{H}_\phi(r) = \begin{cases} -\frac{i}{2\pi r_5} & \text{при } r = r_5, \\ 0 & \text{при } r = r_6; \end{cases}$$

- при определении в петле первая алюминиевая труба – вторая алюминиевая труба:

$$\dot{H}_\phi(r) = \begin{cases} \frac{i}{2\pi r_6} & \text{при } r = r_6, \\ 0 & \text{при } r = r_5; \end{cases}$$

- при определении в петле первая алюминиевая труба – вторая алюминиевая труба:

$$\dot{H}_\phi(r) = \begin{cases} -\frac{i}{2\pi r_7} & \text{при } r = r_7, \\ 0 & \text{при } r = r_6; \end{cases}$$

- при определении в петле вторая алюминиевая труба – первая алюминиевая труба:

$$\dot{H}_\phi(r) = \begin{cases} -\frac{i}{2\pi r_8} & \text{при } r = r_8, \\ 0 & \text{при } r = r_7; \end{cases}$$

- при определении взаимного сопротивления между петлями жила – СП-экран и СП-экран – первая алюминиевая труба:

$$\dot{H}_\phi(r) = \begin{cases} -\frac{i}{2\pi r_3} & \text{при } r = r_3, \\ 0 & \text{при } r = r_4; \end{cases}$$

Таблица 1. Внутренние и взаимные погонные продольные сопротивления сверхпроводящего кабеля однофазного триаксиального исполнения

Параметр	Расчетное выражение	Расчетное значение на частоте 50 Гц, Ом/м
Z_1	$\frac{\dot{k}_{\text{СП}}}{2\pi r_2 \gamma_{\text{СП}}} \cdot \frac{I_0(\dot{k}_{\text{СП}} r_2) K_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_0) + K_0(\dot{k}_{\text{СП}} r_2) I_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_0)}{I_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_2) K_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_0) - K_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_2) I_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_0)}$	$1,28e^{-7} - j1,28e^{-7}$
Z_3	$\frac{\dot{k}_{\text{СП}}}{2\pi r_3 \gamma_{\text{СП}}} \cdot \frac{I_0(\dot{k}_{\text{СП}} r_3) K_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_4) + K_0(\dot{k}_{\text{СП}} r_3) I_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_4)}{I_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_3) K_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_4) - K_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_3) I_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_4)}$	$1,04e^{-7} + j1,04e^{-7}$
Z_5	$\frac{\dot{k}_{\text{СП}}}{2\pi r_5 \gamma_{\text{СП}}} \cdot \frac{I_0(\dot{k}_{\text{СП}} r_5) K_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_6) + K_0(\dot{k}_{\text{СП}} r_5) I_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_6)}{I_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_5) K_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_6) - K_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_5) I_1(\dot{k}_{\text{СП}} r_6)}$	$9,33e^{-8} - j9,32e^{-8}$
Z_7	$\frac{\dot{k}}{2\pi r_5 \gamma_{\text{AL}}} \cdot \frac{I_0(\dot{k} r_5) K_1(\dot{k} r_6) + K_0(\dot{k} r_5) I_1(\dot{k} r_6)}{I_1(\dot{k} r_5) K_1(\dot{k} r_6) - K_1(\dot{k} r_5) I_1(\dot{k} r_6)}$	$3,32e^{-5} + j9,78e^{-6}$
Z_9	$\frac{\dot{k}}{2\pi r_6 \gamma_{\text{AL}}} \cdot \frac{I_0(\dot{k} r_6) K_1(\dot{k} r_5) + K_0(\dot{k} r_6) I_1(\dot{k} r_5)}{I_1(\dot{k} r_6) K_1(\dot{k} r_5) - K_1(\dot{k} r_6) I_1(\dot{k} r_5)}$	$3,30e^{-5} - j8,96e^{-6}$
Z_{11}	$\frac{\dot{k}}{2\pi r_7 \gamma_{\text{AL}}} \cdot \frac{I_0(\dot{k} r_7) K_1(\dot{k} r_8) + K_0(\dot{k} r_7) I_1(\dot{k} r_8)}{I_1(\dot{k} r_7) K_1(\dot{k} r_8) - K_1(\dot{k} r_7) I_1(\dot{k} r_8)}$	$2,18e^{-5} + j6,38e^{-6}$
Z_{13}	$\frac{\dot{k}}{2\pi r_8 \gamma_{\text{AL}}} \cdot \frac{I_0(\dot{k} r_8) K_1(\dot{k} r_7) + K_0(\dot{k} r_8) I_1(\dot{k} r_7)}{I_1(\dot{k} r_8) K_1(\dot{k} r_7) - K_1(\dot{k} r_8) I_1(\dot{k} r_7)}$	$2,17e^{-5} - j6,02e^{-6}$
Z_4	$\frac{1}{2\pi(r_3 + r_4) \gamma_{\text{AL}}} \cdot \frac{1}{I_1(\dot{k} r_4) K_1(\dot{k} r_3) - I_1(\dot{k} r_3) K_1(\dot{k} r_4)}$	$8,80e^{-7} + j7,62e^{-7}$
Z_8	$\frac{1}{2\pi(r_5 + r_6) \gamma_{\text{AL}}} \cdot \frac{1}{I_1(\dot{k} r_6) K_1(\dot{k} r_5) - I_1(\dot{k} r_5) K_1(\dot{k} r_6)}$	$3,73e^{-7} - j7,81e^{-7}$
Z_{12}	$\frac{1}{2\pi(r_7 + r_8) \gamma_{\text{AL}}} \cdot \frac{1}{I_1(\dot{k} r_8) K_1(\dot{k} r_7) - I_1(\dot{k} r_7) K_1(\dot{k} r_8)}$	$4,43e^{-16} - j1,59e^{-15}$

$$Z_2 = j1,29e^{-5}; Z_6 = j2,80e^{-5}; Z_{10} = j2,18e^{-5}$$

- при определении взаимного сопротивления между петлями СП-экран – первая алюминиевая труба и первая алюминиевая труба – вторая алюминиевая труба:

$$\dot{H}_\phi(r) = \begin{cases} -\frac{i}{2\pi r_5} & \text{при } r = r_5, \\ 0 & \text{при } r = r_6; \end{cases}$$

- при определении взаимного сопротивления между петлями первая алюминиевая труба – вторая алюминиевая труба и вторая алюминиевая труба – окружающая среда:

$$\dot{H}_\phi(r) = \begin{cases} -\frac{i}{2\pi r_7} & \text{при } r = r_7, \\ 0 & \text{при } r = r_8; \end{cases}$$

Использование приведенных граничных условий для определения постоянных A_1 и B_1 , входящих в выражения (10), позволяет получить выражения для внутренних сопротивлений рассматриваемой конструкции ВТСПК (табл.1).

Внутреннее сопротивление среды, в которой проложен ВТСПК, может быть определено по модели Поллячека [8]:

$$Z_{15} = \frac{j\omega \mu_{\text{СП}}}{2\pi} \left(-\ln \frac{1,781 \dot{k}_{\text{СП}} r_7}{2} + \frac{1}{2} - \frac{4}{3} \dot{k}_{\text{СП}} h \right), \quad (11)$$

где h – заглубление центра кабеля,

$$\dot{k}_{\text{СП}} = e^{j\pi/4} \sqrt{\omega \mu_0 \gamma_{\text{СП}}}.$$

На частоте 50 Гц = $4,95e^{-5} + j5,80e^{-4}$ Ом.

Расчеты показали, что характер среды (ее проводимость) практически не влияет на рассматриваемые

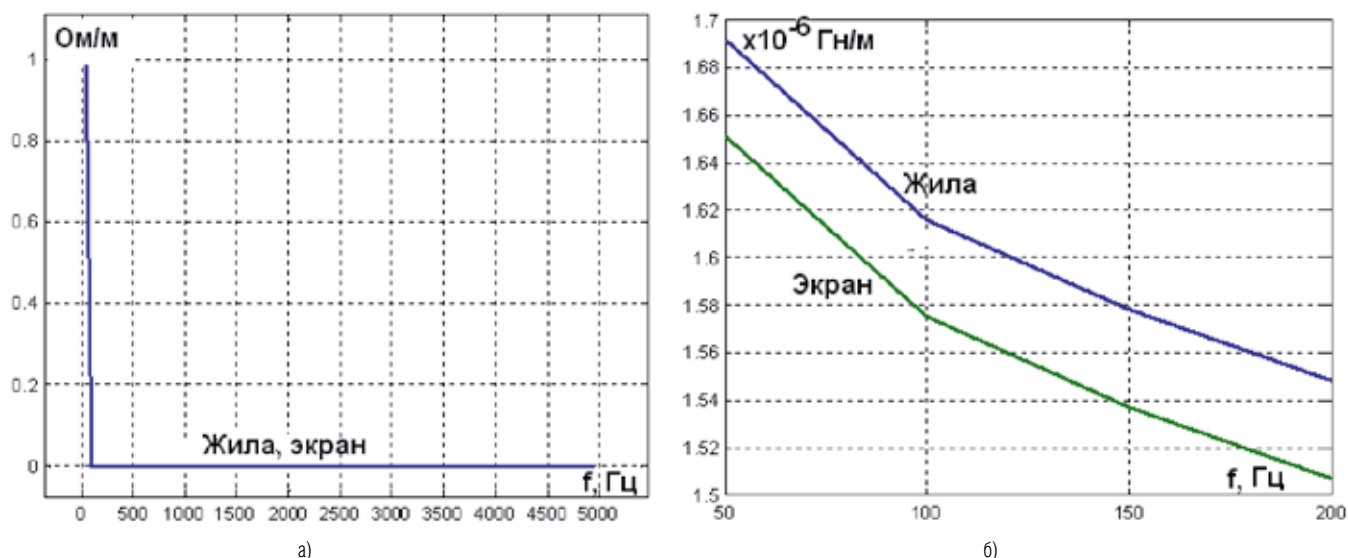


Рис. 3. Частотные характеристики продольных параметров жилы и экрана относительно земли: а) – погонных активных сопротивлений; б) – погонных индуктивностей

электрические характеристики кабеля, в диапазоне удельных сопротивлений среды (0.2...700) Ом/м.

Частотные зависимости продольных погонных параметров ВТСП кабеля рассматриваемой конструкции приведены на рис. 3.

ВЫВОДЫ

Приведенные результаты расчетов свидетельствуют о практическом отсутствии сопротивления току в жиле и экране сверхпроводящего кабеля на промышленной и повышенных частотах. Следовательно, тепловые потери в кабеле, не превышающие, по оценкам зарубежных специалистов, 1 Вт/м, обусловлены лишь тепловыделением с поверхности стабилизатора – медной или алюминиевой жилы-формера, поскольку сам навитый на формер проводник обладает практически нулевым сопротивлением.

Следует отметить, что погонные индуктивности в ВТСПК так же, как и в кабеле традиционного исполнения, снижаются с ростом частоты (поверхностный эффект), однако указанное снижение имеет заметную динамику лишь до некоторого значения частоты (в данном случае 200 Гц), затем погонная индуктивность (как жилы, так и экрана) не меняется. Это можно объяснить тем, что в нормальном эксплуатационном режиме ток течет лишь по сверхпроводящему тонкому слою на формирующей жиле из алюминия или меди, при этом петля тока достаточно мала, поэтому с некоторого момента повышение частоты практически не приводит к ее изменению. Следовательно, в нормальном режиме работы линии ток протекает лишь в тонком приповерхностном слое сверхпроводника. Весомый вклад в изменение погонной индуктивности сверхпроводника относительно земли может внести изменение плотности тока в сверхпроводнике, либо воздействие сильного внешнего магнитного поля, что может провоцировать переход из сверхпроводящей в нормальную (резистивную) фазу. В этом случае достаточно резко возрастают и активные

потери, что, тем не менее, компенсируется повышением давления жидкого азота внутри полого формера жилы и стабилизирующими свойствами алюминия (меди) – сверхпроводник спирально навивается на трубы из металла, обладающего хорошей теплопроводностью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кресин В.З. Сверхпроводимость и сверхтекучесть. – М. Наука, 1978. – 189 с
2. Гинзбург В.Л. Высокотемпературные сверхпроводники стали реальностью // Наука и жизнь. – 1987. – № 9 – С. 18–25.
3. Гинзбург В.Л. О сверхпроводимости и сверхтекучести (что мне удалось сделать, а что не удалось), а также о «физическом минимуме» на начало XXI века (Нобелевская лекция. Стокгольм, 8 декабря 2003 г.) // Успехи физических наук. – 2004. – том 174, № 11 – С. 1240–1255.
4. Черноппелков Н.А. Сверхпроводниковые технологии: Современное состояние и перспективы практического применения // Вест. РАН, 2001, т. 71, № 4, С. 303–319.
5. Shibata T. Watanabe M., Suzawa S., Ishi H., Honjo S., Iwata Y. Development of High Superconducting Power Cable Prototype System. – IEEE Transactions on Power Delivery, vol.14, № 1, January 1999. – P. 182–187.
6. Shin'ichi Mukoyama, Noboru Ishii, Hiroyuki Iizuka, Masashi Yagi, Hironobu Hirano, Satoru Maruyama, Yukihiro Yagi, Masanao Mimura, Osamu Sato and Ayafumi Kikuchi Development of High-Tc Superconducting Power Cable. – Furukawa Review, No. 23 – 2003. – P. 82–87.
7. Wedepohl L.M., Wilcox D.J. Transient analysis of underground power transmission systems. System model & wave-propagation characteristics. – Proc. Inst. El. Eng., 1973. Vol. 120, №2. – P. 253–260.
8. Pollaczek F. Sur le champ produit par un conducteur simple infiniment long parcouru par un courant alternatif. – Rev. Gen. Elec. 1931. – Vol.29. – P. 851–867.



ИНФОРМАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ
2010

Организатор



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ИНВЕЗ
некоммерческое партнерство



Электрификация

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ИТ В ТЭК

26 – 29 октября 2010

МОСКВА, ВП "ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ", ВВЦ

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ:

- Автоматизированная информационная система коммерческого учета электроэнергии (АИСКУЭ)
- Автоматизированная информационная система технического учета электроэнергии (АИСТУЭ)
- Системы управления активами в энергетической отрасли
- Оборудование и технологии связи
- Аутсорсинг ИТ-инфраструктуры в энергетической отрасли
- Системы информационной и технической безопасности
- Программное обеспечение и системы автоматизации
- Инженерные решения для ИТ-инфраструктуры
- Информационные системы и приложения
- Источники энергоснабжения, системы питания и спецоборудование
- ИТ-услуги - консалтинг, аудит
- Телекоммуникационные системы для энергетики
- ИТ-решения для управления транспортировкой электроэнергии
- ERP
- Системы информационного обмена
- Комплексные решения для энергообъектов
- Диагностика
- Стандартизация объектов управления
- Системы энергосбытового технического биллинга и энерготрейдинга

WWW.ITENERGY2010.RU

тел. (499) 181-52-02, факс: (499) 760-27-30

e-mail: info@ITenergy2010.ru

Партнеры

Со-организатор
деловой
программы

Генеральные
информационные спонсоры

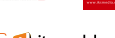
Официальный
медиа-партнер

Генеральный
интернет-партнер

Интернет
поддержка

Информационные спонсоры

реклама
ФГУ «Российское
энергетическое
агентство»



Этой публикацией в журнале «Энергоэксперт» открывается новая рубрика, посвященная теоретическим и практическим аспектам техники высоких напряжений (ТВН) в электроэнергетике. Задачи ТВН в первую очередь порождаются обеспечением координации изоляции – ограничением грозовых и внутренних перенапряжений, проектированием и диагностикой изоляции электрооборудования, проведением испытаний. В ближайших выпусках журнала мы осветим задачи, решая которые проектировщики сталкиваются с наибольшими трудностями, вызванными спецификой эксплуатации новых устройств и отсутствием четких руководящих документов, осложняющим выбор оборудования и принятие схемно-технических решений. Тематику будущих публикаций мы предлагаем обсудить на форуме журнала (<http://energyexpert.ru/forum/>), для обсуждения проблем ТВН также открыт форум кафедры техники и электрофизики высоких напряжений МЭИ (<http://tvn-moscow.ru/forum/>). Сегодня же речь пойдет о проблеме общего характера, осложняющей задачу проектирования систем защиты от перенапряжений.

О НЕОБХОДИМОСТИ РУКОВОДЯЩЕГО ДОКУМЕНТА ПО ЧИСЛЕННОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

МАТВЕЕВ Д.А., старший преподаватель кафедры ТЭВН МЭИ (ТУ), генеральный директор ООО «ФАКТС Плюс»

Сегодня мероприятия по ограничению перенапряжений в электрических сетях регламентируются целым комплексом нормативных документов. К ним в первую очередь относятся Правила устройства электроустановок, утвержденное РАО «ЕЭС России» в 1999 году Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений, принятые в то же время методические указания по применению ОПН (вышедшие отдельными выпусками для сетей с изолированной и заземленной нейтралью). В большей или меньшей степени все эти документы требуют проведения численных расчетов перенапряжений, так как они позволяют оценивать электрические воздействия на изоляцию электрооборудования с высокой точностью. В большинстве случаев это обеспечивает оптимальные с точки зрения надежности и экономичности технические решения.

В ряде задач для расчета (например, грозовых перенапряжений) проектировщикам доступны специализированные программы. Однако существуют и задачи, для которых единственный выход – использование универсальных программных комплексов. Например, в методических указаниях по применению ОПН для

расчета квазистационарных перенапряжений, определяющих энергетические воздействия на ОПН, предлагается использовать либо упрощенную (и менее точную) методику, либо численные расчеты с применением ЭВМ. Та же ситуация сохраняется и в проекте нового ГОСТ по выбору ОПН: «для более точного определения поглощения энергии должны быть выполнены детальные численные исследования, принимающие во внимание все параметры перенапряжений».

В России в качестве универсальных средств численного моделирования переходных режимов в электрических сетях наиболее широко используются две компьютерные программы – среда визуального моделирования SimPowerSystems, входящая в состав системы Matlab американской компании Mathworks, и канадо-американская программа EMTP/ATP (являющаяся стандартом де-факто в мировой практике научных и промышленных расчетов). ATP является «академической» версией EMTP – у нее почти такие же расчетные возможности, но значительно менее удобный интерфейс пользователя, ее бесплатное использование допускается только в некоммерческих целях.

Обе эти программы способны решать крупномасштабные расчетные

задачи, но только в руках опытных и хорошо понимающих физику процессов инженеров-расчетчиков. SimPowerSystems обладает меньшим набором базовых возможностей, например, в ней невозможно моделирование линий электропередачи с учетом несимметрии и частотной зависимости параметров, серьезные затруднения возникают на пути расчета установившихся режимов в схемах с нелинейными элементами. Определяющим порой бывает выбор конкретного метода решения итоговой системы дифференциальных уравнений. В основе EMTP, напротив, лежат наиболее передовые математические модели элементов электрооборудования, численный метод решения очень устойчив, но применение этих моделей иногда требует от пользователя физико-математической подготовки, выходящей за пределы базовых университетских курсов.

Указанные проблемы хоть и осложняют решение практических задач, вполне преодолимы. Основное затруднение – отсутствие каких-либо методических документов, регламентирующих сам процесс численного моделирования. Недостаточно просто владеть расчетной программой, нужно знать, какую именно модель того

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

 ЭЛЕКТРОЗАВОД

или иного оборудования использовать в расчетах, на основании каких источников задавать параметры моделей, какие методы статистического анализа использовать в серийных расчетах перенапряжений, как правильно интерпретировать результаты расчетов. Перечисленные в начале статьи нормативные документы содержат лишь указания на необходимость проведения численных расчетов, как это делать – должен решать сам инженер-расчетчик. Встречаются также ситуации, когда и верно организованной расчетной модели оказывается недостаточно для получения адекватного результата. Так, в упомянутой задаче расчета энергий, поглощаемых ОПН в условиях квазистационарных перенапряжений, вольт-амперная характеристика ограничителя должна быть задана с особой точностью в области малых токов (доли и единицы ампер), а такие данные отсутствуют в каталогах. Решить задачу можно, только запросив недостающие цифры напрямую у производителя, но эта процедура нигде не регламентирована.

Безусловно, вопросам численного моделирования перенапряжений посвящено множество публикаций, особенно в англоязычной периодике. Основной упор в них делается либо на обоснование принципиальных подходов к программной реализации конкретных моделей, либо на результаты расчетов. Значительно меньше внимания уделяется акцентированному обсуждению реализации расчетных моделей в практике массовых расчетов на этапе проектирования. Как следствие, на столе у инженера-расчетчика – множество книг и статей, из которых по крупицам собираются исходные данные, на основании которых делается постановка задачи на проведение расчетов. Допустить ошибку на этом этапе очень легко, и часто результаты большого труда по численному моделированию перенапряжений оказываются не соответствующими физическим представлениям и экспериментальным данным.

Такая проблема возникает не только в России, но и во всем мире. Неслучайно, что в 2004 году утвержден технический отчет МЭК (IEC TR 60071-4 Insulation Co-ordination –

Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modeling of electrical networks), представляющий собой руководство по численному моделированию электрических сетей. Этот документ хоть и не имеет статуса стандарта, тем не менее служит отправной точкой для многих инженеров и ученых. В нем нет всех необходимых данных для проведения расчетов, но большим его достоинством является то, что для каждого вида перенапряжений указан общий подход к составлению расчетных моделей и определено, какие режимы подлежат расчету и какие факторы при этом следует учитывать.

Отечественный аналог такого руководства по численному моделированию перенапряжений, впрочем, превосходящий его по глубине проработки материала, востребован чрезвычайно. Фактически необходимо руководство, регламентирующее процесс перехода от схемы сети к расчетной модели и проведению расчетов. Это позволит существенно снизить временные затраты на решение расчетных задач в проектировании (за счет сокращения времени на выбор параметров расчетных моделей и необходимого круга расчетных режимов, в частности, при отладке расчетных моделей) и сократить число ошибок.

Руководство должно содержать как *общие требования* к расчетной модели в целом, так и *частные требования* по моделированию каждого вида электротехнического оборудования в рамках конкретной расчетной задачи. Должна быть сформирована база знаний, ключевыми элементами которой являются наборы *прикладных расчетных задач* и *видов оборудования*. Попарно элементы из этих двух наборов образуют информационную единицу системы знаний: расчетную модель конкретного вида электротехнического оборудования для решения конкретной расчетной задачи. Будучи оформленной в виде руководства, такая база знаний послужила бы опорой для нормативных документов, устанавливающих на необходимость проведения численных расчетов.

Предлагаем читателям высказать свои соображения на форуме журнала.

Рубрика ТЕХНИКА ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

Ведущий рубрики



Матвеев Даниил Анатольевич

Старший преподаватель кафедры ТЭВН
МЭИ (ТУ), генеральный директор
ООО «ФАКТС Плюс»

Задать вопрос ведущему рубрики

вы можете по e-mail:

dmatveev@tvn-moscow.ru

или через форум Интернет-портала
«Энергоэксперт-online»:

www.energyexpert.ru

Прямая ссылка:

<http://energyexpert.ru/forum/viewforum.php?f=15>



Участвуйте в дискуссиях на форуме
по технике и электрофизике высоких
напряжений <http://tvn-moscow.ru/forum>

Новая рубрика «Релейная защита и автоматика» в журнале «Энергоэксперт» предполагает стать профессиональной площадкой обсуждения актуальных аспектов модернизации электросетевого комплекса – релейной защиты и автоматики, где любой читатель может задать конкретный вопрос и обозначить проблему, связанную с темой РЗА. В дальнейших выпусках рубрики планируется обмен опытом эксплуатации устройств РЗА, описание внедряемых на производстве технических решений и предложений по принципам выполнения, проблемным и узким местам в части схемных решений и использования аппаратуры, расчетов параметров аварийных режимов и уставок. Мы предлагаем вашему вниманию и выступления производителей оборудования с обзором выпускаемой продукции и предлагаемых технических решений. Представляются интересными в этой тематике и выступления проектных организаций, обмен опытом проектирования систем РЗА различных энергообъектов. Помимо всего вышеперечисленного, возможна организация и форума релейщиков.

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

ЛЕБЕДЕВ Ю. В., заместитель генерального директора по техническим вопросам – главный инженер ОАО «МРСК Урала»

Почему мы сочли необходимым открыть новую рубрику в журнале «Энергоэксперт» и каковы темы, которые мы планируем в ней рассмотреть?

Во-первых, таковыми мы видим **организационные вопросы реконструкции и модернизации устройств РЗА**. Они появились в связи с разделением энергосистем страны на несколько независимых компаний. У новых структур возникли трудности в согласовании вопросов, касающихся реконструкции и модернизации устройств РЗА, а также при новом строительстве на объектах разных собственников. Как известно, производство, передача и распределение электроэнергии – единый технологический процесс. И объекты электроэнергетики, находясь в собственности различных компаний, в то же время неразрывно связаны между собой. Между тем в каждой компании существует свое видение проблем, свои подходы и требования к принципам выполнения устройств РЗА, типам применяемой аппаратуры, срокам выполнения и финансирования работ. Такое положение может негативно сказаться на надежности систем РЗА энергообъектов и энергосистемы в целом, а порой ведет к разнотипности принимаемых технических решений и устанавливаемого оборудования. Это, в свою очередь, может привести к снижению надежности электроснаб-

жения потребителей. Необходим взвешенный единый подход к организации системы РЗА энергообъектов независимо от форм собственности. Каким именно образом необходимо осуществлять его в компаниях, о чем говорит накопленный за несколько лет опыт и практика, мы считаем необходимым рассмотреть в рубрике.

Второй круг проблем возникает в электросетевых компаниях из-за того, что в отрасли до сих пор отсутствуют **типовые технические требования** к принципам выполнения и методикам расчета уставок и характеристик устройств РЗА. В связи с переходом на рыночную экономику появилось большое количество устройств РЗА различных производителей. Каждое из них имеет свои особенности (в большей степени это, конечно, касается устройств зарубежных производителей), которые компаниям необходимо учитывать при разработке принципов построения систем РЗА и расчета их уставок. Отмечу, что подавляющее большинство применяемых в настоящее время устройств выполняется на микропроцессорной элементной базе, имеет набор функций и характеристик, ранее не применявшихся в традиционных устройствах. В то же время конкретное и понятное техническое описание принципов выполнения этих устройств зачастую отсутствует. Все это ведет к выработке

компаниями различных, часто далеко не оптимальных, решений и подходов к принципам построения систем РЗА. Типовых технических решений, как-то были раньше, до реформирования отрасли, до сих пор не выработано. Руководящие указания по РЗА выпускались в последний раз в 1985 году и касались устройств на электромагнитной элементной базе. Для сегодняшней практики этого недостаточно и поэтому не годится. Обсуждение на профессиональной площадке того, каковы должны быть типовые решения, важно и необходимо. Как, очевидно, и сама необходимость их выработки.

В-третьих, коллеги поддерживают меня, что сегодня многие руководители электросетевых компаний хотели бы найти решение вопросов **электромагнитной совместимости**. В связи с массовым применением при реконструкции и новом строительстве микропроцессорных устройств РЗА возникает проблема их совместимости с электромагнитной обстановкой энергообъекта. Особенно это актуально при реконструкции действующих энергообъектов, когда заменяется только часть устройств без замены основного электротехнического оборудования, контура заземления, устройств грозозащиты, кабельного хозяйства, систем оперативного тока. Оценка электромагнитной обстановки часто не делается, поскольку отсутствуют четкие

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

 **ЭЛЕКТРОЗАВОД**

технические требования по этому вопросу. Различные фирмы имеют свои подходы. Какие из них наиболее удачны, а какие явно отвергнуты практикой, мы и предлагаем рассмотреть.

Четвертый блок проблем в области релейной защиты и автоматики мы видим следующий. Не менее остро, чем электромагнитная совместимость, стоят в профессиональной среде вопросы **дальнего и ближнего резервирования отключения коротких замыканий**. Обеспечение такого резервирования – комплексная технико-экономическая задача. С одной стороны, отсутствие учета всех необходимых требований к резервированию отключения КЗ может приводить к развитию аварийной ситуации, к повреждению основного дорогостоящего оборудования и серьезным нарушениям электроснабжения потребителей. С другой стороны, завышенные требования ведут к аппаратной избыточности, избыточному расходованию финансовых средств, повышению вероятности ложных и излишних срабатываний устройств РЗА, что также может усугубить аварийную ситуацию. Поэтому здесь необходим комплексный подход, разумное и обоснованное сочетание принципов дальнего и ближнего резервирования, разработка единой концепции с использованием современных микропроцессорных устройств. В разработке этой концепции, на наш взгляд, важную роль играет анализ статистических данных об отказах тех или иных видов устройств РЗА, выполненных на различной элементной базе, а также анализ данных об отказах коммутационных аппаратов. Только на основании такого анализа может быть принято технически и экономически обоснованное решение. Опыт и содержательная, конструктивная часть такого анализа будет весьма интересно представить читателям профессионального журнала.

В-пятых, полагаю, требуют обсуждения вопросы **совершенствования систем оперативного тока**. Это также комплексная задача. От надежности систем оперативного тока напрямую зависит надежность устройств РЗА, также надежность энергосистемы в целом. Организация системы оперативного тока и организация системы РЗА энергообъекта должны быть увя-

заны между собой. При этом система оперативного тока требует разделения на независимые части (по терминологии «Энергосетьпроект» – каналы). Делать это необходимо таким образом, чтобы при исчезновении напряжения в одном из каналов напряжение на другом не исчезало, и часть защит каждого элемента энергообъекта оставалась в работе, обеспечивая в целом защиту электрооборудования от всех видов КЗ. Для этого все защиты каждого элемента должны быть правильно распределены между каналами оперативного тока. При построении систем оперативного тока возникают также трудности с обеспечением селективности защитных автоматов, особенно на постоянном токе. В настоящее время промышленностью не выпускаются селективные автоматы постоянного тока, удовлетворяющие всем требованиям. Каким образом на практике решается эта проблема? В каком направлении следует двигаться? Думаем, к такому разговору следует подключить широкий круг заинтересованных участников рынка, сообщая попытаться найти оптимальные решения.

Было бы несправедливо не обсудить и следующую тему – **определение мест повреждения в электрических сетях**. Это весьма актуальная задача электросетевого комплекса. Ее решение позволяет компаниям значительно сократить время отыскания и устранения повреждений в электрических сетях, снизить трудозатраты на аварийно-восстановительные работы, сократить время перерывов в электроснабжении потребителей. Сети по принципам организации ОМП можно разделить на две группы: сеть с малыми токами замыкания на землю, к которой относятся сети с изолированной, компенсированной, резистивно-заземленной нейтралью, и сеть с большими токами замыканий на землю. Методы и средства ОМП должны позволять рассчитывать место повреждения непосредственно дежурному персоналу энергообъектов без привлечения квалифицированных работников служб РЗА.

Обмен опытом, накопленным в одних компаниях, посредством его рассмотрения на страницах журнала «Энергоэксперт», уверен, обогатит практику других компаний.

Рубрика РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Ведущий рубрики



Лебедев Юрий Вячеславович

Заместитель генерального директора по техническим вопросам – главный инженер ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала»

В 1985 году окончил Ивановский энергетический институт по специальности «Автоматизация производства и распределения электроэнергии». С 1985 по 2008 год прошел путь от инженера по релейной защите и автоматике до заместителя главного инженера по оперативной работе ОАО «МРСК Урала».

С сентября 2008 года занимает пост заместителя генерального директора по техническим вопросам – главного инженера ОАО «МРСК Урала»

Является заслуженным работником Единой энергетической системы России.

Задать вопрос ведущему рубрики

вы можете через редакцию по e-mail:
vorpos@energyexpert.ru
или через форум Интернет-портала
«Энергоэксперт-online»:

www.energyexpert.ru

Прямая ссылка:
<http://energyexpert.ru/forum/viewforum.php?f=16>

ДОСТОЙНОЕ ПРОДОЛЖЕНИЕ ТРАДИЦИЙ КАЧЕСТВА И НАДЕЖНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ – БЛОКИ ЦИФРОВОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ БМРЗ

ЯЧКУЛА Н. И., консультант Генерального Конструктора, НТЦ «Механотроника»

ПИРГОВ М. Г., начальник бюро системотехники, НТЦ «Механотроника»

ЧЕПЕЛЕВ В. Н., инженер-системотехник, НТЦ «Механотроника»

Эволюция – процесс структурной реорганизации во времени, в результате которой возникает форма или структура, качественно отличающаяся от предшествующей формы

Х. Классен

Санкт-Петербургский Научно-Технический Центр «Механотроника» – динамично развивающееся предприятие, давно зарекомендовавшее себя с наилучшей стороны на рынке средств релейной защиты и автоматики (РЗА) и сопутствующего оборудования.

В настоящее время НТЦ «Механотроника» производит широкий ассортимент устройств РЗА, обеспечивая решение различных задач в сетях классов напряжений от 0,4 до 220 кВ. Решения, разработанные и доведенные практически до совершенства несколькими поколениями разработчиков, учитывают опыт длительного развития релейной защиты в эпоху электромеханических и электронных устройств, и реализованы с применением широких возможностей цифровой микропроцессорной обработки сигналов.

В 90-х годах прошлого века НТЦ «Механотроника» первым из отечественных производителей устройств РЗА стал поставлять на рынок микропроцессорные терминалы релейной защиты собственной разработки, что и определило дальнейшее направление развития компании.

Практически все терминалы РЗА, выпускаемые НТЦ «Механотроника», основаны на цифровой микропроцессорной обработке сигналов.

БМРЗ как устройство представляет собой совокупность аппаратного и программного обеспечения, реализующую специализированную вычислительную машину реального времени высокой надежности.

Аппаратное обеспечение микропроцессорного терминала, кроме общеизвестных функций, также выполняет преобразование аналоговых сигналов (токов и напряжений вторичной цепи) в цифровую форму (так называемое аналогово-цифровое преобразование), в то время как программное обеспечение реализует специализированную функциональность терминала. Все операции математической обработки и фильтрации сигналов, все пусковые органы и логическая часть пусковых органов выполняются специализированным программным обеспечением.

С учетом представленных особенностей работы цифровых устройств РЗА, терминалы, производимые

НТЦ «Механотроника», базируются в настоящее время на двух унифицированных аппаратных «китах»:

- терминалы серии БМРЗ-100, выпускаемые сравнительно недавно, предназначенные для реализации классических задач РЗА в сетях 0,4–35 кВ. Особенностью данной бюджетной серии терминалов является возможность свободного программирования устройства, обеспечивающая значительную гибкость в адаптации алгоритмов работы к требованиям заказчика;

- терминалы серии БМРЗ – родоначальники отечественной цифровой релейной защиты и автоматики от НТЦ «Механотроника», выпускаемые с 90-х годов и претерпевшие за прошедшие полтора десятилетия ряд модификаций.

Программное обеспечение микропроцессорных терминалов серии БМРЗ, реализующее широкий спектр защит различных присоединений различных классов напряжений, за это время также прошло несколько этапов развития, избавляясь от «детских болезней», наращивая уровень сервисных возможностей,

обеспечивая соответствие требованиям проектных и эксплуатационных организаций.

Системы РЗА, построенные на базе терминалов серии БМРЗ, успешно функционируют на предприятиях сетевых и генерирующих компаний, предприятиях нефтяной и газовой промышленности, на ведущих промышленных предприятиях России, Украины, Белоруссии, Казахстана, Узбекистана, Киргизии, в странах ближнего и дальнего зарубежья.

Специализированная модификация терминалов серии БМРЗ для тяговых подстанций поставляется ОАО «РЖД», украинским и белорусским железнодорожникам, метрополитену Санкт-Петербурга и Казани.

Устройства серии БМРЗ эксплуатируются более пяти лет на Ленинградской, Смоленской, Курской и Волгодонской АЭС.

Контрольные испытания изделий на надежность подтвердили наработку на отказ 100 000 часов.

Однако технический прогресс не стоит на месте, и особенно это заметно для цифровой техники: закон Мура (число транзисторов на кристалле удваивается каждые два года) действует до сих пор. Экспоненциально растут возможности цифровых устройств, а следом за ними растут и предъявляемые к устройствам РЗА требования по функциональности, быстродействию, надежности. Обсуждается концепция цифровой подстанции, реализуются протоколы стандарта МЭК 61850.

Требования к возможностям цифровых устройств РЗА теперь уже не ограничиваются созданием виртуальных реле. Решение задач связи, взаимодействия, усложнение и одновременное ускорение алгоритмов РЗА выводят устройства на новую ступень развития.

Абстрагируясь, можно сказать, что любая организованная система в своем развитии проходит этапы плавного роста, которые заканчиваются невозможностью дальнейшего роста по ряду объективных причин. Дальнейший рост системы становится невозможен без разрешения этих причин, система как бы подходит к определенному энергетическому ба-

рьеру, ступеньке. Такое событие наблюдается в разных областях науки и человеческой деятельности. Разрешение объективных причин носит название смены парадигмы развития, когда предшествующая парадигма (т.е. цели, задачи и способы) уже не соответствует парадигме следующего энергетического уровня.

Для преодоления энергетического барьера система должна не только сформировать новую парадигму, но и иметь заранее накопленный потенциал, который и выведет ее на новый уровень и обеспечит в дальнейшем плавный и неуклонный рост вплоть до следующего барьера. Система, истратившая накопленный потенциал, но не преодолевшая барьер развития, не может остаться на прежнем уровне развития, а откатывается в своем развитии назад, деградируя.

НТЦ «Мехатроника» предвидел необходимость преодоления такого барьера еще несколько лет назад, инициируя проведение работ по модернизации устройств серии БМРЗ и формируя тем самым новую парадигму развития средств РЗА. Потенциал накопленных за долгие годы проверенных аппаратных решений и алгоритмов обработки информации позволяет перейти на новую ступень развития и успешно продолжить совершенствовать имеющиеся разработки.

В настоящее время НТЦ «Мехатроника» с гордостью заявляет о



Модернизированный многофункциональный терминал релейной защиты БМРЗ

завершении глубокой аппаратной модернизации блоков цифровой релейной защиты и автоматики БМРЗ.

Модернизированная линейка продукции БМРЗ сохраняет полную функциональную преемственность с ранее выпускавшимися блоками. Аппаратная часть устройств реализована на новейшей элементной базе с применением как использованных ранее, так и новейших схемотехнических решений. Значительно расширен динамический диапазон измерений, повышена помехоустойчи-





Малогабаритный шкаф с выносным пультом модернизированного терминала БМРЗ ШКЛ-МТ

вость. Существенно выросла производительность системы. Тщательная проработка технических решений, большой опыт работы, сохранение общей модульной структуры построения устройства, унификация исполнений устройств и унификация входящих в их состав модулей позволили повысить технологичность производства и удобство настройки и эксплуатации, позволяют оптимизировать расходы эксплуатирующих организаций на ЗИП.

В устройствах серии БМРЗ, наряду с сохранением привычных интерфейсов связи RS-232, RS-485, реализовано местное подключение через порт USB для наладки устройства и изменения программного обеспечения, реализована поддержка сигналов синхронизации времени PPS. Для передачи данных используется протокол ModBus. Возможности устройства позволяют в дальнейшем реализовать стандарты IEEE 802.3, IEC61850.

Устройства новой серии БМРЗ выполнены с сохранением конструктивных размеров в виде единого блока модульной организации. Устройство включает в себя универсальный

блок питания, обеспечивающий питание от постоянного, переменного или выпрямленного тока напряжением 220 или 110 В. В состав входят лицевая панель с органами индикации и управления, модули центрального процессора (МЦП), модули АЦП (МАЦП) и модули ввода-вывода дискретных сигналов (МВВ).

Для всех выпускаемых устройств предусмотрено исполнение с выносным пультом управления, что позволяет улучшить конструкцию шкафов и панелей защиты, снизить нагрузку на их конструктивные элементы, повысить удобство монтажа и обслуживания.

Программное обеспечение новых блоков релейной защиты, разрабатываемое на основе проверенных многолетней эксплуатацией решений, проходит несколько этапов контроля и испытаний, обеспечивая высочайшую степень надежности и безошибочности программного кода и алгоритмических решений.

Специалистами компании активно ведется разработка новых устройств РЗА на обновленной аппаратной платформе.

В текущем году НТЦ «Механотроника» представил на рынке новый блок защиты генераторов БМРЗ-ГР, в скором времени ожидается выпуск комплекта защиты автотрансформаторов класса 110–220 кВ, блока основной защиты линии класса 110–220 кВ, выполненных в серии устройств БМРЗ и обладающих высокими эксплуатационными характеристиками.

Ведутся работы по разработке устройств дифференциальной защиты линий, селективной сигнализации однофазных замыканий на землю. Рассматривается перспектива применения новых подходов к обработке данных – положений теории информации, нейросетевых алгоритмов, нечеткой логики.

В своих разработках НТЦ «Механотроника» тесно сотрудничает с ведущими научно-исследовательскими институтами России, проектными и эксплуатирующими организациями, участвует в выставках и научно-технических семинарах. Расширяется тесное сотрудничество НТЦ «Механотроника» с крупнейшим и ведущим производителем электротехнического оборудования ГК «Электросит – «Самара», растут объемы производства и ассортимент продукции.

Испытательная база НТЦ «Механотроника» оснащена современным оборудованием. Метрологическая служба аккредитована в Госстандарте РФ на право калибровки средств измерения. Процессы проектирования и производства сертифицированы на соответствие системе менеджмента качества ISO 9001, проводятся под надзором Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ в соответствии с условиями действия полученных лицензий.

Используя накопленный потенциал знаний, опыта, проверенных решений, НТЦ «Механотроника» выводит на рынок качественно новое и одновременно проверенное временем устройство БМРЗ, решая задачу перехода на новую ступень развития систем РЗА. Глубокая модернизация аппаратной платформы устройств БМРЗ создает отличную базу для дальнейшего инновационного развития компании.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ



Регистрация участников
проводится в павильоне:
25.05.2010 с 10.00 до 17.00 час.
26.05.2010 с 10.00 до 11.00 час.

контактные телефоны:
+7 495 726 2894
+7 495 589 8142

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ:

I. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

- ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ И ТЕХ. ВОПРОСЫ РЗА В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ.
- МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА.
- РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК.
- ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГР. КОНТРОЛЛЕРОВ ДЛЯ АВТОМАТИКИ И УПРАВЛЕНИЯ КОММ. АППАРАТАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ.
- РЕГИСТРАЦИЯ АНАЛОГОВЫХ И ДИСКРЕТНЫХ СИГНАЛОВ ПРИ АВАРИЙНЫХ НАРУШЕНИЯХ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ.
- ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ АППАРАТУРА ДЛЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ.
- МЕТОДЫ И ИНСТРУМЕНТАРИЙ РАСЧЕТА ТОКОВ КЗ И УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ.
- ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА.
- ПЕРЕДАЧА И ОБРАБОТКА ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ СИСТЕМ РЗА.
- ИНТЕГРИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТАМИ.
- ЭКСПЕРТНЫЕ СИСТЕМЫ АНАЛИЗА РАЗВИТИЯ АВАРИЙНЫХ НАРУШЕНИЙ И ОЦЕНКИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА.
- ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА.

II. АСУ ТП И СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

- ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ АСУ ТП
- ПРОГРАММНЫЕ КОМПЛЕКСЫ АСУ ТП
- АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ РАБОЧИЕ МЕСТА (АРМ) ПЕРСОНАЛА
- ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЕ
- АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИЯМИ
- АВТОМ. СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ВЫРАБОТКОЙ, ПЕРЕДАЧЕЙ И ПОТРЕБЛЕНИЕМ.
- АВТОМАТ. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ
- СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ, ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ И КОНТРОЛЬ, М2М РЕШЕНИЯ
- ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ АВТОМАТИКА
- ПРИБОРЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
- АВТОМАТ. СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, АСКУЭ, АИИС КУЭ
- РАБОЧИЕ И ПРИКЛАДНЫЕ ПРОГРАММЫ ДЛЯ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И РАБОТ В ЭНЕРГЕТИКЕ
- КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ПРИБОРЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НА ЛЭП И ПОДСТАНЦИЯХ
- ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ
- ОПЕРАТИВНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ
- НОРМАТИВНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
- ПРИБОРЫ ПОВЕРКИ КАЛИБРОВКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ

25 – 28 МАЯ 2010

МОСКВА, ВВЦ, ПАВИЛЬОН №69

III. СИСТЕМЫ СВЯЗИ И ИТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

- СИСТЕМЫ ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ СВЯЗИ ПО ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ВЫСОКОГО НАПРЯЖ. 110–1150 КВ.
- АНАЛОГОВЫЕ И ЦИФРОВЫЕ СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ ПО СИММЕТРИЧНЫМ, КОАКСИАЛЬНЫМ И В/О КАБЕЛЯМ СВЯЗИ.
- ОБОРУДОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ РРА И СИСТЕМ УКВ РАДИОСВЯЗИ.
- ЦИФРОВАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ КОММУТАЦИОННАЯ ТЕХНИКА.
- ЦИФРОВЫЕ СЕТИ СВЯЗИ.
- МНОГОКАНАЛЬНЫЕ ЗВУКОЗАПИСЫВАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА.
- СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧИ ТЕЛЕИНФОРМАЦИИ ВЫСШЕГО, СРЕДНЕГО И НИЖНЕГО ЗВЕНА УПРАВЛЕНИЯ.
- СИСТЕМЫ ОТОБРАЖЕНИЯ, ТЕЛЕИНФ./ЩИТЫ УПРАВЛЕНИЯ, ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ИНФОРМ. ТАБЛО, ИЗМ. ПРИБОРЫ, ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ.
- СИСТЕМЫ ПОИСКОВОЙ СВЯЗИ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ.
- СИСТЕМЫ ГАРАНТИРОВАННОГО ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ.
- СОВРЕМЕННЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ СВЯЗИ.
- АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ СВЯЗИ И СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СВЯЗЬЮ.
- СИСТЕМЫ И АППАРАТУРА РАДИОСВЯЗИ, СПУТНИКОВОЙ И КОСМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ.
- СИСТЕМА И АППАРАТУРА ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ, КОММУТАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ОКОНЕЧНАЯ ТЕХНИКА.
- СИСТЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОНТРОЛЯ И БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ СВЯЗИ.
- РАДИОИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА.
- ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ.
- АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ КОРПОРАТИВНЫЕ СИСТЕМЫ.
- ПЕРИФЕРИЙНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ.
- СЕТЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И КОМПЛ. СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕЛЕКОММ. СИСТЕМ СВЯЗИ.
- ОБОРУДОВАНИЕ И КОМПЛ. РЕШЕНИЯ ДЛЯ ВНЕШНИХ И ЛОКАЛЬНЫХ СЕТЕЙ СВЯЗИ.
- РАДИОЭЛЕКТРОННЫЕ КОМПОНЕНТЫ И МАТЕРИАЛЫ.

ОРГАНИЗАТОРЫ

ООО «СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ
ЦЕНТР «ЭКСПЕРТ»

ЗАО «ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ
ВЫСТАВКИ РОССИИ»

ООО «ЭНЕРГОКОНТРОЛЬ»

СПОНСОРЫ ВЫСТАВКИ:

Генеральный
информационный спонсор

Релейщик

Специальный
информационный спонсор

ЭНЕРГОЭКСПЕРТ

ЭНЕРГЕТИКА
И ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
РОССИИ

НОВОСТИ
Электротехники

ENERGY EXPO
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ВЫСТАВКИ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ДИАГНОСТИКА СИСТЕМ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ПОДСТАНЦИЙ

БОРИСОВ Р.К., к.т.н., генеральный директор ООО «НПФ ЭЛНАП»

ГУСЕВ Ю.П., к.т.н., заведующий кафедрой «Электрические станции» ГОУВПО «МЭИ (ТУ)»

Системы оперативного постоянного тока (СОПТ) подстанций являются дежурными системами. Большую часть времени оборудование СОПТ находится в обесточенном состоянии или работает в режиме, близком к холостому ходу. Для обеспечения повышенной надежности и высокой степени готовности в СОПТ используются автономные источники постоянного тока – аккумуляторные батареи (АБ), распределительная сеть постоянного тока выполняется изолированной от земли, основные компоненты СОПТ резервируются.

В недалеком прошлом существенный вклад в поддержание высокой степени готовности СОПТ вносил дежурный персонал подстанций. Ежедневно проверялась работа зарядных устройств (ЗУ), при необходимости корректировалось напряжение поддерживающего заряда, периодически выполнялся визуальный осмотр всего оборудования СОПТ, особенно АБ. На АБ регулярно производились проверки плотности электролита, измерения напряжения на отдельных аккумуляторах. Несколько раз в течение срока службы проводились контрольные полные или частичные разряды АБ. Кроме периодических мероприятий по проверке технического состояния, в СОПТ использовались специальные технические средства контроля сопротивления полюсов распределительной сети относительно земли. На некоторых подстанциях дополнительно устанавливались приборы контроля пульсаций напряжения на шинах щита постоянного тока (ЩПТ). Исчезновение пульсаций сигнализировало о разрыве цепи ввода аккумуляторной батареи, увеличение пульсаций служило признаком неисправности ЗУ. Дежурный персонал подстанции получал звуковые и световые сигналы о неисправностях в СОПТ.

В настоящее время дежурного персонала на подстанциях либо совсем нет, либо его количество сокращено. Для поддержания СОПТ в исправности и высокой степени готовности на подстанциях устанавливаются средства технического мониторинга и организуются проверки состояния силами специализированных сервисных предприятий. Изменение методов и средств контроля состояния СОПТ обусловлено не только изменениями в организации эксплуатации подстанций, но и особенностями оборудования, используемого в современных СОПТ. Современное оборудование во многих случаях более уязвимо к факторам внешней среды: механическим, климатическим и электромагнитным.

В данной статье рассматриваются и предлагаются новые современные методы диагностики СОПТ, апробированные на подстанциях магистральных и распределительных сетей. Рассматривается содержание работ при диагностике АБ, ЗУ, контактных соединений, отключающих защитных аппаратов, кабелей и электромагнитной совместимости (ЭМС) оборудования СОПТ. Более подробно вопросы диагностики СОПТ излагаются в новом нормативном документе [1], действующем в ОАО «МОЭСК» с 2010 года.

ДИАГНОСТИКА АБ

При плановых обследованиях СОПТ батареи диагностика АБ должна предусматривать выполнение следующих работ:

- визуальный осмотр аккумуляторного помещения, стеллажей и аккумуляторов. Проверка отсутствия трещин, сколов, утечки электролита, окисления межэлементных соединителей и борнов аккумуляторов. Проверка уровня электролита;
- измерение плотности электролита;
- проверка бифилярности размещения аккумуляторов на стеллажах, трассировки межрядных и выводных кабелей;
- проверка работоспособности системы вентиляции;
- проверка теплоизоляции и системы обогрева помещения;
- измерение разброса напряжений на аккумуляторах;
- измерение внутреннего сопротивления батареи и групп аккумуляторов;
- измерение сопротивления разборных контактов борнов аккумуляторов;
- определение емкости АБ.

Из всех вышеперечисленных проверок наиболее трудоемкой и сложной является определение емкости АБ. Согласно действующим нормам емкость АБ определяется с помощью контрольного разряда. На подстанциях с одной АБ вместо

полного разряда обычно делается частичный разряд с отбором от батареи 50–70 % ее емкости. Однако продолжительность работ даже при частичном контрольном разряде АБ составляет более 10 часов. Альтернативным вариантом определения емкости АБ является измерение ее внутреннего сопротивления двухимпульсным методом [2, 3]. Точность двухимпульсного метода сопоставима с точностью метода частичного контрольного разряда, а продолжительность работ на порядок меньше. Контрольный разряд АБ оправдан лишь при обосновании решения о необходимости замены АБ на новую.

Для измерения внутреннего сопротивления АБ двухимпульсным методом достаточно иметь двухканальный осциллограф, два мощных резистора сопротивлением примерно 0,5 Ом, соединенные параллельно через плавкие предохранители с номинальными токами 10 и 16 А. Измерения проводятся при отключенных ЗУ. При подключении резисторов к шинам щита постоянного тока (ЩПТ) формируется двухступенчатый импульс тока, кратковременно проходящий через АБ. Значение тока первой ступени импульса должно соответствовать рекомендациям ГОСТ Р МЭК 896-1-95 и ГОСТ Р МЭК 60896-2-99. Продолжительность импульсов тока обеспечивается в пределах 2–10 миллисекунд. При такой длительности импульсов обеспечивается отстройка от переходных процессов, обусловленных индуктивностью цепи, и не успевают сработать отключающие защитные аппараты.

По осциллограммам тока и напряжения вычисляется внутреннее сопротивление АБ:

$$r_{\text{АБ внутр.}} = \Delta U / \Delta I$$

и среднее сопротивление одного аккумулятора:

$$r_{\text{Э}} = r_{\text{АБ внутр.}} / N,$$

где N – количество аккумуляторов в АБ.

Емкость аккумуляторной батареи определяют по формуле:

$$C_{10 \text{ факт}} = C_{10 \text{ ном}} (K_{\theta} \cdot r_{\text{Э ном}} / r_{\text{Э}}),$$

где K_{θ} – коэффициент приведения удельного сопротивления аккумулятора к температуре, при которой производились измерения;

$r_{\text{Э ном}} = r_{\text{уд}} / C_{10 \text{ ном}}$ – нормированное внутреннее сопротивление полностью заряженного элемента АБ, мОм;

$r_{\text{уд}}$ – нормированное удельное сопротивление полностью заряженного элемента АБ, приведенное к одному ампер-часу емкости АБ при температуре 25 °С, мОм·А·ч.

ДИАГНОСТИКА ЗУ

Диагностика ЗУ должна осуществляться исходя из общих требований, предъявляемых к их техническим характеристикам. При плановых обследованиях СОПТ ЗУ выполняются следующие работы:

- проверяется соответствие параметров ЗУ типу аккумуляторов и обеспечению максимального срока службы аккумуляторов:

- напряжение поддерживающего заряда аккумуляторов,

- пульсации выходного тока ЗУ в режиме поддерживающего заряда не превышающие 5 А на 100 А·ч емкости аккумуляторной батареи;

- проверяется возможность обеспечения заряда АБ по графику трехступенчатого автомата с ограничением начального тока заряда (ступень ограничения тока, ступень ограничения напряжения, ступень термокомпенсированной стабилизации напряжения);

- измеряются пульсации напряжения, при работе ЗУ на активную нагрузку, при отключенной АБ, не превышающие 5 % $U_{\text{ном}}$, статизм ВАХ в пределах ± 1 %;

- проверяется автоматический возврат к заряду аккумуляторной батареи после перерывов питания на стороне переменного тока;

- проверяется сохранение работоспособности ЗУ, при отключении одной из двух фаз источника переменного тока;

- проверяется возможность параллельной работы двух ЗУ на стороне выпрямленного напряжения с делением между ними суммарного тока нагрузки;

- проверяется гальваническая развязка между цепями переменного и постоянного тока

- проверяется блокировка уравнительного и ускоренного зарядов при неработающей принудительной вентиляции аккумуляторного помещения;

- проверяется исправность вентиляции;

Рубрика ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

Ведущий рубрики



Гусев Юрий Павлович

Заведующий кафедрой «Электрические станции» ГОУВПО «МЭИ (ТУ)», профессор

В 1974 году окончил Электроэнергетический факультет МЭИ по специальности «Электрические станции». В 1984 году защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук. Лауреат премии Президента РФ в области образования.

Задать вопрос ведущему рубрики

вы можете через редакцию по e-mail:
vopros@energyexpert.ru
или через форум Интернет-портала
«Энергоэксперт-online»:

www.energyexpert.ru

Прямая ссылка:
<http://energyexpert.ru/forum/viewforum.php?f=11>

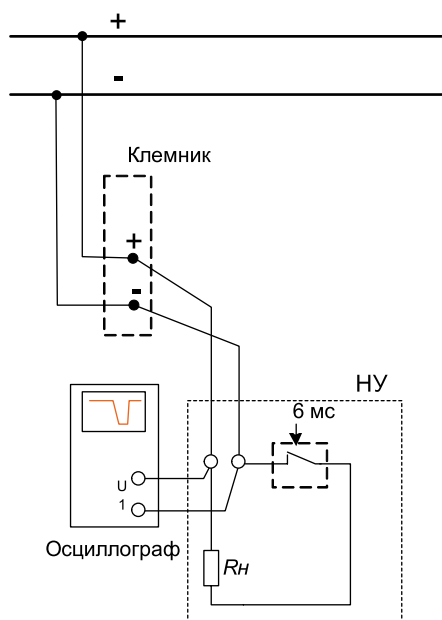


Рис. 1. Схема подключения НУ и осциллографа при измерениях токов КЗ

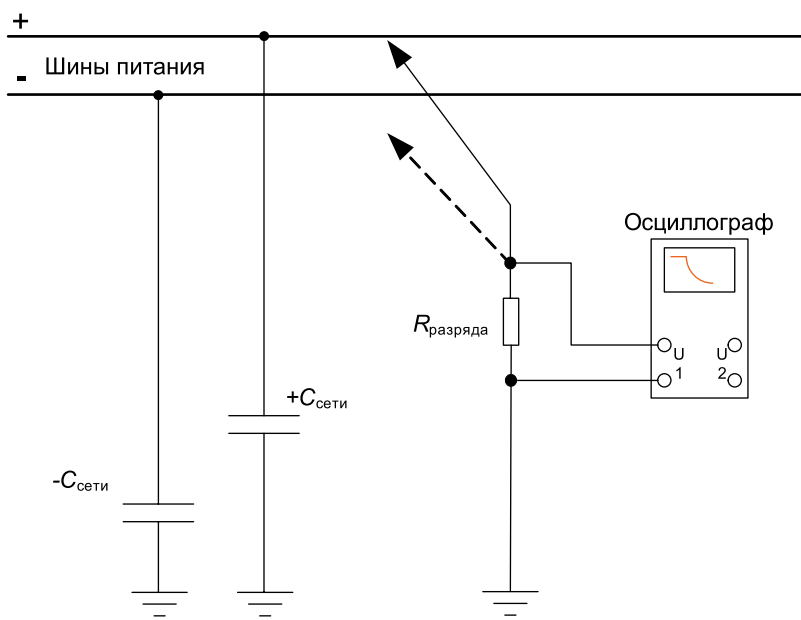


Рис. 2. Измерительная схема для определения емкости сети на землю

- проверяется исправность защиты от обратного тока;
- проверяется ограничение тока короткого замыкания на выходе ЗУ;
- проверяется выдержка времени отключения ЗУ при коротких замыканиях на стороне постоянного тока;
- проверяется соответствие токов включения ЗУ защитным характеристикам плавких предохранителей типа gT ;
- проверяется качество переходных процессов при сбросах нагрузки и включении ЗУ на холостой ход, отсутствие опасных отклонений напряжения на выходе;
- проверяется наличие в шкафах ЗУ или в специально предусмотренных местах запасных плавких вставок;
- проверяется функционирование энергонезависимого «сухого» контакта сигнализации общей неисправности ЗУ;
- измеряется сопротивление выводов постоянного тока ЗУ относительно земли.

ДИАГНОСТИКА КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ, ОТКЛЮЧАЮЩИХ ЗАЩИТНЫХ АППАРАТОВ И КАБЕЛЕЙ

Производится с помощью специальных компьютерных программ, позволяющих получить расчетные значения токов короткого замыкания (КЗ).

Необходимую точность расчета КЗ обеспечивает программа GuDCsets «Расчет коротких замыканий в электроустановках оперативного постоянного тока напряжением 24–220 В», разработанная в МЭИ.

При подготовке исходных данных для программы задаются расчетные условия, выбираемые в соответствии с диагностической задачей:

- расчетная схема (нормальный, ремонтный режим работы оборудования);
- место КЗ (шины ЩПТ, начало или конец кабельных линий);
- вид КЗ (металлическое или дуговое);
- продолжительность КЗ (определяется по времени срабатывания основного или резервного отключающего защитного аппарата);
- предшествующий режим (начальная температура кабелей в зависимости от условий эксплуатации).

Рассчитанные программой токи в начальный момент металлического КЗ сопоставляются с измеренными токами КЗ.

Измерение ожидаемых в начальный момент токов металлического КЗ осуществляется с помощью специального нагрузочного устройства (НУ), рис. 1. Значение тока металлического КЗ определяется по формуле:

$$I_{K3} = U (U - \Delta U) / \Delta U R_n,$$

где U – напряжение в точке КЗ до подключения НУ, В;

ΔU – провал напряжения в точке подключения НУ, В;

R_n – сопротивление резистора НУ, Ом.

Сравнение расчетных и измеренных значений токов короткого замыкания в характерных точках токораспределительной сети СОПТ позволяет сделать заключение о правильности исходных данных и, одновременно, о состоянии контактных соединений в контуре протекания тока КЗ.

Расхождение между расчетными и измеренными значениями токов КЗ может быть обусловлено повышенными переходными сопротивлениями контактов по сравнению с нормированными значениями, используемыми в расчетной модели. Если расчетные значения токов КЗ превышают измеренные более чем на 5 %, то делается вывод о наличии в цепи КЗ окисленных контактов или контактов со сниженным контактным давлением. Обычно, после зачистки и протяжки дефектных контактов, измеренные и расчетные значения токов КЗ отличаются не более чем на 3 %.

Рассчитанные программой токи дуговых КЗ в конце зоны работы основных и резервных защитных аппаратов используются для проверки их чувствительности и быстродействия. Со-

поставление расчетных токов производится с каталожными параметрами срабатывания плавких предохранителей и автоматических выключателей на постоянном токе.

Дополнительно осуществляется проверка фактических параметров срабатывания мгновенных расцепителей автоматических выключателей. Испытания автоматических выключателей производятся либо на переменном токе с помощью специального прогрузочного устройства, либо на постоянном токе, получаемом от собственной АБ СОПТ, по месту установки выключателей. Если испытания проведены на переменном токе, то измеренные значения тока срабатывания мгновенного электромагнитного расцепителя следует скорректировать с помощью поправочного коэффициента k_n . Для выключателей типа АП50 рекомендуется применять поправочный коэффициент 1,25, для других типов АВ с электромагнитным расцепителем применяются коэффициенты 1,3÷1,5. Поправочный коэффициент

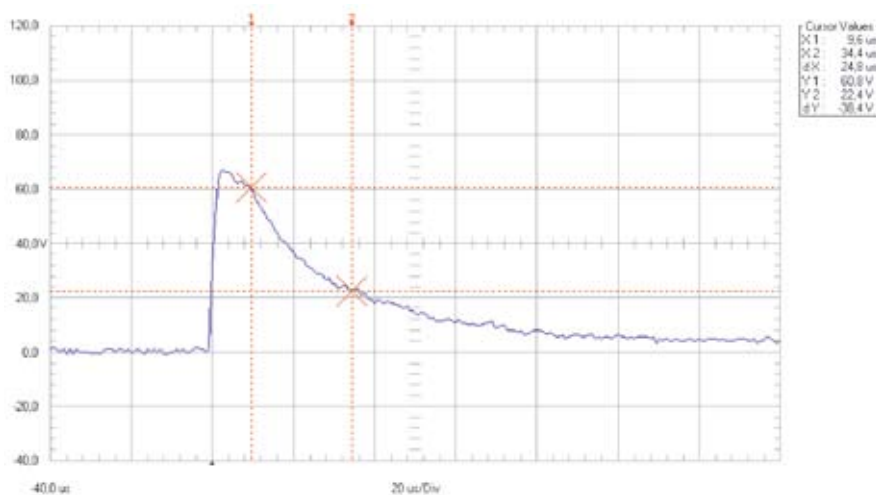


Рис. 3. Осциллограмма разряда емкости сети на землю через резистор сопротивлением 10 Ом

для выключателей с полупроводниковыми расцепителями может иметь большой разброс значений и должен определяться для каждого типа выключателей отдельно.

Чувствительность плавких предохранителей оценивается по времени их срабатывания, если время отключения дугового КЗ не превышает 0,4 с, то

в соответствии с требованиями ПУЭ (7-е издание, п.1.7.161), чувствительность считается приемлемой.

ИЗМЕРЕНИЕ ЕМКОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ СОПТ ОТНОСИТЕЛЬНО «ЗЕМЛИ»

Важной диагностической задачей является измерение емкости распре-

woltag

ИСПОЛЬЗУЙ
СИЛУ
ОБСТОЯТЕЛЬСТВ

ШКАФЫ УПРАВЛЕНИЯ ОПЕРАТИВНЫМ ТОКОМ — современные сложные электротехнические устройства на новейшей унифицированной элементной базе с микропроцессорной системой управления. Предназначены для питания цепей постоянного тока различных потребителей установленным напряжением и непрерывного заряда аккумуляторных батарей с контролем их состояния.

ШУОТ 2407 – НОВИНКА!!! Изделие анонсируется на второе полугодие 2010 года.

Характеристики	ШУОТ 2405	ШУОТ 2406	ШУОТ 2407
Тип трансформатора	НЧ 50 Гц	ВЧ 20 кГц	ВЧ 20 кГц
Модуль преобразования	тиристор	транзистор	транзистор
Коэффициент мощности, $\cos\phi$	0,85	0,9	0,9
Масса ПЗУ(вес) $I_{\text{вых.}} = 30\text{A}$, кг	245	130	120
Выходной ток, А	20-100	20/30	10-100
Выходное напряжение, В	115, 230	230	24, 230
Коэффициент пульсаций $U_{\text{вых.}}$	< 2,0	< 0,5	< 0,09

г. Москва
тел.: +7 (495) 645 80 23
факс: +7 (495) 645 80 18
e-mail: info@woltag.com

г. Оренбург,
тел.: +7 (3532) 999 867
факс: +7 (3532) 999 867
e-mail: info@sbp-invertor.ru

www.woltag.com

ISO 9001-2001

реклама

делительной сети СОПТ относительно земли». При больших значениях емкости сети относительно земли увеличиваются риски ошибочного отключения трансформаторных и линейных присоединений подстанции из-за действия переходных процессов, вызываемых коммутациями в первичных и вторичных цепях подстанции, на дискретные входы микропроцессорных терминалов и непосредственно на электромагниты отключения новых высоковольтных выключателей.

Измерение емкости сети СОПТ на землю осуществляют посредством подключения резистора сопротивлением в несколько Ом между отрицательным или положительным полюсом и землей (рис. 2).

По полученной опытным путем осциллограмме напряжения на резисторе, подобной той, которая изображена на рис. 3, определяется постоянная времени разряда сети СОПТ на землю τ и рассчитывают ее емкость:

$$C_{\text{сети}} = \tau / R.$$

ПРОВЕРКИ СЕЛЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТНЫХ АППАРАТОВ

Для проверки селективности защитных аппаратов с помощью компьютерных программ GuChoice, GuMapsDC или DCSELECTIV, разработанных в МЭИ и НПФ «ЭЛНАП», строятся времятоковые защитные характеристики. Если характеристики срабатывания защитных аппаратов, построенные с учетом разброса их значений, не пересекаются, то селективность считается абсолютной. Если характеристики пересекаются при токах, превышающих максимально возможные для защищаемой цепи токи, то селективность считается условной.

ПРОВЕРКА ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И НЕВОЗГОРАЕМОСТИ КАБЕЛЕЙ

По результатам расчета КЗ производят проверку термической стойкости и невозгораемости кабелей. В качестве критерия соответствия кабелей требованиям термической стойкости и невозгораемости используется температура жил кабелей к моменту отключения КЗ. Предельно допустимая температура невозгораемости кабеля или провода с пластмассовой (поли-

винилхлоридный пластификат) и резиновой изоляцией принимается равной 350 °С в соответствии с Циркуляром № Ц-02-98 (Э).

Необходимые для проверки температуры позволяют рассчитать программа GuDCsets. Термическая стойкость проверяется по КЗ, отключаемом основным защитным аппаратом, невозгораемость проверяется по отключению КЗ резервным защитным аппаратом. Расчет температур производят для металлического КЗ в конце линии и дугового КЗ в начале линии.

ПРОВЕРКА ЭМС

Проверка ЭМС оборудования СОПТ осуществляется расчетно-экспериментальным способом. В соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5-2006 /4/, устройства, получающие питание от СОПТ подстанций, должны быть испытаны на устойчивость к следующим видам помех:

- провалам и прерываниям напряжения электропитания;
- пульсациям напряжения постоянного тока;
- кондуктивным помехам;
- микросекундным и наносекундным импульсным помехам;
- колебательным затухающим помехам.

Измерение уровней кондуктивных помех в сети СОПТ проводят с помощью осциллографа, включаемого между положительным и отрицательным полюсами питания, в двух частотных диапазонах: в полосе частот от 0 до 150 кГц; в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц.

Измерение уровней импульсных помех при воздействии токов КЗ и коммутаций силового оборудования проводят посредством имитационных измерений. Для этих целей используют генератор высокочастотных импульсов, имитирующий источник затухающих колебательных помех частотой $0,5 \div 2$ МГц. Генератор подключают между одним из полюсов сети СОПТ и землей на распределительном устройстве.

Проверку требований ЭМС по воздействию молнии проводят посредством имитационных измерений с помощью генератора апериодических импульсов, имитирующего источник тока молнии. Если здание не входит в зону защиты отдельно стоящих молниеотводов или

грозозащитных тросов, то имитируют удар молнии в молниезащитную сетку здания или, при ее отсутствии, в металлоконструкции крыши здания.

Для измерения напряжения на молниеотводе потенциальный электрод располагают в противоположной от токового электрода стороне на расстоянии не менее 50 м от молниеотвода или здания. С помощью осциллографа осциллографируется импульс напряжения на молниеотводе в месте подключения генератора относительно потенциального электрода и регистрируется его амплитудное значение U_{A1} . Аналогичные измерения между одним из полюсов и землей проводят в здании релейного щита в цепях ШУ. По осциллограмме определяют амплитудное значение импульса напряжения помех U_{A2} и рассчитывают коэффициент затухания при проникновении импульса из цепей системы молниезащиты в цепи питания релейного щита подстанции:

$$K_{\text{ЗМол}} = U_{A1} / U_{A2}.$$

Результаты расчетов сравниваются с допустимой амплитудой импульсных помех, установленной ГОСТ Р 51317.6.5-2006 по 4-й степени жесткости – 4 кВ относительно земли.

Проверка выполнения требований ЭМС, по воздействию наведенных перенапряжений от молнии, проводится расчетным способом с помощью компьютерной программы INTERFERENCES, разработанной в НПФ «ЭЛНАП». При проведении расчетов используют следующие данные:

- схема расположения молниеотводов на ОРУ подстанции с привязкой к зданию РЩ с указанием геометрических размеров;
- схема трасс прокладки кабелей вторичной коммутации на ОРУ с указанием геометрических размеров;
- способ прокладки кабелей вторичной коммутации (в земле или на поверхности земли на лотке) с указанием глубины прокладки, материала канала (лотка), количества кабелей в пучке, использование экрана (данные необходимы для определения коэффициента экранирования).

Наличие заземляющего устройства учитывается в коэффициенте экранирования.

Проверку выполнения требований ЭМС при коммутациях в сети СОПТ

(наносекундные импульсные помехи) осуществляют в следующем порядке:

- определяется наличие (отсутствие) одновременного функционирования на подстанции электромеханических (ЭМ) и микропроцессорных (МП) устройств релейной защиты и автоматики (РЗА);
- определяется схема электропитания ЭМ и МП устройств РЗА (радиальная, кольцевая).

Требования ЭМС в части наносекундных импульсных помех обеспечиваются при выполнении одного из условий:

- на ПС одновременно не используются ЭМ и МП устройства РЗА;
- на ПС одновременно используются ЭМ и МП устройства РЗА, но они получают электропитание по отдельным цепям.

Выводы

1. Диагностика СОПТ должна осуществляться как с помощью стационарных технических средств мониторинга, включаемых в состав АСУ подстанций, так и путем обследования

оборудования СОПТ специализированными сервисными предприятиями, использующими современную диагностическую аппаратуру и программное обеспечение.

2. Чрезмерное использование стационарных технических средств мониторинга может стать причиной снижения надежности СОПТ:

- из-за появления дополнительных измерительных проводников, создающих гальванические связи или ослабляющих изоляцию между силовыми цепями;
- из-за увеличения плотности монтажа оборудования и кабелей в шкафах, усложнения работ по техническому обслуживанию;
- из-за увеличения рисков, обусловленных человеческим фактором, при выполнении работ по обслуживанию средств мониторинга не электротехническим персоналом.

3. С целью совершенствования и повышения эффективности работ по оценке технического состояния СОПТ следует разработать специализированные приборы, методики и компью-

терные программы, утвердить новые нормы и регламенты.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Борисов Р.К., Гусев Ю.П., Жуликов С.С. Методические указания по диагностике системы оперативного постоянного тока на электрических подстанциях. ОАО «МОЭСК», 116 с.

[2] Гусев Ю.П., Дороватовский Н.М., Поляков А.М. Оценка технического состояния аккумуляторных батарей электростанций и подстанций в процессе эксплуатации. Электро, 2002, № 5, с. 34–38.

[3] Гусев Ю.П., Поляков А.М. Электрофизические процессы в аккумуляторах электростанций при коротких замыканиях. – Известия РАН. Энергетика, 2001, № 4, с. 99–105.

[4] ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.

Системы электропитания высшего класса

BENNING

World Class Power Solutions

Разработка, производство, поставка систем гарантированного электропитания

- Системы оперативного постоянного тока «Тирот»
- Промышленные инверторы и выпрямители
- Источники бесперебойного питания
- Щиты постоянного тока

СОПТ «Тирот» на базе:

тиристорных
выпрямителей
с конвекционным
охлаждением ↓



импульсных
высокочастотных
выпрямительных модулей
с принудительным
охлаждением →

импульсных
высокочастотных
выпрямительных
модулей
с конвекционным
охлаждением ↓



ООО «Беннинг Пауэр Электроникс»
Москва – Новосибирск – Санкт-Петербург – Уфа
(495) 967-68-50 www.benning.ru

Заключение аттестационной комиссии ОАО «ФСК ЕЭС» № 47/020-2009 ■ Заклучение аттестационной комиссии ОАО «ФСК ЕЭС» № 47/019-2009 ■ Заклучение аттестационной комиссии ОАО «ФСК ЕЭС» № 47/018-2009 ■ Разработано в соответствии с рекомендациями ОАО «ФСК ЕЭС»

СОВРЕМЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ШКАФАМ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

АНДРЕЕВ В. А., специалист отдела технической поддержки ЗАО «Электронмаш»

Статья посвящена современным требованиям к шкафам оперативного тока и вопросам, связанным с выбором параметров данных шкафов.

Сегодня рынок изделий оперативного тока изобилует производителями, как отечественными, так и иностранными. Каждый завод-изготовитель называет свое изделие по-разному (ШОТ, ШУОТ, АУОТ и т.д.), но суть этих изделий одна – обеспечение понижающих подстанций оперативным током при штатных и аварийных ситуациях.

Система оперативного тока – это система, состоящая из совокупности источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей. Оперативный ток на подстанциях служит для питания вторичных устройств, к которым относятся оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, аварийная и предупредительная сигнализация. При нарушениях нормальной работы подстанции оперативный ток используется также для аварийного освещения и электроснабжения электродвигателей (особо ответственных механизмов).

На современных подстанциях применяются следующие системы оперативного тока:

- постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания применяется аккумуляторная батарея;
- переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, измерительные трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия используются предварительно заряженные конденсаторы;
- выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей

переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия могут использоваться предварительно заряженные конденсаторы;

■ смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока (постоянный и выпрямленный, переменный и выпрямленный).

В системах оперативного тока различают:

- зависимое питание, когда работа системы питания оперативных цепей зависит от режима работы данной электроустановки (подстанции);
- независимое питание, когда работа системы питания оперативных цепей не зависит от режима работы данной электроустановки.

Выпрямленный оперативный постоянный ток применяется на подстанциях: 35/6(10) кВ, 35–220/6(10) кВ и 110–220/35/6(10) кВ. Источник этого тока – шкаф оперативного тока (далее ШОТ). Обычно ШОТ получает энергию от двух независимых вводов – трансформаторов собственных нужд (ТСН), которые преобразуют высоковольтное напряжение переменного тока в низковольтное.

Конструктивно ШОТ состоит из четырех основных частей: первая – зарядное устройство (ЗУ); вторая – аккумуляторная батарея (АКБ); третья – распределение электроэнергии по потребителям; четвертая – система управления. Качественная и надежная работа ШОТ в равной степени зависит от функционирования всех этих частей.

ЗУ выпрямляет напряжение от ТСН, обеспечивая заряд АКБ и питание потребителей. Для ЗУ приоритетной яв-

ляется нагрузка (потребитель). Всех потребителей энергии, получающих питание от ШОТ, можно разделить на три группы:

1. Постоянно включенная нагрузка – аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты. Так как постоянные нагрузки невелики, в расчетах можно ориентировочно принимать для подстанций (с количеством ячеек около 20 шт.):

■ 6–35 кВ значение постоянно включенной нагрузки до 5 А;

■ 110–220 кВ значение постоянно включенной нагрузки более 5 А.

К постоянной нагрузке относится и заряд АКБ. Ток заряда зависит от степени разряженности АКБ и зарядного напряжения. В ШОТах в основном применяют необслуживаемые герметичные АКБ, изготовленные по технологии AGM. Данные АКБ можно размещать в одном отсеке с оборудованием. Для зарядки АКБ необходимо приложить к ней зарядное напряжение, равное 2,27...2,3 В/Эл. В среднем для зарядки АКБ необходим ток порядка 0,1 от емкости АКБ (при разряженной АКБ).

Для усиленной зарядки АКБ (применяется для восстановления АКБ после глубокой разрядки АКБ, ниже 1,8 В/Эл) необходимо приложить к ней зарядное напряжение, равное 2,4...2,45 В/Эл. В среднем для усиленной зарядки АКБ необходим ток порядка 0,25 от емкости АКБ (при разряженной АКБ). В большинстве ШОТ данный режим заряда, в автоматическом режиме, применять нельзя, так как в АКБ при таких больших токах выделяются взрывоопасные газы, а принудительной вентиляции в шкафах нет. Такой режим зарядки можно включать лишь в ручном режиме, предварительно обеспечив проветривание отсека АКБ, например, открыв



Интеллектуальный контроллер ШОТ



Распределительный отсек ШОТ

дверь шкафа. Поэтому такой режим для расчета можно исключить.

2. Временная нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима – токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность 0,5 часа).

3. Кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 с) создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, одновременно обтекаемых током.

Задача ЗУ обеспечить питание нагрузки типов 1 и 2 и сохранение срока службы АКБ. Для надежного выполнения этой задачи необходимо следующее:

- иметь один резервный модуль (работа по схеме $n+1$, где n – потребное количество ЗУ). Повышенной надежностью являются системы модульного типа, которые работают параллельно;
- наличие быстродействующей системы ограничения тока. Данная система необходима для защиты ЗУ от пусковых токов электромагнитных приводов высоковольтных выключателей;
- обеспечение гальванической развязки с входной сетью;
- возможность работы при высоких температурах (ограничение мощности при высоких температурах);

■ низкие требования ЗУ к уровню питающего напряжения;

■ наличие как основных защитных функций (защита от перегрузки, токов КЗ, перенапряжения в сети и т.д.), так и специфических (защита АКБ от глубокого разряда, термокомпенсация напряжения заряда АКБ);

■ обеспечение качественным выходным напряжением (низкий уровень пульсации тока и напряжения);

■ регистрация тока АКБ, как заряд, так и разряд;

■ наличие журнала аварий;

■ полный контроль за работой всех систем и передачу информации на верхний уровень.

Задача АКБ – обеспечивать оперативным током нужды подстанции при отсутствии переменного тока в течение заданного времени. По нормативным документам это время составляет 1 час. Хотелось бы сделать акцент на обеспечение нужд подстанции в конце заданного времени (обеспечение коммутации ячеек в конце 59-й минуты, как минимум два переключения). Самый жесткий режим для АКБ это включение электромагнитных приводов выключателей. Этот режим характеризуется большими пусковыми токами. У старых масляных выключателей он может доходить до нескольких сотен ампер. У современных вакуумных выключателей, таких как ВВ/TEL, в блоке управления установлены конденсаторы, которые значительно уменьшают

пусковые токи АКБ и доводят их до нескольких десятков ампер.

У АКБ есть ряд основных параметров, по которым следует ориентироваться при их выборе. Одна из основных характеристик АКБ – разрядные кривые постоянным током до конечного напряжения 1,8 (1,85) В/Эл. По этим кривым, имея ток постоянной нагрузки, можно подобрать емкость АКБ. АКБ подвержена старению, и ее параметры начинают ухудшаться на 50...80 % сроке службы (в зависимости от изношенности АКБ). Второй, очень важный параметр – это внутреннее сопротивление. Чем выше сопротивление, тем больше саморазряд и тем меньший пусковой ток может отдать АКБ. При выборе АКБ надо учитывать способность АКБ обеспечивать толчковые токи. Есть зависимость между емкостью АКБ и пусковыми токами. Чем больше емкость, тем больший пусковой ток она может отдать. К сожалению, этот параметр производители приводят для полностью заряженной АКБ. В энергетике этот параметр важен для разряженной АКБ. Поэтому при выборе АКБ надо учитывать эти моменты и выбирать емкость АКБ из расчета разряда требуемым током в течение не менее 5 часов. Выбранная таким образом АКБ обеспечит нормативное время резервирования один час с возможностью коммутационных переключений в конце этого времени (при условии, что включение/отключе-

ние ячеек будет разнесено во времени – не менее 0,5 сек).

Строго говоря, параметр «срок службы» является скорее рекламной цифрой, нежели технической характеристикой. Дело в том, что на срок службы влияют очень много параметров, таких как:

- количество циклов разряд-заряд;
- температура окружающей среды;
- количество «глубоких разрядов»;
- уровень и частота пусковых токов;
- условия хранения и др.

Срок службы определяют по рекомендациям EuroBat (усредненная методика, при которой ряд параметров считаются постоянными и неизменными). Так как в сроке службы много переменных данных, то и срок службы должен иметь вилку значений со значительным временным разбросом. Но некоторые производители АКБ в каталогах указывают крайнюю цифру срока службы, тем самым вводят в заблуждение потребителя и нарушают равновесие на рынке. Это происходит из-за того, что данный вопрос никак не регулируется ГОСТом или другим нормативным документом.

Строго говоря, герметичная необслуживаемая АКБ разрабатывалась не для нужд энергетики, а для нужд телекоммуникаций. Ее задача – обеспечить потребителей небольшим током, слабо меняющимся во времени, в течение длительного времени. В энергетике ситуация противоположная – обеспечение «рваной» нагрузки с большими (импульсными) токами в короткий промежуток времени. Для обеспечения требуемых режимов приходится завышать емкость АКБ в несколько раз, что ведет к дополнительным затратам. Например, европейские страны, отказываясь от герметичных АКБ в пользу закрытых АКБ с рекомбинаторами. Такие АКБ, например, выпускает компания Норреске, серия Грое. Данная АКБ идеально подходит для нужд энергетики, так как спроектирована специально для нее. Она обладает всеми характеристиками для

надежного питания собственных нужд подстанции, даже к концу регламентного времени, без завышения емкости, а наличие рекомбинаторов позволяет их сделать малообслуживаемыми (долив воды, например, 1 раз в 10...12 лет). Минус один – наличие специального помещения с вытяжкой. Наличие пробок Акваген позволяет снизить требования к помещению с точки зрения пожарной безопасности.

Третья, неотъемленная, часть ШОТ – распределение опертока. И самый главный вопрос в распределении опертока – это селективность автоматических выключателей. На сегодняшний день большинство производителей обеспечивают только токовую селективность между АКБ и фидерами опертока. Селективных (с независимой выдержкой времени) автоматических выключателей на маленькие токи зарубежные фирмы не производят, поэтому единственный доступный способ – это подобрать автоматические выключатели по энергетической селективности (определяется опытным путем в результате многократных испытаний на заводе-изготовителе). Энергетическая селективность может быть достигнута только между автоматическими выключателями разных серий и только одного производителя. Энергетическая селективность это более тонкая защита фидеров постоянного тока.

Система управления должна быть:

- интуитивно понятной;
- иметь энергонезависимую память;
- иерархический доступ к параметрам;
- журнал записи аварийных событий с основным списком параметров на момент аварии;
- ремонтпригодной.

Помимо требований к отдельным частям, ШОТ должен быть сверхнадежным изделием, исключающим отключение оперативного тока, так как это ведет к потере контроля над подстанцией и может привести к ЧП. Обеспечить надежность можно, если использовать:

- стандартные и надежные комплектующие (реле, источники питания, автоматические выключатели и т.д.);
- унифицированные модули силовой части;
- силовую часть, независимую от контролирующей;
- минимальное количество комплектующих, что обеспечивается надежными и простыми схмотехническими решениями;
- быстрое восстановление работоспособности, без отключения оперативного тока;
- своевременное информирование службы РЗА о неисправностях в цепях оперативного тока.

Для энергетики необходим шкаф оперативного тока, обладающий всеми вышеописанными свойствами.

Таким образом, можно выделить следующих десять требований к шкафам оперативного тока энергетики:

1. Качественное выходное напряжение для надежной работы релейной защиты и сохранения срока службы герметичных аккумуляторных батарей.
2. Гарантированное обеспечение подстанций оперативным током, минимум 1 час.
3. Обеспечение как оперативных переключений, так и аварийных отключений ячеек в конце нормированного времени.
4. Простота обслуживания и информативность системы управления.
5. Селективность автоматических выключателей.
6. Контроль состояния аккумуляторной батареи.
7. Быстрое восстановление работоспособности.
8. Модульность силовой системы, которая обеспечивает повышенную надежность всего изделия.
9. Необходимый набор защитных функций, исключающий отключение оперативного тока.
10. Наличие журнала событий, с помощью которого можно восстановить картину аварийной ситуации.

Публикуя присланный нашим читателем материал, мы приглашаем всех к дискуссии.

Высказывайте свое мнение по проблеме.

По каким, на ваш взгляд, параметрам следует выбирать шкаф оперативного тока?

Какие требования к ШОТ наиболее актуальны?

Свое мнение присылайте по электронной почте pvi@energyexpert.ru



ЭЛЕКТРОНМАШ
СИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ



Вся продукция ЗАО «Электронмаш» сертифицирована ГОСТ Р

Безупречное включение, гарантированное питание!

Шкаф оперативного тока (ШОТ) «ЕхОп»

предназначен для обеспечения бесперебойного питания постоянным током ответственных потребителей в условиях возможных отключений питающей сети.

Преимущества ШОТ «ЕхОп»:

- компактная конструкция;
- современная элементная база ведущих мировых производителей;
- применение необслуживаемых АБ с долгим сроком службы;
- возможность обеспечения высокой степени резервирования благодаря модульной конструкции ЗУ;
- возможность замены зарядно-выпрямительных модулей без отключения нагрузки («горячая замена»);
- наличие защиты от глубокого разряда батареи;
- термокомпенсация напряжения заряда АБ;
- наличие функции ограничения зарядного тока АБ на заданном уровне;
- наличие системы обогрева для исключения появления конденсата.



Щит постоянного тока (ЩПТ)

применяется для ввода и распределения электроэнергии постоянного тока от аккумуляторной батареи, которая подзаряжается от выпрямительного устройства в нормальном режиме и от резервного выпрямительного устройства при отказе основного выпрямительного устройства. Предназначен для установки во вновь строящихся объектах энергетики и для замены морально и физически устаревшего оборудования, находящегося в эксплуатации.

www.electronmash.ru

194064, Россия, Санкт-Петербург, Тихорецкий пр., д. 14, корп. 1
Тел/факс: +7 (812) 702-12-62.
E-mail: sales@electronmash.ru

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

БОРИСОВ Р.К., генеральный директор ООО «НПФ ЭЛНАП», к.т.н.

Приведены основные методы определения данных о наибольших, но реально возможных уровнях электромагнитных воздействий на энергообъектах.

При определении ЭМО на энергообъекте должны быть получены данные о наибольших, но реально возможных уровнях электромагнитных воздействий в местах расположения вторичного оборудования и систем связи.

Определение ЭМО проводят на вновь строящихся объектах при пусконаладочных работах, при техпереворужении действующих объектов и при эксплуатации энергообъектов (не реже одного раза в 12 лет или внепланово в случаях неправильной работы или повреждении вторичного оборудования из-за воздействия электромагнитных помех). Работы должны выполняться в соответствии с «Методическими указаниями по определению электромагнитной обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях» СО 34.35.311.2004.

Достоверные результаты по ЭМО на энергообъекте могут быть получены лишь при сочетании экспериментальных (натурные эксперименты, имитация электромагнитных воздействий) и расчетных методов.

Провести натурные эксперименты на вновь строящемся энергообъекте невозможно, а на действующем объекте натурные эксперименты не могут воспроизвести все возможные режимы (например, короткие замыкания на шинах РУ или удары молнии). Натурные коммутации силового оборудования, сопровождающиеся измерениями в цепях вторичного оборудования, ограничиваются по условиям работы энергообъекта разовыми экспериментами, как правило, не экстремальными с точки зрения уровней электромагнитных воздействий.

Имитация электромагнитных воздействий позволяет существенно расширить возможности по выявлению наибольших уровней электромагнитных помех. Для пересчета результатов измерений, полученных при имитационных экспериментах, необходимо применять расчетные методы.

Результаты измерений и расчетов уровней электромагнитных воздействий сравниваются с помехоустойчивостью оборудования (ГОСТ Р 61317.6.5-2006), устанавливаемой на энергообъекте. Если уровень электромагнитных воздействий превышает уровень помехоустойчивости для оборудования, то должны быть разработаны мероприятия по снижению уровня электромагнитных воздействий до допустимых значений.

Характерные источники электромагнитных воздействий в нормальных и аварийных режимах, которые могут оказывать влияние на вторичное оборудование:

- напряжения и токи промышленной частоты при коротких замыканиях на землю в распределительных устройствах напряжением выше 1кВ;
- импульсные помехи при коммутациях и коротких замыканиях в распределительных устройствах;
- импульсные помехи при ударах молнии;
- электромагнитные поля радиочастотного диапазона;
- разряды статического электричества;
- магнитные поля промышленной частоты;
- импульсные магнитные поля;
- помехи, связанные с возмущениями в цепях питания АСТУ постоянного и переменного тока.

Дополнительными источниками электромагнитных воздействий, которые могут вызвать сбои в работе вторичного оборудования, является также такое вспомогательное электрооборудование, как мощные преобразователи, сварочные аппараты, осветительные приборы, мощные тяговые механизмы, бытовые электроприборы, электроинструмент и др.

Методика определения ЭМО на энергообъекте включает в себя следующие основные этапы:

- получение исходных данных об энергообъекте для проведения работ;
- экспериментально-расчетное определение ЭМО на объекте;
- определение соответствия между уровнями помехоустойчивости устройств, установленных на объекте, и ЭМО в местах размещения этих устройств, или степени жесткости испытаний на помехоустойчивость устройств, которые будут установлены на объекте.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЙ ТОКОВ КЗ И НАПРЯЖЕНИЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ

При имитации КЗ измеряют напряжение, воздействующее на контрольные кабели и токи, проходящие по кабелям (оболочка, броня, экран). Значения токов и напряжений, полученные в результате имитационных измерений, пересчитывают к реальным значениям тока КЗ. Измерения дополняют расчетами с помощью компьютерной программы.

В качестве исходных данных для расчетов используются полученные путем измерений исполнительная схема ЗУ и

удельное сопротивление грунта, а также значения токов КЗ на землю при однофазном коротком замыкании на землю в сети с эффективно заземленной нейтралью и двойного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью.

Технические средства, используемые для определения токов и напряжений промышленной частоты, воздействующих на контрольные кабели и вторичное оборудование при КЗ на землю, должны обеспечить возможность: составления реальной схемы ЗУ, имитации КЗ на землю и измерения токов и напряжений в условиях действующего энергообъекта. Для проведения измерений при имитации КЗ на землю рекомендуется применять приборы, указанные в «Методических указаниях по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. РД 153-34.0-20.525-00», или приборы, аналогичные по техническим характеристикам.

Программы расчета заземляющих устройств должны моделировать переходные процессы, обусловленные короткими замыканиями на землю, ударами молнии в молниеприемники и коммутациями силового оборудования, в разветвленной 3-мерной схеме заземляющего устройства. В результате расчетов должны быть определены: токи и напряжения в заземляющем устройстве. Рекомендуемая для применения программа OPV-M.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЕЙ ИМПУЛЬСНЫХ ПОМЕХ ПРИ КОММУТАЦИЯХ И КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Высокочастотную составляющую тока короткого замыкания имитируют при помощи генератора высокочастотных импульсов. Для измерений выбирают цепи, где ожидается наибольший уровень помех. Такими цепями являются цепи напряжения и тока, дискретные и другие цепи, для которых входное сопротивление на аппаратуре в нормальном режиме больше 1 кОм (например, разомкнутый контакт).

Результаты измерений помех во вторичных цепях пересчитывают к наибольшему возможному значению высокочастотной составляющей тока КЗ, которое определяется расчетом.

Необходимые данные для проведения расчетов импульсных помех:

- электрическая оперативная схема;

- план расположения оборудования с трассами прокладки кабелей;
- состав и расположение аппаратуры;
- электрические связи аппаратуры с силовым оборудованием;
- удельное сопротивление грунта;
- места заземления цепей напряжения и тока.

Натурные измерения импульсных помех во вторичных цепях при коммутациях силового оборудования используются для тестирования расчетной модели.

Для проведения измерений при коммутациях силового оборудования рекомендуется применять осциллографы с полосой пропускания не менее 10 МГц для объектов с ОРУ и не менее 50 МГц для объектов с КРУЭ, например, осциллограф FLUKE-199. Для проведения имитаций высокочастотных воздействий может применяться измерительный комплекс «ИКП-1» (НПФ ЭЛНАП, МЭИ, Москва). Для проведения расчетов рекомендуется применять программу «Interference».

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЕЙ ИМПУЛЬСНЫХ ПОМЕХ, СВЯЗАННЫХ С ПРОТЕКАНИЕМ ТОКА МОЛНИИ

Уровни импульсных помех от молнии определяются при имитации удара молнии в молниеприемник с помощью генератора импульсных токов и расчетом с помощью компьютерных программ.

Технические средства, используемые для определения воздействия молнии, должны обеспечить: определение схемы растекания тока молнии по устройству молниезащиты; имитацию воздействия аperiodических затухающих импульсных токов и измерение импульсных токов и напряжений при имитации.

Для проведения имитаций может быть рекомендован измерительный комплекс ИК-1, а для расчетов рекомендуется применять программу «Interference» (НПФ ЭЛНАП, МЭИ, Москва).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЕЙ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ И КОНДУКТИВНЫХ ПОМЕХ РАДИОЧАСТОТНОГО ДИАПАЗОНА

Измерения напряженности полей радиочастотного диапазона от 1 до 1000 МГц проводят в местах установки устройств в режиме мониторинга (от внешних источников) и при работе переносных и стационарных радиопере-

Рубрика ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

Ведущий рубрики



Борисов Руслан Константинович

Генеральный директор ООО «НПФ «ЭЛНАП»

В 1971 году окончил Московский энергетический институт (Технический университет), в 1981 году защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук.

Задать вопрос ведущему рубрики

вы можете через редакцию по e-mail:
vorpros@energyexpert.ru
или через форум Интернет-портала
«Энергоэксперт-online»:

www.energyexpert.ru

Прямая ссылка:
<http://energyexpert.ru/forum/viewforum.php?f=12>



Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

дающих станций, которые используются персоналом энергообъекта.

Для измерения напряженности полей в радиочастотном диапазоне от 1 до 1000 МГц обычно используют перестраиваемые селективные высокочастотные вольтметры с соответствующим набором антенн. Для измерений кондуктивных радиочастотного диапазона помех может применяться осциллограф с полосой пропускания не менее 100 МГц, например, FLUKE-199.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЕЙ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ

На действующих энергообъектах проводят измерение напряженности магнитного поля промышленной частоты в нормальном режиме. На вновь строящихся объектах применяют имитацию протекания тока по источникам (например, реактор) магнитных полей. Уровни напряженности магнитных полей при наибольшей нагрузке и при КЗ определяют расчетом.

Для измерения магнитного поля промышленной частоты должны применяться приборы, позволяющие измерять магнитные поля напряженностью

от 0,01 А/м до 1000 А/м. Могут применяться, например, приборы: ТП2-2У, МПМ-2 МЦРМИ ГП «ВНИИФТРИ» (Россия); ПЗ-50 СКБ РИАП (Россия); ЕТМ-1 «Wandel & Goltermann» (Германия). Для расчетов может применяться компьютерная программа «MagPole» (НПФ ЭЛНАП).

РАЗРЯДЫ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

Оценку наибольшего электростатического потенциала тела человека проводят путем непосредственных измерений на энергообъекте или расчетом, с использованием результатов измерений на образце напольного покрытия. При этом измеряют характеристики диэлектрического покрытия пола в помещении, где установлены устройства и оценивают диапазон изменения влажности воздуха в помещении.

Для измерения потенциалов на операторе может применяться статический вольтметр, например С 502. Для измерений удельного поверхностного и объемного сопротивлений изоляционных материалов может применяться тераомметр, например Е6-13.

ПОМЕХИ, СВЯЗАННЫЕ С ВОЗМУЩЕНИЯМИ В ЦЕПЯХ ПИТАНИЯ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Для измерений пульсаций и кондуктивных помех в цепях питания может применяться осциллограф с полосой пропускания не менее 10 МГц. Для длительных измерений могут применяться: осциллограф с полосой пропускания не менее 50 МГц и специальные регистраторы, позволяющие измерять импульсные помехи и сохранять в памяти зарегистрированные значения (например, регистратор событий VR-101S FLUKE).

Для проведения экспериментальных работ составляют рабочую программу. По результатам работы составляют технический отчет и оформляют протоколы результатов измерений и расчетов по всем указанным видам электромагнитных воздействий. В протоколах дается сопоставление возможных уровней воздействий на оборудование с их помехоустойчивостью и заключение о выполнении ЭМС, а также дополнительные рекомендации по ее обеспечению в случае необходимости.

III СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ • 2010

КАВКАЗ-ЭНЕРГО

При поддержке: Правительства Ставропольского края; Министерства промышленности, энергетики, транспорта и связи Ставропольского края; ОАО «МРСК Северного Кавказа»; ГУ «Ставропольский краевой центр энергосбережения»

30 СЕНТЯБРЯ–2 ОКТЯБРЯ
КИСЛОВОДСК

Энергетика

Электротехника

Энергосбережение

Тел.: (863) 240-32-60/62, (87937) 331-79/74
www.rostex-expo.ru, rostextstroy@aaanet.ru

РОСТЭК
ВЫСТАВКИ ЮГА РОССИИ

ВЦ «КАВКАЗ»

ЭНЕРГОЭКСПЕРТ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ПОСРЕДСТВО

КАБЕЛЬ

elec.ru

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ РЫНОК

BusCable.Ru

ЭКОФИЗИКА

Портативная многофункциональная система



ЭКОФИЗИКА является исчерпывающим профессиональным решением практически любых задач измерения динамических процессов.

Прибор обеспечивает:

- ✓ **Режимы анализа электрических и магнитных полей:**
 - специализированные фильтры для гигиенической оценки ЭМП (50 Гц и ее гармоники, 10-30 кГц, 5-2000 Гц, 2-400 кГц);
 - функция селективного вольтметра (до 500 кГц);
 - функция микровольтметра (плотность собственных шумов до 35 нВ/Гц^{1/2});
 - октавный и третьоктавный анализ в диапазоне частот до 100 кГц;
 - 1/12-октавный анализ;
 - узкополосный анализ (БПФ);
- ✓ **Дополнительно:** измерение шума, вибрации, инфра- или ультразвука (до 100 кГц) по 4 каналам (синхронно);
- ✓ **Работа** в режимах прецизионного интегрирующего шумомера (ГОСТ 17187, МЭК 61672-1) и виброметра (ГОСТ ИСО 8041) с **октавно-дробнооктавным анализом** (ГОСТ 17168-82, МЭК 61260);
- ✓ **мониторинговые функции;**
- ✓ **статистический анализ** (измерение и запись таблицы распределения и процентилей);
- ✓ **запись временных реализаций** с возможностью постобработки;
- ✓ **внутренние и внешние триггеры.**

СОВРЕМЕННЫЕ АИИС КУЭ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ЩУРОВ В.М., заведующий лабораторией АРЧМ и АСКУЭ ОАО «НТЦ электроэнергетики»

В связи с открытием в журнале рубрики «Автоматизация учета электроэнергии» коротко остановлюсь на сегодняшнем состоянии дел, существующих (по моему мнению) нерешенных вопросах и направлениях совершенствования и развития данной проблемы.

Для начала хотел бы отметить, что под автоматизацией учета электроэнергии (мощности) понимается направление существенно более широкое, чем автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (мощности) – АИИС КУЭ.

Во-первых, кроме коммерческого учета существует иногда не менее важный технический учет электроэнергии. Без него и его автоматизации невозможно рассчитать балансы электроэнергии на подстанциях, электростанциях и в электрических сетях, определить расход

электроэнергии на элементы и агрегаты собственных нужд электростанций, расход электроэнергии на производство видов продукции и определение других технико-экономических показателей на промышленных предприятиях.

Во-вторых, важное значение как на объектах «большой энергетики» (электростанциях и подстанциях), так и на промышленных предприятиях имеет оперативный контроль мощности, формируемый средствами учета электроэнергии.

Наконец, системы автоматизации учета электроэнергии (мощности) могут выполнять функции (или быть источниками информации) управления нагрузкой (электропотреблением). Кроме того, современные многофункциональные счетчики электроэнергии, являющиеся элементами систем автоматизации учета, измеряют параметры электрической сети в точке присоединения, измеряют

и рассчитывают показатели качества электрической энергии, могут принимать и передавать сигналы телемеханики. Таким образом, для систем автоматизации учета электроэнергии (мощности) функция коммерческого учета очень важная, но далеко не единственная функция.

Теперь о состоянии дел. Начнем с нормативно-технической документации. С выходом Закона о техническом регулировании ПУЭ и РД утратили легитимность и обязательность. Регламенты коммерческого учета электроэнергии не появились, а известные мне проекты регламентов были очень неудачными. Коммерческий учет электроэнергии и его автоматизация на оптовом рынке регламентируются нормативными документами ОАО «АТС» с требованиями, изложенными в знаменитом Приложении 11.1. Все субъекты рынка ими пользуются и выполняют, т.е. положение

НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА РОЗНИЧНОМ РЫНКЕ

PROSOFT®
SYSTEMS

РGR

Предназначен для сбора и передачи данных со счетчиков электрической энергии, тепла, газа, воды, установленных на удаленных, необслуживаемых объектах по GPRS-, GSM- и CDMA-каналам связи, а также – через Internet. Обеспечивает опрос внешних модулей и счетчиков всех основных производителей. Обеспечивает непрерывную работу внутренних часов при отключенном питании, без синхронизации с источником точного времени. Коммуникатор имеет встроенные средства самодиагностики и «сторожевой» таймер.

ПАК «Диспетчер»

Комплектное решение (контроллер + ПО) для организации рабочего места диспетчера эл. подстанции. Не требуется администрирование и обслуживание.

ПК «Энергосфера-РРЭ»

Обеспечивает:

- Опрос УСПД и счетчиков э/э разных типов;
- Расчет технических и коммерческих потерь э/э с помощью сложных многопараметрических формул (редактор формул);
- Графический SCADA-подобный интерфейс визуализации (анимированные мнемосхемы, масштабирование, векторная графика и т. п.);
- Генерация XLS-отчетов по встроенным шаблонам и создание пользовательских шаблонов;
- Автоматический мониторинг и контроль нештатных ситуаций (события на счетчиках, пропадание связи, выход параметра за уставки, выход небаланса за допустимое значение) с оповещением оперативного персонала через АРМы и при помощи SMS-сообщений;
- Обмен данными со смежными ИС в стандартных макетах (XML, АСКП, ФОРД, 63002) и в виде XLS-файлов произвольной структуры, интеграцию с системами телемеханики на уровне УСПД на базе МЭК 870-5-101/104.

ИНЖЕНЕРНАЯ КОМПАНИЯ ООО «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ» 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а.

Тел.: (343) 376-28-20, 356 51 11. Факс: (343) 376-28-30. E-mail: info@prosoftsystems.ru <http://www.prosoftsystems.ru>

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

 **ЭЛЕКТРОЗАВОД**

достаточно благополучное. С розничным рынком все не так. В части учета электроэнергии он живет сам по себе. Положения по учету, изложенные в Правилах функционирования розничных рынков электрической энергии (Постановление Правительства № 530, 2006 г.), фрагментарны, а поручение бывшему Министрству промышленности и энергетики РФ утвердить по согласованию с Федеральной антимонопольной службой правила коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках электрической энергии не выполнено. Правил до сих пор нет. Что касается регламентации технического учета электроэнергии, то на государственном уровне не делается ничего. Возможно, требования найдут отображение в стандартах организаций.

Можно констатировать, что состояние дел с приборами учета электроэнергии – счетчиками и программно-техническими комплексами автоматизации учета электроэнергии – достаточно благополучное. По выполняемым функциям, номенклатуре и техническому уровню счетчики российских производителей в большинстве своем не отстают от зарубежных и доступны для заказчиков. Хорошо себя зарекомендовали и получили широкое распространение счетчики фирмы «Эльстер Метроника», Нижегородского завода им. М.В. Фрунзе, концерна «Энергомера». Существующие программно-технические комплексы (ПТК) автоматизации учета электроэнергии, включающие УСПД, устройства синхронизации времени, средства передачи информации и универсальной вычислительной техники с установленным специализированным программным обеспечением позволяют решать задачи оптового рынка электроэнергии, большинство задач розничных рынков и технологические задачи. Здесь можно назвать получившие широкое распространение ПТК производства «Эльстер Метроника» на базе УСПД серии RTU-325 и программного комплекса «Альфа Центр», ПТК производства фирмы «Системы и технологии» на базе УСПД серии «СИКОН» и программного комплекса «Пирамида», ПТК фирмы «Прософт-Системы» в составе УСПД типа «ЭКОМ-3000» и программно-го комплекса «Энергосфера».

В настоящее время практически все субъекты оптового рынка электроэнергии оснащены действующими системами АИИС КУЭ. Среди них такие

многооточечные территориально распределенные системы, как АИИС КУЭ Росэнергоатома, АИИС КУЭ ФСК ЕЭС. Все действующие АИИС КУЭ субъектов оптового рынка внесены в Государственный реестр средств измерений. На многих предприятиях розничных рынков электроэнергии также функционируют и внедряются АИИС КУЭ, которые создаются, как правило, по техническим условиям, выдаваемым энергосбытовыми организациями. Образцом для технических условий служат уже упомянутые требования ОАО «АТС», но в отсутствие государственных нормативных документов существует многообразие подходов и решений. Отдельно следует упомянуть АИИС КУЭ многоквартирных жилых домов, которые теперь находятся в ведении управляющих компаний ЖКХ. Несмотря на кажущуюся простоту и концентрированность, эти системы достаточно дороги (срок окупаемости более 10 лет) и сложны в эксплуатации.

Теперь о требующих решения проблемах и вопросах, которые хотелось бы осветить и обсудить на страницах журнала в рамках открываемой рубрики. Прежде всего, это АИИС розничных рынков электроэнергии. Думаю, было бы целесообразно разработать рекомендательный документ с типовыми функциями и структурами АИИС коммерческого и технического учета электроэнергии для различных групп потребителей. Конечно, это будут мелкие потребители, так как крупные уже на оптовом рынке. Подобные рекомендации также были бы полезны для подстанций распределительных сетей холдинга МРСК. Установка и использование на этих подстанциях многофункциональных счетчиков для целей учета электроэнергии и измерения параметров электрической сети (ОАО «ФСК ЕЭС» уже приняло такое решение), а также для приема и передачи сигналов телемеханики позволило бы удешевить проведение модернизации подстанций. Отсутствуют проверенные технические и проектные решения по реализации средствами АИИС управления нагрузкой электропотребления.

Требует решений метрологическое обеспечение АИИС КУЭ субъектов розничных рынков. Конечно, можно аттестовать несколько сотен АИИС КУЭ субъектов оптового рынка как единичные средства измерений. Но когда дело коснется десятков тысяч субъектов розничных рын-

Рубрика АВТОМАТИЗАЦИЯ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Ведущий рубрики



Щуров Валерий Михайлович

Заведующий лабораторией АРЧМ и АСКУЭ
ОАО «НТЦ электроэнергетики»

Задать вопрос ведущему рубрики

вы можете через редакцию по e-mail:
vopros@energyexpert.ru
или через форум Интернет-портала
«Энергоэксперт-online»:

www.energyexpert.ru

Прямая ссылка:
<http://energyexpert.ru/forum/viewforum.php?f=12>

ков и подстанций МРСК, то это окажется неразрешимой задачей, да и мероприятие это достаточно дорогое и требует специальной квалификации. А решение есть – аттестовывать системы по типовым проектам. Но об этом Ростехрегулирование стыдливо умалчивает. Нет приемлемых решений по метрологии АИИС КУЭ многоквартирных жилых домов. Представим: АИИС микрорайона, 20000 квартир. Столько же измерительных каналов. По правилам нужно подготовить и утвердить 20000 методик выполнения измерений, произвести поверку 20000 измерительных каналов в действующей системе. Очень трудная и дорогая задача. Вероятно, без ущерба для метрологии можно принять решение о выборочной поверке, скажем, 10 % каналов и для них зарегистрировать методики выполнения измерений. Но это требует решений со стороны Ростехрегулирования.

Что касается АИИС КУЭ субъектов оптового рынка электроэнергии, то думается, существуют проблемы с АИИС КУЭ у гарантирующих поставщиков электроэнергии. Дело в том, что средства и системы учета электроэнергии точек поставки располагаются на не

принадлежащих им электроустановках. А у гарантирующих поставщиков есть только средства приема информации и вычислительная техника. Для больших, многоточечных рассредоточенных АИИС КУЭ субъектов оптового рынка представляется актуальной автоматическая диагностика достоверности собираемой информации, автоматическое (по заранее согласованным алгоритмам) замещение недостоверной или отсутствующей учетной информации.

Если говорить о перспективах, то хотелось бы отметить следующее. Хотя бум в создании АИИС КУЭ, который наблюдался в период становления конкурентного оптового рынка электроэнергии, прошел, актуальность работ в этой области не уменьшилась. В настоящее время в мировой печати и на страницах «Энергоэксперта» обсуждаются вопросы создания интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid). По инициативе ОАО «ФСК ЕЭС» разворачиваются работы по созданию интеллектуальной сети ЕЭС России, которые, ожидается, станут стержнем инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС». Мировой опыт свидетельствует, что важная компонента

интеллектуальной сети – автоматизация на новом техническом и функциональном уровне учета и контроля электроэнергии (мощности) в электрических сетях. Решение таких важных аспектов интеллектуальной сети, как контроль и управление электропотреблением и поддержание баланса электроэнергии и мощности, невозможно без создания инновационных автоматизированных информационно-измерительных систем, по своим функциям и способностям существенно превышающих действующие АИИС КУЭ, ориентированные на только коммерческий учет для оптового рынка, без дальнейшего расширения функций счетчиков электроэнергии. Обеспечение энергосбережения и энергоэффективности также требует развития систем автоматизации учета электроэнергии.

Вышеизложенное не претендует на полноту и однозначность, это только «затравка» для последующих публикаций. Уважаемые коллеги, специалисты АСКУЭшники, приглашаю вас откликнуться! Ваши мнения и высказывания появятся на страницах нашего журнала. Со своей стороны, постараюсь, чтобы рубрика была интересной и полезной.



Компания «Матрица» – завод-производитель оборудования для автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета энергоресурсов (АИИС КУЭ) **Smart IMS.**

Smart IMS – это:

- эффективный инструмент учета и управления потреблением различных энергоресурсов (электроэнергии, газа, воды, тепла)
- возможность интеграции с оборудованием других производителей
- дистанционное управление уличным освещением
- простой и надежный способ снижения потерь электроэнергии
- платформа для организации биллинговых систем
- защита электрооборудования абонентов в случае аварийных ситуаций в сети



Наш адрес: 143980, Московская область,
г. Железнодорожный, ул. Маяковского, д. 16
Тел.: (495) 225-80-92, факс: (495) 522-89-45
Электронная почта: mail@matritca.ru

Ваша матрица преимуществ

www.matritca.ru

Типовая автоматизированная система технического учета электроэнергии крупного предприятия

Один из путей оптимизации энергопотребления – создание информационно-измерительной системы технического учета электроэнергии (АИИС ТУЭ), обеспечивающей повышение контроля и эффективности использования электроэнергии за счет полной, достоверной и своевременной информации о ее потреблении.

Внедрение АИИС ТУЭ часто осложняется необходимостью хранения истории энергопотребления с большой номенклатуры электросчетчиков по всем измеряемым параметрам и с заданными временными интервалами. При этом счетчики могут не поддерживать встроенную функцию ведения архивов.

Кроме того, современная АИИС ТУЭ предприятия должна обеспечивать: сбор разнообразных параметров с множества приборов; высокую скорость формирования отчетов; доступ к данным АИИС ТУЭ для множества пользователей; интеграцию АИИС ТУЭ с другими подсистемами; легкое масштабирование системы за счет подключения новых приборов; ведение базы данных энергопотребления в высокопроизводительной и надежной СУБД.

АИИС ТУЭ от НПФ «КРУГ» полностью отвечает вышеперечисленным требованиям и успешно эксплуатируется на ряде предприятий СНГ.

ПРЕИМУЩЕСТВА АИИС ТУЭ ОТ НПФ «КРУГ»:

- сохранение исторической информации с приборов, без профиля мощности;
- использование единого консолидированного центра сбора, обработки и хранения полной, достоверной информации по всем параметрам энергопотребления без ограничений по времени (доступ к данным в 15-секундных, 3-, 5-, 30-, 60-минутных, суточных срезах и других, по требованию);
- применение гибкой системы отчетов (более 50 видов). Формирование отчетов с индивидуальной структурой и кратностью от трех минут до года;
- готовность к многотарифному учету;
- легкое расширение системы путем подключения дополнительных приборов;
- возможность мониторинга и управления системой через Web-интерфейс;
- встроенная подсистема событий и тревог с дистанционным оповещением о внештатных ситуациях;
- модульность, масштабируемость, интеграция с АСУ, MES, ERP, 1С...

АРХИТЕКТУРА

АИИС ТУЭ для крупного предприятия использует трехуровневую иерархическую архитектуру.

Нижний уровень системы представлен множеством приборов, расположенных таким образом, чтобы контролировать потребление энергии как на отдельно взятых участках, так и всего завода в целом.

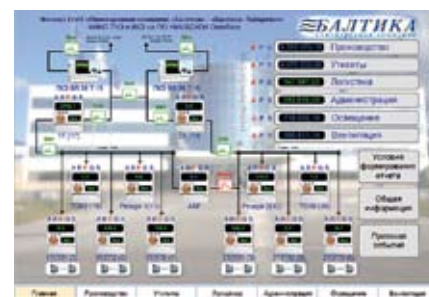
На **среднем уровне** сервер консолидации технологических данных WideTrack™ производит сбор, обработку и сохранение информации с точек учета в базу данных предприятия. WideTrack обрабатывает до 100 000 тегов в секунду и производит предварительные расчеты, уменьшая объем передаваемой информации. «Прозрачный» доступ WideTrack к приборам обеспечивают OPC-серверы, преобразующие внутренний протокол к стандарту OPC. Применение OPC-технологии обеспечивает гибкость в использовании технических средств и позволяет добавлять новые устройства (счетчики продукции, тепло-, газосчетчики и т.д.).

Верхний уровень системы представляет собой АРМ оператора – диспетчерский пункт на основе HMI/SCADA DataRate™. DataRate забирает консолидированную WideTrack информацию из БД и представляет ее на экране в виде мнемосхем, трендов, отчетов.

АИИС ТУЭ от НПФ «КРУГ» позволяет отслеживать параметры энергопотребления как по всей системе в целом, так и получать детальную информацию по любому из приборов. Встроенная подсистема событий и тревог осуществляет автоматический мониторинг энергопотребления, состояния приборов

и каналов связи. Звуковая/световая сигнализация помогает предупредить отклонения. Все события заносятся в журнал истории, важные оповещения рассылаются по e-mail или в виде sms.

Система обеспечивает быстрое формирование отчетов произвольной сложности и глубины. Например, в проекте АИИС ТУЭ для предприятия «Балтика – Хабаровск» поддерживается более 50 отчетов с возможностью их гибких настроек.



ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ:

- увеличение достоверности данных учета исключает случаи необоснованного завышения показаний электропотребления;
- контроль показателей качества электроэнергии минимизирует платежи в случае выявления низкого качества поставляемой электроэнергии;
- мониторинг активной и реактивной энергии позволяет контролировать величину потерь и проводить организационно-технические мероприятия, направленные на их снижение;
- получение информации об энергопотреблении оборудования во время всего технологического процесса способствует выявлению неэффективного использования энергии;
- увеличение КПД техпроцессов за счет оптимизации интервалов и режимов задействованного в производстве оборудования;
- накопление статистических данных и удобный механизм их анализа (возможна интеграция со специализированным ПО) обеспечивает точное планирование энергопотребления.



НПФ «КРУГ»

440028, Россия, г. Пенза, ул. Титова, 1

Тел.: (8412) 499-775 (многоканальный), 483-480, 499-414, 556-497

Факс: (8412) 556-496 • E-mail: krug@krug2000.ru • www.krug2000.ru

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

НАЗАРЫЧЕВ А.Н., д.т.н., профессор, ИГЭУ

ТАДЖИБАЕВ А.И., д.т.н., профессор, ПЭИПК

САВЕЛЬЕВ В.А. д.т.н., профессор, ИГЭУ

АНДРЕЕВ Д.А., к.т.н., ОАО «Зарубежэнергопроект»

Анализ старения электрооборудования (ЭО) систем энергетики показывает, что степень износа основных фондов в среднем составляет 48,5 %, при этом оборудования подстанций – 70 %, зданий и сооружений – 37,8 %, воздушных линий электропередачи – 40 %. В этих условиях задача поддержания на требуемом уровне показателей безотказности и долговечности ЭО становится более острой.

Для этих целей требуется тщательное планирование мероприятий по управлению техническим состоянием (ТС) ЭО прежде всего с помощью оптимизации процесса ремонтной деятельности.

Проведенный анализ эксплуатационной надежности показал, что основной причиной отказов наряду с климатическими воздействиями и дефектами при монтаже

и транспортировке является износ оборудования, доля которого в общем количестве отказов, сопровождающихся экономическим ущербом, непрерывно растет. В настоящее время износ основных производственных фондов в электроэнергетике составляет более 50 %, и тенденция роста пока еще полностью не преодолена. Следовательно, надежность электроэнергетических

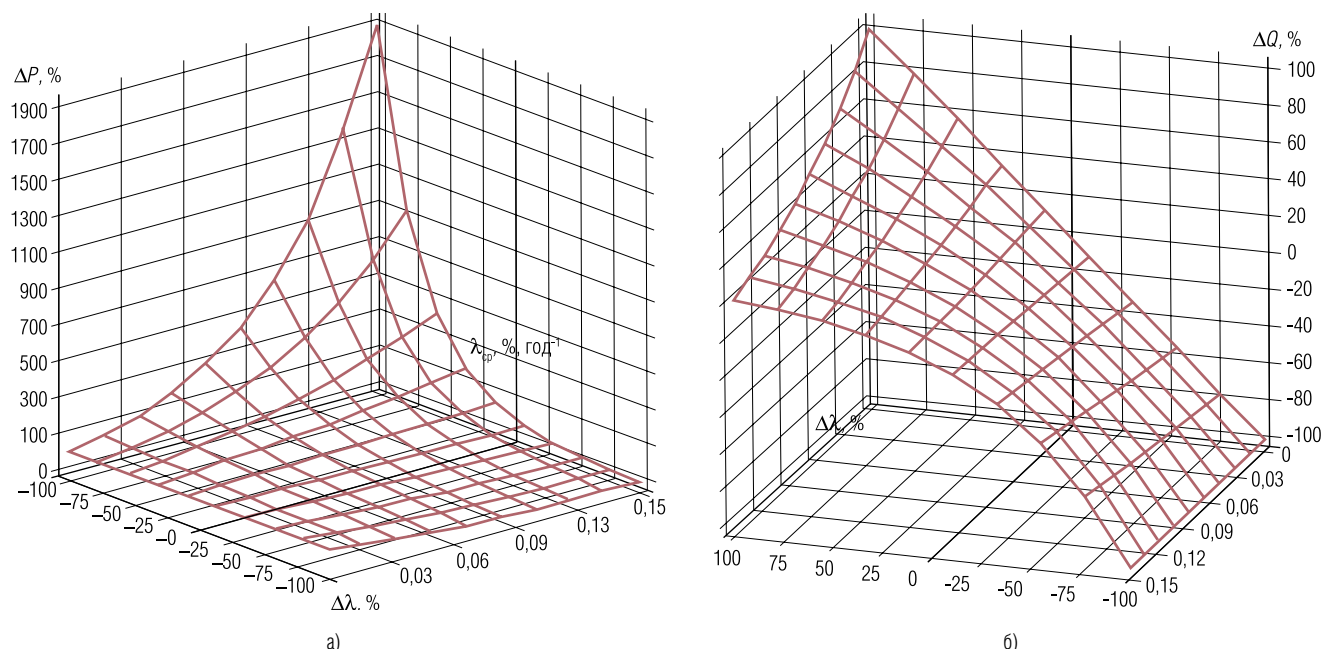


Рис. 1. Зависимости отклонения вероятности (а) безотказной работы ΔP (%), (б) – отказа ΔQ (%) ЭО от базовой интенсивности отказов $\lambda_{ср}$ и отклонения $\Delta \lambda_m$ (%) от $\lambda_{ср}$. Из анализа статистики и литературных источников установлено, что значения величины $\Delta \lambda_m$ могут достигать 90–95 % от среднего значения для ЭО различных типов и классов напряжения

объектов в ближайшее время будет определяться надежностью и ТС действующего оборудования.

Снижение надежности ЭО связано с процессами старения, условиями и режимами работы. Современная нормативно-техническая документация вводит ограничения на параметры условий и режимов работы ЭО, а также на продолжительность его работы в том или ином режиме. Все ограничения, как правило, исходят из ограничения температуры отдельных сборочных единиц, что является недостаточным для достоверной оценки показателей надежности.

Проведенная оценка точности и достоверности определения показателей надежности ЭО (рис. 1) выявила необходимость уточнения показателей безотказности, полученных на основе статистических данных о повреждаемости ЭО. Установлено, что отсутствие учета воздействия эксплуатационных факторов, реальных режимов и условий работы при определении интенсивности отказов конкретного ЭО приводит к существенному снижению точности и достоверности результатов [1].

Существующая система ППР в энергетике не совершенна и не адекватна современным условиям, имеет существенные недостатки и объективно не может обеспечивать надежность ЭО при возрастающих темпах его износа [2]. Анализ существующих и активно развивающихся методов и средств диагностики ЭО показывает, что их современный уровень и перспективы развития открывают реальные возможности применения стратегии технического обслуживания и ремонта (ТОиР) по ТС. Наибольший эффект от использования такой системы достигается при эксплуатации сложного оборудования, ремонт которого связан с большими затратами, а отказ вызывает значительный ущерб. Основным принципом системы ТОиР по ТС является индивидуальное наблюдение за диагностическими параметрами, характеризующими фактическое состояние ЭО в процессе эксплуатации. Такая система ТОиР представляет собой совокупность правил, обеспечивающих заданное

управление эксплуатацией ЭО на основе контроля его уровня надежности и ТС.

Вопросы управления ТС и надежностью ЭО тесно связаны с применяемой системой ТОиР. Основные задачи ТОиР ЭО по ТС представлены на рис. 2. Выбор рациональной системы ТОиР ЭО представляет собой комплексную проблему, которая основывается на теории надежности, физических процессах старения и восстановления. Задача системы ТОиР заключается в том, что по истечении определенной наработки в момент, предшествующий отказу, проводят профилактические ремонты. Чем меньше время между моментами ожидаемого отказа и выполнением профилактического ремонта, тем эффективнее стратегия ТОиР.

Управление ТС и надежностью ЭО включает в себя широкий комплекс задач: организацию диагностирования ЭО; оценку и прогнозирование показателей эксплуатационной надежности ЭО; оптимизацию сроков и объема проведения ТОиР; выбор рациональной стратегии ТОиР; выбор стратегии управления процессом эксплуатации ЭО; планирование ТОиР ЭО по ТС; определения предельного времени эксплуатации ЭО, очередности реконструкции и технического перевооружения энергообъектов, – решение которых позволит повысить эффективность процесса эксплуатации ЭО. При эксплуатации ЭО основными показателями, характеризующими его надежность, являются безотказность и долговечность, так как, воздействуя именно на них, можно управлять его ТС [1]. Правильный анализ и достоверная оценка этих показателей позволяют обосновать организацию системы ТОиР, а также управлять режимами на основе оценки и контроля надежности ЭО.

Проведенный анализ статистических данных о повреждаемости ЭО, а также обобщение результатов исследований, приведенных в научной литературе, позволили разработать следующую общую математическую модель определения фактического сработавшего ресурса R^* (в относительных единицах – о.е.), как основ-

Рубрика ДИАГНОСТИКА И РЕМОНТЫ

Ведущий рубрики



Назарычев Александр Николаевич

Заведующий кафедрой
«Электрические станции, подстанции
и диагностика электрооборудования»
ГОУ ВПО Ивановский государственный
энергетический университет (ИГЭУ),
доктор технических наук, профессор.

В 1983 году с отличием окончил
электроэнергетический факультет ИГЭУ
по специальности «Электрические станции».
В 1991 году защитил кандидатскую,
а в 2005 году докторскую диссертацию.
Заслуженный работник ЕЭС РФ.

Задать вопрос ведущему рубрики

вы можете через редакцию по e-mail:
vopros@energyexpert.ru
или через форум Интернет-портала
«Энергоэксперт-online»:

www.energyexpert.ru

Прямая ссылка:
<http://energyexpert.ru/forum/viewforum.php?f=13>

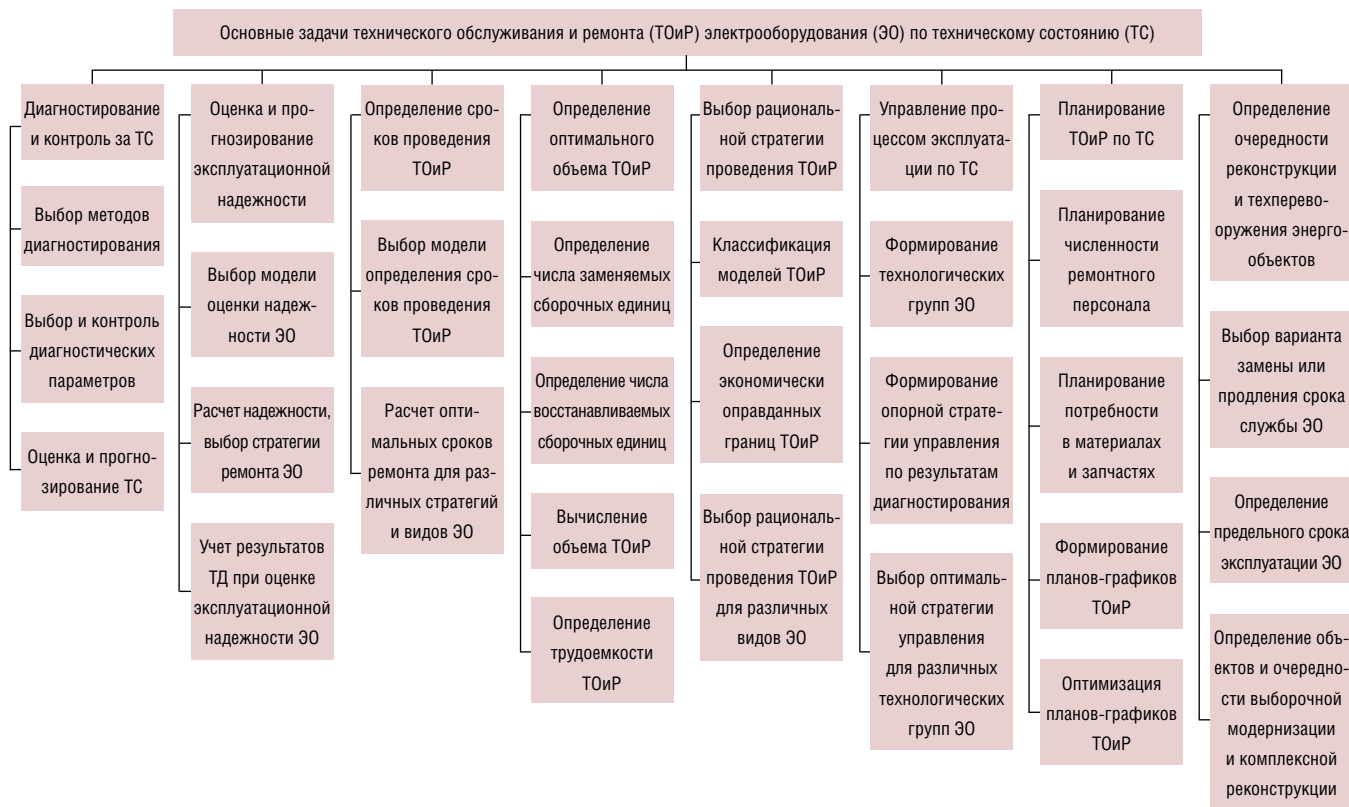


Рис. 2. Основные задачи технического обслуживания и ремонта ЭО по ТС

ного показателя долговечности, для ЭО различных типов и классов напряжения [2]:

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} \exp(\alpha) dr^* - R_j^* \right), \quad (1)$$

$$\text{где } \alpha = \sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T}^* - 1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_3=1}^{N_3} \frac{(X_{i_3}^* - 1)}{\Delta X_{i_3}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M}^* - 1)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X}^* - 1)}{\Delta X_{i_X}^*},$$

R_0^* – нормативный ресурс, $R_0^*=1$ о.е.; $i_T=1...N_T$, $i_3=1...N_3$, $i_M=1...N_M$, $i_X=1...N_X$ – количество тепловых, электрических, механических и химических эксплуатационных факторов; $X_{i_T}^*$, $X_{i_3}^*$, $X_{i_M}^*$, $X_{i_X}^*$ – величины i_T -го, i_3 -го, i_M -го, i_X -го эксплуатационных факторов, о.е.; $\Delta X_{i_T}^*$, $\Delta X_{i_3}^*$, $\Delta X_{i_M}^*$, $\Delta X_{i_X}^*$ – относительное (отнесенное к нормативному значению соответствующего эксплуатационного фактора) отклонение i_T -го, i_3 -го, i_M -го, i_X -го теплового, электрического, механического, химического факторов, о.е.; R_j^* – фактический сработанный ресурс на j -м интервале наработки в нормативных условиях эксплуатации, о.е.; $j=1...K$ – количество интервалов наработки объемом R_j^* .

По выражению (1) величина R^* рассчитывается за наработку в объеме R_0^* , причем

$$\sum_{j=1}^K R_j^* \leq R_0^*.$$

Если требуется рассчитать фактический ресурс за наработку r^* , отличную от наработки в объеме нормативного ресурса R_0^* , то в выражении (1) необходимо принять $R_0^*=r^*$, тогда

$$\sum_{j=1}^K R_j^* \leq r^*.$$

Нормативный остаточный ресурс определяется как $R_{0,ост}^* = 1 - R^*$, а фактический остаточный ресурс $R_{ост}^*$ корректируется с учетом дальнейших условий эксплуатации и определяется по выражению:

$$R_{ост}^* = R_{0,ост}^* - \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} \exp(\alpha) dr^* - R_j^* \right). \quad (2)$$

Выражения (1) и (2) являются общими и справедливы для любых функций изменения эксплуатационных факторов на отрезке наработки R_j^* . Далее для упрощения математических выражений запишем функцию $X_j^*(r^*)$ как X_j^* , но при этом будем считать данный эксплуатационный фактор X_j^* функцией наработки r^* , если не оговорено иное. Если в выражение (2) подставить требуемое значение остаточного ресурса $R_{0,ост}^* = R_{ост,тр}^*$ и $R_{ост}^* = R_{0,ост}^*$ и, изменяя значения эксплуатационных факторов X_j^* добиться выполнения тождества (2), то полученная при этом совокупность эксплуатационных факторов $\{X_j^*\}$ будет характеризовать требуемый режим работы ЭО.

Наиболее общее выражение для определения вероятности безотказной работы при воздействии совокупности эксплуатационных факторов $\{X_j\}$ в зависимости от наработки r имеет вид:

$$P_{\{X_j\}}(r) = e^{-\int_0^r \lambda_0 dr}, \quad (3)$$

где λ_0 – нормативная интенсивность отказов, 1/ед. нар.; $R=R^* \cdot R_0^*$ – фактический сработанный ресурс, ед. нар.

В случае применения экспоненциального закона распределения ($\lambda_0=\text{const}$) при постоянных эксплуатационных факторах выражение (4) запишется в виде:

$$P_{\{X_i\}}(r) = \exp\left(-\lambda_0 \left(r + \sum_{j=1}^K R_j (e^{\alpha} - 1)\right)\right). \quad (5)$$

В работе также получены выражения для экспоненциального закона распределения при условии, если $\lambda_0 = 1/R_0$. При этом вероятность отказа во всех случаях определяется по выражению:

$$Q\{X_i\}(r) = 1 - P\{X_i\}(r). \quad (6)$$

Также разработана математическая модель оценки показателей безотказности ЭО на заданном интервале наработки Δr . Общие выражения для определения вероятностей безотказной работы и отказа имеют вид:

$$P_{\{X_i\}}(r, r + \Delta r) = \frac{P_{\{X_i\}}(r + \Delta r)}{P_{\{X_i\}}(r)}, \quad (7)$$

$$Q_{\{X_i\}}(r, r + \Delta r) = Q_{\{X_i\}}(r + \Delta r) - Q_{\{X_i\}}(r), \quad (8)$$

где $P\{X_i\}(r, r + \Delta r)$, $Q\{X_i\}(r, r + \Delta r)$ – фактические вероятности безотказной работы и отказа на интервале наработки Δr ; $P\{X_i\}(r)$, $Q\{X_i\}(r)$ – фактические вероятности безотказной работы и отказа на интервале наработки $(0, r)$; $P\{X_i\}(r + \Delta r)$, $Q\{X_i\}(r + \Delta r)$ – фактические вероятности безотказной работы и отказа на интервале наработки $(r + \Delta r)$.

С учетом известных значений эксплуатационных факторов X_i на заданном интервале наработки Δr выражения (7, 8) примут вид:

$$P_{\{X_i\}}(r, r + \Delta r) = \exp\left(\int_{r_0}^{\beta} -\lambda_0 dr\right) \quad (9)$$

$$\text{где } \beta = r_0 + \Delta r + \sum_{j=K+1}^{K_2} \left(\int_0^{R_j} e^{\alpha} dr - R_j \right)$$

$$Q_{\{X_i\}}(r, r + \Delta r) = \exp\left(-\int_0^{r_0} \lambda_0 dr\right) \cdot [1 - P_{\{X_i\}}(r, r + \Delta r)], \quad (10)$$

где r_0 – фактический сработанный ресурс к началу интервала Δr .

В случае применения экспоненциального закона распределения ($\lambda_0 = \text{const}$) при постоянных эксплуатационных факторах выражение (9) запишется в виде:

$$P_{\{X_i\}}(\Delta r) = \exp\left(-\lambda_0 \left(\Delta r + \sum_{j=K+1}^{K_2} R_j (e^{\alpha} - 1)\right)\right) \quad (11)$$

Вероятность отказа $Q\{X_i\}(r, r + \Delta r)$ при экспоненциальном законе распределения при постоянных и непостоянных значениях эксплуатационных факторов X_i имеет вид:

$$Q_{\{X_i\}}(r, r + \Delta r) = \exp(-\lambda_0 r_0) \cdot [1 - P_{\{X_i\}}(r, r + \Delta r)]. \quad (12)$$

Подставив в формулы (9)–(12) вместо r_0 нормативный ресурс R_0 , скорректированный с учетом воздействия эксплуатационных факторов и обозначенный как $R_{0\phi}$, получим выражения для определения фактических значений вероятности отказа и безотказной работы на интервале наработки Δr при сверхнормативной эксплуатации ЭО.

На основании теоретических положений и общих математических моделей по оценке технического ресурса и показателей безотказности выводятся частные расчетные выражения для различных типов ЭО: высоко-

вольтных выключателей, асинхронных электродвигателей, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, а также токоведущих частей (включая силовые кабели). Рассмотрим примеры разработанных частных расчетных выражений для определения фактического сработанного и остаточного ресурса, а также вероятностей безотказной работы и отказа для некоторых видов ЭО при использовании экспоненциального закона распределения.

Фактический сработанный и остаточный ресурс высоковольтных выключателей:

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\frac{X_j^*-1}{\Delta X_j^*}} dr^* - R_j^* \right); \quad (13)$$

$$R_{\text{ост}}^* = R_{0,\text{ост}}^* - \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\frac{X_j^*-1}{\Delta X_j^*}} dr^* - R_j^* \right), \quad (14)$$

где X_i^* – относительное значение эксплуатационного фактора, учитывающего воздействие коммутируемого выключателем тока I ; ΔX_i^* – относительное отклонение фактора X_i^* .

Фактический сработанный и остаточный ресурс силовых трансформаторов:

$$R^* = r_H^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\frac{\vartheta^*-1}{\Delta\vartheta^*}} dr^* - R_j^* \right); \quad (15)$$

$$R_{\text{ост}}^* = R_{0,\text{ост}}^* - \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\frac{\vartheta^*-1}{\Delta\vartheta^*}} dr^* - R_j^* \right), \quad (16)$$

где $\vartheta^* = \vartheta/\vartheta_0$; $\Delta\vartheta^* = \Delta\vartheta/\Delta\vartheta_0$; ϑ – температура наиболее нагретой точки; ϑ_0 – нормативная температура наиболее нагретой точки.

Фактический сработанный и остаточный ресурс силовых трансформаторов в установившемся режиме работы (постоянные значения эксплуатационных факторов на интервале наработки R_j^*):

$$R^* = r_H^* + \sum_{j=1}^K R_j^* (A_1 - 1); \quad (17)$$

$$R_{\text{ост}}^* = R_{0,\text{ост}}^* - \sum_{j=1}^K R_j^* (A_1 - 1), \quad (18)$$

$$A_1 = e^{\mu}, \quad (19)$$

$$\text{где } \mu = \frac{1}{\vartheta_0} \left[\vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{нтт.ном}} (S^*)^y \right] - 1, \quad \Delta\vartheta^*$$

величина A_1 определяется по выражению (19); $\vartheta_{\text{охл}}$ – температура охлаждающей среды; $\Delta\vartheta_{\text{м.ном}}$ – номинальное превышение температуры масла над температурой окружающей среды; S^* – относительная нагрузка трансформатора, равная отношению $S/S_{\text{ном}}$, где S – фактическая нагрузка трансформатора, $S_{\text{ном}}$ – номинальная нагрузка трансформатора; $d = \Delta P_{\kappa}/\Delta P_{\text{хх}}$ – отношение потерь короткого замыкания ΔP_{κ} к потерям холостого хода $\Delta P_{\text{хх}}$ (если неизвестно, то можно принять $d=5$); $x=0,9$ – для трансформаторов с системой охлаждения типа М и Д; $x=1,0$ – для трансформаторов с системой охлаждения

типа ДЦ и Ц; $\Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}$ – номинальное превышение температуры ННТ над температурой масла; $y=1,6$ – для трансформаторов с системой охлаждения типа М и Д; $y=1,8$ – для трансформаторов с системой охлаждения типа ДЦ и Ц.

Фактический сработанный и остаточный ресурс асинхронных электродвигателей:

$$R^* = r_H^* + \sum_{j=1}^K R_j^* (A_2 - 1); \quad (20)$$

$$R_{\text{ост}}^* = R_{0,\text{ост}}^* - \sum_{j=1}^K R_j^* (A_2 - 1); \quad (21)$$

$$A_2 = e^{\psi}, \quad (22)$$

$$\text{где } \psi = \frac{1}{\Delta\vartheta^*} \left[\vartheta_{\text{охл}} + \frac{\Delta P T_d}{C} \right] - 1,$$

величина A_2 определяется по выражению (22); ΔP – мощность потерь в электродвигателе; C – полная теплоемкость электродвигателя; T_d – тепловая постоянная времени.

Фактический сработанный и остаточный ресурс асинхронных электродвигателей в пусковых режимах:

$$R = r_H + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j} A_3 dr - R_j \right); \quad (23)$$

$$R_{\text{ост}} = R_{0,\text{ост}} - \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j} A_3 dr - R_j \right); \quad (24)$$

$$A_3 = e^{\varphi}, \quad (25)$$

$$\text{где } \varphi = \frac{1}{\Delta\vartheta^*} \left[\vartheta_{\text{охл}} + \frac{r}{N} \left(\frac{4k_i I_{\text{фн}}}{\pi d^2 n_{\text{пр}} a} \right)^2 \right] - 1;$$

величина A_3 определяется по выражению (25); k_i – кратность тока по отношению к номинальному; где $I_{\text{фн}}$ – номинальный ток фазы; d – диаметр проводников в пазу; a – число параллельных ветвей в фазе; $n_{\text{пр}}$ – число проводников в пазу; N – расчетный коэффициент.

Вероятность безотказной работы высоковольтных выключателей:

$$P_{\{X_j\}}(r) = \exp \left(-\lambda_0 \left(r + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j} e^{\frac{X_j-1}{\Delta\vartheta^*}} dr - R_j \right) \right) \right). \quad (26)$$

Вероятность безотказной работы силовых трансформаторов:

$$P_{\{X_j\}}(r) = \exp \left(-\lambda_0 \left(r + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j} e^{\frac{\vartheta^*-1}{\Delta\vartheta^*}} dr - R_j \right) \right) \right). \quad (27)$$

Вероятность безотказной работы силовых трансформаторов в установившихся режимах:

$$P_{\{X_j\}}(r) = \exp \left(-\lambda_0 \left(r + \sum_{j=1}^K R_j (A_1 - 1) \right) \right). \quad (28)$$

Вероятность безотказной работы асинхронных электродвигателей:

$$P_{\{X_j\}}(r) = \exp \left(-\lambda_0 \left(r + \sum_{j=1}^K R_j (A_2 - 1) \right) \right). \quad (29)$$

Вероятность безотказной работы асинхронных электродвигателей в пусковых режимах:

$$P_{\{X_j\}}(r) = \exp \left(-\lambda_0 \left(r + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j} A_3 dr - R_j \right) \right) \right). \quad (30)$$

Вероятности отказа высоковольтных выключателей, силовых трансформаторов и асинхронных электродвигателей определяется по выражению (6). Кроме модели оценки показателей безотказности рассматриваемых типов ЭО в любой момент наработки r (формулы (26)–(30)) в исследовании разработаны модели оценки показателей безотказности на заданном интервале наработки Δt .

По полученным выше выражениям проведены расчеты численных значений технического ресурса, а также расчеты вероятностей безотказной работы и отказа с учетом воздействия эксплуатационных факторов по реальным данным эксплуатации, полученным на различных энергообъектах.

Расчеты включали в себя определение численных значений фактического сработанного и остаточного ресурса на основании ретроспективных данных об условиях эксплуатации, а также построение кривых вероятностей безотказной работы и отказа для определения численных значений вероятностей, как на заданном интервале наработки, так и в любой момент эксплуатации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенные в работе исследования можно рассматривать как комплексное решение проблемы по управлению и воздействию на техническое состояние электрооборудования.

Решенные задачи имеют существенное значение для перехода к системе ТОиР ЭО по ТС, а также управления процессом его эксплуатации в зависимости от полученных значений показателей надежности при воздействии различных эксплуатационных факторов.

В работе предложен подход обеспечения надежности ЭО объектов энергетики путем совершенствования системы ТОиР и процесса эксплуатации на основе учета фактического ТС оборудования, определяемого средствами диагностирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2005. – 224 с.
2. Назарычев А.Н., Таджибаев А.И., Андреев Д.А. Совершенствование системы проведения ремонтов электрооборудования электростанций и подстанций. – СПб.: ПЭИПК, 2004. – 64 с.
3. Назарычев А.Н. Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 168 с.
4. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Методика планирования объема профилактических мероприятий электрооборудования // Вестник ИГЭУ. – 2003. – № 2 – С. 68–74.



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Всероссийская научно-практическая конференция

«СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕАЛИЗАЦИИ ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ В ТЭК»

Учредитель конференции: Министерство энергетики РФ
г. Москва, ВВЦ, павильон «Электрификация», 20-21 апреля 2010 г.

Круг вопросов для обсуждения:

- повышение инновационной активности и эффективности предприятий на основе совершенствования системы менеджмента
- обеспечение надежности и безопасности на основе системы управления активами
- совершенствование инновационной деятельности на предприятиях ТЭК
- IT – обеспечение разработки и функционирования систем менеджмента
- международный и российский опыт внедрения систем менеджмента на предприятиях ТЭК
- международные стандарты по энергетическому и инновационному менеджменту
- совершенствование нормативно-технической и правовой базы в сфере повышения энергоэффективности и инновационной активности

**Оргкомитет конференции с большим вниманием рассмотрит
Ваши предложения по программе конференции**

В конференции примут участие:

представители профильных министерств и ведомств, общественных организаций,
предприятий топливно-энергетического комплекса, консалтинговых
и инжиниринговых компаний, экспертного и научного сообщества

Генеральный
информационный спонсор



Информационный спонсор
РИА «Стандарты и качество»



Организатор:
Институт комплексных исследований в энергетике:
тел./факс: (495) 964-01-64, 963-17-55
e-mail: Makarova_i@ikien.ru, Ld_orit@ikien.ru, www.ikien.ru



положенные в 30 км от Cazenga, отбирают около 180 МВт мощности для питания пригородов столицы. Состояние энергосистемы характеризовалось перегрузкой линий реактивной мощностью, пониженным и нестабильным уровнем напряжения в сети и частыми, практически ежедневными, отключениями потребителей.

Г.Н. Александров предложил для нормализации режимов работы линий 220 кВ и повышения их пропускной способности установить на шинах 60 кВ всех трех подстанций конденсаторные батареи (3х10 Мвар на ПС Самата и по 6х10 Мвар на ПС Viana и Cazenga), а также на шинах 220 кВ двух первых подстанций – управляемые шунтирующие реакторы трансформаторного типа. Руководство компании ENE-E.P. приняло эти предложения и решило финансировать проект, получивший название CSRT (Controlled Shunt Reactor of Transformer type). Для его реализации был образован международный консорциум, включающий три компании со следующим распределением работ: ОАО «Запорожтрансформатор» (Украина) – изготовление и поставка электромагнитной части (ЭМЧ) УШРТ, АО Ансальдо-ВЭИ (Россия) – изготовление и поставка регулятора УШРТ, проведение комплексных приемосдаточных испытаний всего оборудова-

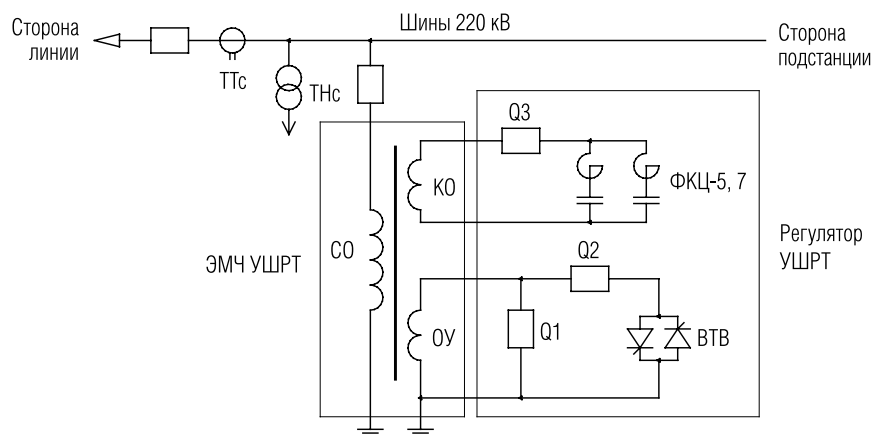


Рис. 2. Однолинейная схема УШРТ

ния и оптимизация режимов работы энергосистемы, Odebrecht (Бразилия) – поставка конденсаторных батарей, рабочее проектирование и монтаж всего комплекса оборудования. В декабре 2007 г. были подписаны соответствующие контракты с ENE-E.P., и проект стартовал.

УШРТ – СХЕМА И ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа УШРТ [1, 2], объединяет в себе понижающий трансформатор и управляемый тиристорами реактор обычного СТК. УШРТ имеет следующие преимущества перед традиционными сетевыми СТК:

- возможность исполнения на любой требуемый класс напряжения;
- снижение габаритов, стоимости и потерь в СТК в целом;
- высокая надежность схемы, так как режим КЗ для УШРТ является номинальным.

Схема УШРТ для рассматриваемого проекта приведена на рис. 2. Она состоит из ЭМЧ и регулятора УШРТ. Обмотка высокого напряжения ЭМЧ (сетевая – СО) подключается к шинам 220 кВ подстанции. Вторичная обмотка управления (ОУ) имеет 100 % магнитную связь с СО, и ток в ней, а значит, и в обмотке СО, регулируется путем изменения угла зажигания тиристорного венти-



Рис. 3. Отсеки контейнера: управление, вентиль, КРУ



Рис. 4. Общий вид регулятора УШРТ на ПС Самара



Рис. 5. УШРТ на ПС Самара

ля (ВТВ), включенного параллельно ОУ.

Для компенсации токов высших гармоник, генерируемых в ОУ при регулировании, в УШРТ предусмотрена третья, компенсационная обмотка (КО), к которой подключаются ФКЦ малой мощности. При отказе тиристорного вентиля обмотка ОУ может быть шунтирована специальным выключателем Q1, реализуя ступенчатое управление реактивной мощностью УШРТ.

УШРТ имеет следующие основные параметры:

- номинальная мощность сетевой обмотки при номинальном напряжении и полностью открытых тиристорах – 60 Мвар;
- номинальное напряжение обмотки СО (линейное) – 230 кВ;
- наибольшее длительное напряжение СО (линейное) – 245 кВ;

- наибольшее длительное напряжение обмоток ОУ (фазное) и КО (линейное) – 12 кВ;
- номинальный ток тиристорного вентиля – 1900 А;
- генерируемая реактивная мощность ФКЦ – 2,5 Мвар;
- активные потери при номинальной мощности, не более – 560 кВт.

РЕГУЛЯТОР УШРТ

Оборудование регулятора УШРТ, изготовленного АО Ансальдо-ВЭИ в сотрудничестве с Ansaldo Sistemi Industriali, в основном размещено в контейнере размером 12 x 2,3 x 3,6 м. В отсеках контейнера смонтированы две ячейки КРУ-18 кВ Q1 и Q2, трехфазный тиристорный вентиль с системой жидкостного охлаждения и система управления УШРТ (рис. 3).

На рис. 4 приведена фотография общего вида регулятора УШРТ. Агре-

гат воздушного охлаждения и вводы напряжения 12 кВ от ОУ размещены на крыше контейнера. Маломощные фильтры установлены на открытой площадке рядом с контейнером, выключатель Q3 с двумя разъединителями размещен в отдельном небольшом контейнере.

Наибольшие изменения по сравнению со стандартными СТК производства АО Ансальдо-ВЭИ претерпел тиристорный вентиль. В данном проекте были использованы фототиристоры типа T1503N производства компании Еурес с параметрами: напряжение – 8 кВ, ток – 2500 А. Управляемые непосредственно световым сигналом фототиристоры не требуют никакого питания на высоком потенциале и могут быть включены в любой требуемый момент независимо от величины приложенного напряжения. Тем самым обеспечивается возможность включения вентиля в «диодном» режиме (т.е. реализации максимальной индуктивности реактора) на первой полуволне восстанавливающегося напряжения при включении линии на холостой ход и, соответственно, выполнение СТК функций обычного шунтирующего реактора, что было теоретически обосновано и промоделировано 20 лет назад [3, 4] и подтверждено в [5]. Помимо светового управления фототиристоры имеют встроенную BOD защиту от перенапряжений и, по сравнению с обычными тиристорами, большую стойкость к du/dt и di/dt , что определяет более высокую надежность такого тиристорного вентиля в целом.

Рассматриваемый тиристорный вентиль состоит из трех установленных друг над другом тиристорных модулей, каждый из которых содержит 8 последовательно соединенных тиристорных ячеек (рис. 3). Использование фототириستоров потребовало разработки специального шкафа светового управления, содержащего 48 импульсных полупроводниковых лазеров, выходы которых соединены с управляющими фотоэлементами тириستоров посредством стеклянных световодов с малым декрементом затухания света. Также вентиль оборудован устройствами индивидуального контроля работы тиристоров.

Система управления (СУ) регулятора УШРТ реализована на основе

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

ЭЛЕКТРОЗАВОД

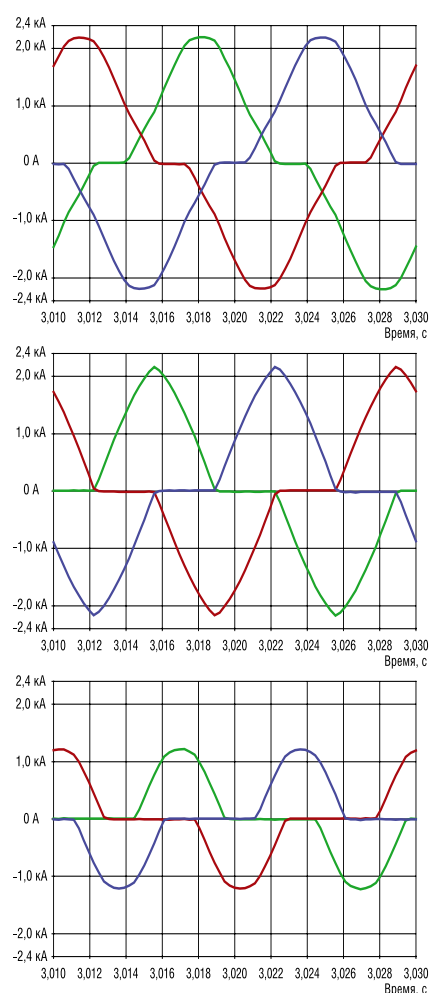


Рис. 6. Осциллограммы токов трех фаз обмотки управления при углах 15, 30 и 45 градусов

СУ СТК производства Ансальдо-ВЭИ стандартной конфигурации [6], но имеет и некоторые специфические отличия. Так, в ней реализована связь по волоконно-оптическим световодам со шкафом лазеров, а также она снабжена системой удаленного доступа через Интернет в целях обеспечения контроля за работой УШРТ из Москвы.

ПОСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВО И МОНТАЖ

Основное оборудование УШРТ было изготовлено и испытано в 2008 г. и в декабре отправлено в Анголу морским транспортом. Подстанция Самата начала строиться в феврале 2009 г. и уже в июле была включена в эксплуатацию. Монтаж оборудования двух УШРТ, 15 КБ и соответствующих вводных ячеек ОРУ 220 кВ и 60 кВ начался в июле и был закончен в октябре 2009 г.

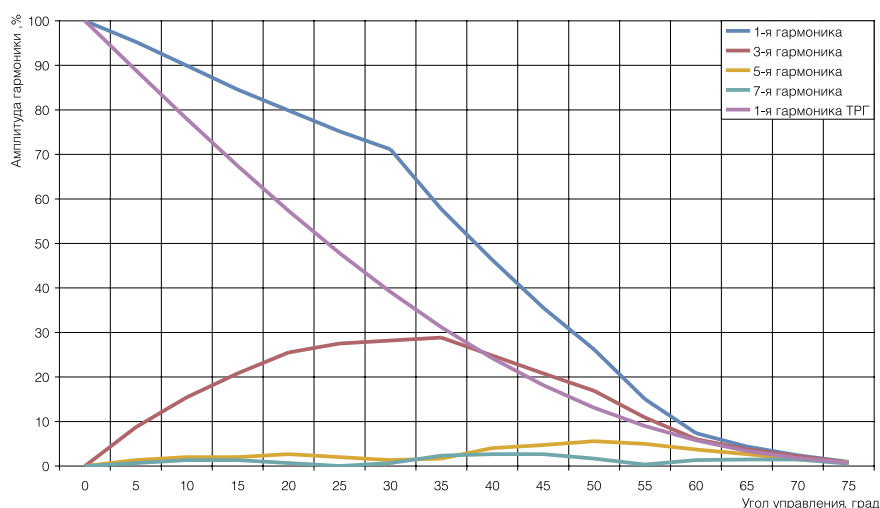


Рис. 7. Содержание первой и высших гармоник в токе обмотки управления УШРТ (в процентах от номинального тока при полном открытии тиристоров) и регулировочная характеристика ТРГ

ПУСКОНАЛАДКА И ПРИЕМОСДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

В ноябре начались пусконаладочные работы по релейным защитам и автоматике РУ 220 кВ обеих УШРТ и всех 15 КБ на 3 подстанциях. В силу ограниченности ресурсов наладочной организации все работы велись последовательно – сначала ПС Viana, затем Самата и Cazenga. Также были проблемы с обеспечением требуемых параметров масла в ЭМЧ. В результате разрешение на подключение ЭМЧ к шинам 220 кВ было получено только 3 декабря при сроке сдачи всего проекта 15 декабря.

4 декабря было подано высокое напряжение на УШРТ, установленный на ПС Viana, и начались его приемосдаточные испытания.

Три включения ЭМЧ в режиме холостого хода показали, что амплитуда тока включения не превышает 100 А, что составляет менее 50 % от номинального тока обмотки СО.

Регулировочная характеристика УШРТ

Были проведены измерения токов обмоток СО и ОУ при изменении угла управления тиристоров от 90 до 0 градусов. В результате было обнаружено, что характеристики УШРТ существенно отличаются от ТРГ, в то время как в [2] предполагалась их полная аналогия, что и было заложено в проект. В частности:

- форма токов фаз ОУ не является срезанной частью синусоиды, а меняется в зависимости от угла управле-

ния тиристоров от колоколообразной до треугольной (рис. 6);

- регулировочная характеристика УШРТ (зависимость тока первой гармоники от угла управления тиристоров) имеет совершенно другой вид и состоит практически из трех линейных отрезков различного наклона (рис. 7);
- содержание токов высших гармоник в токе ОУ также отличается от ТРГ, особенно это касается 3-й гармоники, которая в 2,5 раза больше (рис. 7).

Вероятная причина выявленных отличий – влияние трех фаз обмотки управления друг на друга за счет их магнитной взаимосвязи. Из регулировочной характеристики видно, что ее изломы имеют место при углах управления 60 и 30 градусов, т.е. когда происходит переходы из режима одновременного горения тиристоров только в одной фазе ВТВ в горение в двух фазах и из двух фаз в три. Тем не менее, спектр тока сетевой обмотки является вполне удовлетворительным, так как компенсационная обмотка, соединенная в треугольник, обеспечивает компенсацию значительной доли гармоник, кратных 3. На рис. 8 приведены спектры токов трех фаз обмотки управления и сетевой обмотки при угле управления 25 градусов – уровень третьей гармоники снижается с 36 % в ОУ до 2 % в СО.

Для обеспечения линейности характеристики регулятора УШРТ во всем диапазоне изменения углов управления была произведена корректировка программного обе-

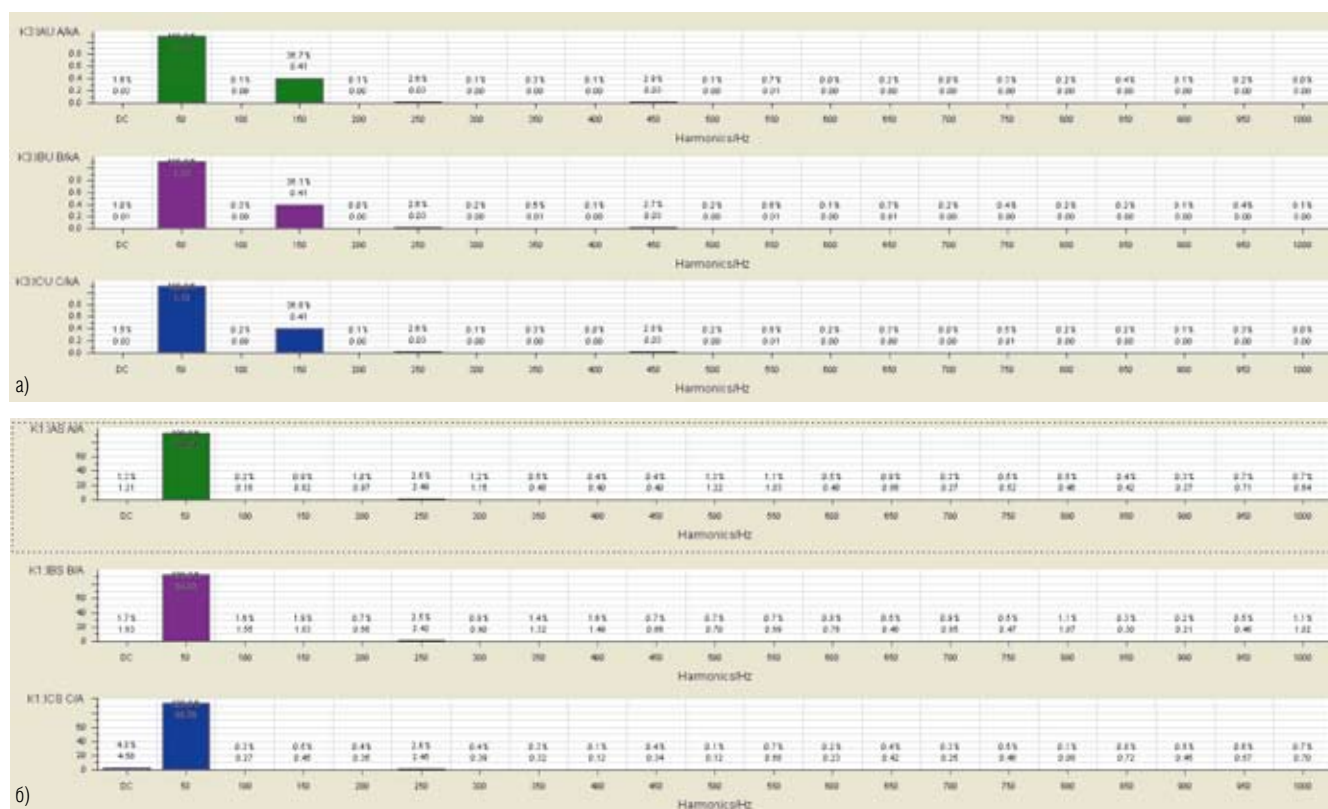


Рис. 8. Спектры токов трех фаз обмотки управления (а) и сетевой обмотки (б) при угле управления 25 градусов

спечения блока фазо-импульсного преобразования в системе управления УШРТ.

Вечером 4 декабря УШРТ был включен в режим полного тока и оставлен в таком состоянии для проверки температуры масла и обмоток ЭМЧ в установившемся номинальном режиме. Утром 5 декабря после 14 часов работы температура деионизованной воды в системе охлаждения тиристоров составила 32 °С, температура масла в ЭМЧ 65 °С, температура обмоток 78 °С при температуре воздуха 27 °С.

Таблица 1

Постоянная времени интегратора, мс	Время отклика (отработка 90% приращения), мс	Коэффициент перерегулирования
100	162	апериодический процесс
67	111	апериодический процесс
50	84	апериодический процесс
33	54	1,05
25	41	1,18
20	32	1,28
17	27	1,35

Обработка режимов регулирования

Исходное состояние энергосистемы перед подключением КБ и УШРТ: напряжение на шинах 220 кВ подстанций изменялось от 190 до 202 кВ, линии LI...L3 работали с мощностью выше натурального значения, полная мощность превышала 130 МВА, а реактивная мощность доходила до 40–45 Мвар.

На стадии разработки проекта в качестве основного алгоритма работы регулятора УШРТ проф. Г.Н. Александровым был выбран режим полной компенсации реактивной мощности в линиях 220 кВ LI...L3 с целью разгрузки линий от реактивной мощности. Перед переходом УШРТ в режим автоматической компенсации реактивной мощности были включены все КБ на ПС Viana, что вызвало подъем напряжения на шинах 220 кВ до 200 кВ. Однако натурные испытания этого режима показали, что реактивная мощность, генерируемая КБ, растекается по всем направлениям и обеспечения ее полной компенсации в подходящих линиях 220 кВ добиться невозможно. К тому же напряжение на шинах 220 кВ было нестабильным и зависело от нагрузки.

Поскольку подобный результат нами ожидался заранее, было подготовлено альтернативное программное обеспечение СУ УШРТ, реализующее стандартный для СТК режим регулирования напряжения, который и был включен в работу 6 декабря. Результаты испытаний подтвердили хорошее качество поддержания напряжения при изменении нагрузки и напряжения генераторов ГЭС. Были проведены опыты по определению зависимости быстродействия УШРТ от параметров замкнутого контура регулирования напряжения. На рис. 9 приведены осциллограммы реакции выходного сигнала регулятора на изменение уставки напряжения в режиме малого сигнала (в линейной зоне регулирования) для двух значений постоянной времени интегрального канала: 67 мс и 20 мс.

Результаты измерений реакции регулятора для разных значений постоянной времени интегрального канала приведены в таблице 1. При времени отклика выше 80 мс процесс отработки приращения носит апериодический характер, при увеличении скорости реакции имеет место некоторое перерегулирование, уровень которого достигает величины

1,35 при времени реакции 27 мс. Следует отметить, что и в этом случае регулятор работал устойчиво без каких-либо автоколебаний. По результатам испытаний было принято решение оставить постоянную времени интегрального канала равной 33 мс, что обеспечило требуемое согласно технической спецификации на УШРТ время реакции 60 мс.

6 декабря был подписан акт о сдаче УШРТ на ПС Viana в эксплуатацию, а 7 декабря к аналогичным испытаниям приступили на ПС Samata. Снятая регулировочная характеристика второго УШРТ была полностью идентичной первой, что позволило сразу перейти к настройке режимов регулирования. Поскольку две подстанции оказались жестко связанными по напряжению 220 кВ, для оптимизации режимов и обеспечения устойчивой параллельной работы двух регуляторов был проведен ряд дополнительных опытов. В результате были выбраны уставки по напряжению 220 кВ с разницей 2 кВ, что вызвано отличием длины линии LI от длины линий LII и LIII. Введение статизма регулировочной характеристики УШРТ величиной 2 % обеспечило практически симметричную, но независимую работу обоих регуляторов при изменении режима энергосистемы. На рис. 10 приведен график изменения напряжения на шинах 220 кВ ПС Viana в течение 30 часов при работе регулятора УШРТ с уставкой 210 кВ и статизмом 2 % (с работающим УШРТ на ПС Samata с уставкой 212 кВ). Как видно из графика, напряжение практически не выходило из диапазона 208...212 кВ, т.е. УШРТ все время находился в зоне плавного регулирования.

В течение 2 дней были проведены все необходимые испытания, и 9 декабря был подписан акт о сдаче в эксплуатацию УШРТ на ПС Samata.

Ограничение перенапряжений с помощью УШРТ

Помимо контура регулирования напряжения СУ регулятора УШРТ содержит канал ограничения больших отклонений напряжения в точке подключения УШРТ, имеющий высший приоритет. Т.е. при увеличении напряжения выше порогового значения $U_{\max}$ СУ мгновенно переключает УШРТ в режим максимального тока (т.н. диодный режим), а при снижении напря-

жения ниже значения $U_{\min}$ мгновенно блокирует импульсы управления тиристорами и УШРТ переходит в режим холостого хода. При этом, как было отмечено выше, по эффективности в части снижения коммутационных перенапряжений УШРТ не уступает обычному шунтирующему реактору.

Подтвердить это достоинство УШРТ удалось 11 декабря, когда в 16:27 из-за аварии выключателя на ПС Cazenga полностью отключились все линии 60 кВ, питающие г. Луанду, т.е. произошел мгновенный сброс около 200 МВт активной мощности по линиям 220 кВ. Обычно в подобных случаях имело место отключение всех ВЛ-220 кВ вплоть до ГЭС Saranda и Cambambe (рис. 1) из-за срабатывания защит по перенапряжению, после чего система собиралась в ручном режиме в течение почти двух часов. В данном случае развитие аварии пошло по другому сценарию. Регулятор УШРТ мгновенно переключился в диодный режим ($Q_{\max}$), а все КБ, установленные на шинах 60 кВ трех подстанций, отключились по защите в течение 2–3 сек. Напряжение на шинах 220 кВ выросло, но только до 232 кВ, что ниже уставок защит, поэтому все линии 220 кВ остались в работе.

На осциллограмме на рис. 11 (стр. 78) представлен процесс изменения напряжения на шинах 220 кВ ПС Samata от момента начала аварии до полного восстановления нормального режима.

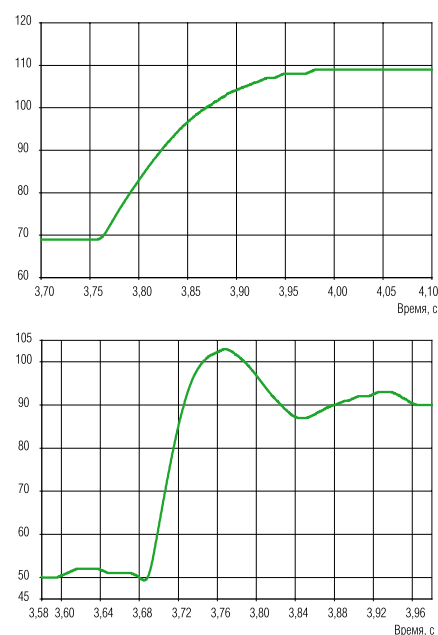


Рис. 9. Форма выходного сигнала регулятора при изменении уставки напряжения

Через 12 минут напряжение снизилось до 215 кВ за счет подключения нагрузок на стороне 60 кВ, регулятор УШРТ оставался в положении $Q_{\max}$. После снижения напряжения до 208 кВ и перехода УШРТ в зону регулирования были поочередно включены все КБ, и исходный режим работы был восстановлен.

Таким образом, наличие двух работающих УШРТ обеспечило ограничение напряжения на шинах 220 кВ после сброса нагрузок на ПС Cazenga и предотвратило отключение линий

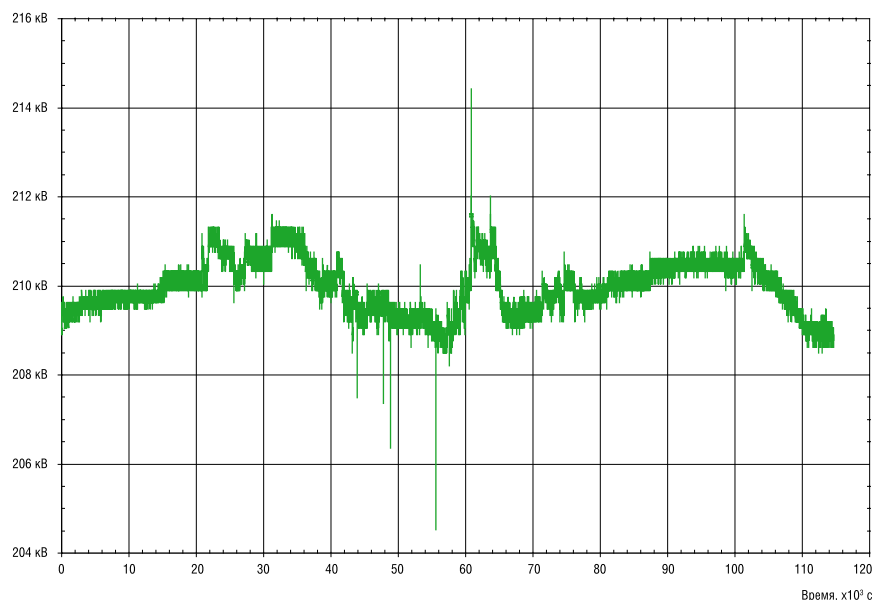


Рис. 10. График изменения напряжения на шинах 220 кВ ПС Viana в течение 30 часов

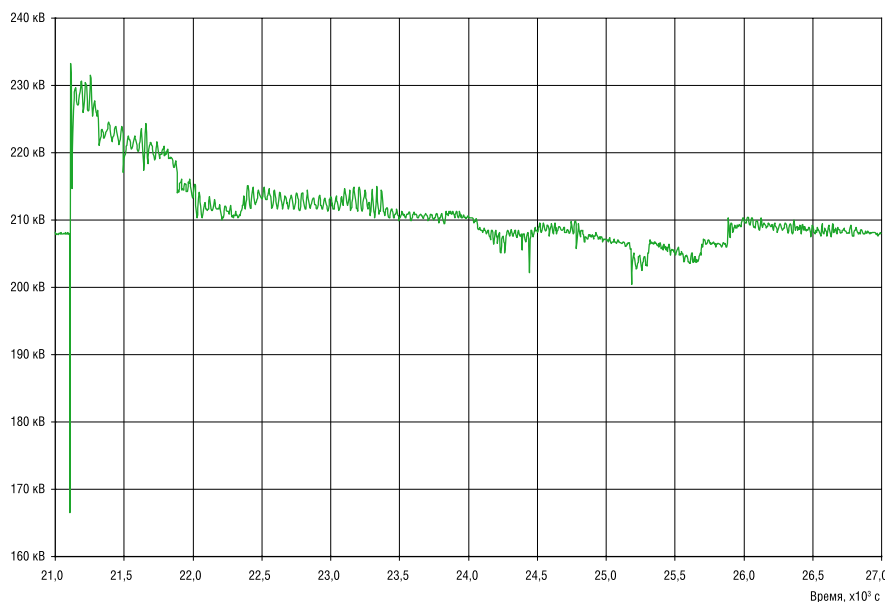


Рис. 11. Тренд напряжения на шинах 220 кВ ПС Самата до и после аварии 11.12.09 г.

220 кВ и полный развал энергосистемы, что всегда имело место раньше в аналогичных случаях.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Со стороны Ансальдо-ВЭИ было предложено провести оптимизацию режимов энергосистемы путем повышения напряжения на стороне 220 кВ ГЭС Sapanda и Cambambe. В течение двух часов пошаговым подъемом напряжения на Sapanda с 230 до 236 кВ и Cambambe с 218 до 224 кВ, параллельным повышением уставок регуляторов напряжения обоих УШРТ и переключением РПН трансформаторов 220/60 кВ ПС Самата, Viana и Cazenga был повышен уровень напряжения на этих подстанциях до 216–218 кВ.

В таблице 2 приведены средние рабочие параметры линий 220 кВ: передаваемые по линии активная P и реактивная Q мощности, напряжение на шинах 220 кВ приемной подстанции U и полный ток в линии I для трех режимов – в исходном режиме до включения КБ и УШРТ (режим 1), после их подключения (режим 2) и после проведенной оптимизации (режим 3).

Как следует из таблицы 2, внедрение КБ с УШРТ обеспечило в итоге, при сохранении передаваемой по линиям активной мощности, повышение напряжения на шинах 220 кВ подстанций на 11 % и снижение тока в линиях на 15 % с соответствующим уменьшением в них активных потерь.

ВЫВОДЫ

1. Приемосдаточные испытания комплекса оборудования проекта CSRT были проведены в короткие сроки (6 дней), и за время их проведения не было зарегистрировано ни одного случая срабатывания защит или отказов оборудования, что говорит о высоком уровне приемочных испытаний оборудования на заводах-изготовителях и профессионализме компаний – участников проекта.

2. Реализация проекта CSRT обеспечила:

- повышение напряжения на шинах 220 кВ подстанций на 11 % и стабилизацию напряжения в пределах ± 2 %;
- снижение активных потерь в трех линиях электропередачи на 25 %;
- увеличение передаточной способности трех линий электропередачи на

50–60 МВт (согласно расчетам) из-за улучшения устойчивости, повышения напряжения и разгрузки линий от реактивной мощности.

Таким образом, доказана высокая эффективность реализованного проекта CSRT, по ряду показателей превосходящая расчетные показатели.

3. Было подтверждено высокое быстродействие УШРТ и возможность выполнения им функций шунтирующего реактора.

4. Функционирование УШРТ при непосредственном подключении к шинам высокого напряжения подстанций носит системный характер и намного эффективнее СТК с ограниченными функциями, подключаемых к третичным обмоткам подстанционных автотрансформаторов вместо синхронных компенсаторов, что широко применяется в ФСК ЕЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров Г.Н. Быстродействующий управляемый реактор трансформаторного типа 420 кВ, 50 МВАр пущен в эксплуатацию. – Электричество, 2002, № 3.
2. Александров Г.Н., Лунин В.П. Управляемые реакторы. // Издание Центра подготовки кадров энергетики. Санкт-Петербург, 2005 г.
3. Чуприков В.С. Применение статических тиристорных компенсаторов для ограничения коммутационных перенапряжений на линиях переменного тока. // Тезисы докладов Всесоюзной н/т конференции «Создание комплексов электротехнического оборудования высоковольтной, преобразовательной, силовой и полупроводниковой техники», ч. I. М., 1989 г.
4. Чуприков В.С. Управление статическим тиристорным компенсатором для линий электропередачи. // «Электричество», № 4, 1990 г.
5. Кадомская К.П., Михайловский Г.Г. Математическое моделирование и эффективность управляемых шунтирующих реакторов высокого напряжения. // «Энергоэксперт», № 6, 2009 г.
6. Кузьменко В.А., Таратута И.П., Чуприков В.С. Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (опыт разработки и внедрения). // «Электро», № 5, 2003 г.

Таблица 2

Режим	1				2				3			
Линия	P , МВт	Q , Мвар	U , кВ	I , А	P , МВт	Q , Мвар	U , кВ	I , А	P , МВт	Q , Мвар	U , кВ	I , А
LI	107	35	194	335	111	-3	209	306	111	5	218	286
LII, LIII	117	38	196	362	118	12	207	332	116	7	216	312



Ansaldo Sistemi Industriali S.p.A.



«АО Ансальдо-ВЭИ»

Наша стратегия – эффективное использование электроэнергии и энергетических технологий для более экологичного будущего



Мы предлагаем нашим клиентам готовые решения на основе трех видов продукции:

- электрические моторы и регулируемые приводы
- системы автоматизации технологических процессов
- статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности для промышленности и электроэнергетики.

Представительство Ansaldo Sistemi Industriali S.p.A.
111250, г. Москва, проезд Завода «Серп и молот», 6.
тел./факс +7 (495) 662-37-50
www.asiansaldo.com

ЗАО СП «АО Ансальдо-ВЭИ»
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, 12.
тел./факс +7 (495) 361-91-63
www.ansaldovei.ru info@ansaldovei.ru

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ВН (ПО МАТЕРИАЛАМ СИГРЭ)

АЛЕКСЕЕВ Б. А., в.н.с. ОАО «НТЦ Электроэнергетики»

Поддержание надежности энергоснабжения при экономии средств на профилактическое обслуживание требует совершенствования методов обследования, оптимального выбора межревизионных интервалов, оценки оставшегося срока службы оборудования и продления срока службы корректирующей профилактикой. Приводятся примеры оптимальных видов стратегии профилактики за рубежом, обсуждавшихся на последних сессиях СИГРЭ.

В условиях реформирования и дерегулирования электроэнергетики с переходом к свободному рынку электроэнергии поддержание высокой надежности оборудования является противовесом принципа «Выгода вместо надежности», выполнение которого часто диктуется экономическими соображениями сиюминутного характера.

Экономические причины заставляют как можно более полно использовать ресурс оборудования, продлять всеми возможными средствами срок службы. В нынешних кризисных условиях массовое техперевооружение парка оборудования проблематично, реальны только небольшие объемы профилактических работ, а основные возможности – в продлении срока службы оборудования. При таких условиях поддержание надежности обеспечивается изменением стратегии профилактического обслуживания оборудования.

Выбору оптимальных систем обслуживания оборудования уделяется большое внимание международными электроэнергетическими организациями, в том числе – СИГРЭ. Эти вопросы активно обсуждались на последних двух сессиях СИГРЭ, на предстоящую

сессию 2010 г. по этой тематике подан 31 доклад.

Рабочие группы исследовательских комитетов СИГРЭ на основе ответов на разосланные вопросы обобщили практику профилактических испытаний оборудования в применении к сегодняшней ситуации в мировой энергетике. Примером могут служить рекомендации РГ А1.07 по уходу за крупными генераторами – проведению плановых проверок и испытаний в эксплуатации, выбору частоты обследований как по отдельным узлам, так и генератору в целом. Подробно описывается эффективная организация профилактики с использованием всех трех стратегий – TBM, CBM и RCM [1] (обозначения – в таблице 1).

РГ С1.2 подробно рассмотрела сложность организации ухода за оборудованием по принципу приемлемой надежности в условиях неопределенности технических и экономических условий работы. Показана сложность управления эксплуатацией оборудования в условиях неопределенности, в том числе на примерах системных аварий последних лет – принципы выявления аномальных процессов в энергосистеме, организации обмена информацией,

пути сокращения времени восстановления сети после аварии [2].

Организованный РГ А2.18 коллоквиум в Москве в 2005 г. был посвящен способам повышения надежности силовых трансформаторов при производстве, контроле состояния и профилактике. Анализ обширных сведений о повреждениях разных узлов трансформаторов завершился рекомендациями о желательности перехода профилактики на стратегию RCM [3].

В основе стратегии профилактического обслуживания лежат, в конечном счете, условия для вывода оборудования в ремонт. В терминологии СИГРЭ используются три основных вида стратегии, связанных с выводом в ремонт (таблица 1).

В основном в настоящее время для крупного оборудования применяется стратегия TBM с регламентированным по времени проведением обследований, при которой ревизии проводятся по заданному графику с выявлением заранее необходимости проведения ремонта. Повсеместно в мире стимулируется переход от профилактики по расписанию (стратегия TBM) к проведению профилактики в зависимости от состояния конкретного оборудования,

Таблица 1. Виды стратегии профилактического обслуживания

Вид стратегии	Термин	Сущность стратегии	Условия эффективности
TBM	Time Based Maintenance	Предупреждающее обслуживание на базе расписания-графика	Статистика видов и динамики развития дефектов, оценка требуемой надежности электроснабжения
CBM	Condition Based Maintenance	Прогнозирующее обслуживание на базе оценки рабочего состояния данного объекта	Оценка опасности разных видов дефектов, высокоэффективный контроль состояния (непрерывный в т.ч.), оценка остаточного ресурса
RCM	Reliability Centered Maintenance	Обслуживание, допускающее определенный риск повреждения по экономической целесообразности	Эффективная оценка состояния, статистика повреждений и ущербов от них, расчет риска повреждения и выхода из строя

определенного во время его работы (стратегия CBM).

Совершенствуется и система TBM с коррекцией длительности межревизионных интервалов в зависимости от режима работы оборудования, например, с учетом числа пусков агрегата или циклов В-О выключателей).

Внедрение профилактики по стратегии CBM до пяти раз снижает расходы на ремонты и ущербы от перерывов электроснабжения по сравнению с проведением ремонта по графику (стратегия TBM).

Экономически наиболее эффективен переход к эксплуатации оборудования с определенным допустимым риском повреждения (стратегия RCM).

Подробно принципы и преимущества стратегии RCM освещались и в нашем журнале [4].

Приведем краткий обзор докладов СИГРЭ сессий 2006 и 2008 гг. по проблемам совершенствования профилактического обслуживания.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Компания Hydro-Quebec при профилактике вводов ВН повышает ее эффективность постепенным **переходом от стратегии TBM к стратегии CBM**. Причина этого мероприятия – значительная повреждаемость вводов, снижающая надежность разных видов оборудования ВН.

Компанией проведены исследования эффективности разных методов контроля состояния вводов ВН. Показано, что, несмотря на потребность в дополнительных затратах на установку измерительных датчиков, непрерывный контроль состояния вводов позволит существенно повысить надежность оборудования по сравнению с периодическими измерениями специальной аппаратурой на измерительных отпайках вводов.

Выбор метода диагностики показал, что значения разницы параметров, измеренных на одинаковых фазах или аппаратах, более чувствительны к появлению дефекта, чем измерения суммы токов. Для измерений используются делители напряжения емкостные или резистивные с коэффициентом деления около 100. Выход делителя защищается параллельно включаемым варистором. Подчеркивается важность применения стандартных измерительных датчиков и проводов к ним.

Программа компании перехода к непрерывному контролю состояния вводов на трансформаторах включает установку измерительных датчиков при периодических ревизиях вводов, подробный анализ повреждений вводов с их полной разборкой, а на будущее – разработку беспроводной связи с датчиками. Программа проводится с 2001 года.

Важнейшая практическая задача – первоочередность замены вводов решается по их состоянию, особенно в этом случае эффективен непрерывный контроль изменения состояния.

Программа профилактики вводов включает ежегодный ГХА масла с выявлением наличия воды и загрязнений. Установка датчиков может отменить ежегодный ГХА масла, связанный с трудностями нарушения их герметизации.

Для вводов с очевидными дефектами с целью определения необходимости их замены проводятся подробные их испытания – измерения ЧР при высоких напряжениях, измерения $\tan \delta$ при испытаниях на повышенном напряжении, определение времени развития повреждения при таких испытаниях. Завершает обследование подробный осмотр при полной разборке ввода [5].

Высокие требования к работоспособности оборудования высших классов напряжения заставляют проводить **оценку его состояния специализированными бригадами**.

Сетевая компания Франции RTE с 2006 г. анализировала результаты обследований оборудования на подстанциях 400 и 225 кВ, в частности по уровням 4 и 5 стандарта AFNOR (см. табл. 3) и при ремонтах оборудования, выведенного в 2007–2008 гг. Сведения охватывали 107 подстанций с КРУЭ и 9150 элегазовых выключателей.

Выводы по результатам анализа:

- обследования по уровням 4 и 5 требуют специалистов самой высокой квалификации;
- диагноз нужно ставить как можно быстрее для сокращения времени перерыва электроснабжения;
- риском повреждения из-за ошибок при комплексе профилактики пренебрегать нельзя, и этот комплекс должен быть специализированным.

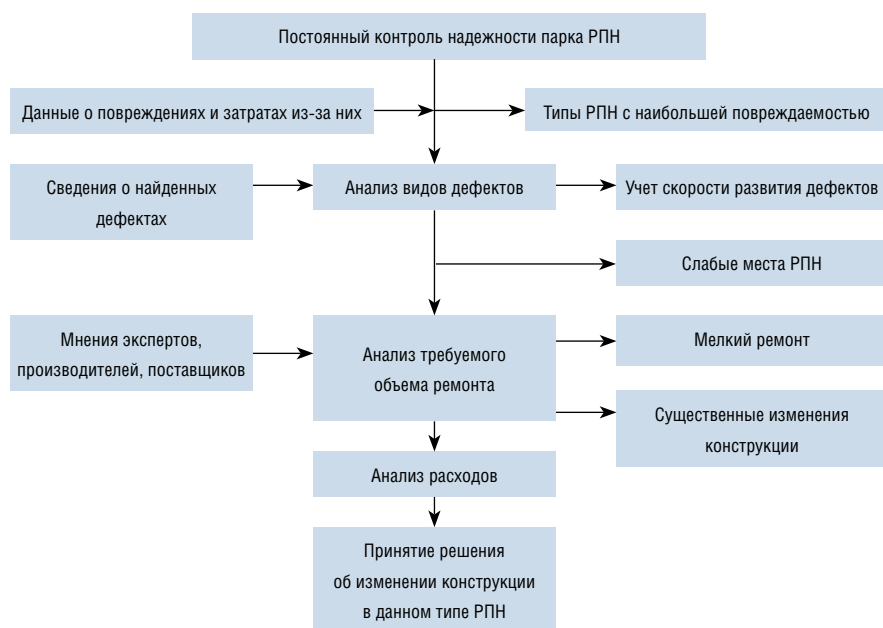
Необходимость в высококвалифицированном обследовании стала особенно велика, когда потребовалась быстрая реакция для сокращения перерывов электроснабжения – требования к этому очень высоки во Франции.

Таблица 2. Сравнение периодических испытаний с непрерывным контролем состояния вводов

Параметры	Периодические испытания с портативной аппаратурой	Непрерывный контроль
Расходы	Экономично	Бóльшие расходы
Установка	Очень простая	Более сложная, особенно при прокладке постоянной связи с трансформатором
Возможность выявления быстроразвивающихся дефектов	Меньше, чем при непрерывном контроле, периодичность определяется загрузкой испытательного персонала	Высокая возможность благодаря непрерывным измерениям
Измерения	Требуется использование персонала (долго устанавливаются соединительные провода, испытательная аппаратура и пр.)	Автоматические измерения
Доступ в случае проблем с трансформатором	Необходим доступ к трансформатору	Нет необходимости

Таблица 3. Уровни обслуживания оборудования по стандарту AFNOR FD X 60.000

Уровни обслуживания	Действия	Исполнитель
Уровень 1	Простейшие действия в соответствии с инструкциями по эксплуатации	Дежурный персонал
Уровень 2	Приемы текущей эксплуатации с применением простейшего инструмента	Квалифицированный персонал
Уровень 3	Сложные процедуры ухода с переносным инструментом, их комплексы	Квалифицированный персонал
Уровень 4	Приемы ухода по специальным инструкциям, с освоением методики или технологии	Специализированные бригады
Уровень 5	Модернизация, реконструкция, замена оборудования (капитальный ремонт)	Специализированные организации



На основании выводов RTE создала специализированные бригады по разборке газоизолированных подстанций (КРУЭ), установила нормы времени на выявление и устранение повреждений, консолидировала экспертизу, диагностику и управление профилактическими работами на национальном уровне, усилила тренировки и поставку информации для бригад на подстанциях, особенно – проводящих профилактику трансформаторов и КРУЭ (корректирующие действия с частичной или полной разборкой оборудования, ликвидация утечки элегаза в КРУЭ и масла из трансформаторов и т.п.).

Национальная программа специализированного обследования в сети RTE имеет расписание работ на год и следующий за ним, налажена обратная связь о работе оборудования после обследований, предоставлена возможность тренировок персонала, повышающих их квалификацию и обеспечивающих безопасность работ [6].

Пример **усовершенствования оценки состояния оборудования при стратегии ТВМ** (профилактике по расписанию) – система контроля устройств РПН в энергокомпании Hydro-Quebec.

Эксплуатация оборудования в начале 2000-х гг. показала сравнительно высокую повреждаемость трансформаторов с устройствами РПН, в 3–5 раз больше, чем не имеющих их. Практика показала, что между 1998 и 2004 гг. половина трансформаторов была заменена или отправ-

лена на завод для ремонта по причине повреждения РПН.

По нормам производителей и своих экспертов ревизии со сливом масла из РПН подвергались через 3–6 лет или 40 000–60 000 операций, в зависимости от типа устройства. Ревизия включает осмотр, измерение сопротивления контактов, функциональные испытания РПН и смазку.

Для повышения надежности работы РПН было принято решение без укорочения межревизионных интервалов усовершенствовать процедуру инспекции, проводимую высококвалифицированным персоналом. Кроме обычного комплекса обследования (ревизии РПН, измерения сопротивления обмотки при разных положениях переключения, определения газов в масле), добавлены измерения тока двигателя РПН и виброакустические измерения датчиком ускорения на корпусе РПН. Новые методы эффективно выявляют механические неполадки в работе РПН.

Особенность профилактики в компании Hydro-Quebec – опора на сравнение надежности отдельных типов РПН, когда принимается решение о ремонте конкретного трансформатора.

На рисунке показан процесс оценки повреждаемости разных типов устройств РПН, которая далее используется при решении судьбы конкретного устройства.

В результате анализа составляется полный **портрет слабостей данного**

типа РПН и на его основании устанавливается объем профилактических работ по типам РПН.

Принятые в энергокомпании Hydro-Quebec основы профилактики, направленные на повышение надежности парка трансформаторов с РПН:

- надежность разных типов РПН определяется для принятия решения по конкретному устройству РПН;
- профилактические мероприятия и их периодичность определяются типом РПН;
- очень важно выявить типы РПН с низкой надежностью на ранней стадии их эксплуатации.

Применение более сложных методов диагностики и высокие требования к квалификации персонала окупают себя, так как определяют срок службы трансформатора в целом [7].

Обещающая наибольшую экономичность стратегия профилактики RCM требует высокой эффективности оценки состояния оборудования с учетом риска повреждения по вине различных дефектов.

Методику **конкретного расчета риска** при эксплуатации оборудования приводит объединенная Рабочая группа СИГРЭ В3/C2-14.

Для оценки воздействия профилактики оборудования на работу сети применен т.н. Индекс характеристики системы – System Performance Index (SPI), показывающий, в какой степени качество электроснабжения связано с расходами на соответствующую профилактику или замену оборудования. Наивысшая величина индекса SPI (100 баллов) соответствует наибольшим требованиям к укреплению системы и наибольшим издержкам.

Расчет риска в докладе показан на примере группы из 14 силовых выключателей различных типов, предполагавшихся к замене. Для них была определена величина SPI, составившая 50 баллов и выше. Состояние выключателя оценивалось по 23 критериям, его важность для энергосистемы определял класс напряжения, отключаемая мощность, повреждаемость и место включения в сети. Учитывалась повреждаемость различных типов выключателей, соотношение расходов при капитальном ремонте и полной замене выключателя, соотношение числа отказов и аварий, ежегодные

расходы на выход из строя, стоимость профилактических мероприятий – ремонта и замены и др. статистические показатели.

На основании данных о состоянии оборудования, наработки и ее условиях, статистики надежности данного типа определяется вероятность его выхода из строя. Требования энергосистемы к качеству электроснабжения вместе с возможными расходами из-за повреждения оборудования определяют ущерб для данного объекта расчета. Рассматриваются два сценария – ремонт с оставлением в работе и замена на новое оборудование. Определяются расходы для каждого (оценка риска) и сравниваются с допустимыми расходами. На основе этого сравнения и принимается окончательное решение о судьбе оборудования.

Приведем конкретный пример.

Наибольший риск при варианте с выводом в капремонт имели два выключателя (4 и 8 тыс. евро в год) по причине высокой стоимости ремонта и большого ущерба при выводе из работы.

При варианте с заменой для двух других выключателей расчетный риск составил 5 и 10 тыс. евро в год (высокие капиталовложения и большой ущерб при выходе из работы).

Характерно мнение о нецелесообразности замены одного из выключателей, особо важного для энергосистемы, требующего больших капитальных затрат при замене. Полученная для него степень риска относительно невелика (до 1 тыс. евро в год) за счет высокой надежности типа данного выключателя [8].

(Продолжение в следующем номере.)

ЛИТЕРАТУРА

1. Рабочая группа А1.07 СИГРЭ. Уход за генераторами, обследования и программы испытаний. Electra, 2009, № 245, 13–21. Techn. Brochure 386.

2. Рабочая группа СИГРЭ С1.2 Уход за оборудованием по принципу приемлемой надежности в условиях неопределенности.

Electra, 2007, № 235, 73–85. Брошюра 334.

3. Aubin J., Hall S.A.C. Colloquium on Transformer Reliability and Electrical

Transients. Надежность трансформаторов и переходные процессы. Коллоквиум ИК А2 СИГРЭ в Москве. Electra, 2006, № 225, 18–24.

4. Гинзбург В.В., Целиков В.В., Гробштейн В.Н. Риск-ориентированная модель управления технологическими активами. Энергоэксперт, 2008, № 2, 26–30.

5. P. Picher, C. Rajotte and V.N. Nguyen. Опыт непрерывного контроля вводов ВН для повышения надежности работы трансформаторов. Доклад СИГРЭ А2-217, 2008.

6. C. Binder, B. Ansoud, A. Magnani. Специализированный уход за оборудованием подстанций в компании RTE (Франция). Доклад СИГРЭ В3-102, 2008.

7. M. Foata, C. Rajotte, A. Jolicoeur. Надежность переключателей напряжения под нагрузкой и стратегия ухода за ними. Доклад СИГРЭ А2-102, 2006.

8. G. Balzer, K. Bakic, H.-J. Haubrich, C. Neumann, C. Schorn. Выбор оптимальной системы ухода и замены оборудования ВН с оценкой риска повреждения. Доклад СИГРЭ В3-103, 2006.

20–22 октября 2010

г. Краснодар, ВЦ «КраснодарЭкспо»

**МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА**

**ИНФРАСТРУКТУРА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ
ЮГА РОССИИ**

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ:

- Проектирование и строительство объектов электросетевого хозяйства
- Передача и распределение электроэнергии
- Электротехническое оборудование
- Энерго- и ресурсосберегающие технологии
- Светотехника. Архитектурное освещение

ОРГАНИЗАТОР:



ITE LLC MOSCOW
Тел. +7(495) 935 7350
Факс +7(495) 935-73-51
E-mail: bordachev@ite-expo.ru

WWW.IDESOCHI.COM
WWW.EPIS-EXPO.RU

Генеральный
Медиа-партнер:



Генеральный
Интернет-партнер:



Генеральный
Информационный партнер:



Официальный
Медиа-партнер:



Официальный
Информационный партнер:





Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

Предлагаем вашему вниманию подборку наиболее актуальных мероприятий, которые будут проводиться в апреле – июне 2010 года

СПЕЦИАЛИСТАМ ОТРАСЛИ

17-я международная специализированная выставка

Энергетика и электротехника

11–14 мая 2010 г.

г. Санкт-Петербург, ВК «Ленэкспо» в Гавани
(812) 303-88-68, www.restec.ru

Организаторы: ЗАО «ВО «РЕСТЭК» и ОАО «Ленэкспо».

За годы проведения выставка «Энергетика и электротехника» доказала свою актуальность и стала одним из самых представительных российских выставочных мероприятий, посвященных проблемам электроэнергетики. Тематика мероприятия охватывает все основные направления энергетической отрасли: электро-, гидро-, тепловую, атомную энергетику.

Согласно регистрации, в 2009 году мероприятие посетили около 9800 специалистов – энергетиков, строителей, машиностроителей, научных работников более чем из 180 городов России и 22 зарубежных стран.

Мероприятие проходит при поддержке Министерства экономического развития РФ, Министерства энергетики РФ, правительства Санкт-Петербурга, правительства Ленинградской области, Регионального управления Федерального агентства по энергетике Северо-Западного федерального округа, Союза энергетиков Северо-Запада России.

СПЕЦИАЛИСТАМ И РУКОВОДИТЕЛЯМ СЛУЖБ РЗА

Выставка и конференция

Релейная защита и автоматика энергосистем

17–21 мая 2010 г.

г. Москва, ВВЦ
(495) 710-93-33

Организаторы: ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС» и НП «Содействие развитию релейной защиты, автоматики и управления в электроэнергетике»

- организационные и технические вопросы обеспечения надежной работы систем РЗА;
- методы и средства технического обслуживания устройств РЗА;

- релейная защита линий электропередачи и оборудования электроэнергетических установок;
- использование программируемых контроллеров для автоматики и управления коммутационными аппаратами электростанций и подстанций;
- регистрация аналоговых и дискретных сигналов при аварийных нарушениях в электроэнергетических системах;
- методы и инструментальный расчет токов короткого замыкания и установок устройств релейной защиты;
- противоаварийная автоматика;
- интегрированные системы управления энергообъектами;
- электромагнитная совместимость микропроцессорных устройств РЗА.

СПЕЦИАЛИСТАМ ОТРАСЛИ

13-я научно-техническая конференция

Пути повышения надежности, эффективности и безопасности энергетического производства

31 мая – 4 июня 2010 г.

с. Дивноморское
(861) 212-22-65, 212-29-88

Организатор: Краснодарское краевое отделение Российского научно-технического общества энергетиков и электротехников.

Конференция является сложившейся коммуникативной площадкой для всестороннего обсуждения проблем и перспектив развития электросетевого комплекса страны.

Цели конференции:

- привлечение внимания к проблемам в энергетическом производстве;
- пропаганда достижений заводов-изготовителей электротехнического оборудования, научно-исследовательских, проектных, строительно-монтажных и эксплуатационных организаций;
- обмен опытом внедрения АСКУЭ на объектах электроэнергетики;
- анализ новых разработок приборов измерения и учета;
- демонстрация изделий предприятий и организаций – представление практических разработок, оборудования,

материалов и методик повышения надежности, эффективности и безопасности энергетического производства.

Семинары «ПЭИПК»

г. Санкт-Петербург, ул. Авиационная, д. 23
(812) 364-00-52, 371-83-50, www.peipk.spb.ru

СПЕЦИАЛИСТАМ СЛУЖБ ПОДСТАНЦИЙ

Испытание, диагностика и оценка состояния коммутационных аппаратов 0,4–35 кВ

5–10 апреля 2010 г.

- современное состояние и перспективы развития коммутационной техники;
- нормативная база, задачи испытаний и сертификации коммутационных аппаратов;
- новые технические решения в коммутационных аппаратах и особенности их эксплуатации;
- диагностика вакуумных выключателей;
- современные элегазовые коммутационные аппараты и особенности их диагностики;
- контроль состояния, продление ресурса и модернизация выключателей;
- современные низковольтные устройства и коммутационные аппараты;
- полупроводниковая коммутационная аппаратура и контакторы.

СПЕЦИАЛИСТАМ СЛУЖБ ПОДСТАНЦИЙ

Испытание, диагностика и оценка состояния силовых трансформаторов

5–17 апреля 2010 г.

- нормативные документы по испытаниям силовых трансформаторов;
- технические средства испытаний;
- основные дефекты и физика их образования;
- анализ аварий силовых трансформаторов;
- диагностика силовых трансформаторов;
- мониторинг состояния;
- экспертные системы диагностики силовых трансформаторов;
- оценка и прогноз состояния силовых трансформаторов;
- методы и системы обнаружения пред-аварийного состояния.

СПЕЦИАЛИСТАМ СЛУЖБ
ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТОВ**Испытания, измерения
и диагностика
электроустановок
110 кВ и выше**

17–29 мая 2010 г.

- нормативная база для проведения испытаний и измерений;
- методические и аппаратные средства диагностики;
- методы и технические средства испытаний и настройки воздушных и элегазовых выключателей;
- контроль состояния трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов;
- испытания и измерения трансформаторов тока, напряжения и высоковольтных вводов;
- измерения характеристик защитных разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжений;
- измерения в высоковольтных установках под напряжением;
- передвижные диагностические лаборатории.

Семинары «ИПК госслужбы»г. Москва, ул. Садовническая, д. 77, стр. 1
(495) 951-11-11, 953-25-83
www.ipkgos.ru

СПЕЦИАЛИСТАМ ОТРАСЛИ

**Автоматическое
регулирование частоты
современных энергосистем
и автоматизация участия
в нем электростанций**

10–19 мая 2010 г.

- совершенствование организации и повышение качества автоматического регулирования частоты ЕЭС и изолированно работающих энергосистем;
- повышение эффективности и экономичности участия в нем электростанций, сохранение долговечности их основного и вспомогательного оборудования;
- недопущение при организации и функционировании в ЕЭС рынка системных услуг по автоматической стабилизации частоты станционных и системных аварий, свойственных межгосударственным энергообъединениям Европы и Северной Америки.

СПЕЦИАЛИСТАМ И РУКОВОДИТЕЛЯМ
ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ**Совершенствование
эксплуатации
и использования средств
информационно-
измерительного комплекса
АИИ СКУЭ**

17–26 мая 2010 г.

- основные понятия, определения и терминология АИИ СКУЭ;
- методика выбора измерительных приборов коммерческого учета на оптовом рынке;
- требования нормативных документов к эксплуатации АИИС КУЭ как средству измерений электрической энергии;
- современные микропроцессорные многофункциональные счетчики электрической энергии;
- интерфейсы и их типы, преобразователи интерфейсов;
- диагностика и техническое обслуживание счетчиков;
- обмен производственным опытом эксплуатации информационно-измерительных комплексов АИИ СКУЭ на объектах корпорации.

СПЕЦИАЛИСТАМ СЛУЖБ
ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ**Устойчивость
и противоаварийная
автоматика энергосистем**(с компьютерным
практикумом
на реальных данных)

10–19 мая 2010 г.

- электротехнические параметры и схемы замещения генераторов, синхронных компенсаторов, силовых трансформаторов, реакторов, линий электропередачи разных классов напряжения и протяженности, двигательной (асинхронной и синхронной) и статической нагрузки;
- статические и динамические характеристики нагрузки по частоте и по напряжению. Устойчивость нагрузки;
- динамическая устойчивость;
- основные виды современной противоаварийной автоматики;
- краткая характеристика программных комплексов расчета устойчивости и области их преимущественного

использования в эксплуатационной и проектной практике.

Семинар «УИМТЦ»г. Санкт-Петербург, 11 линия В.О., д. 64
(812) 331-54-08, 331-54-09, www.dpo-umtc.ruСПЕЦИАЛИСТАМ ПРОЕКТНЫХ,
МОНТАЖНЫХ, НАЛАДОЧНЫХ
И ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ**Проектирование, монтаж
и эксплуатация кабельных
линий из сшитого
полиэтилена**

21–23 апреля 2010 г.

- техника высоких напряжений. Процессы, протекающие в кабелях из сшитого полиэтилена;
- конструкция кабелей из сшитого полиэтилена на различные классы напряжений. Требования ГОСТ к кабелям СПЭ, технические условия на кабели;
- технология производства кабелей СПЭ. Сертификационные испытания кабелей СПЭ;
- инженерные решения для защиты кабельных сетей 6–500 кВ;
- обоснование необходимости заземления экранов однофазных силовых кабелей напряжением 6–500 кВ;
- характеристики изоляции кабелей СПЭ и методы определения ее состояния;
- механизмы разрушения кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена и системы непрерывного контроля состояния кабельных линий;
- проектирование КЛ СПЭ. Учет технических характеристик кабелей СПЭ при разработке проектов электроснабжения;
- оборудование для монтажа КЛ СПЭ различных классов напряжения;
- технология монтажа соединительных муфт на КЛ СПЭ (показное практическое занятие);
- объем и нормы приемосдаточных и эксплуатационных испытаний, регламентных работ КЛ СПЭ;
- методы диагностики состояния и определения мест повреждения КЛ СПЭ различного класса напряжений;
- приборный парк сопровождения эксплуатации КЛ СПЭ;
- высоковольтные передвижные лаборатории, используемые при эксплуатации КЛ СПЭ.

7 марта 2010 года скорпостижно скончался
член Правления, заместитель Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС»
Виктор Алексеевич Васильев



Мы потеряли настоящего труженика и большого профессионала. Более 47 лет Виктор Алексеевич Васильев отдал электроэнергетике и оставался в строю до последнего дня.

«Ушел из жизни уникальный и разносторонний специалист, настоящий профессионал, известный в нашей стране крупный руководитель, инженер-электрик с большой буквы, и просто прекрасный, замечательный, исключительно порядочный и скромный человек, – говорит заместитель председателя Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию топливно-энергетического комплекса Владимир Джангиров. – Все, кому довелось общаться с ним, помнят Виктора Алексеевича как человека высочайшего интеллекта, колоссальной работоспособности, великолепного организатора и преданного товарища».

Символично, что последним энергообъектом, в пуске которого участвовал Виктор Алексеевич, стала подстанция 500 кВ Пересвет близ города Сургута в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра. Без преувеличения можно сказать, что создание и развитие Тюменской энергосистемы было главным делом жизни Васильева. В 1970–1979 годах, работая в Сургутских электрических сетях РЭУ «Свердловэнерго», Виктор Васильев непосредственно участвовал в создании системы электроснабжения предприятий добычи и транспорта нефти и газа в среднем Приобье и северных районах Тюменской области. 80-е и 90-е годы, когда Виктор Алексеевич работал в Тюменьэнерго, в том числе главным инженером Тюменской энергосистемы, стали периодом строительства ряда крупнейших электростанций и системы электрических сетей 110–500 кВ в регионе. Тюменская энергосистема работала устойчиво, надежно обеспечивая электроэнергией освоение труднодоступных месторождений нефти и газа и жизнедеятельность населенных пунктов в суровых климатических условиях Ямало-Ненецкого автономного округа и Тюменской области.

В 2002 году Виктор Васильев был назначен заместителем Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС». Он руководил технологическими процессами функционирования ЕНЭС, формировал техническую политику Федеральной сетевой компании. Благодаря его самоотверженному труду удалось добиться снижения аварийности в ЕНЭС, повысить надежность энергоснабжения потребителей, из года в год успешно проходить осенне-зимние максимумы нагрузки.

Вклад Виктора Алексеевича в развитие электросетевого комплекса России невозможно переоценить. За заслуги перед государством и электроэнергетикой Виктор Алексеевич Васильев награжден медалью «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири», удостоен государственной награды «Заслуженный энергетик Российской Федерации», ведомственных званий – «Заслуженный работник Минтопэнерго» и «Почетный энергетик».

Первый заместитель председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» Валерий Чистяков отмечает: «Виктор Алексеевич был человеком необычайно сильного характера. Меня всегда восхищала его преданность делу, удивительная работоспособность. Благодаря этим его чертам удалось реализовать целый ряд сложных и масштабных проектов, имеющих огромное значение для всей Единой энергосистемы России. Его трудовая деятельность и жизнь являются для меня не только образцом высокого профессионализма, самоотдачи, но и человечности, искренней заботы о тех, кто работает рядом».

Руководство и коллективы ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро», ОАО «Холдинг МРСК», филиала ОАО «СО ЕЭС» – Тюменское РДУ, ОАО «Тюменьэнерго», ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», ОАО «НИИПТ», Совета ветеранов энергетики скорбят и выражают глубокие соболезнования родным и близким Виктора Алексеевича. В нашей памяти он навсегда останется человеком, чья жизнь достойна повторения в следующих поколениях профессионалов.

Подписка на 2010 год

ТОЛЬКО ПОДПИСЧИКАМ:

- **гарантированное получение** всех выходящих номеров журналов
- **приглашение на мероприятия**, проводимые под эгидой журналов («круглые столы», конференции и т.д.)

Предложение действительно на период подписки

Вы можете оформить подписку на журналы «Энергоэксперт» и «Релейщик» через редакцию, отправив заполненную заявку удобным для Вас способом (по факсу (495) 228-60-05, e-mail: mda@energyexpert.ru или почте по адресу: 125252, Москва, ул. Новопесчаная, д. 17/7, корп. 23), либо в любом почтовом отделении через подписной каталог.

По всем вопросам обращайтесь к менеджеру по подписке – тел. (495) 228-60-05

ПОДПИСКА ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ НА ЖУРНАЛЫ:



Количество экземпляров:

Подписной период (отметьте необходимое):

☐ Подписка на I полугодие 2010 г. (3 номера) – 1500 рублей

☐ Подписка на 2010 г. (6 номеров) – 3000 рублей

Стоимость подписки включает НДС и цену доставки

Стоимость одного номера – 500 рублей

Подписка возможна с любого номера журнала

Количество экземпляров:

Подписной период (отметьте необходимое):

☐ Подписка на I полугодие 2010 г. (2 номера) – 1600 рублей

☐ Подписка на 2010 г. (4 номера) – 3200 рублей

Стоимость подписки включает НДС и цену доставки

Стоимость одного номера – 800 рублей

Подписка возможна с любого номера журнала

Наименование организации:

Юридический адрес:

ИНН: [] КПП: []

Тел.: () Факс: () E-mail:

Контактное лицо (Ф.И.О.):

Информация для получения журнала по почте

Получатель журнала в организации (должность/отдел, Ф.И.О.):

Адрес для доставки:
(почтовый индекс) (почтовый адрес)

ПОДПИСКА НА ЖУРНАЛЫ В ПОЧТОВОМ ОТДЕЛЕНИИ:

	«Энергоэксперт»	«Релейщик»
Индекс по каталогу Агентства «Роспечать» 	72240	35789
Индекс по каталогу «Межрегиональное агентство подписки» 	11447	16755

СЧЕТ № 303

Поставщик, учредитель, издатель:

Закрытое акционерное общество «Издательский дом «Вся электротехника»

Адрес: 125252, Москва, Новопесчаная, д. 17/7, кор. 23, тел.: (495) 228-60-05

ИНН/КПП 7743626979/774301001

Платательщик:

ИНН/КПП:

№	Наименование товара	Единица измерения	Количество номеров	Цена за единицу без НДС	Сумма
1	Журнал «Энергоэксперт» - подписка на № 1, 2, 3, 4, 5, 6 /2010/	шт.	6	423,73	2542,37
Итого:					2542,37
Итого НДС:					457,63
Всего к оплате:					3000,00

Всего наименований 1, на сумму 3000,00

Три тысячи рублей 00 копеек

Оригиналы накладных и счетов-фактур высылаются.

Дополнительная информация – на сайте www.energyexpert.ru

Внимание! Обязательно укажите в графе «Назначение платежа» платежного поручения: № данного счета, юридический адрес, почтовый индекс и полный почтовый адрес платателя (подписчика), ФИО получателя журнала для доставки, контактный телефон.

Руководитель предприятия (Посошков В.И.)

Главный бухгалтер (Миронова Е.А.)

**Образец заполнения платежного поручения**

ИНН 7743626979	КПП 774301001		
Получатель ЗАО «Издательский дом «Вся электротехника» Тверское ОСБ №7982 г. Москва		Сч. №	40702810338040115349
Банк получателя Сбербанк России ОАО г. Москва		БИК	044525225
		Сч. №	30101810400000000225



19-я международная выставка
«Электрооборудование для
энергетики, электротехники
и электроники; энерго-
и ресурсосберегающие технологии,
бытовая электротехника»

электро 2010

www.elektro-expo.ru
7-10 июня

Россия, Москва,
Центральный выставочный
комплекс «Экспоцентр»

Организатор:
ЗАО «Экспоцентр»



BB/TEL

линейка выключателей shell

ЕВРОПЕЙСКОЕ КАЧЕСТВО ОТДЫХАЕТ!

Российская группа компаний «Таврида Электрик» представляет на рынок линейку выключателей Shell со следующими номинальными параметрами: **20кА/1600А, 31кА/1000А, 31,5кА/1600А, 31,5кА/2000А.**

Передовые технологии. При разработке линейки выключателей Shell были использованы самые передовые технологии: вакуумные дугогасительные камеры ВДК/TEL IV поколения с уникально малыми габаритами, двухразрывный привод повышенной энергоэффективности, уникальные тяговые изоляторы лабиринтного типа высокой прочности, исполнение терминалов выключателя из экструдированного алюминиевого профиля. Уникально малые времена срабатывания выключателей Shell открывают новые возможности организовать быстрый ввод резервного питания (БВРП) менее чем за 50мс. Линейка выключателей Shell была с успехом представлена на ведущих мировых выставках и форумах. Уже сегодня выключатели эксплуатируются на объектах Западной Европы, США, Азии, стран Ближнего и Дальнего Востока.

Исключительное удобство эксплуатации. Конструкция токоведущих терминалов BB/TEL обеспечивает свободу при организации ошиновки; удобный выносной указатель положения главных контактов, а также продуманная система блокировок обеспечат безопасность эксплуатации. Вес выключателя менее 50 кг. Это преимущество вы оцените как при монтаже, так и в эксплуатации. Готовые решения по установке в КРУ значительно сэкономят Ваши время и средства.

Снижение эксплуатационных затрат. За счет применяемых технологий вакуумные выключатели BB/TEL не требуют обслуживания на протяжении всего срока службы. Вам не нужно будет проводить какие-либо регулировки в процессе эксплуатации. Простейшая кинематическая схема аппарата, вакуумная камера ВДК/TEL, не имеющая аналогов в мире, конструкция привода, протоколы испытаний ведущих испытательных центров мира обеспечивают гарантию надежной работы в течение всего срока службы.

Линейка выключателей Shell снимает ограничения на применение инновационных выключателей TEL на отходящих линиях и на вводах подстанций и распределительных устройств с токами отключения до 31,5 кА и номинальными токами до 2000 А в сетях самой различной отраслевой принадлежности.

РАЗРАБОТАНО И СДЕЛАНО В РОССИИ!

