



Издательский дом «Вся электротехника»

ЭНЕРГОЭКСПЕРТ

информационно-аналитический журнал

ISSN 2075-6518



№ 5 (22)

2010

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

 **ЭЛЕКТРОЗАВОД**

38 Новая топология сельских распределительных сетей

41 **Определение содержания влаги в изоляции силовых трансформаторов**

56 **Приживется ли в России импортный класс напряжения?**

60 **Информационная безопасность распределительных сетей**

68 **Поиск «земли» в СОПТ**

76 **Коммерческий учет на розничных рынках электроэнергии**

86 **Методы определения нагрева и провеса проводов ВЛ**

92 **Изменения в нормативных актах электроэнергетики**





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

№ 5 (22) – 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., исполнительный директор
ОАО «ОГК-1»

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

Серебрянников С.В., ректор МЭИ

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

Шакарян Ю.Г., заместитель генерального
директора – научный руководитель
ОАО «НТЦ электроэнергетики»

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

Ирина Белова
bid@energyexpert.ru
Елена Ходова
heg@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 143



ОТ РЕДАКТОРА

Самое значительное событие минувшей осени – отстранение от должности мэра Москвы Юрия Лужкова. Как шутили по этому поводу сотрудники ГИБДД, «доверенность у него оказалась просроченная». Новый мэр Сергей Собянин, вступив в должность, спешно провел ревизию столичного хозяйства и сделал первые громкие заявления. Так, он назвал Москва-Сити, гордость лужковской архитектуры, «градостроительной ошибкой». Для электроэнергетиков Москва-Сити ассоциируется прежде всего с новым классом напряжения 20 кВ. Не наше это напряжение, не русское, уверены некоторые специалисты. Может, это тоже ошибка, но только «электроэнергетическая»? Мы попытались с этим разобраться, для чего встретились с одним из основных идеологов внедрения в мегаполисах сетей 20 кВ, главным инженером Московских кабельных сетей Степаном Никифоровичем Тодиркой и поинтересовались, почему был выбран данный класс напряжения, в чем его преимущество, какие проблемы возникали при эксплуатации. Публикуя его ответы в блоке ПРАКТИКА, мы приглашаем всех к дискуссии, и в первую очередь экспертов, имеющих альтернативную точку зрения. В дальнейших номерах мы вернемся к обсуждению этого вопроса.

Блок ПРАКТИКА продолжается рубрикой «Релейная защита и автоматика», в которой группа авторов из Канады (Гидро-Квебек) рассказывает об опыте сетевых компаний в обеспечении требований информационной безопасности оборудования систем автоматизации распределительных сетей (САРС), о стратегии и решениях, которые следует предусматривать для обеспечения надежной работы САРС. Советуем не пропустить статью о стандартах управления производственными активами в сетевых электроэнергетических компаниях. А также статью главного метролога ОАО «АТС» Покатилова А.В. о коммерческом учете на розничных рынках электроэнергетики.

В блоке ТЕОРИЯ представляет интерес материал австрийских авторов, в котором обсуждаются и сравниваются различные методы оценки содержания влаги в твердой и жидкой изоляции силовых трансформаторов.

Наша ЭКСПЕРТИЗА посвящена изменениям, которые произошли в нормативных актах электроэнергетики за последнее время.

И завершаем номер материалом по зарубежному опыту определения нагрева и провеса проводов воздушных линий.

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 VI Всероссийская научно-практическая конференция ЗАО «РАДИУС Автоматика»
- 8 «Таврида Электрик»: двадцать лет инноваций
- 14 Франция–Самара: «Шнейдер Электрик» и Самарский «Электроцит» создали совместное предприятие

КОМПАНИИ

- 20 ООО «Глобал Инсулэйтор Групп»
- 22 ЗАО «Энергомаш» (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш»
- 28 ЗАО «Электронмаш»
- 30 Холдинговая компания «Электрозавод»

НОВИНКИ

- 32 Клеммы с размыкателями, предназначенные для подключения измерительных трансформаторов, и трансформаторы тока
- 35 ПРИЗ-001: преобразователь измерительный многофункциональный
- 36 ЭНИП-2: цифровой многофункциональный измерительный преобразователь

■ ТЕМА НОМЕРА

- 38 Принципы построения сети 10 кВ с использованием столбовых трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ

Интервью с начальником Департамента технического развития ОАО «МРСК Центра» Дмитрием Рыбниковым.

■ ТЕОРИЯ

- 41 Сравнение различных методов определения влаги в изоляции силовых трансформаторов
Майк Кох, Михаэль Крюгер, Стефан Тенбойлен.
Австрийские авторы обсуждают и сравнивают различные методы оценки содержания влаги в твердой и жидкой изоляции силовых трансформаторов.
- 46 Электроснабжение дальней тяги. *Зихерман М.Х.*
Предложена система электроснабжения дальней (длиной до 300 км) тяги, основанная на отведении обратного тока из земляного канала в питающие провода 27,5 и 110 кВ соседнего пути. Она позволяет уменьшить потери, расширить зону обслуживания и сократить несимметрию токов в сети внешнего электроснабжения.
- 52 О несовершенстве тепловых моделей электродвигателей в цифровых устройствах РЗА
Михалев С.В., Пирогов М.Г.
В статье дается краткий анализ работы тепловых моделей двигателей, применяющихся в блоках релейной защиты.

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

ПРАКТИКА

- 56 Степан Тодирка: «В большом мегаполисе за сетями 20 кВ – будущее»**
Интервью с главным инженером Московских кабельных сетей.
- 60 Обеспечение информационной безопасности распределительных сетей**
Жак Бенуа, Серж Ганон, Люк Тетраулт.
Рассмотрен опыт сетевых компаний в обеспечении требований информационной безопасности оборудования систем автоматизации распределительных сетей (САРС). Рассмотрены стратегии и решения, которые следует предусматривать для обеспечения надежной работы САРС.
- 68 Поиск «земли» в системе оперативного постоянного тока в современных условиях**
Грибков М.А.
Автор делает вывод о том, что при строительстве новых объектов и при реконструкции СОПТ на действующих объектах для поиска «земли» необходимо предусматривать как стационарные устройства контроля изоляции с возможностью регистрации событий, так и переносные, позволяющие с высокой точностью обнаружить поврежденный элемент.
- 72 Стандарты управления производственными активами в сетевых электроэнергетических компаниях.** *Столбов М.А.*
Предлагается система управления производственными активами, внедрение которой позволяет сократить затраты на содержание оборудования и устранение последствий его отказов, вводит прозрачность и обоснованность в процесс принятия решений, дает возможность осуществлять продуктивное взаимодействие между подразделениями, акционерами и регулирующими органами.
- 76 Коммерческий учет на розничных рынках электроэнергии.** *Покатилов А.В.*
Реформирование электроэнергетики, начавшееся с создания рыночной модели оптового рынка, в настоящее время продолжается на розничных рынках электроэнергии.
- 81 Снижай нагрузку и экономь.** *Роб Ардис*
Конкретный пример реализации мер по сокращению расходов на электроэнергию.

ЗА РУБЕЖОМ

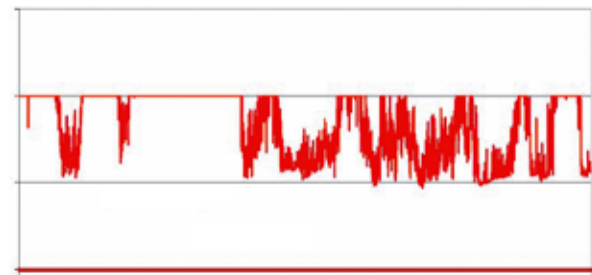
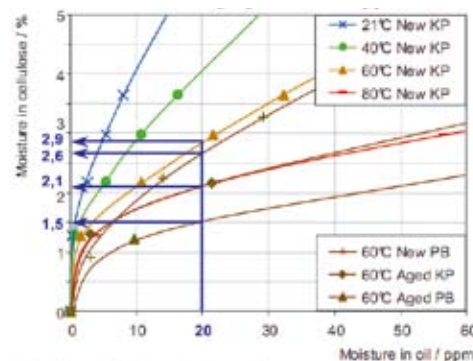
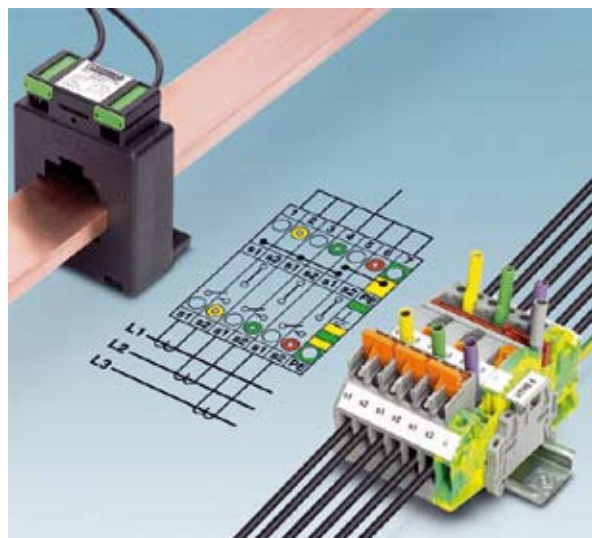
- 86 Методы определения нагрева и провеса проводов воздушных линий.** *Алексеев Б.А.*
Повышение нагрузочной способности воздушных линий требует определить нагрев провода, вызывающий его провисание, зная режим работы линии и воздействующие на нагрев внешние окружающие условия. В статье показаны различные методы прямых и косвенных измерений температуры провода и величины его провеса. Управление сетью с учетом таких данных, в том числе погоды на трассе линии позволяет существенно увеличить пропускную способность сети.

ЭКСПЕРТИЗА

- 92 Изменения в нормативных актах электроэнергетики**

ЛИЧНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

- 97 Календарь актуальных событий на январь-февраль 2011**



КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НОВЫХ И РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭС И ПС НАПРЯЖЕНИЕМ 6–220 кВ

Если, сообразно с пословицей, по осени рекомендовано считать цыплят, то крупные российские электротехнические компании в это время года имеют обыкновение проводить собственные мероприятия, на которых знакомят проектировщиков и представителей эксплуатации со своими продуктами, и, в качестве обратной связи, получают от слушателей ценные замечания, которые будут учитываться в дальнейших разработках. Так, ЗАО «РАДИУС Автоматика» в середине сентября 2010 года с успехом провело VI Всероссийскую научно-практическую конференцию под названием «Комплексные решения при проектировании новых и реконструкции действующих электрических станций и подстанций напряжением 6–220 кВ с использованием новых разработок».

Мероприятие собрало свыше 200 человек – представителей служб релейной защиты электроэнергетических компаний и проектных организаций со всей страны, от Калининграда до Владивостока.

Первый день для участников конференции был ознакомительный. Слушатели совершили экскурсию по производственным площадям ЗАО «РАДИУС

Автоматика», где они смогли ознакомиться с технологией производства, вживую увидеть продукцию, которая представлена и эксплуатируется во всех энергосистемах РФ. Особый интерес у участников конференции вызвали новые шкафы серии ШЭРА, предназначенные для выполнения функций управления, защиты, сигнализации, измерения и контроля на электростанциях и подстан-

циях с высшим напряжением до 220 кВ: шкаф дифференциальной защиты линии ШЭРА-ДЗЛ-2002-И, шкаф направленной ВЧ защиты линии 110 (220) кВ ШЭРА-ВЧ-1001-И, шкаф дифференциальной защиты ошиновки 35–220 кВ ШЭРА-ДЗО-2002-И, шкаф автоматического ограничения снижения частоты и напряжения ШЭРА-РЧН-2001, шкаф оперативной блокировки ШЭРА-ОБ-2001.



Последующие дни были посвящены докладам. Их тематика, как всегда, была обширна. Первым выступил генеральный директор ЗАО «РАДИУС Автоматика» **Давыденко Ю.Н.**, который рассказал о планах и задачах компании на этот и последующие годы, подвел промежуточные итоги 2010 года. По продажам, как в стоимостном, так и в численном отношении, он констатировал увеличение объема первых 9 месяцев работы в 2010 году на 10 % по сравнению с 9 месяцами докризисного 2008 года, что позволяет ожидать увеличения продаж и за год в целом.

С интересом был заслушан доклад **Лукоянова В.Ю.** об устройстве для определения мест повреждения на линиях электропередачи напряжением 6–750 кВ «Сириус-2-ОМП». Во время этой разработки был учтен 15-летний опыт производства и эксплуатации устройств серии ИМФ (-3, -3С, -3Р и -1, -1С, -1Р). Это дало возможность создать устройство, способное найти применение как в сетях с изолированной нейтралью (напряжением 6–35 кВ), так и с заземленной (напряжением 110–750 кВ).

Устройство базируется на аппаратно-программной платформе «Сириус». Кроме дополнительных сервисных возможностей, устройство усовершенствовано и в части выполнения соевых основной функции – ОМП. К таким улучшениям относится:

- модернизированный адаптивный алгоритм выбора «квазистационарного» участка, записанной в памяти осциллограммы аварийного процесса для расчета расстояния до КЗ;
- улучшенный алгоритм определения вида КЗ перед переходом к тем или другим расчетным формулам с индикацией на ЖКИ признака недостоверности данных в сложных случаях;
- возможность запуска прибора не только по превышению значений уставок токами симметричных составляющих, но и по их приращениям;
- возможность перерасчета расстояния, т.е. устройство позволяет уже после аварии оператору с передней панели устройства изменить некоторые значения уставок, описывающих линию, и по той же зафиксированной при аварии осциллограмме заново рассчитать вид и расстояние до КЗ;
- наличие надписи на ЖКИ, предупреждающей о недостоверности данных,



зафиксированных для двустороннего расчета расстояния при плавном нарастании тока при КЗ, и возможной неодновременности съема данных по обоим концам линии.

В устройстве предусмотрены три режима работы: неселективный, когда фиксируются все аварии, вызвавшие срабатывание пусковых органов устройства; селективный, когда фиксируются только те аварии, которые сопровождались отключением своего высоковольтного выключателя линии; и режим селективной сигнализации, когда в памяти фиксируются все аварии, но реле «Сигнализация» срабатывает только при отключении «своего» выключателя.

Устройство «Сириус-2-ОМП» предназначено для линий простой конфигурации, параллельных магнитосвязанных линий, а также линий с ответвлениями и может устанавливаться на линиях с односторонним или двухсторонним питанием. Предусмотрена возможность работы на линиях с частичной взаимной индукцией, а также ответвлениями от параллельной линии.

Генеральным директором дочернего предприятия «ЗАО «РАДИУС Автоматика» – ООО «Механотроника РА» **Езерским С.В.** был представлен обновленный программно-технический комплекс «ЭГИДА». Это инструмент для построения систем автоматизации энергообъектов от простейших систем мониторинга устройств РЗА до полноценных АСУ ТП сетевых компаний, АСУ собственных нужд электростанций и промышленных предприятий.

В обновленной версии ПТК «ЭГИДА» существенно увеличено количество поддерживаемых устройств релейной защиты, регистраторов аварийных процессов, устройств учета и других

цифровых устройств, применяемых сегодня на объектах электроэнергетики.

Расширено количество интерфейсов пользователей системы. Добавлен редактор интерфейсов для самостоятельного формирования экранных форм пользователем. Введен компонент автоматического формирования отчетов (в частности, Форм 13 и 18 СРЗА). Добавлен компонент удаленного формирования о событиях посредством электронной почты или SMS. Расширено количество протоколов обмена со смежными системами АСУ и ТМ.

В части комплексного оснащения энергообъектов также сделан серьезный шаг вперед: теперь вместе с устройствами РЗА производства ЗАО «РАДИУС Автоматика», оборудования связи, вычислительной техники и программного продукта «ЭГИДА», ООО «Механотроника РА» готовится осуществлять поставку и ввод в эксплуатацию систем телемеханики собственной разработки производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

С большим интересом также были заслушаны доклады: **Аганичева К.С.** – по устройству защиты ввода с функцией БАПР «Сириус-2ВБ»; **Козлова Е.И.** – о новых шкафах серии «ШЭРА» для подстанций 110–220 кВ; **Алымова И.В.** – о новом программном обеспечении «Старт-2ПС» для организации АРМ инженера РЗА и дежурного оператора, а также других специалистов ЗАО «РАДИУС Автоматика».

VI научно-практическая конференция полностью подтвердила точность девиза компании: «Каждый день мы создаем стабильное и безопасное энергоснабжение, разрабатывая и изготавливая современные надежные системы релейной защиты и автоматики, точно отвечающие потребностям российской энергетики».

«ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК»: 20 ЛЕТ ИННОВАЦИЙ

В этом году Промышленная группа «Таврида Электрик» отметила свой 20-летний юбилей. 13 ноября 1990 года было зарегистрировано малое внедренческое предприятие «Таврида Электрик», которое за 20 лет смогло вырасти в международную компанию, представляющую отечественные разработки в 100 странах мира. Именно этому событию была посвящена традиционная конференция Российской группы компаний «Таврида Электрик», которая проходила с 12 по 17 сентября в Турции. Участие в конференции приняли энергетики разных отраслей из России, Белоруссии и Казахстана – всего 160 технических руководителей и специалистов. Неформальное открытие конференции прошло под флагами городов-участников. Программа включала в себя три дня пленарных заседаний, «круглые столы», а также инновационный формат общения – «ток-шоу» на актуальную тему.

«ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК»: ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА

Открыл конференцию генеральный директор Промышленной группы «Таврида Электрик» **Алексей Чалый** с докладом «Таврида Электрик: вчера, сегодня, завтра». Алексей Михайлович рассмотрел компанию в четырех ключевых направлениях: продукты, производство, рынок, персонал.

Рассказ об истории продуктов Алексей Чалый начал с вакуумного выключателя. За 20 лет выключатель ВВ/TEL пережил три глобальные модернизации. Самые первые аппараты, которые появились еще до момента образова-



Алексей Чалый

ния компании, представляли собой вакуумные контакторы. В 1990 году по заказу Никопольских РЭС (Днепро-энерго, Украина) электромагнитный привод контактора был переработан таким образом, чтобы аппарат сохранял включенное положение при пропадании оперативного питания. Это был первый вакуумный выключатель. Следующая модернизация выключателя состоялась в 1996 году. За необычные конструктивные особенности этот аппарат получил название «колпак». Сегодня, после целого ряда усовершенствований, «колпак» стал, пожалуй, самым узнаваемым выключателем в классе 6–10 кВ. В 2007 году в линейке вакуумных выключателей появилась сильноточный выключатель серии «Shell». На этапе разработки выключателя решалась сложная инженерная задача: высота нижнего терминала выключателя относительно основания должна была соответствовать высоте нижнего терминала популярного зарубежного выключателя. При этом выключатель-конкурент имеет привод, установленный «за спиной», тогда как в ВВ/TEL в отведенное пространство необходимо было вписать тяговый изолятор и привод. Эта сложная задача была успешно решена.

Еще одно направление компании в области разработки инновационных аппаратов появилось в 1996 году, когда был создан вакуумный рекулер. В декабре 1996 года в городе



Вакуумный выключатель ВВ/TEL за 20 лет пережил три глобальные модернизации

Лисбурн (Северная Ирландия) состоялось техническое совещание, на котором присутствовали Алексей Чалый, Стэн Мэй – менеджер по развитию северных сетей Великобритании, Джон Канингхэм – директор компании KELMAN, специалист по коммуникациям Стэн Грэй – директор предприятия Microsol из Дублина. Обсуждался вопрос, каким должен быть коммутационный аппарат наружной установки будущего. Предполагалось, что аппарат должен иметь широкодиапазонный измеритель тока, чтобы не подбираться под конкретное применение, обязательно должен иметь измерение напряжения с двух сторон и малое потребление («быстрые времена»). Идея такого аппарата была технически сформулирована в феврале 1997 года. Идея довольно простая – использовать выключатель ВВ/TEL как основу, корпус заземленный, шесть бушингов – в общем, ничего нового в этом не было. А вот способ создания внутренней изоляции был новым. Бушинги были устроены таким образом, что непосредственно через силиконовые уплотнения соединялись с аппаратом, образуя единое изоляционное целое. Таким образом, получилась система твердой изоляции, защищенная от внешних климатических воздействий. Чтобы не делать слишком дорогой корпус, то есть не делать его герметичным, корпус был сделан «дышащим» (воздух он пропускает), и «пылезащищенным». Такая концепция оказалась очень живучей. Сегодня результаты продаж реклоузеров на мировом рынке впечатляют.

Говоря о рынках, Алексей Михайлович отметил, что сегодня «Таврида Электрик» одна из немногих отечественных компаний, которая в сфере высоких технологий способна уверенно конкурировать с продукцией мировых брендов на их домашних рынках. За 20 лет работы компания заняла второе место в мире на рынке вакуумных выключателей, и после победы на крупных международных тендерах, твердое второе место на рынке реклоузеров. Сегодня продукты компании обеспечивают надежное электроснабжение потребителей в странах СНГ, Восточной и Западной Европы, странах ближнего и дальнего Востока, Южной Африке, США и Канаде.



Николай Корнев

ВОПЛОЩАЯ ИННОВАЦИОННУЮ МИССИЮ

Продолжил конференцию генеральной директор Российской группы компаний «Таврида Электрик» **Николай Корнев**. В своем докладе «Воплощая инновационную миссию» Николай Иванович проанализировал, какой вклад «Таврида Электрик» внесла в развитие отечественной энергетики.

В 90-е годы XX столетия рынок электротехники в России был принципиально другим. Вакуумные выключатели делали первые неуверенные шаги, сильно уступая своим «большим братьям», а на рынке КРУ эксплуатировались разработки 60–70-х годов. В этих условиях появилась молодая компания с очень не похожим на других выключателем.

Одним из знаковых событий начального периода развития компании стало заседание межведомственной комиссии РАО «ЕЭС» в 1995 году, на котором решался вопрос: быть или не быть вакуумному выключателю ВВ/TEL в российских сетях. Положительным решением МКБ был дан старт интенсивному развитию компании. «Таврида Электрик» первой комплексно подошла к вопросу модернизации распределительных устройств, – отмечалось в докладе Н. Корнева. – Необходимость этого была продиктована нетрадиционной конструкцией выключателя. Требовались системные решения по адаптации аппарата в действующие КРУ и КСО, которых насчитывалось более сотни модификаций. «Таврида Электрик» одна из первых параллельно с предложением продукции высокого качества предложила заказчикам высокий уровень сервиса, и все работы по замене устаревших выключателей на новые ВВ/TEL компания брала на себя. Помимо модернизации большое внимание уделялось и новому строительству. В то время на двух крупнейших КРУ-строительных заводах России было поставлено производство выкатных элементов для ячеек К-59 с выключателем ВВ/TEL. Кроме этого, «Таврида Электрик» начала активно работать с проектными институтами, разрабатывая типовые проекты применения новой техники. Результаты этой работы мы видим сегодня: вакуумные выключатели являются стандартом



1995 г., Межведомственная комиссия РАО «ЕЭС» по приемке вакуумного выключателя ВВ/TEL



Выкатные элементы: с масляным выключателем (слева) и с вакуумным выключателем (справа)

коммутационного аппарата в среднем классе напряжений, а выключатель ВВ/TEL стал стандартом на рынке вакуумных выключателей.

Влияние «Таврида Электрик» на рынок электротехники не ограничилось сегментом выключателей. Внедрение вакуумных выключателей на раннем этапе развития было связано с проблемой ограничения коммутационных перенапряжений. Компания глубоко погрузилась в решение этого вопроса. Были разработаны первые ограничители перенапряжений с нелинейными варисторами внутренней установки, а чуть позднее компанией были разработаны рекомендации по выбору и установке ОПН. Эту тему позднее в своем докладе развил **Андрей Родин** – директор Липецкого электротехнического завода, который взял на себя непростую задачу обобщения истории ОПН-строения в России и за рубежом. Можно сказать, впервые аудитории была представлена полная версия мировой истории появления ограничителей перенапряжения. Компания «Таврида

Электрик» представила первые в мире ОПН в твердой полимерной изоляции в 1992 году. ОПН/TEL были предназначены специально для внутренней установки для защиты оборудования от возможных коммутационных перенапряжений в цепи вакуумного выключателя. А в 1998 году начинается серийное производство легендарных ОПН-КР в цельнолитом корпусе. 2005 год ознаменован в компании открытием нового производства ОПН в городе Липецк, причем пуск завода был выполнен в рекордные сроки – 9 месяцев. В заключение доклада Андрей Родин подвел итоги деятельности предприятия с 1996 по 2010 гг.: в мире установлено 450 000 ограничителей перенапряжений производства компании «Таврида Электрик», из них 350 000 эксплуатируются в России.

Появление малогабаритных вакуумных выключателей открыло новые горизонты для производителей КРУ и КСО. Одна из популярнейших сегодня ячеек КСО-298 была создана именно под выключатель ВВ/TEL. А в 2008 году бизнес-партнер Российской группы компаний «Таврида Электрик» – Нижегородский электротехнический завод предложил на рынок принципиально новую конструкцию КСО серии «Новация», которая сочетает в себе малые габариты, удобство обслуживания наряду с высокой безопасностью. В 2003 году «Таврида Электрик» совместно с компанией «КРУЭЛТА» предложили альтернативу традиционным ячейкам

типа К-104 – КРУ D12 со средним расположением коммутационного аппарата на кассетном выдвижном элементе. Данное решение прочно закрепилось на рынке России. Сегодня подобные ячейки производят уже более 30 российских заводов.

Еще одно принципиально новое направление для российской электротехники, в развитии которого «Таврида Электрик» приняла самое непосредственное участие, – концепция децентрализованной автоматизации распределительных сетей на базе вакуумных реклоузеров РВА/TEL.

В завершение доклада Николай Корнев представил команду Российской группы компаний «Таврида Электрик»: на слайде одна за другой появлялись фотографии коллективов, сотрудников региональных представительств Российской группы компаний «Таврида Электрик». В 1996 году компания одной из первых на рынке электротехники начала выстраивать уникальную сервисную систему взаимодействия со своими заказчиками и партнерами путем создания сети технико-коммерческих центров во всех крупных городах России, Белоруссии и Казахстана. Сегодня это большая команда профессионалов-единомышленников.

За время работы компании сформировался широкий круг постоянных партнеров. В докладе «Таврида Электрик глазами потребителя» заместитель генерального директора – технический директор ОАО «МРСК Центра» **Сергей Шумахер** рассказал участникам семинара об истории партнерства «Таврида Электрик» с сетевыми организациями центрального региона России. Вспоминая период первого знакомства инженеров с вакуумным выключателем ВВ/TEL, Сергей Анатольевич отметил, что главным вопросом тогда у многих был вопрос «Куда дели привод?» – настолько нетрадиционной была конструкция нового аппарата. Сначала внедрение нового выключателя велось с опаской, их ставили в сельские РП. Однако массовое внедрение не заставило себя долго ждать. Завершая свое выступление, Сергей Анатольевич от всего коллектива ОАО «МРСК Центра» поздравил «Таврида Электрик» с 20-летием и пожелал установить еще не один новый рекорд.



ОПН производства Липецкого электротехнического завода

В ПОИСКАХ СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ ДУГОЙ

В основе инновационных разработок компании «Таврида Электрик» заложены глубокие фундаментальные исследования. К числу научных областей, в которых компания обладает высокой компетенцией, относится проблема коммутации токов в вакууме. Исследованиями занимается научная группа «Приэлектродные процессы» под руководством **Сергея Школьника**, который выступил с докладом «Поиски способов управления вакуумной дугой».

Сергей Маркович рассказал об исследованиях, которые ведутся в области гашения дуги в вакууме и о том, что вообще известно на сегодняшний день о данном процессе. «Мощность, выделяющаяся в дуге в момент размыкания контактов, может достигать до 10 МВт. Средняя плотность тока в вакуумной дугогасительной камере составляет несколько килоампер на квадратный сантиметр, что сравнимо с плотностью тока в канале достаточно мощной молнии. Для успешной коммутации токов необходимо научиться управлять дугой», — заключил докладчик. Результаты исследований, проводимых группой С.М. Школьника, позволяют хорошо понимать все процессы, происходящие в дуге и управлять ею. Сергей Маркович сообщил, что недавно успешно были проведены испытания камеры с номинальным током отключения 40 кА, то есть амплитудное значение в момент отключения составляет 80 кА. Радиус контактов в такой вакуумной камере составляет всего 30 мм.

Воплощение результатов научных исследований на практике — это отдельная сложная задача. О тонкостях производства вакуумных дугогасительных камер марки TEL участникам семинара рассказал директор ООО «ВДК ТЭЛ» **Сергей Малаховский**, выступивший с докладом «Четыре поколения ВДК/TEL». Сергей Иванович отметил ряд особенностей технологии производства камер, которые позволяют «Таврида Электрик» быть лидерами в этой области. Камеры ВДК/TEL, начиная с первого поколения, производятся по бесштенгельной технологии. Камеры запекаются в вакуумной печи так, что дальнейшая откачка воздуха по отдельности из каждой камеры не требуется. Это позволило значительно повысить технологичность производства, а также гарантировать сохранение



Сергей Шумахер

уровня вакуума в ВДК в течение всего срока службы вакуумного выключателя. На сегодняшний день производство ВДК максимально автоматизировано.

Первый день заседаний завершил **Андрей Гусев**, директор по производству и разработкам Российской группы компаний «Таврида Электрик», выступивший с «Декларацией надежности продуктов TEL». «Таврида Электрик» — первая компания на рынке России, которая декларировала беспрецедентные сроки гарантии на свою продукцию — 7 лет на выключатель ВВ/TEL и 10 лет на ограничители перенапряжений ОПН/TEL. За этими цифрами кроется серьезная работа, проводимая специалистами компании по совершенствованию качества продукции и снижению уровня отказов. На примере вакуумной камеры Андрей Гусев рассказал о технологии

проведения ПСИ, которая позволяет предугадать безотказность ВДК на сроке эксплуатации 30 лет. По подобным методикам производится итоговый контроль всего оборудования марки TEL, что позволяет достигать высоких заявленных показателей надежности устройств.

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ

Еще один блок докладов конференции был посвящен инженерным решениям Российской группы компаний «Таврида Электрик». Контекст этого блока определил доклад директора по инжинирингу Группы компаний «Таврида Электрик» **Сергея Карпова** по теме «Комплексные проекты с решениями бизнес-партнеров». Тенденция среди заказчиков строить объекты «под ключ» становится нормой, и большинство заказчиков отдают предпочтение тем подрядчикам, которые способны выполнить не только поставку оборудования, но и весь комплекс инженерно-консультационных услуг. В своем докладе С. Карпов сделал обзор компетенций Российской группы компаний «Таврида Электрик», имеющей хорошую репутацию как подрядчик, который выполняет солидные по масштабам проекты в сжатые сроки. На сегодняшний день компания активно наращивает опыт реализации комплексных проектов. В структуру компании входит несколько проектных групп, специализирующихся на проектировании и реконструкции подстанций до 110 кВ, а также монтажные под-



КРУ с масляным выключателем (слева) и с вакуумным выключателем со средним расположением (справа)

разделения. Представительства компании в регионах представляют собой технико-коммерческие центры, предлагающие своим заказчикам инженерные решения на платформе инновационных продуктов «Таврида Электрик».

Тему комплексных проектов продолжили бизнес-партнеры Российской группы компаний «Таврида Электрик». **Олег Аношин**, коммерческий директор нового КРУ-строительного завода «ВЕКТОР» в своем докладе вкратце рассказал об истории создания предприятия и подробно остановился на номенклатуре оборудования. Продукция завода – ячейки серии D-12 различных исполнений – хорошо известны на рынке, объемы поставок этого оборудования значительные, это говорит о том, что надежность и качество выпускаемой продукции уже себя зарекомендовали. Ранее сборочным производством ячеек D12 занималась компания «КРУЭЛТА». Завод «ВЕКТОР» – новый этап развития проекта. На заводе, на современной станочной базе освоен полный производственный цикл.

Начальник отдела КРУ и КТП **Павел Поливников** в своем докладе представил собравшимся развитие номенклатуры КСО «Новация». За прошедший год линейка дополнена исполнением КСО на номинальные токи до 1600 А, а также исполнением ячейки с выключателем нагрузки. В 2008 году КСО «Новация» была впервые представлена широкой аудитории. Сегодня все больше заказчиков отдают предпочтение этому малогабаритному комплектному устройству,

которое действительно уменьшает бюджет проекта в отличие от классических КСО. Среди участников семинара были потребители, которые уже эксплуатируют «Новацию» и могли уже из практики поделиться с коллегами своим мнением о предложенном «Тавридой» новом стандарте ячеек КСО.

РЕШЕНИЯ ДЛЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ, ИЛИ НОВЫЙ ВИТОК РАЗВИТИЯ

В рамках юбилейной конференции не могло обойтись без рассмотрения вопроса перспективных разработок компании. Существующие проблемы энергетики заставляют сегодня многие страны смотреть в сторону создания интеллектуальных электроэнергетических систем, и Россия – не исключение. Разрабатываемая новая гамма продуктов компании направлена на создание нового поколения распределительных сетей, поэтому именно этой теме был посвящен один из дней конференции.

Директор по маркетингу Российской группы компаний «Таврида Электрик» **Владислав Воротницкий** выступил с докладом «Новый виток развития продуктов марки TEL». По его словам, большая часть проблем в энергетике – общая для многих стран и России в том числе. В частности, концепция построения существующих сетей в России складывалась в 70-е годы прошлого века, тогда же создавалась технологическая платформа для этих сетей. Такая концепция и оборудование уже не отвечают со-

временным потребностям энергетики, столкнувшейся со значительным ростом нагрузки, возрастающими требованиями потребителей и постоянным недостатком инвестиций. Необходимы принципиально новые решения и новые технологии. Представление перспективных разработок компании Владислав Валерьевич начал с определения новой серии smart-продуктов компании: «Это умные первичные устройства, которые интегрируют в себе целый набор различных функций: систем измерения, систем диагностики, релейной защиты и автоматики».

Единой базовой платформой smart-продуктов является новая линейка устройств управления, которая серьезно отличается от применявшихся ранее в составе коммутационных аппаратов блоков управления. Отмечалось наличие встроенных коммуникационных интерфейсов, функций релейной защиты и автоматики, высокая помехозащищенность. Вторым элементом платформы становится программный комплекс TELARM. На базе этой платформы компания «Таврида Электрик» уже в самое ближайшее время предложит целую линейку новых продуктов:

- сверхбыстродействующий вакуумный выключатель, позволяющий создавать системы быстрого ввода аварийного источника питания;
- вакуумный реклоузер с расширенными функциональными и коммуникационными возможностями;
- система кратковременного заземления нейтрали с целью селективной



идентификации однофазных замыканий на землю;

- новое поколение комплектных распределительных устройств в комбинированной изоляции, обладающее уникальными массогабаритными показателями и широкими функциональными возможностями;

- вакуумный выключатель на напряжение 35 кВ, имеющий интегрированную систему измерений и позволяющий использовать его как в качестве коммутационного аппарата на подстанции, так и в качестве реклоузера в сетях 35 кВ.

Об одном из первых Smart-продуктов компании – вакуумном реклоузере РВА/TEL – в своем докладе рассказала руководитель отдела распределительных сетей Российской группы компаний «Таврида Электрик» **Екатерина Кваша**. Проблемы автоматизации сетей сегодня можно наблюдать в нескольких областях: крайне низкий уровень телемеханизации объектов распределительного сетевого комплекса; достаточно малое количество установленных в эксплуатацию устройств автоматизации распределительных сетей; несовершенство применяемых каналов связи даже при наличии возможности применения других видов. Практика применения реклоузеров РВА/TEL в России насчитывает множество возможных вариантов установки аппарата: это и классическое секционирование, и пункты местного резервирования, и ОРУ, и секционирование отпаяк, установка по техническим условиям, разделение балансовой принадлежности. В каждом конкретном случае у сетевой организации появляется возможность повысить надежность электроснабжения, не проводя глобальной реконструкции линий.

О пилотном проекте применения системы кратковременного заземления нейтрали в своем докладе рассказал **Сергей Фурин** – руководитель отдела проектов Российской группы компаний «Таврида Электрик». Традиционно сети 6–10 кВ в России создаются с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью. Данный метод имеет ряд преимуществ по сравнению с заземленной нейтралью, например, повышение надежности электроснабжения потребителей за счет возможности сохранения питания при ОЗЗ. Однако противоречие в том, что достоинства обусловлены и недостатки: малый ток ОЗЗ не по-

зволяет селективно идентифицировать поврежденный фидер, а приложение повышенного напряжения к изоляции электрооборудования в течение длительного времени приводит к интенсивному его износу. Для решения проблемы идентификации ОЗЗ компания «Таврида Электрик» предложила метод кратковременного заземления нейтрали. Метод позволяет кратковременно увеличить ток ОЗЗ до уровня, достаточного для срабатывания токовых защит нулевой последовательности. В зависимости от проектного решения, действие защит может быть настроено на сигнал или отключение. Заземление нейтрали производится через шкаф заземления нейтрали – ШЗН/TEL-10-У1. В этом году был реализован пилотный проект. Работоспособность системы идентификации ОЗЗ подтверждена с помощью натурных испытаний. Результат испытаний – надежная идентификация ОЗЗ в режимах: падение провода на сухую и влажную землю, замыкания через естественное переходное сопротивление – ветки деревьев.

В этом году на конференции был опробован и полностью оправдал себя совершенно новый для электроэнергетики формат общения – «ток-шоу». В качестве основной темы для обсуждения была выбрана популярная и одновременно спорная тематика – Smart Grid. Разъяснить, что такое интеллектуальная сеть и высказаться о целесообразности внедрения этой концепции в России, ведущие ток-шоу попросили экспертов, в роли которых выступили участники конференции Сергей Анатольевич Шумахер, заместитель генерального директора – технический директор ОАО «МРСК Центра», Игорь Николаевич Дмитриев, начальник департамента эксплуатации ОАО «МРСК Урала», Николай Владимирович Григорьев, заместитель начальника службы электрификации и снабжения Приволжской железной дороги, Алексей Павлович Пищур, директор по сбыту Российской группы компаний «Таврида Электрик», Павел Николаевич Сорокин, директор ООО «Таврида Электрик Новосибирск». Проведенный в самом начале ток-шоу опрос показал, что лишь немногим более половины участников (52 %) знали, что такое smart grid. В конце каждого раунда обсуждения проводились голосования. Результаты опросов показали достаточно серьезные различия во взглядах специалистов.

В одном, однако, практически все были солидарны: 97 % считают, что развитие интеллектуальных сетей необходимо. Выводом по данному мероприятию стало то, что развитие концепции Smart Grid обязательно должно происходить и в нашей стране, однако важно подходить к этому вопросу системно.

ПУТЕШЕСТВИЕ В ИСТОРИЮ

Прошедшая конференция была отмечена еще одним знаковым событием. Многим из участников семинара и другим партнерам компании уже хорошо знаком телевизионный проект «Севастопольские рассказы» – цикл фильмов, рассказывающий историю города русской славы Севастополя. Компания «Таврида Электрик» активно поддерживала данный проект. В этом году сериал был показан на первом федеральном канале. В рамках культурной программы конференции демонстрировалась заключительная 15-я серия под названием «Под грифом «Секретно»». Фильм рассказывает историю линкора «Новороссийск» и его трагической гибели 29 октября 1955 года в бухте Севастополя, унесшей жизни 600 моряков.

В презентации фильма участвовали его создатели: режиссер Александр Бруньковский, главный герой, заслуженный артист России Игорь Золотовицкий и автор идеи проекта, генеральный директор Промышленной группы «Таврида Электрик» Алексей Чалый. Все участники просмотра в подарок получили коллекционное издание полной версии «Севастопольских рассказов» с автографами создателей.

ВПЕРЕДИ НОВЫЕ ПРОЕКТЫ И ДОСТИЖЕНИЯ

Итоги конференции можно охарактеризовать следующим образом – за несколько дней всем гостям была представлена «Таврида Электрик» во всех ее проявлениях. 20 лет для компании – много это или мало? С точки зрения человеческой жизни – это юность, самый расцвет сил, этап взросления, накопления опыта. С точки зрения истории – это еще младенческий возраст. С точки зрения компании в России, 20 лет – это серьезно. Как ни посмотри, а компания развивается, есть достижения, есть новые проекты и новые разработки, а значит – есть будущее!

ФРАНЦИЯ – САМАРА: ПАРИТЕТНОЕ НАЧАЛО БОЛЬШОГО ПРОЕКТА



В октябре 2010 года на мировом рынке электротехнической продукции появился новый игрок – совместное предприятие, созданное путем приобретения 50 % акций российской ЗАО «ГК «Электроцит» – ТМ Самара» французской компанией «Шнейдер Электрик». Учитывая, что первое из этих двух предприятий – лидер на рынке среднего напряжения России, а второе и вовсе входит в пятерку крупнейших компаний мира, с этим игроком нельзя будет не считаться.

Известие о создании СП не было громом среди ясного неба. Компании сотрудничали давно, с 1995 года, когда Schneider Electric еще называлась Merlin Gerin. Эта фирма проявила действительную заинтересованность в совместной работе с российскими производителями российской электротехники, и в результате на протяжении последующих 15 лет «Шнейдер Электрик» восполняла пробелы в работе российских предприятий-изготовителей комплектующего оборудования. Французы по мере необходимости разрабатывали, производили определенную аппаратуру для «Электроцита», в частности,

элегазовые выключатели, которые ни одно российское предприятие не производило.

Такое взаимодействие помогло «Шнейдер Электрик» хорошо вписаться в российский рынок, а «Электроциту» – поставлять свою электротехнику не только на отечественный рынок, но и за границу. В частности, на атомную электростанцию в Индию, на Кубу, в Татарстан. В 2009 году совместные действия компаний привели к созданию совместного предприятия, которое называлось «Шнейдер — Электроцит. Новации и технологии». ФАС одобрила эту сделку на год. Речь уже шла

о сотрудничестве иного рода: изделия разрабатывались совместно, а конечный продукт производился на Самарском «Электроците», а не во Франции. Было намечено 11 приоритетных направлений совместной деятельности: разработка изделий, их испытания, анализ качества выпускаемой продукции, совершенствование технологической и товаросопроводительной документации и т.д.

Подводя итог этой работы, прежде всего, нужно отметить следующие достижения:

- научно-исследовательскую и опытно-конструкторскую работу по созданию вакуумных выключателей 35 и 110 кВ

Сокращение расходов на энергоснабжение центра обработки данных до 30% — это только начало.

Комплексные решения для оптимизации энергозатрат на всех уровнях предприятия.

Сокращение расходов на энергоснабжение центра обработки данных на 30% — непростая задача. С повышением цен на энергоносители важен каждый сэкономленный ватт. Однако центры обработки данных обеспечивают работу и нуждаются в поддержке целого ряда систем — например, систем управления технологическим процессом, безопасности, вентиляции и кондиционирования — которые тоже потребляют большое количество энергии.

Экономия энергии в масштабах всего предприятия

Сегодня только архитектура EcoStruxure™ компании Schneider Electric™ позволяет сэкономить до 30% энергии, потребляемой инженерной архитектурой центра обработки данных. Однако повышение энергоэффективности инженерных систем дата-центра на 30% — это лишь часть экономии, которой можно достичь в масштабах предприятия благодаря архитектуре EcoStruxure.



Узнайте мнение экспертов о том, как экономить энергию!

Загрузите БЕСПЛАТНО эту информационную статью и примите участие в розыгрыше устройства для чтения электронных книг Kindle™!

Зайдите на веб-сайт www.SEreply.com и введите код 824811 Центр поддержки клиентов 8 10 800 25954011 (звонок по России бесплатный)

EcoStruxure

Архитектура эффективного управления электроэнергией на всем пути — от электростанции до розетки.



Промышленное предприятие

Открытые стандартные протоколы позволяют осуществлять комплексное управление автоматизированными процессами с минимальными простоями, повышенной производительностью и максимальной энергоэффективностью.



Здания

Интеграция на архитектурном уровне систем безопасности, энергоснабжения, освещения, распределения электроэнергии, противопожарной безопасности, вентиляции и кондиционирования, ИТ и телекоммуникаций на всем предприятии позволяет сократить расходы на обучение персонала, эксплуатацию, техобслуживание и энергопотребление.



Центры обработки данных

Осуществляется управление энергопотреблением и контроль в реальном времени всех компонентов инженерной инфраструктуры на уровне шкафов, ряда стоек, серверной комнаты и здания в целом.



с одним разрывом на фазу. Аппарат на 110 кВ в вакуумном исполнении – на стадии испытаний;

- проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию КРУ-110 уменьшенных габаритов. Утверждено техническое задание, ведется разработка конструкторской документации;

- изучение целесообразности организации производства малогабаритных КРУ 6-20 кВ с элегазовой изоляцией с использованием поставляемых баков. Конструкция КТП, в которую входит КРУ, разработана;

- кроме того, были разработаны предложения по унификации гаммы автоматических выключателей 0,4 кВ, используемых в низковольтных распределительных устройствах.

Само собой разумеется, что вся эта деятельность являлась прелюдией к дальнейшему более глубокому сотрудничеству. И вот, 20 октября 2010 года компании «Шнейдер Электрик» и ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара» объявили о создании совместного предприятия в результате приобретения 50 % акций ЗАО «ГК «Электрощит» и – и ТМ Самара» компаний «Шнейдер Электрик». Сумма сделки по приобретению 50 % акций составила 10,7 млрд. рублей (около 265 млн. евро) с учетом стоимости чистого долга.

На пресс-конференции, состоявшейся 29 октября в Самаре, была представлена более подробная информация о деталях сделки. В частности, был оглашен ожидаемый процент прироста от сделки – 20–25 %. И расклад по собственникам: теперь 25 % акций владеет генеральный директор Андрей Половинкин, 25 % акций – у председателя совета директоров ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара» Юрия Егорова, и 50 % – у компании «Шнейдер Электрик». На вопрос, планируется ли в перспективе увеличение французской доли в СП, был дан четкий и недвусмысленный ответ: сегодня мы рассматриваем только такой вариант – 50 на 50, что будет дальше, неизвестно, но в любом случае планировать должны обе стороны. И такое паритетное равенство наличествует в созданном СП буквально во всем: так, предполагаемые инвестиции в

2011 г. составят 2 млрд. рублей, вноситься тоже будут пополам. Инвестиции пойдут на новые разработки, на создание 300 новых рабочих мест, на открытие научно-технического центра на базе «Электрощита».

– «Шнейдер Электрик» уже давно работает в России, – заявил присутствовавший на пресс-конференции президент компании Schneider Electric Жан-Паскаль Трикуар. – Россия для нас – очень большой, серьезный рынок. Если говорить о размерах, сегодня Россия станет второй страной в Европе для нашей компании. В течение последних двух лет мы предприняли серьезные усилия, чтобы развивать здесь наше промышленное производство. И теперь мы производим в России оборудование, которое поставляем на российский же рынок. Мы открыли два новых завода – один в Казани, другой в Ленинградской области. Сегодня мы реализуем СП с Самарским «Электрощитом». Инвестиции в Самару стали одними из самых серьезных, когда-либо осуществленных концерном Schneider Electric, а площадка, созданная совместно с «Электрощитом», станет крупнейшей производственной базой концерна в мире.

На вопрос о том, как будет управляться СП, Андрей Половинкин ответил:

– Мы считаем, что слияние двух компаний, это не как в арифметике, где два плюс два – четыре, в нашем случае это может быть и пять, и шесть, и семь... Сегодня мы создали совместное предприятие только по электротехническому блоку. В течение трех лет мы разделили наш строительный блок, ряд других блоков нашего бизнеса и выделили их в отдельные компании. Эти компании будут управляться отдельной управляющей компанией, и ее генеральным директором будет Юрий Егоров. В нынешнем СП система управления достаточно проста: я являюсь генеральным директором СП, в состав совета директоров входят пять человек: Юрий Васильевич Егоров, первый заместитель СП Михаил Васильевич Егоров, который отвечает за блок коммерции, Фадеев Геннадий Федорович, это управляющий директор, который отвечает за производство и научные разработки, это Ласло Маркотан, президент «Шней-

дер Электрик» в России, и ваш покорный слуга. Председателем совета директоров избран Юрий Васильевич Егоров. Мы договорились, что сейчас пять человек от «Шнейдер Электрик» будут работать в нашей компании: один – в экономической службе, другой – в бухгалтерии, чтобы правильно организовать систему международных стандартов по учету, и три человека – в коммерческой службе, для сближения и правильного ведения совместных проектов.

Журнал «Энергоэксперт» задал свой вопрос, касающийся номенклатуры изделий, она, как известно, сильно пересекается; к примеру, что будет с защитами Sepam, БМРЗ?

– Часть продукции действительно пересекается, до 35 кВ, – признал Андрей Половинкин, – дальше, 110, 220 кВ, «Шнейдер Электрик» не делает. У наших французских коллег одна из самых больших линеек продукции. Продукция нашего дочернего предприятия «Механотроники» дополняет эту линейку. Конечно, мы будем работать так, чтобы наши линейки каким-то образом раздвигались. Если есть продукция, которую Sepam не хочет разрабатывать, будем дорабатывать БМРЗ. К сожалению, сейчас самая большая беда у нас – это отсутствие грамотных технических специалистов. Точнее, не отсутствие, а их нехватка. Поэтому проектов и задумок у нас намного больше, чем мы можем реально исполнить.

Кадровая проблема в самом деле большая, и она касается не только Самарского «Электрощита» и созданного СП, а всей электротехнической отрасли. Хочется верить, что в конце концов каким-то образом она решится.

Но помимо нее, возможно, возникнет еще одна головная боль – проблема прежних договоренностей, заключенных без участия «Шнейдер Электрик». Как быть с ними? Самое разумное, конечно, ввести в эти договоренности «Шнейдер Электрик». Но все ли иностранные партнеры Самарского «Электрощита» безоговорочно примут созданный франко-русский симбиоз? Ведь на западном рынке конкуренция не менее, а даже более яростная, чем на российском.

Сокращение расходов на энергоснабжение здания до 30% - это только начало.

Комплексные решения для оптимизации энергозатрат на всех уровнях предприятия.

Энергоэффективное управление сложным предприятием — задача непростая. Наша архитектура управления энергопотреблением EcoStruxure™ позволяет выполнить эту задачу путем интеллектуальной интеграции систем здания на единой IP-платформе.

Экономия энергии в масштабах всего предприятия

Сегодня только архитектура управления энергопотреблением EcoStruxure компании Schneider Electric™ позволяет сократить расходы на энергоснабжение до 30%, объединив такие энергоемкие системы, как вентиляция и кондиционирование, контрольно-пропускная система, видеосистема безопасности и система управления освещением на всем предприятии. Снижение энергопотребления здания на 30% — это лишь часть экономии, которой можно достичь в масштабах предприятия благодаря архитектуре EcoStruxure.



Узнайте мнение экспертов о том, как экономить энергию!

Загрузите БЕСПЛАТНО эту информационную статью и примите участие в розыгрыше устройства для чтения электронных книг Kindle™!

Зайдите на веб-сайт www.SEreply.com и введите код 824831 Центр поддержки клиентов 8 10 800 25954011 (звонок по России бесплатный)

EcoStruxure™

Архитектура эффективного управления электроэнергией на всем пути — от электростанции до розетки



Центры обработки данных

Осуществляется управление энергопотреблением и контроль в реальном времени всех компонентов инженерной инфраструктуры на уровне шкафов, ряда стоек, серверной комнаты и здания в целом.



Промышленное предприятие

Открытые стандартные протоколы позволяют осуществлять комплексное управление автоматизированными процессами с минимальными простоями, повышенной производительностью и максимальной энергоэффективностью



Здания

Интеграция на архитектурном уровне систем безопасности, энергоснабжения, освещения, распределения электроэнергии, противопожарной безопасности, вентиляции и кондиционирования, ИТ и телекоммуникаций на всем предприятии позволяет сократить расходы на обучение персонала, эксплуатацию, техобслуживание и энергопотребление.

30%

Schneider
Electric

НАДЕЖНО, ЭФФЕКТИВНО И ПРОСТО

В Москве в рамках масштабной презентации компания «Шнейдер Электрик» представила Acti 9 – самую надежную, эффективную и простую в эксплуатации модульную систему для конечного распределения электроэнергии в зданиях и на промышленных объектах.

Система Acti 9 аккумулирует опыт пяти поколений модульного оборудования, производимого компанией Schneider Electric на протяжении последних 40 лет, и реализует 21 запатентованное ноу-хау. Инвестиции в разработку и запуск производства нового оборудования составили €300 млн.

Непревзойденный уровень надежности и безопасности Acti 9 обеспечивается за счет функции VisiSafe миниатюрного выключателя iC60 и дифференциального выключателя нагрузки серии iID. Передняя панель класса II, исключающая соприкосновение внутренних деталей Acti 9 и поверхностей выключателя, гарантирует уровень безопасности, превышающий более чем в два раза самые высокие промышленные стандарты. Это обеспечивает безопасное прохождение тока в цепи вне зависимости от перенапряжения и опыта оператора даже в самых жестких условиях эксплуатации.

Функция Acti 9 VisiTrip позволяет оперативно проводить диагностику установки, идентифицировать все линии повреждения с первого взгляда, быстро устранять неисправности и повторно подключать потребителей к сети, что обеспечивает эффективное управление установками и сокращение времени простоев. При этом сверхпомехоустойчивость дифференциального устройства Acti 9 гарантирует самый высокий уровень бесперебойности работы и электрическую стойкость аппарата, даже если он подвергается электромагнитному или химическому воздействию.

В Acti 9 впервые применено новое автоматическое устройство повторного включения (ARA iC60), позволяющее сокращать расходы на эксплуатацию электроустановок на отдаленных объектах инфраструктуры. Кроме того, в Acti 9 интегрировано устройство Reflex iC60, которое объединяет в себе автоматический выключатель и встроенный при-

вод, что в совокупности позволяет коммутировать, например, осветительную нагрузку. Reflex iC60 может управляться программируемым логическим контроллером и легко вписывается в систему управления зданием, не требуя для этого дополнительных устройств или модернизации. Таким образом, продукт позволяет гибко перестроить электроустановку при изменении требований к системам управления освещением промышленных и административно-коммерческих объектов.

Acti 9 полностью изготовлен из утилизируемых и повторно используемых материалов, что доказывает его 100%-ное соответствие экологическим требованиям. Система может подстраиваться и изменяться согласно требованиям в области энергоэффективности и охраны окружающей среды. Таким образом, при использовании Acti 9 влияние на экологию минимизируется на всех этапах, от проектирования до утилизации.

НАЗВАНЫ ЛАУРЕАТЫ ПРЕМИИ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ «БЕРЕГИТЕ ЭНЕРГИЮ – 2010»

В Большом Конференц-зале здания Правительства Москвы 27 октября прошла церемония награждения лауреатов премии в области энергосбережения «Берегите энергию – 2010»

Модернизация экономики не возможна без энергосбережения и внедрения энергоэффективных технологий. Важность этого обозначил в своем выступлении на заседании комиссии по модернизации экономики и Президент РФ Дмитрий Медведев, назвав «энергоэффективность и энергосбережение» одним из пяти направлений инновационного развития российской экономики.

Присуждение премии в области энергосбережения «Берегите энергию!» – важный фактор формирования культуры энергопотребления в стране и поощряет лучшие практики в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Церемонию награждения открыл руководитель Департамента топливно-энергетического хозяйства города Москвы Складов Е.В. Он поздравил лауреатов премии, отметив ее важную роль в содействии формированию культуры энергопотребления в стране и стимулировании массового использования энергоэффективных товаров и услуг, а также пожелал успехов всем представителям бизнеса, поддерживающим важные государственные начинания.

Среди победителей: ОАО «Мосэнергосбыт», ООО «КНАУФ Инсулейшн», ООО «Данфосс», ЭСКО «Новый свет», ООО «Орион», ОАО «Российские железные дороги», ООО «Энсто Рус»,

«Сен-Гобен Изовер», ОАО «ОСРАМ», Торговый Дом «Белая Гвардия» и др.

Конкурс по энергосбережению проводится во взаимодействии с Министерством энергетики Российской Федерации, Российским энергетическим агентством Минэнерго России, Правительством г. Москвы. При участии: Общероссийской общественной организации малого и среднего предпринимательства «ОПОРА РОССИИ», НП «АВОК», МОО «Московская ассоциация предпринимателей», Московской международной бизнес-ассоциации, Московской торгово-промышленной палаты, Союза участников потребительского рынка.

Наш журнал выступил информационным партнером этого мероприятия.

Сокращение расходов на энергоснабжение промышленного предприятия до 30% - это только начало.

Комплексные решения для оптимизации энергозатрат на всех уровнях предприятия.

Управление сложным производством промышленного предприятия – задача непростая. С повышением стоимости энергоносителей и ужесточением экологического регулирования сегодня труднее, чем когда-либо, поддерживать производительность, сокращать простои и добиваться максимальной эффективности. Компания Schneider Electric™ предлагает решение: архитектура управления энергопотреблением EcoStruxure™ обеспечивает максимальные производственные показатели, а также высокий уровень энергоэффективности. Сегодня – в производственном цехе, а завтра – на всем предприятии.

Экономия энергии в масштабах всего предприятия

На сегодняшний день только архитектура EcoStruxure обеспечивает до 30% экономии энергии не только в производственных зонах, но в центрах обработки данных и офисах промышленного предприятия. Снижение энергопотребления промышленного предприятия на 30% – это лишь часть экономии, которой можно достичь в масштабах предприятия благодаря архитектуре EcoStruxure.



Узнайте мнение экспертов о том, как экономить энергию!

Загрузите БЕСПЛАТНО эту информационную статью и примите участие в розыгрыше устройства для чтения электронных книг Kindle™!

Зайдите на веб-сайт www.SEreply.com и введите код 824841 Центр поддержки клиентов 8 10 800 25954011 (звонок по России бесплатный)

EcoStruxure

Архитектура Active Energy Management™ от Power Plant to Plug™



Здания

Интеграция на архитектурном уровне систем безопасности, энергоснабжения, освещения, распределения электроэнергии, противопожарной безопасности, вентиляции и кондиционирования, ИТ и телекоммуникаций на всем предприятии позволяет сократить расходы на обучение персонала, эксплуатацию, техобслуживание и энергопотребление.



Центры обработки данных

Осуществляется управление энергопотреблением и контроль в реальном времени всех компонентов инженерной инфраструктуры на уровне шкафов, ряда стоек, серверной комнаты и здания в целом.



Промышленное предприятие

Открытые стандартные протоколы позволяют осуществлять комплексное управление автоматизированными процессами с минимальными простоями, повышенной производительностью и максимальной энергоэффективностью.

30%

Schneider
Electric™



ПРОВЕРЕНО НА ЕВРОПЕ. РАБОТАЕТ В РОССИИ

Каким образом достигаются долгосрочные отношения с партнерами, заказчиками? Практикой работы компании на международном рынке поставщиков изоляторов и арматуры делится генеральный директор ООО «Глобал Инсулэйтор Групп» Валерий Розов.

Корреспондент. Валерий Аркадиевич, какие проекты ваших партнеров-производителей, схожие по важности с уже осуществленным проектам строительства новой стекольной печи и запуска автоматической стеклолинии, заслуживают отдельного внимания сегодня?

Валерий Розов. Проекты по перевооружению, внедрению современного оборудования, энергосберегающих технологий, освоению новых видов продукции... В этом году мы с партнерами ведем их в общей сложности на сумму свыше 30 млн. долларов. Суть не в том, сколько средств потрачено и линий запущено, а в комплексном подходе к модернизации и в том, что мы благодаря этому хотим получить в конечном итоге.

Линия «WALTEC» в ОАО «ЮАИЗ» в свое время решила вопросы насыщения рынков РФ и СНГ качественными стеклянными изоляторами. Аналогичное оборудование во Львове решит эти же проблемы для сотрудничества с Европой, Америкой, Ближним Востоком, Азиатско-Тихоокеанским регионом. Модернизация стекольного производства требует соответствующих изменений в литейном, кузнечно-прессовом, сборочном производстве, и они происходят. При этом наши потребители продолжают получать продукцию в необходимом объеме и в срок.

Повысились требования и к процессу испытания изоляторов. Статус независимой лаборатории получил испытательный центр ЮАИЗ, площади которого за последние шесть лет выросли в три раза. Сейчас технические возможности центра позволяют проводить на порядок больше типовых, периодических, приемосдаточных испытаний, и еще шесть видов новых испытаний здесь намерены внедрить в 2011 году по требованиям иностранных энергетических компаний.

Корр. Какова динамика развития отрасли, с вашей точки зрения?

В.Р. Позитивные моменты видны: это первые шаги по внедрению Smart Grid, инвестиции в НИОКР, тенденции по импортозамещению. Что касается объемов строительства и реконструкции ЛЭП, мы абсолютно уверены, что с ними справимся. Если рынку будет нужно, условно говоря, выйдем не в одну смену, а в две. Цели, поставленные в этом году, GIГ выполняет, но 2010 год был напряженней, чем прошлый. Причин несколько. Во-первых, темпы строительства линий снизились, сдвиг сроков сдачи объектов привело

к неритмичному их финансированию. В «пожарных» условиях обеспечить заказчика продукцией непросто. Понимая ответственность перед отраслью и партнерами, мы работаем в кредит. Участие в национальных проектах, ключевых стройках подтвердили нашу надежность как поставщика и партнера. И мы можем гораздо больше.

Во-вторых, к сожалению, рынок РФ и СНГ эластичен по ценовой политике: даже при имеющихся регламентах, которые вроде бы сами потребители и выдвигают, негласно работает закон «низшей стоимости». Это дает возможность входа на рынок производителей, реально не выполняющих требования ГОСТ. Ситуация не улучшится, пока соотношение «цена – качество» будет закладываться в линию строительными подрядчиками, а не структурами, отвечающими за эксплуатацию электросетевых объектов и заинтересованными, чтобы оборудование служило надежно не два-три года, а весь срок эксплуатации. По нашим продуктам – это 30–40 лет.

Я считаю, что культивирование тезиса «высокий стандарт – за низкую цену» может быть присуще странам третьего мира, но никак не Российской Федерации! Тем не менее, сдвиги в сторону баланса между стоимостью и качеством наблюдаются. Ускорить эти процессы могло бы более тесное сотрудничество с ключевыми заказчиками. В любой форме – встречи, выездные, совместные заседания на базе ОАО «ФСК ЕЭС», Холдинга МРСК. Мы, со своей стороны, всегда открыты – в техническом плане, в плане международного консалтинга, готовы рассказать, как и что происходит в Канаде, Англии, Германии, Италии, Бразилии, США.

Корр. В этом году компания расширила свои возможности на мировом



Машина плазменной резки металла



В фарфоровом производстве



Стеклянные изоляторы

рынке. Россия, тем не менее, остается приоритетом для GIG. В чем польза международного опыта компании для российской энергетики?

В.Р. Инновации, модернизация, энергоэффективность – векторы для России очевидны, и они заданы правительством страны. Но нам надо систематизировать подходы, приняв во внимание ошибки иностранных энергосистем, которые они допускали в тех или иных технических и коммерческих вопросах, и не повторить их у нас.

Чем с большим количеством стран мы взаимодействуем, тем выше становятся и наши знания, собственные требования к техническим характеристикам нашей продукции, видам испытаний. Пример – контракт в Италии: были невероятно сложные требования как технические, так и по испытаниям. Тем не менее, мы смогли выиграть двухлетний тендер на поставку.

Корр. Изоляторно-арматурный рынок консервативен, что он может еще предложить потребителю сверх того, что уже знают энергетики?

В.Р. У нас в арсенале еще десяток новых изделий, по большей части из тяжелонагруженной группы. У каждого заказчика требования свои, поэтому мы готовы предложить ему конкретно то, что он пожелает.

Но разработки – это лишь текущий рабочий процесс, надо смотреть глубже. Я уверен, что, если компания собирается вывести на рынок новый продукт, то она должна изначально позаботиться,

чтобы он был выпущен на современном оборудовании, если используются новые конструкции – то с улучшенными свойствами, если использовать материалы – то самые качественные. Потребитель сразу чувствует разницу между изделием, сделанным кустарным способом, или на предприятии с отлаженным производственным циклом.

Корр. Для управления данными процессами требуется не только соответствующее оснащение производителей, но и кадровый потенциал компании.

В.Р. Естественно, если компания хочет соответствовать международным требованиям. У нас проводится постоянный анализ организационной структуры управления по всем офисам и представительствам, кадровый аудит, ведется постоянная работа по формированию кадрового резерва, ряд специалистов прошел обучение по Президентской программе в Академии госслужбы. Рынок конкурентен, международный особенно, ситуация быстро меняется и требует гибких систем управления.

География нашего присутствия широка – и по РФ, и за рубежом. Мы мо-

жем привлечь специалиста для работы по контракту в любом регионе, в любой стране. Мы готовы рассматривать различные варианты, если это будет работать на нашу основную цель. Приглашение профессионала высокого класса? Да. Как пример, известный специалист и разработчик изоляторов Александр Борисович Злаказов, который имеет свыше 60 патентов на изобретение, в том числе в Канаде, Швеции, Испании, автор порядка 30 научных статей.

Корр. Каковы дальнейшие планы компании?

В.Р. GIG наметила планы развития до 2014 года и четко следует им. Рассматривая рынок с долгосрочной перспективой, мы намерены инвестировать средства в проекты, которые «выстрелят» в будущем. Это нормальная практика для системных компаний мирового уровня. Но главное, мы собираемся и далее вести клиентоориентированную политику, именно на этом основываются долгосрочные отношения.

Беседовала Татьяна Косовских

ООО «Глобал Инсулэйтор Групп» (GIG) – компания, управляющая процессами распространения и продвижения продукции ОАО «Южноуральский арматурно-изоляционный завод» и ООО «Львовская изоляторная компания», где производятся стеклянные и фарфоровые изоляторы, линейная арматура для воздушных линий электропередачи и распределительных устройств, станций и подстанций от 0,4 кВ до 1150 кВ. Продукция используется в энергосистемах, на предприятиях железной дороги, в нефтегазовой промышленности. Постоянными клиентами «Глобал Инсулэйтор Групп» являются свыше 300 компаний – в РФ, СНГ и 48 стран Европы, Америки, Ближнего Востока, Азиатско-Тихоокеанского региона.

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ ЗАО «ЭНЕРГОМАШ (ЕКАТЕРИНБУРГ) – УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ»

Направление высоковольтной аппаратуры ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Урал-электротяжмаш» продолжает изготавливать и поставлять продукцию во все регионы России и СНГ. В 2010 году реализуются крупные поставки высоковольтной аппаратуры в рамках проектов по реконструкции действующих и оснащению новых строящихся электросетевых объектов. Это, несомненно, накладывает дополнительную ответственность на производителя, так как к качеству и надежности оборудования предъявляются повышенные требования.

Благодаря освоению в 2009 году новых выключателей на 220 кВ и хорошему опыту эксплуатации оборудования на объектах в различных климатических условиях у предприятия появились новые перспективы по оснащению объектов в рамках инвестиционных программ энергетических компаний.

Одними из первых в 2010 году стали поставки баковых выключателей нового поколения на 220 кВ – ВЭБ-220. На ОРУ 220 кВ подстанции 220 кВ «Горелое» (Приморский край) вместо устаревшего масляного выключателя 220 кВ был установлен современный элегазовый выключатель, более компактный, надежный и простой в обслуживании. Работы являются частью комплексных мероприятий по подготовке энергосистемы региона к работе в период зимнего максимума нагрузки. Поставки ВЭБ-220 были осуществлены также для:

- реконструкции ПС «Староминская» (Краснодарский край) – от ее стабильной работы зависит надежность электроснабжения курортного города Ейска с населением более 100 тыс. человек, объектов санаторно-курортного комплекса Азовского побережья, а также крупных потребителей, среди которых ОАО «Ейский торговый порт», ОАО «Ейский станкостроительный завод», Краснодарское отделение Северо-Кавказской железной дороги и другие;
- реконструкции ПС «Левобережная» (Самарская область), в результате которой будет повышена надежность электроснабжения потребителей города Самары с населением около миллиона человек;
- расширения и реконструкции ПС «Раздолинская» (Красноярский край), для обеспечения выдачи мощности Богучанской ГЭС в объединенную энерго-

систему Сибири. Ввод объектов схемы выдачи мощности Богучанской ГЭС позволит снизить существующий энергодефицит в регионе;

- реконструкции ПС «Южная» (г. Екатеринбург), являющейся основным центром питания города Екатеринбурга. В результате установки нового оборудования будет повышена надежность электроснабжения потребителей города;
- строительства ОРУ 220 кВ новой ГТ ТЭЦ в городе Ревда, осуществляемого в рамках инвестиционного проекта группы «Энергомаш».

До конца года требуется поставить еще 40 выключателей ВЭБ-220, что является очень серьезной и ответственной задачей, т.к. большая часть из них должна быть введена в работу уже в этом году до начала зимнего периода, чтобы не допустить уменьшения надежности подстанций в холодное время года.

Оборудованием нового поколения являются и колонковые выключатели ВГТ-1А1-220, серийный выпуск которых начался в 2009 году. В I квартале 2010 года поставлено 4 выключателя ВГТ-220-1А1 для строящегося крупнейшего в Татарстане комплекса нефтеперерабатывающих заводов ОАО «ТАНЕКО» (мощностью переработки по 7 млн. т нефти в год). Еще шесть таких выключателей будут установлены на реконструируемых подстанциях Хабаровского края и четыре для завода «Евроцемент» в Липецкой области.

Безусловно, поставка такого количества новых для предприятия выключателей в первый год начала их производства является прорывом и заслуженной победой всех участвующих в этом служб и предприятий, тем более что до этого на российском рынке не было

отечественных выключателей 220 кВ с пружинными приводами.

В настоящее время предприятие может предложить всю линейку высоковольтной аппаратуры на 220 кВ, что позволяет полностью оснащать энергообъекты такого класса напряжения. Однако рынок электротехнической продукции требует постоянного совершенствования оборудования и ставит перед Инженерным центром задачи по поиску новых конструкторских решений и выпуску новых изделий. В результате – на ПС «Левобережная» в Самарской области и ПС «КИСК» в Красноярском крае в течение года будут поставлены 39 разъединителей РГД-220 с повышенным током термической стойкости 50 кА. Они также разработаны в 2010 году и сразу нашли применение на указанных объектах.

Направление преобразовательной техники разработало комплексную систему диагностики выключателей КСДВ, которая позволяет в автоматическом режиме осуществлять мониторинг состояния выключателей и реализовывать дополнительные функции. Первые устройства поставляются на ПС «Моздок», ПС «Артем» для работы в АСУ ТП подстанций. Особенно эта система актуальна для вновь разрабатываемых выключателей с полюсным управлением. Такие выключатели на 110 кВ уже разработаны и поставляются для ПС «Раздолинская», а выключатели на 220 кВ будут разработаны в самое ближайшее время. Выключатели с полюсным управлением все чаще применяются на подстанциях для коммутации конденсаторных батарей и шунтирующих реакторов, так как это облегчает режим их работы и уменьшает вероятность аварийных ситуаций.

Традиционно существенную долю в объеме поставок занимает оборудова-

ЭНЕРГОМАШ



ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ

ТРАНСФОРМАТОРНО-РЕАКТОРНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ

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

Трансформаторно-реакторное оборудование:

- масляные силовые и преобразовательные трансформаторы
- сухие распределительные и преобразовательные трансформаторы
- сухие трансформаторы с литой изоляцией
- масляные реакторы
- сухие реакторы различного назначения

Высоковольтное оборудование:

- элегазовые баковые и колонковые выключатели
- трансформаторы тока и трансформаторы напряжения
- разъединители трех- и однополюсные
- заземлители однополюсные
- автоматические быстродействующие выключатели



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

www.uetm.ru
www.energomash.ru

Трансформаторно-реакторное
оборудование:

(343) 324-54-09

(факс 343) 324-59-03

@ tro_cmc@energomash.ru

Высоковольтное оборудование:

(343) 324-51-23

(факс 343) 324-58-02

@ vva_cmc@energomash.ru

ние на 110 кВ. Благодаря оптимальным срокам и качеству изготовления, техническим характеристикам и надежности в работе данного оборудования ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротряжмаш» остается лидером на рынке.

В рамках проекта комплексного технического перевооружения и реконструкции ПС 220 кВ «Правобережная» (Липецкая обл.) выполняется замена измерительного и коммутационного оборудования. До конца 2010 года на подстанции будет смонтировано современное высоконадежное элегазовое оборудование 110–220 кВ производства Уралэлектротряжмаш: колонковые выключатели ВГТ-110 (22 шт.), трансформаторы тока ТРГ-110 (66 шт.), разъединители РПД (О)-110 (94 шт.) и РПД-220 (9 шт.). Окончание комплексной реконструкции подстанции «Правобережная» запланировано на 2011 год. В результате «Правобережная» станет высоконадежным и малообслуживаемым объектом нового поколения. От ее стабильной работы зависит электроснабжение потребителей региона, в том числе Новолипецкого металлургического комбината.

В этом году кроме перевооружения существующих подстанций активно ведутся работы по строительству новых объектов, также оснащенных высоковольтной аппаратурой Уралэлектротряжмаш. Таким проектом является строительство подстанции «Тобол», ОАО «Курганэнерго» – одно из самых значимых мероприятий инвестиционной программы этой компании в этом году. Пуск подстанции позволит в полной мере удовлетворять растущие потребности города в электроэнергии и присоединять новых крупных потребителей. Сегодня уже завершена подготовка стройплощадки, на выполненных свайных фундаментах монтируется оборудование. Благодаря новейшим технологиям подстанция не будет негативно влиять на экологию Кургана.

Новым видом оборудования стали трансформаторы напряжения ЗНГ-110, серийный выпуск которых был освоен в 2009 году. Сейчас на данный вид оборудования имеется стабильный спрос. В 2010 году трансформаторы были отгружены для подстанций «Алтайское подворье» (Алтайский край), «Тобол» (Курганская область), «Магистральная» (Казань), для Ачинского нефтеперерабатывающего завода (Красноярский край), а также для Камбартинской ГЭС-2 (Ре-



Вакуумный выключатель ВЗБ-220 на ПС «Южная», г. Екатеринбург

спублика Кыргызстан), куда, несмотря на политическую нестабильность, была осуществлена поставка и выполнен шеф-монтаж.

Следует отметить, что на российском рынке имеется потребность в оборудовании на сверхвысокие классы напряжения: 330, 500 и 750 кВ. И в этом сегменте нашли применение выключатели предприятия: 9 выключателей ВГТ-330 в рамках строительства линии электропередачи 330 кВ Моздок – Артем со строительством подстанции 330 кВ «Артем» и расширением подстанции 330 кВ «Моздок» (Северная Осетия). Ввод в эксплуатацию новых энергообъектов, намеченный на 2011 год, значительно повысит надежность электроснабжения северных и центральных районов Дагестана и юго-западных районов Северной Осетии. После окончания строительства всей линии новые энергообъекты повысят надежность схемы электроснабжения Дагестана и Северной Осетии общей численностью населения около 3,4 млн. человек.

В ближайшее время в соответствии с генеральным планом развития единой национальной энергосистемы запланировано строительство новых линий электропередачи и подстанций на напряжение 330 и 500 кВ. Для подобных проектов Уралэлектротряжмаш разработал выключатели нового поколения ВГТ-3А2-330 и ВГТ-3А2-500 с пружинными приводами. Первые образцы этих уникальных изделий были представлены энергетикам страны на

презентации высоковольтного оборудования, прошедшей в мае 2010 года на территории Уралэлектротряжмаш и сразу вызвали у них большой интерес. Опытные образцы проходят в настоящее время испытания и должны пройти в 2011 году аттестацию ОАО «ФСК ЕЭС». После этого можно будет с уверенностью поставлять данное оборудование на ответственные энергообъекты. С повышением класса напряжения оборудования растет и наша ответственность за его надежную работу и качество, так как от его работы зависит надежность объектов электроснабжения огромных территорий. А качество оборудования производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротряжмаш» во многом зависит от заводов ЗАО «Энергомаш (Сысерть) – Уралгидромаш» и ЗАО «Энергомаш (Волгодонск) – Атоммаш», которые ежемесячно поставляют десятки тысяч деталей и комплектующих для производства высоковольтной аппаратуры в Екатеринбурге.

Упомянутые выше объекты и приведенные цифры – только часть выполняемого предприятием огромного объема поставок в течение года. И это результат слаженной работы всей команды направления Высоковольтной аппаратуры: производственного комплекса, инженерного центра, отделов закупок и продаж. Достижения очевидны, и они вселяют уверенность в будущем не только направления Высоковольтной аппаратуры, но и предприятия в целом.



- Вольтамперфазометры
- Регистраторы показателей качества электрической энергии
- Цифровые регистраторы аварийных процессов
- Многофункциональные цифровые преобразователи
- Системы приема и передачи сигналов точного времени
- Проверочное оборудование
- Калибраторы
- Серверы единого времени
Arbiter Systems®
- Системы мониторинга силовых трансформаторов (СМСТ)
- Системы мониторинга и управления нагрузкой 0,4–6 кВ
- Система мониторинга переходных режимов (WAMS)

WWW.PARMA.SPB.RU

**Что такое
БЕЗОПАСНОСТЬ
и КОМФОРТ?**

ИННОВАЦИИ

КАЧЕСТВО

ПРОФЕССИОНАЛИЗМ



коллекции термостойкой одежды • термостойкие аксессуары
противоэнцефалитная одежда и обувь • термостойкая обувь

ЗАО «ФПГ Энергоконтракт»
119002, Россия, г. Москва, Карманицкий пер., д. 9, «Арбат Бизнес Центр», офис 707
Тел.: +7 (495) 956-04-18, 956-04-19 • Факс: +7 (495) 502-95-30
www.energocontract.ru



ИННОВАЦИИ ДЛЯ ЖИЗНИ

Уже многие годы у ЗАО «ФПГ Энергоконтракт» существует традиция – ежегодно представлять рынку сразу несколько своих инновационных разработок. Собственные научный центр, экспериментальный цех и производственная база позволяют компании испытывать современные материалы, пробовать новые технологии, конструкторские и дизайнерские решения.

Не стал исключением и 2010 год. Создав лучшие на данный момент термостойкие комплекты, «Энергоконтракт» сосредоточил основные научные изыскания на повышении комфортности изделий. Экспериментируя со способами переплетения нитей, специалисты компании разработали облегченную термостойкую ткань, которая по гигроскопичности превышает нормативы в 4 раза, а по воздухопроницаемости – в 10 раз. Костюмы из этой ткани с уровнями защиты 7 и 27 кал/см² успешно прошли испытания в условиях аномально жаркого лета 2010 года. В настоящее время эта коллекция – единственная, полностью отвечающая гигиеническим требованиям к спецодежде для работы в жарком климате, рекомендованной ГУ НИИ медицины труда РАМН.

Тем не менее, компания продолжает работать над созданием еще более комфортного микроклимата в пододежном пространстве. В летнюю пору за отвод избытка тепла от тела человека отвечает не только воздухопроницаемость и гигроскопичность, но и влагоотдача, то есть способность ткани высыхать в условиях повышенного потоотделения. Значительно увеличить влагоотдачу термостойкого материала, превывсив даже уровень натурального, удалось благодаря особой **гидрофильной пропитке**.

С 2011 года «Энергоконтракт» начнет выпуск изделий для лета с повышенной влагоотдачей, причем это будут не только костюмы, но и другие СИЗ, контактирующие с телом человека (трикотажное белье, подшлемники), а также внутренняя подкладка противознцевалитных костюмов.

Доработке подверглись и сами **противознцевалитные костюмы**. В моделях 2010 года возросло количество карманов, удлиненная молния позволяет легко снимать и надевать куртку, а увеличенный объем капюшона не мешает движению головы. Но главное – новые противознцевалитные комплекты

«Энергоконтракта» сегодня являются единственными, успешно прошедшими процедуру оценки эффективности в Роспотребнадзоре, которую в 2011 году планируется сделать обязательной.

Еще один путь усовершенствования спецодежды, по которому идет «Энергоконтракт» – комбинирование материалов с различными, взаимодополняющими свойствами. Именно так был создан **термостойкий плащ**, который одновременно является также водо- и ветронепроницаемым и при этом характеризуется высокой паропроницаемостью («дышит»). Все эти свойства обеспечивает пакет материалов, состоящий из внутренней подкладки, термостойкой ткани верха с водоотталкивающей пропиткой, а также прикрепленной к ней по особой технологии тончайшей мембраны. Термоплащ легко справился с испытаниями во ВНИИ противопожарной обороны, где его держали над газовой горелкой, подвергали воздействию теплового излучения и помещали в пламя на 10 секунд. При проверке на водонепроницаемость новинка выдержала без промокания давление свыше 1000 мм водяного столба, что соответствует мощному ливню. Отличный результат дал и тест на паропроницаемость – плащ был отнесен к категории «очень дышащей» одежды, в которой можно комфортно работать в течение 12 часов при температуре выше + 20 °С. Новинка, которая выпускается еще и в укороченном варианте в виде куртки-накидки, призвана исключить использование легкоплавких плащей, которые люди в дождливый период нередко накидывают поверх защитных костюмов.

Другой пример комбинирования материалов – **костюм сварщика** нового поколения, действительно не прогорающий в течение всего срока службы. Высокая надежность комплекта как раз и обусловлена сочетанием арамидной ткани Термол®[®], не воспламеняющейся даже при попадании окислы в складки одежды, и особого огне- и термостойкого полимерного покрытия, с которого искры и брыз-

ги металла скатываются, не задерживаясь. Отличает новый костюм и детально выверенная конструкция: объемные наколенники и несъемное регулируемое сиденье из негорючей пористой резины, вшитые в рукава манжеты и воротник-стойка для исключения проникновения искр и брызг металла к коже, вентиляционные отверстия на летних моделях. Кроме того, костюм дополняют **ботинки сварщика**, также разработанные с учетом мельчайших особенностей труда представителей этой специальности.

Принципиально новый уровень безопасности, прочности и комфорта в нынешнем году предложил «Энергоконтракт» представителям и таким рискованных специальностей, как спасатели и пожарные. Сотрудники научного центра «Энергоконтракта» подобрали особый состав пряжи и специальное переплетение нитей, за счет чего получили ткань с повышенными термостойкостью и механической прочностью. В сравнении с другими термостойкими материалами эта ткань в среднем на 20 % дольше противостоит высоким температурам, а ее стойкость к разрывным нагрузкам в два раза выше. Изготовленные из нового материала **комбинезоны спасателей** и **боевки пожарных** осенью 2010 года успешно прошли проверку в огневом симуляторе – специальной установке, где в замкнутом объеме создаются максимально критические условия пожара. По уровню защиты новая спецодежда не уступает лучшим зарубежным аналогам. Кроме того, она эргономична: удобные карманы, анатомический крой и грамотно расположенные молнии, позволяющие легко надеть и снять одежду даже в защитных перчатках.

А на рынке СИЗ для ног настоящим событием 2010 года стали **облегченные ботинки ЭЛ-3**. Выполненные из комбинированных материалов (натуральная кожа и термостойкая ткань), они выглядят как современная стильная обувь повседневного назначения, при этом надежно защищая от мощных тепловых потоков.

СИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ ОТ «ЭЛЕКТРОНМАШ»

АНДРЕЕВ В. А., технический специалист ЗАО «Электронмаш»

Компания «Электронмаш» как звено в цепи распределения электроэнергии.

Электроэнергия получила повсеместное распространение во всех областях деятельности человека, поскольку это единственный вид энергии, который можно легко преобразовать в любой вид энергии: тепловую, механическую и т. д. Главное ее преимущество в том, что ее можно легко транспортировать на значительные расстояния. В общем и целом, система электропитания состоит из следующих составных частей: генерирующих источников электроэнергии (АЭС, ГЭС, ТЭЦ и т.п.); линий электропередачи (ЛЭП); понизительных подстанций. Взаимосвязь всех составных частей электроснабжения образует энергетическую сеть.

Как показала практика, энергетическая сеть бывает уязвима. Примером может служить веерное отключение электроэнергии в Санкт-Петербурге летом 2010 года, когда жизнь всего города была парализована. Такие отключения несут за собой тяжелые последствия, которые выражаются не только в денежном выражении, но и могут быть причиной различных несчастных случаев. Такого рода аварии происходят, когда одна или несколько понизительных подстанций полностью или частично отключаются, и нагрузка подключается к резервному источнику, а запаса мощности у резервного источника нет или его недостаточно, тогда и этот источник отключается. Далее отключаются остальные подстанции – это напоминает эффект домино.

Немаловажную роль в надежной работе подстанции играет установленное на ней оборудование. Компания ЗАО «Электронмаш» уже более 10 лет занимается производством НКУ для нужд энергоснабжения, а в последнее время активно выдвигается как производитель средневольного оборудования.

Для нужд энергетики компания может предложить законченный ряд продуктов.

НКУ «АССОЛЬ»

Низковольтное комплектное устройство (НКУ) «Ассоль» предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 0,4 кВ в сетях с изолированной или глухозаземленной нейтралью, управления электрооборудованием и защиты его от последствий коротких замыканий и перегрузок.

НКУ «Ассоль» – изделие нового поколения, разработанное на основе последних достижений материаловедения, технологии, а также современных принципов построения систем распределения электроэнергии и управления электроприводами промышленных предприятий и объектов энергетики.

По показателям надежности, долговечности, эргономичности НКУ «Ассоль» сравнимо с изделиями ведущих зарубежных фирм, в частности, с устройствами SIVACON 8PT производства фирмы SIEMENS; MD и MNS производства фирмы ABB; PRISMA PLUS и OKKEN фирмы SCHNEIDER ELECTRIC и выполнено с учетом требований российских нормативных документов Российской Федерации.

Технические решения, положенные в основу НКУ «Ассоль», обеспечивают следующие достоинства:

- модульность: благодаря модульной конструкции на базе НКУ можно создавать широкий спектр электроустановок от отдельных щитов автоматики до комплектных трансформаторных подстанций;
- многообразие конструктивных решений: можно изготавливать распределительные устройства любой конфигурации с различными вариантами разделения функциональных узлов;
- эргономичность: необходимое электрооборудование устанавлива-

ется в стационарные или выдвижные модули, все органы управления находятся на лицевой стороне. НКУ оснащается всеми необходимыми системами блокировок. Установка выдвижных модулей с оборудованием или применение коммутационных аппаратов выкатного исполнения позволяет выполнять их обслуживание без снятия напряжения при гарантированной безопасности проведения работ. Контроль работы и управление осуществляются без открывания дверей. По желанию заказчика все приборы индикации могут быть вынесены в отдельный конструктивный блок;

■ высокая надежность: применение современной элементной базы и аппаратуры ведущих производителей, блоков самозапуска, устройств управления, релейной или микропроцессорной защиты, сетевой автоматики и сигнализации обеспечивают высокую надежность работы как самого НКУ, так и всей электроустановки в целом.

ТЗР

ЗАО «Электронмаш» – эксклюзивный представитель ведущей итальянской компании GBE s.r.l., которая производит силовые сухие трансформаторы с литой изоляцией типа ТЗР. Эти сухие трансформаторы предназначены для распределительных сетей мощностью от нескольких кВА до 25 000 кВА и рассчитаны на все классы напряжений до 35 кВ. Сухие трансформаторы фирмы «GBE» с литой изоляцией обладают высоким уровнем надежности благодаря технологическому прогрессу изготовления. Эти сухие трансформаторы можно использовать в условиях высокой влажности и загрязненности, при этом не возникает проблем, связанных с пожарной опасностью и с выбросом токсичных и ядовитых веществ.

КРУ «ЭЛТИМА»

Комплектные распределительные устройства (КРУ) «ЭЛТИМА» («ELTEMA») предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 6–10 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор или резистор нейтралью.

КРУ применяются в качестве распределительных устройств напряжением 6–10 кВ, трансформаторных подстанций 110/35/6–10 кВ, 110/6–10 кВ, 35/6–10 кВ и 6–10/0,4 кВ, а также в распределительных пунктах.

При разработке этого продукта был учтен многолетний опыт эксплуатации подобных устройств, которым в течение многих лет делились с нами энергетики, проектировщики, специалисты по релейной защите и автоматике – люди, для которых энергетика главное дело в жизни. Благодаря большому количеству встреч и накопленным в результате знаниям о требованиях, предъявляемых к этому оборудованию на подстанциях, об огромном количестве деталей, связанных с проектированием, пусконаладкой и обслуживанием, мы систематизировали требования, предъявляемые к современным КРУ, и осуществили анализ статистики их работы в действующих электроустановках. Работа над этим изделием стала синтезом инноваций и опыта.

ШКАФЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА И ЩИТЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Шкаф оперативного тока (далее ШОТ «ExOn») предназначен для обеспечения бесперебойного питания постоянным током ответственных потребителей в условиях возможных отключений питающей сети. ШОТ «ExOn» применяется в составе систем питания устройств автоматики, релейной защиты, вычислительной техники, средств связи и прочего оборудования, требующего бесперебойного электроснабжения. К преимуществам ШОТ «ExOn», по сравнению с аналогичными изде-

лиями других производителей, относятся:

- 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.

Также компания может предложить поставку данных изделий в составе блочно-модульного здания, так называемые КТП – комплектные трансформаторные подстанции.

СИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ

За счет чего компании удается удерживать лидирующие позиции на рынке производства электротехнического оборудования для нужд энергоснабжения? В первую очередь за счет грамотно поставленного производства и управления, во вторую – выбора стратегических партнеров и их продуктов. Мы успешно сотрудничаем с такими компаниями, как ABB (Швеция), GBE (Италия), Электронмаш Инжиниринг, Solcon и другими.

ЗАО «Электронмаш» – официальный системный интегратор фирмы ABB, поэтому зачастую наши технические решения реализуются на базе комплектующих этой фирмы. Но по желанию заказчика компания может изготовить свою продукцию на базе других фирм – изготовителей электротехнического оборудования. Компания ЗАО «Электронмаш» – официальный партнер ведущих мировых производителей электрооборудования и комплектующих, таких

как Schneider Electric, Siemens, LG и др. Вся выпускаемая продукция имеет необходимые лицензии и сертификаты. Недавно компания получила лицензию на конструирование и производство оборудования для АЭС. Кроме того, ЗАО «Электронмаш» – официальный эксклюзивный дистрибьютор итальянской компании GBE S.p.A. на территории России.

Компания Электронмаш Инжиниринг – наш партнер по производству комплектных распределительных устройств напряжением до 10 кВ. Флагман компании – КРУ «Элтима».

ЗАО «Электронмаш» – официальный системный интегратор компании «Solcon», производителя устройств плавного пуска для электродвигателей переменного тока напряжением до 15 кВ.

Такой подбор партнеров не случаен, так как их продукция позволяет решать вопросы приема и распределения электроэнергии на системном уровне. Кроме того, наша компания готова предложить комплекс услуг, которые в полной мере закрывают потребности заказчиков, при заказе оборудования «под ключ»:

- обследование объекта заказчика;
- разработка и согласование технических заданий для проектирования и изготовления оборудования;
- проектирование систем электроснабжения и автоматизации;
- изготовление и комплексная поставка электрооборудования, средств автоматизации и программного обеспечения;
- производство шефмонтажных, монтажных и пусконаладочных работ;
- сервисное обслуживание поставленного оборудования.

На все виды работ компания имеет лицензии.

Таким образом, компания ЗАО «Электронмаш» может решать задачи комплексно, начиная с обследования объекта и заканчивая сервисным обслуживанием, что и отражено в слогане компании – СИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ. На английском языке это звучит как System Solutions.



ВЕКТОР РАЗВИТИЯ – ИННОВАЦИИ В ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Сегодня отличительная черта Холдинговой компании «ЭЛЕКТРОЗАВОД», выделяющая ее из числа других предприятий электротехнического машиностроения – комплексный подход к решению поставленных задач.

Долгое время «ЭЛЕКТРОЗАВОД» был известен прежде всего как разработчик и производитель трансформаторного и реакторного оборудования. Сегодня Холдинговая компания «ЭЛЕКТРОЗАВОД» переходит на качественно новый уровень работы. Строятся новые мощности, расширяется ассортимент выпускаемой продукции, увеличиваются объемы производства. Причем нередко речь идет об энергетическом оборудовании, которое с полным правом можно назвать уникальным. В структуре компании четыре электротехнических завода, собственный проектный и научно-исследовательский институты, инжиниринговый и сервисный центры в различных регионах России и странах СНГ. Компания обеспечивает выполнение полного цикла работ по возведению энергообъектов «под ключ»: разработку проектов, согласование и организацию строительства, поставку, монтаж и пусконаладку основного и вспомогательного технологического оборудования, ввод объектов в промышленную эксплуатацию и техническую поддержку, включая диагностику состояния и ремонт оборудования.

Все предприятия компании оснащены современным технологическим оборудованием ведущих мировых производителей. В производство внедрены прогрессивные экологически чистые технологии, многие из которых только недавно начали применяться ведущими мировыми компаниями, а в России пока не использовались. Задействована новейшая компьютерная система управления производством, которая контролирует весь цикл – начиная от разработки конструкторской документации до отгрузки продукции потребителю, сервисного обслуживания. Самыми современными системами проектирования оснащены конструкторско-технологическое подразделение, новые образовательные

технологии используются при обучении персонала.

Производственный комплекс «ЭЛЕКТРОЗАВОД» в Москве является одним из крупнейших производителей электротехнического оборудования в России. Предприятие предлагает более 3,5 тысячи типов трансформаторного и реакторного оборудования. Технологические возможности предприятия обеспечивают производство силовых трансформаторов мощностью до 630 МВА на класс напряжения до 750 кВ и шунтирующих реакторов до 300 МВАР на класс напряжения до 1150 кВ.

Новый завод компании в Республике Башкортостан выпускает широкую гамму силовых трансформаторов напряжением до 500 кВ и мощностью до 267 МВА. Помимо этого, на заводе организовано производство распределительных трансформаторов мощностью до 4000 кВА, напряжением до 35 кВ. Завершается строительство корпусов для расширения производства измерительных трансформаторов тока и напряжения классов напряжения 35–500 кВ и выпуска высоковольтного коммутационного оборудования до 500 кВ, в т. ч. с элегазовым заполнением (КРУЭ, баковых и колонковых выключателей). Проведена полная модернизация и технологическое перевооружение Уфимского завода «Электроаппарат», обеспечивающего выпуск широкого спектра высоковольтной и низковольтной коммутационной техники. Компания в этом году завершает строительство нового трансформаторного завода в Запорожье (Украина). Новое производство обеспечивает выпуск сверхмощных силовых трансформаторов напряжением до 500 кВ, специальных трансформаторов и шунтирующих реакторов, а также мелких партий специального электротехнического оборудования.

Особый разговор – о научной составляющей холдинга. В современных условиях отечественным энергомашиностроительным предприятиям приходится рассчитывать на собственные силы. Тем более что, если обратиться к зарубежному опыту, каждая крупная компания имеет в своем составе мощное научное подразделение, которое занимается конкретными разработками по наиболее актуальным направлениям деятельности предприятия. Сегодня в состав Холдинговой компании «ЭЛЕКТРОЗАВОД» входит ОАО «ВИТ» (Запорожье) – всемирно известный научно-исследовательский центр в области трансформаторостроения. Основная задача ученых и специалистов этого института – проведение исследований на математических и физических моделях новых конструкций и изготовление опытных образцов трансформаторного и реакторного оборудования. Кроме того, ОАО «ВИТ» проводит контрольные испытания и готовит нормативно-техническую документацию для запуска в серийное производство новых трансформаторов и реакторов.

В прошлом году в компании был создан «Электротехнический институт инновационных технологий». Ученые института сосредоточили усилия на исследованиях и разработках в области коммутационного оборудования, преобразовательной техники, устройств компенсации реактивной мощности, систем управления и др.

Для развития научно-технического направления деятельности предприятий компании и реализации инновационных программ проводятся заседания научно-технических советов, в которых принимают участие представители Академии наук РФ, электротехнических институтов и вузов, руководители и ведущие специалисты предприятий электроэнергетики.

Если говорить об основных направлениях научно-технических разработок, инновационной деятельности, то

одним из самых актуальных вопросов остается решение проблемы по передаче электроэнергии на дальние расстояния. Для нашей страны этот вопрос особенно актуален. Российские научно-исследовательские, проектные организации обладают сегодня достаточным опытом в этом направлении, полученным при разработке комплексов оборудования, например, для линии электропередачи постоянного тока Экибастуз–Центр мощностью 6000 МВт напряжением ± 750 кВ, ряда других проектов прошлых лет. Эта тема становится тем более актуальной, что проекты по передаче энергии на дальние расстояния рассмотрены Программой развития электроэнергетики до 2020 года.

Еще одно серьезное направление, над которым работают ученые и специалисты компании, связано с энергоснабжением мегаполисов. Например, сегодня Москву теплом обеспечивают в основном газовые котельные. Если установить на них газотурбинные установки и серьезно заняться попутной выработкой электроэнергии, экономический эффект может быть очень значительным. По-прежнему проблемой являются большие потери в электросетях. Как показали исследования, до 18 % электроэнергии сегодня теряется прежде всего по причине дефицита реактивной мощности, перегрузки линий электропередачи. Следовательно, нужно решать задачу разработки нового, более совершенного оборудования по компенсации реактивной мощности.

Если говорить о других направлениях работы компании, в настоящий момент реализуются новые проекты по элегазовым измерительным и элегазовым силовым трансформаторам. Актуальность этих разработок связана с тем, что сетевые компании ставят задачу установки в закрытых помещениях мегаполисов только элегазовых трансформаторов, которые являются пожаробезопасными.

За последние 10 лет специалистами ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» разработаны и освоены в производстве более 300 видов нового электротехнического оборудования:

- силовые трансформаторы на напряжения 110–750 кВ мощностью до 630 МВА для работы в блоке с генераторами электростанций, в том числе АЭС;



- шунтирующие реакторы на напряжения 220–1150 кВ в однофазном и трехфазном исполнении;

- автотрансформаторы на напряжения 220, 330, 500, 750 кВ для магистральных линий электропередачи;

- комплектные распределительные устройства и трансформаторные подстанции на напряжения 6–20 кВ.

Гордостью компании стали самый мощный из ранее выпускаемых в России трансформаторов – ТЦ-630000/330 мощностью 630 МВА на напряжение 330 кВ, разработанный специально для Курской АЭС, и первый в России блочный трансформатор сверхвысокого класса напряжения 750 кВ мощностью 417 МВА, изготовленный для Калининской АЭС. В этом году для Нововоронежской АЭС-2 был разработан трансформатор ОРДЦ-533000/500, который является первым однофазным трансформатором с установленной мощностью 533000 киловольт ампер, изготовленным на территории РФ

Для снижения потерь в электрических сетях и стабилизации напряжения на

линиях электропередачи специалистами компании был разработан управляемый шунтирующий реактор мощностью 180 МВА (для подстанции 500 кВ «Нелым» МЭС Западной Сибири). Разрабатывается принципиально новое устройство – ТРАНСРЕАКТОР, совмещающее функции автотрансформатора и шинного управляемого шунтирующего реактора, что позволяет, наряду со снижением потерь электрической энергии, существенно снизить стоимость оборудования и затраты на сооружение подстанций.

В целом, по оценке экспертов, в области трансформаторного, реакторного оборудования в последние годы четко обозначилось стратегически важное направление. Речь идет о разработке инновационных промышленных технологий сверхпроводимости. С их появлением для экономичной передачи электрической энергии не нужны будут высокие и сверхвысокие напряжения. Переход в электротехническом производстве от сверхвысоких напряжений к сверхбольшим токам будет, без сомнения, носить революционный характер.



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

ГИБКАЯ, НАГЛЯДНАЯ И НАДЕЖНАЯ РЕГИСТРАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

КЛЕММЫ С РАЗМЫКАТЕЛЯМИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, И ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

АНДРЕЙ ВИНОГРАДОВ, ООО «Феникс Контакт РУС»

Измерение токов и напряжений относится к элементарной задаче, решаемой при энергоснабжении и распределении энергии. Компания Phoenix Contact поставляет новые клеммы с размыкателями, предназначенные для подключения измерительных трансформаторов, а также трансформаторы тока, которые позволяют обеспечить надежную регистрацию и обработку сигналов в низковольтных цепях. Продукция прошла многочисленные национальные и международные процедуры сертификации и обеспечивает высокую гибкость при конструировании распределительных устройств.

ТРИ ТИПА ПРИСОЕДИНЕНИЯ – ОДНА СИСТЕМА

Главное условие поддержания высокой степени готовности при обеспечении защиты системы и расчете электрической мощности – применение в измерительных цепях надежных компонентов. Новые клеммы серий UTME 6, STME 6 и DTME 6 с размыкателями, предназначенные для подключения измерительных трансформаторов, согласованы с требованиями, предъявляемыми поставщиками электроэнергии в отношении коммутации и измерения параметров. Совместное использование этих клемм со вставными дополнительными принадлежностями обеспечивает быстрое и надежное решение любых схемотехнических задач в сфере энергоснабжения.

После снижения токов и напряжений с помощью измерительного трансформатора до доступных измерению величин клеммы обеспечивают идеальный интерфейс для подключения контрольно-измерительных приборов и устройств защиты. Клеммы с размыкателями, предназначенные для подключения измерительных

трансформаторов, находят универсальное применение в цепях счетчиков, используемых для анализа электрических параметров распределительных устройств низкого, среднего и высокого напряжения, эксплуатируемых на предприятиях и в общественных зданиях. Также обеспечивается удобное и наглядное решение всех необходимых задач коммутации, отделения и диагностики в пределах клеммных групп измерительного трансформатора.

Системный подход, реализованный компанией Phoenix Contact в отношении клемм «Clipline complete», продолжает свое дальнейшее развитие. Наряду с коммутируемыми клеммами, ассортимент также представлен имеющими такую же форму клеммами общего назначения и заземляющими клеммами с зажимами винтового, пружинного и Push-In типа. Вне зависимости от типа присоединения все клеммы этой серии имеют одинаковый внешний контур и компактные размеры. Кроме того, вместе с клеммами используются унифицированные принадлежности, которые позволяют удовлетворить любые

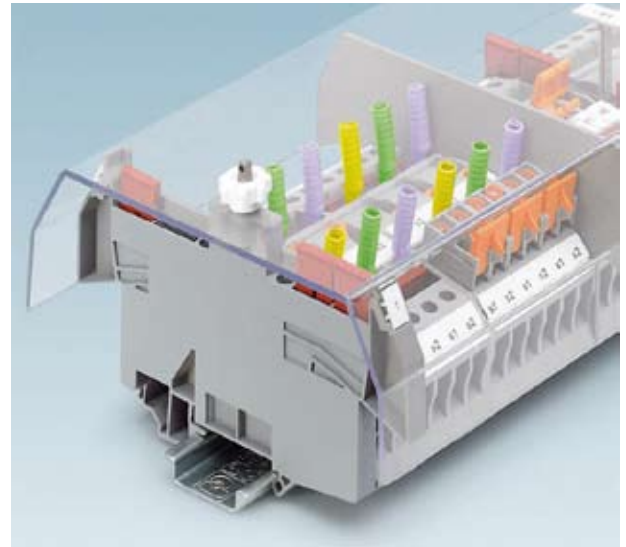
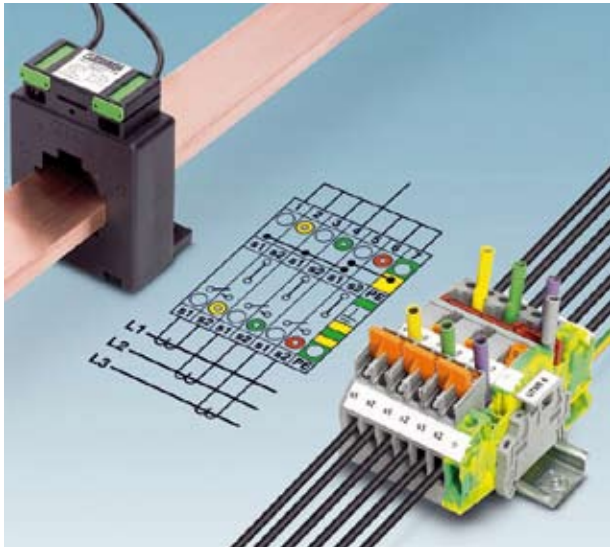


PHOENIX CONTACT – Россия
ООО Феникс Контакт РУС

119619, Москва, Проектируемый проезд 5167, д. 9 стр. 1

Тел.: +7/ 495/933 8548 (многоканальный), Тел.: +7/ 495/974 1761

Факс: +7/ 495/931 9722 • E-Mail: info@phoenixcontact.ru • <http://www.phoenixcontact.ru>



запросы конечного пользователя. Гибкость всей системы обеспечивает сокращение издержек на хранение, логистику и монтаж, что представляет собой значительное преимущество перед конкурентами в области конструирования распределительных устройств.

ЧЕТКАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ И НАДЕЖНОСТЬ

Новые клеммы с ножевыми размыкателями оснащаются продольным разделяющим элементом, который может быть перемещен и зафиксирован в требуемом коммутационном положении с помощью отвертки. Разделяющий элемент промаркирован соответствующим символом, что позволяет быстро определить его положение. С помощью дополнительных элементов можно зафиксировать положение размыкателя и, таким образом, исключить его ошибочное переключение.

С обеих сторон разрыва цепи расположено три функциональных гнезда, которые могут использоваться для вставки перемычек, щупов тестера и коммутационных элементов. Стандартные принадлежности диагностических клеммных групп очень просто вставляются в нужные места клемм и надежно фиксируются.

Клеммная группа позволяет также разместить в любом месте контрольные гнезда для подключения проводников измерительных устройств, а также коммутационные перемычки для короткого замыкания трансформаторов тока. Наклонное расположение контрольных гнезд делает возможным использование полностью изолированных защитных 4-мм штекеров и проводников измерительных приборов в соответствии с требованиями DIN EN 61010-031 (VDE 0411-031):2002-11, при этом ширина клемм с размыкателями, предназначенных для подключения измерительных трансформаторов, составляет всего 8,1 мм. С обеих сторон разрыва цепи могут быть вставлены коммутационные перемычки для коротко-

го замыкания трансформаторов тока. В случае винтовых зажимов короткое замыкание надежно осуществляется с помощью соответствующего инструмента.

ИНДИВИДУАЛЬНОЕ РАЗВЕТВЛЕНИЕ ЦЕПЕЙ И ПРАКТИЧНЫЕ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ

Разветвление цепей в пределах клеммных групп может быть реализовано с помощью стандартных вставных перемычек системы «Cipline complete». Подготовленные перемычки для соединения несмежных клемм позволяют формировать внутри группы точки с нулевым потенциалом. Коммутируемые заземляющие клеммы обеспечивают подсоединение в пределах клеммной группы вторичных цепей трансформаторов тока. При этом не требуется трудоемкая установка цепных мостиков, что обеспечивает дополнительную экономию времени при монтаже систем. Компоненты новой серии дополняют следующие принадлежности:

- наборные адаптеры для тестового штекера;
- разделительные перегородки;
- пломбируемый защитный профиль;
- перемычки для соединения 2 клемм с размыкателем.

ТРАНСФОРМАТОРЫ ДЛЯ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ДО 4 КА – С МАЛОЙ ШИРИНОЙ И РАЗЛИЧНЫМИ ВАРИАНТАМИ МОНТАЖА

Новые трансформаторы тока серии «Pact Analog» обеспечивают преобразование переменного тока до 4000 А первичной цепи в переменный ток 1 или 5 А вторичной цепи. Ассортимент трансформаторов тока Pact Analog представлен шинными трансформаторами, трансформаторами с многовитковой первичной обмоткой и другими типами. Более 3000 моделей позволяют удовлетворить любые эксплуатационные требования. Имеются также трансформаторы тока, допускающие по-

верку, которые поставляются с соответствующим свидетельством о поверке и сертификатом.

Глубина всех трансформаторов тока Pact составляет всего 30 мм. Предусмотрены различные возможности крепления в зависимости от предъявляемых требований, кроме того, трансформатор тока может быть закреплен на медной шине в лежачем положении. Благодаря этому измерения тока могут быть выполнены даже в условиях ограниченного монтажного пространства, например, рядом с ответвлениями шин цепей электродвигателей. Проводящие соединения между электрическими шинами осуществляются с помощью медных втулок, вставляемых во внутренние отверстия трансформатора тока. В лежачем положении, кроме того, возможна установка непосредственно за автоматическим выключателем и выключателем нагрузки, что упрощает монтаж и обеспечивает экономию места.

ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА ДЛЯ БЕЗОПАСНОЙ РАЗВЯЗКИ

Компания Phoenix Contact предлагает весь спектр компонентов для регистрации и анализа результатов измерения токов в технологических процессах. В области снабжения и распределения электроэнергии трансформаторы тока Pact преобразуют высокий первичный ток в низкий вторичный ток, которые далее поступает на подключенный измерительный преобразователь тока. Преобразователь в свою очередь выдает нормированный сигнал (4...20 mA) устройству управления.

Как поставщик системных решений, компания Phoenix Contact всегда уделяет повышенное внимание вопросам безопасности, в том числе и при производстве трансформаторов тока. Трансформаторы тока изготавливают с учетом требований стандарта DIN EN 60044 «Измерительные преобразователи – трансформаторы тока», в котором описываются основные функции и режимы работы трансформаторов. Кроме того, как поставщик систем Phoenix Contact должен придерживаться также стандарта DIN EN 50178 «Оснащение силовых установок электронным оборудованием», который в значительной степени отличается от нормы EN 60044. В соответствии с EN 50178 основными задачами является обеспечение безопасности и надежности. Так, стандарт EN 50178, кроме всего прочего, требует реализации безопасной развязки, т.е. отсутствия условий для возникновения пробоя во вторичной цепи трансформатора тока. По этой причине трансформаторы тока серии Pact проходят испытания на выдерживаемое импульсное перенапряжение 12 кВ (1,2 / 50 мкс).

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОПАСНОГО ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ РАБОЧЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Реализуется ряд мер, направленных на предотвращение возникновения опасного для здоровья рабочего напряжения в цепях подключенных компонентов. Благодаря этому полностью устраняется угроза жизни и здоровью персонала. Причем это относится как к тем, кто находится в непосредственной близости от электротехнического шкафа, так и к тем, кто располагается в удалении от него, например, персоналу, работающему на офисном компьютере, который связан через линию передачи данных с этим шкафом.

Амплитуда выдерживаемого импульсного напряжения измеряется для двойной изоляции (безопасная развязка) в электрической цепи согласно категории перенапряжения 3. Рассчитанное на основании этого испытания максимально допустимое напряжение изоляции (рабочее напряжение) составляет 1000 В.

ВЫВОДЫ

Новые клеммы с размыкателями, предназначенные для подключения измерительных трансформаторов, органично дополняют систему электротехнических клемм «Clipline complete», расширяя область применения сектором электроснабжения. Многочисленные функции и широкие возможности комбинирования между собой различных клемм позволяют сократить объем работ, связанных с прокладкой проводников и монтажом распределительных устройств. Дополнительные инструменты, например, система проектирования «Clip Project», обеспечивают решение задач проектирования и документирования клеммных групп – многочисленные схемы соединения измерительных преобразователей уже включены в программу в качестве макросов.

Ассортимент трансформаторов тока Pact представлен шинными трансформаторами, трансформаторами с многовитковой первичной обмоткой и другими типами, обеспечивающими измерение переменного тока в диапазоне от 1 до 4000 А. Более 3000 моделей трансформаторов применяются в качестве промышленных или требующих поверку трансформаторов тока. Комбинируя клеммы с размыкателями, предназначенные для подключения измерительных трансформаторов, с самими аналоговыми измерительными трансформаторами для низковольтных цепей, Phoenix Contact предлагает широкий и гибкий ассортимент компонентов, обеспечивающих надежную регистрацию и обработку результатов измерения в энергетике.



**Приглашаем Вас посетить стенд «Феникс Контакт РУС»
на выставке «Электрические сети России»:
Москва, ВВЦ, павильон 69, стенд С20-1**

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ПРИЗ-001

Компания ОАО «ЮГ-СИСТЕМА плюс» (г. Краснодар) создала и получила свидетельство об утверждении типа средств измерений на серию преобразователей измерительных многофункциональных ПРИЗ-001. Преобразователи предназначены для измерения параметров трехпроводных и четырехпроводных электрических сетей переменного трехфазного тока частотой 50 Гц, преобразования их в кодированные сигналы и передачи результатов измерений по интерфейсу RS232 или RS485.

Преобразователи обеспечивают измерение действующих значений фазных (межфазных) напряжений, фазных токов, активных, реактивных и полных мощностей фаз, суммарной активной, реактивной и полной мощности, частоты сети, коэффициента мощности, а также активной и реактивной энергии для целей технического учета.

Помимо функции прямых измерений, преобразователи серии ПРИЗ-001 опционально обеспечивают определение состояния входов дискретных сигналов (4 канала телесигнализации), а также управление состоянием дискретных выходов (3 дискретных выхода для организации телеуправления) по командам, поступающим по цифровому интерфейсу.

ОСНОВНЫЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Диапазоны измерения значений входных напряжений от $0,2 U_n$ до $1,2 U_n$, значений входных токов от $0,01 I_n$ до $1,2 I_n$.

Допускаемые значения основной приведенной погрешности δ преобразователей не превышают значений:

- 0,2 % при измерении токов и напряжений;
- 0,5 % при измерении мощностей;
- 0,01 % при измерении частоты.

ХАРАКТЕРИСТИКИ

СТЫКА «RS232/RS485»

Интерфейс стандарта RS232 или RS485 с гальванической развязкой.

Скорость обмена: 4800; 9600; 19200; 38400 бит/с.

Протокол обмена: МЭК 60870-5-101, MODBUS, PFT3.



ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Температура эксплуатации – от минус 40 °С до плюс 70 °С и относительной влажности до 95 % без конденсации влаги.

Габаритные размеры 157×86×60мм.

ИСПОЛНЕНИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ

Преобразователь имеет 16 исполнений, которые зависят от наличия либо отсутствия каналов ТС и ТУ, напряжения питания ≈ 24 В или ~ 220 В, номинального тока измеряемой цепи 1 А или 5 А и номинального межфазного напряжения 100 В или 380 В.

ПРЕИМУЩЕСТВА

Применение преобразователей серии ПРИЗ-001 при создании различных систем автоматизации электрических подстанций позволит получить ряд важных преимуществ:

- обеспечить сбор необходимого количества высокоточных измере-

ний с каждого присоединения согласно действующим нормативным документам;

- повысить надежность системы автоматизации и телемеханики в целом, так как выход из строя одного преобразователя не повлечет за собой потерю всей информации по сравнению с вариантом использования групповых контроллеров ввода-вывода;

- существенно сэкономить на контрольном кабеле, так как каналы ТИ, ТС и ТУ максимально приближаются к объектам контроля и управления;

- значительно уменьшить габариты и количество необходимых контроллеров устройства КП телемеханики и соответственно его стоимость, так как основная часть функций ТИ, ТС и ТУ будет выполняться преобразователями;

- реализовать технический учет электроэнергии;

- осуществлять эксплуатацию преобразователей в жестких температурных условиях.

ОАО «ЮГ-СИСТЕМА плюс»
350072, г.Краснодар, ул.Московская, 5
тел/факс приемная (861) 274-48-76
тел/факс группа сбыта (861) 252-08-18
<http://www.yugsys.ru>



ЭНИП-2: НЕ ПРОСТО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ

Цифровые многофункциональные измерительные преобразователи за последнее десятилетие заметно вытеснили традиционные аналоговые измерительные преобразователи, но это лишь промежуточный этап в реализации по-настоящему качественных источников телеизмерений.

Строительство и реконструкция систем телемеханики, создание АСУ ТП подстанций выполняются с широким применением цифровых многофункциональных преобразователей. Предпочтение в этом процессе, безусловно, должно отдаваться отечественным разработкам – именно это предполагают планы инновационного развития сетей ФСК и Холдинга МРСК по созданию интеллектуальных электрических сетей.

Для создания интеллектуальных электрических сетей требуется применение не просто многофункциональных измерительных преобразователей (динамические характеристики которых зачастую оставляют желать лучшего), а широкое внедрение **интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) нового поколения**, характерная особенность которых – поддержка технологии синхронных измерений параметров режима электрической сети, широкое использование сети Ethernet для передачи данных, возможность гибкого конфигурирования, разнообразия интерфейсов и способов отображения информации.

Применение ИЭУ с функциями быстрых синхронных измерений позволяет повысить наблюдаемость электрической сети, реализовать распределенные автоматические системы управления и регулирования.

Еще большие возможности для совершенствования автоматического управления и регулирования электрической сетью предоставляет технология векторных измерений, широко используемая в системах мониторинга переходных режимов (СМПР). Опыт внедрения в мире СМПР и последние достижения микроэлектроники позволяют распространить реализацию данной технологии для ИЭУ распределительных сетей 6–110 кВ, прежде всего в устройствах РЗА и телемеханики.

Многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП-2 разрабатывался специалистами Инженерного центра «Энергосервис» как прототип ИЭУ с возможностью поддержки техно-

логии векторных измерений и успешно применяется в системах телемеханики и АСУ ТП с 2008 года. Заложенный в ЭНИП-2 функционал и алгоритмы обработки сигналов обеспечивают быстрые синхронные измерения параметров режима электрической сети в широком диапазоне токов и напряжений. Встроенные часы позволяют присваивать измерениям метки времени с точностью до 500 мкс.



ЭНИП-2 в отличие от большинства преобразователей обеспечивает измерение не только среднеквадратичных значений параметров режима электрической сети, но и параметров по первой гармонике с интервалами усреднения 40 мс и 250 мс. В дополнение к качественной телеметрии ЭНИП-2 обеспечивает выполнение телесигнализации и телеуправления, технический учет электроэнергии.

Для передачи измеренных параметров могут быть использованы независимо настраиваемые интерфейсы: до 3 RS-485, до 2 портов Ethernet, порт CAN для расширения функций.

Реализованный в ЭНИП-2 протокол МЭК 60870-5-104 обеспечивает как спорадическую, периодическую передачу измерений, так и общий запрос необходимых параметров. **Особенность ЭНИП-2 – поддержка в рамках МЭК 60870-5-104 технологии синхронных измерений параметров.** Для каждого клиента задается независимая и гибкая настройка, индивидуальные апертуры для каждого телеизмерения. Реализована возможность удаленного считывания и изменения конфигурации ЭНИП-2.

Для удобства оперативного и дежурного персонала любое измерение с ЭНИП-2

может быть отображено на внешних модулях индикации ЭНМИ. К одному ЭНИП-2 может быть подключено один или несколько ЭНМИ и наоборот – один ЭНМИ может отображать данные с разных ЭНИП-2, объединенных по сети RS-485.



ЭНМИ выпускаются как со светодиодными индикаторами, так и с графическими монохромными и цветными сенсорными ЖКИ. При использовании графических ЖКИ обеспечивается визуальное представление телеизмерений в виде виртуального аналогового щитового прибора (одно- и трехфазный амперметр, вольтметр, ваттметр и т.д.), отображение мнемосхемы присоединения с отображением ТИ и индикацией состояния коммутационной аппаратуры по данным ТС, отображение векторных диаграмм, трендов телеизмерений и т.д.



На базе ЭНИП-2 разрабатывается интеллектуальное электронное устройство с поддержкой векторных измерений. Продолжая совершенствоваться и обеспечивать высокое качество телеизмерений в ИЭУ ЭНИП-2 ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис» планирует в 2011 году приступить к выпуску устройств векторных измерений (в зарубежной терминологии PMU – Phasor Measurement Unit).

**ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР
ЭНЕРГОСЕРВИС**
+7(818-2) 646000, 657565
info@ens.ru www.ens.ru



для энергетики, от энергетиков

Совместно с:

HydroVision®
RUSSIA

Выставка и Конференция

28 - 30 марта 2011 года • ПАВИЛЬОН ФОРУМ • ЭКСПОЦЕНТР • МОСКВА • РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ОТМЕТЬТЕ ЭТУ ДАТУ В ВАШЕМ ЕЖЕДНЕВНИКЕ

Девятая выставка и конференция Russia Power снова пройдет в Экспоцентре в Москве с 28 по 30 марта 2011 года. Russia Power включает в себя высокоуровневую разнонаправленную конференцию, созданную для энергетики экспертами от энергетики. Программа охватывает ключевые вопросы ведения бизнеса и последние технологические достижения, необходимые для защиты будущего российской энергетической отрасли.

Выставочная экспозиция мирового уровня на Russia Power, в которой ведущие игроки российской и международной энергетической отрасли представят свои услуги и последние технологии, предоставит уникальные возможности для установления контактов и ведения бизнеса как для посетителей, так и для экспонентов.

Пожалуйста, посетите www.russia-power.org для получения дальнейшей информации об участии в выставке и спонсорских возможностях или свяжитесь с региональным менеджером PennWell по продажам.

Светлана Струкова

Менеджер по продажам

Тел.: +7 499 271 93 39

Факс: +7 499 271 93 39

E-mail: svetlanas@pennwell.com

www.russia-power.org

Собственник и организатор:

Генеральные информационные спонсоры:

При поддержке:



PennEnergy



СОВЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ



ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СЕТИ 10 кВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТОЛБОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПУНКТОВ 10/0,4 кВ

После того, как в нашем журнале («Энергоэксперт», № 5, 2009) была опубликована информация о том, что ОАО «МРСК Центра» приступило к проектированию и строительству линий электропередачи со столбовыми трансформаторами 6–10/0,4, на форум нашего сайта пришло несколько писем, в которых нас просили дать технические подробности новшества. Решив развить эту тему, мы задали вопросы начальнику Департамента технического развития ОАО «МРСК Центра» Дмитрию Рыбникову.

Энергоэксперт. Как возникла идея перехода на новую топологию сети?

Дмитрий Рыбников. Особенность распределительной сети 10–0,4 кВ – большая протяженность и разветвленность в населенных пунктах. Большое количество ответвлений линий 0,4 кВ и неравномерная нагрузка по участкам линии создают сложности в поддержании необходимых параметров качества электрической энергии. Топология существующей сети влияет не только на увеличение технических потерь при передаче электрической энергии потребителям, но и, без существенной реконструкции и технического перевооружения, допускает возможность значительных коммерческих потерь. Мы понимаем важность решения этого вопроса.

Причина перехода на новую топологию сети лежит в произошедших изменениях характера и уровня нагрузок в поселках. Часть поселков перестала существовать, некоторые находятся на грани исчезновения и уровень населения порой составляет 5–10 % от первоначального, другие развиваются неравномерно. В ряде поселков открылись фермерские хозяйства или появился малый бизнес (кафе, магазины, мастерские). У населения выросла нагрузка бытового характера и требования к качеству электроэнергии. Изменились и требования к безопасности мест общественного пользования и земельные вопросы, что приводит к необходимости выносить сети за пределы земельных участков, увеличивая их протяженность. При строительстве существующие сети

не были рассчитаны на подобные изменения. На основании анализа вышеописанных причин можно говорить о необходимости реконструкции не только технической части электрической сети, но и изменении ее топологии.

ЭЭ. Какой будет топология сети?

Д.Р. В ОАО «МРСК Центра» были сформированы основные требования к распределительной сети: гибкость построения и широкие возможности по присоединению новых потребителей, относящихся к льготным группам; возможность развития сети в любом направлении без ограничения передаваемой мощности и снижения параметров качества электрической энергии; высокая надежность элементов линий; адаптивность сети к режимам работы, возможность управления и контроля участков линий и присоединения в целом; низкий уровень рисков аварийных отключений и технологических нарушений.

Из множества рассмотренных вариантов столь высоким требованиям наиболее соответствует топология сети с установкой силовых трансформаторов на опоре ВЛ с использованием стандартных опор и двойного подвеса провода ВЛ-10 и ВЛ-0,4 кВ. Основная идея построения сети – снижение протяженности сети 0,4 кВ с нескольких километров до 300 м суммарной длины по 3 фазам трансформатора. Мощность потребителю передается по сети 10 кВ с установкой индивидуальных трансформаторов 10/0,4 кВ.

Переход на такой вариант топологии сети является также большим шагом к

увеличению безопасности населения, так как реконструкция любых ВЛ любого класса напряжения в населенной местности выполняется только изолированным проводом. При этом исключается доступ к открытым токоведущим частям в распределительных устройствах.

ЭЭ. Какова будет мощность трансформаторов?

Д.Р. Линейка мощности силовых трансформаторов 16–63 кВА, основная составляющая 25–40 кВА. Данные трансформаторы можно устанавливать на стандартных опорах без дополнительных усилений, трансформаторы мощностью 63 кВА в отдельных случаях также можно устанавливать на стандартных опорах.

ЭЭ. Сколько абонентов будет подключено к каждому трансформатору?

Д.Р. К одному трансформатору возможно присоединение до шести абонентов. Данные трансформаторные пункты могут питать как бытовую нагрузку частного сектора, так и небольшие магазины, мастерские, гаражи, садовые участки.

Особенность технического решения установки силовых трансформаторов – их «навесное» крепление, без устройства дополнительных подставок, спуско-поднимающих устройств и прочее. Простота монтажа и незначительные затраты делают это решение привлекательным с точки зрения скорости строительства и снижения капитальных затрат. Еще одна особенность заключается в том, что силовой

трансформатор не является объектом ремонта и эксплуатации, в данном варианте построения сети он является высоконадежным элементом линии.

ЭЭ. Как планируется осуществлять защиту силовых трансформаторов?

Д.Р. От внутренних повреждений и замыканий на вводах 10 кВ силовой трансформатор защищен предохранителем-разъединителем. Силовой трансформатор также защищен «вводным» автоматическим выключателем, расположенным в шкафу на опоре. Данный аппарат обеспечивает защиту трансформатора в случае отката (пропускания) КЗ автоматическим выключателем, установленным в шкафу выносного учета потребителя. ВЛ 0,4 (0,23) кВ к каждому потребителю выполнена СИП-2 (4) и имеет протяженность не более 100 м, что обеспечивает защиту ВЛ от внешних воздействий.

Защита электроустановок потребителя осуществляется автоматическим выключателем и ограничителем перенапряжений, входящим в состав шкафа выносного учета, где установлен прибор учета электроэнергии.

В перспективе данное построение сети дает возможность автоматизировать сеть и внедрить телеуправление с управляемыми выключателями нагрузки и реклоузерами 10 кВ, телемеханизированными счетчиками электроэнергии и микропроцессорными автоматическими выключателями с телеуправлением, обеспечить условия работы избирательной защиты и создание автоматически управляемых сетей с включением в их состав устройств малой генерации.

ЭЭ. Где будет проходить линия балансовой принадлежности в таком случае?

Д.Р. Линия балансовой принадлежности устанавливается на вводном коммутационном аппарате потребителя в шкафу выносного учета, расположение которого определяется в зависимости от местных условий (в основном на фасаде домов).

ЭЭ. Как будет организован коммерческий учет?

Д.Р. Требования к коммерческому учету отражены в технической политике ОАО «МРСК Центра». Реконструк-



ция электрических сетей должна сопровождаться оснащением устройств для построения АСКУЭ. Помимо этого, в ОАО «МРСК Центра» реализуется программа внедрения АСКУЭ розничного рынка. Вариантов построения сетей связи для АСКУЭ много (GSM-связь, PLC-технология передачи данных и др.), и используются они в зависимости от конкретных технических решений на объектах.

ЭЭ. Каковы оценки эффекта: увеличение капитальных затрат против уменьшения потерь электроэнергии?

Д.Р. Увеличения капитальных затрат на строительство сетей 10 кВ со столбовыми ПС при правильно выбранном варианте реконструкции не происходит. Вариант, когда вместо перегруженного трансформатора, требующего замены всей ТП и реконструкции нескольких ВЛ-0,4 кВ, выполняется реконструкция одной из ВЛ-0,4 кВ с переводом ее на ВЛ-10 кВ со столбовыми трансформаторами и, соответственно,

разгрузкой перегруженного трансформатора без какой-либо реконструкции, является экономически обоснованным и полностью окупаемым. Также полностью окупаемо и экономически эффективно новое строительство ВЛ со столбовыми трансформаторами. При этом в результате реконструкции мы получаем:

- отсутствие технических и коммерческих потерь в сети 0,4 кВ;
- высокое качество и стабильность параметров электроэнергии у потребителей;
- отсутствие проблем с подключением новых потребителей;
- высокий уровень защиты потребителей от технологических нарушений;
- низкие капитальные затраты на устройство пункта и закупку трансформатора, отсутствие необходимости выполнять землеотвод (как в случае с КТП);
- безопасное, вандалозащищенное устройство, не портящее внешний вид поселка.

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА

**ВИНОГРАДОВ А.В.,**

начальник отдела технических условий ОАО «МРСК Северо-Запада»

Идея использовать для электроснабжения малых потребителей распределительную сеть более высокого, чем 0,4 кВ, напряжения, не нова. Такие решения уже давно и успешно применяются на Западе, в частности в США. Преимущества данного решения очевидны: уменьшаются технические потери при передаче, снижается вероятность безучетного потребления электрической энергии, появляется возможность более гибкого подхода к созданию сетей для различных групп потребителей.

Кроме того, как правильно отмечено в интервью, используя столбовые подстанции, мы уходим от решения вопросов, связанных с землеотводом под строительство КТП 10/0,4 кВ, вопросов непростых и, вследствие коллизий в действующих законодательных актах, решаемых очень долго и трудно.

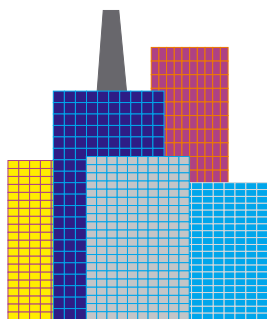
Однако, как у любого технического решения, у данной идеи наряду с плюсами есть и минусы. Основная проблема связана с режимом эксплуатации нейтрали сети 10 кВ.

Исторически сложилось, что сети 6–10 кВ в России работают с изолированной нейтралью, вследствие чего обеспечивается надежность электроснабжения потребителя, но не обеспечивается электробезопасность людей при аварии в сети (например, обрыве одной из фаз). К сожалению, интервьюируемый ничего не сказал про режим работы нейтрали сети 10 кВ. Кроме того, начальник департамента технического развития утверждает, что «...силовой трансформатор не является объектом ремонта и эксплуатации...». Это не совсем так. В соответствии с ПТЭ электростанций и сетей (п. 5.3.26)

ремонт силовых трансформаторов должны производиться, а их сроки устанавливаются техническим руководителем компании.

По моему мнению, идеи, положенные специалистами МРСК Центра в новую концепцию построения сетей 0,4–10 кВ, являются прогрессивными и правильными. Несмотря на наличие некоторых неоднозначных технических вопросов, думается, что будущее распределительных сетей именно в переходе на более высокий класс напряжения.

Данные идеи активно обсуждаются и в МРСК Северо-Запада. Более того, с целью обозначения требований к построению распределительных сетей 0,4–10 кВ в МРСК Северо-Запада уже два года действует стандарт организации, определяющий данные требования.

DELUM
ЦЕНТР БИЗНЕС ОБУЧЕНИЯ
компания
«ЭнергоМониторинг»

**ПРИГЛАШАЮТ 2–4 МАРТА 2011 ГОДА
НА КОНФЕРЕНЦИЮ
«КОМПЛЕКСНЫЕ ПРОБЛЕМЫ МОНОПРОФИЛЬНЫХ ГОРОДОВ.
СЦЕНАРИИ СНИЖЕНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГРАДООБРАЗУЮЩИХ
ПРЕДПРИЯТИЙ, ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ЭКОНОМИКИ
И ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКИ
В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И МОДЕРНИЗАЦИИ»**

В рамках конференции состоится выездная рабочая сессия координационного совета партии «Единая Россия», по результатам которой будут выбраны несколько моногородов и лучшие поставщики оборудования и технологий для участия в программе «Энергоэффективный город»

ЖДЕМ ВАС!
**КОНТАКТЫ: ТЕЛ. +7 (812) 495-91-06, ФАКС: +7 (812) 495-91-05
E-MAIL: sales@delum.ru**
WWW.DELUM.RU

СРАВНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВЛАГИ В ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

МАЙК КОХ, МИХАЭЛЬ КРЮГЕР, СТЕФАН ТЕНБОЙЛЕН, Omicron Energy, г. Клаус, Австрия

Обсуждаются и сравниваются различные методы оценки содержания влаги в твердой и жидкой изоляции силовых трансформаторов. Вода в бумажно-масляной изоляции вызывает три повреждающих эффекта: уменьшает диэлектрическую прочность, ускоряет старение целлюлозы и становится причиной эмиссии газообразных пузырьков при высокой температуре. Следовательно, знание уровня содержания влаги в изоляции трансформаторов имеет важное значение для безопасной эксплуатации и дальнейшего обслуживания трансформатора. Сравниваются методы определения уровня влажности под рабочим напряжением, на месте эксплуатации на выведенном оборудовании и вне места эксплуатации: титриметрический анализ Карла Фишера применительно к образцам масла и бумаги, метод емкостных зондов, метод диаграмм состояния (equilibrium diagrams) и метод диэлектрического отклика (Recovery Voltage Method RVM, Polarisation and Depolarisation Currents PDC, Frequency Domain Spectroscopy FDS).

Традиционный метод оценки влажности, заключающийся в заборе пробы масла, ее титрованию по Карлу Фишеру и применению диаграмм равновесия, допускает серьезные ошибки и приводит к низкой точности. Поэтому были разработаны новые типы диаграмм равновесия, основанные на насыщении влажности в масле (относительная влажность).

Один из методов получения диэлектрического отклика, метод восстановления напряжения (Recovery Voltage Method RVM), также устарел, поскольку его алгоритм интерпретации результатов оказался неспособным компенсировать эффект поверхностной поляризации и электропроводности масла.

В отличие от этого новые методы поляризационных и деполяризационных токов и частотной спектроскопии с научно разработанными методиками интерпретации дают возможность пра-

вильно рассчитать влагосодержание в твердой изоляции. Здесь описывается новый подход, который объединяет измерения во временном и частотном диапазонах для сокращения времени измерения и позволяет также компенсировать эффект изменения проводимости из-за старения материалов.

На примере нескольких трансформаторов было проведено сравнение обычных методов определения влажности на месте эксплуатации и нового подхода. Для новых трансформаторов анализ диэлектрических характеристик подходит больше всего, так как равновесная влажность не устанавливается сразу после изготовления трансформатора. Несмотря на это, из-за очень сухих условий очень важно измерение при низких частотах (например, ниже 100 мГц). Анализ масла при переработке наглядно иллюстрирует, что большинство влаги находится в твердой

изоляции и при сушке трансформатора целлюлоза должна быть очищена. При сушке другого трансформатора методом циркуляции масла под рабочим напряжением в течение 1,5 лет влагосодержание уменьшилось на 1,2 % и, следовательно, увеличился срок службы. Определение влажности для старых трансформаторов указывает на то, что методы и алгоритмы, не принимающие во внимание старение, будут переоценивать содержание влаги. Это может привести к неверному выбору способа обслуживания и ремонта.

Диаграммы равновесия, основанные на значении абсолютной влажности в масле, дают более надежный результат в отличие от обычного метода определения влагосодержания (ppm).

В этой работе программное обеспечение для полноценного анализа диэлектрических характеристик доказывает свою способность компен-

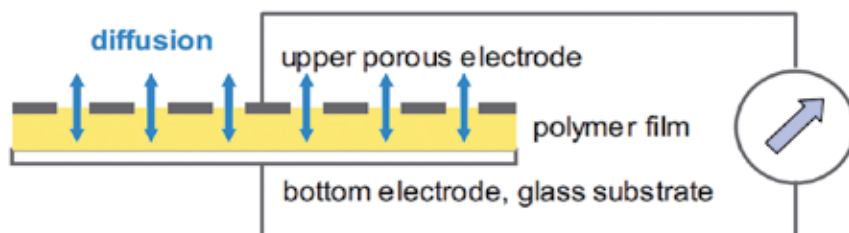


Рис. 1. Зонд с тонкой полимерной пленкой

сировать влияние продуктов старения изоляции и давать заслуживающие доверия результаты оценки влажности силового трансформатора.

ВЛАГА В ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА

Пристальное внимание энергопредприятий к определению содержания влаги в бумажно-масляной изоляции силовых трансформаторов объясняется тремя причинами:

- возраст оборудования в эксплуатации все увеличивается;
- энергопредприятия внедряют непостоянные циклы технического обслуживания, зависящие от фактического состояния оборудования;
- появились новые технологии измерения, такие как диэлектрический отклик и емкостные датчики.

Влага в твердых и жидких изоляционных материалах снижает их электрическую прочность, ускоряет разложение целлюлозы и вызывает выделение пузырьков при высоких температурах. Поэтому достоверные данные о влажности имеют большое значение для безопасного обслуживания и увеличения срока службы силовых трансформаторов, а также для их своевременного и надлежащего обслуживания. Для оценки этих параметров сегодня применяются различные методики. Эта статья кратко представляет эти методики, дает комментарии к их применению (и интерпретации результатов) и сравнивает их на различных примерах.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВЛАГИ

Титрование по Карлу Фишеру

Титрование по Карлу Фишеру – метод аналитической химии для определения количества воды в образце с использованием объемного или кулонометрического титрования. Титрова-

ние заключается в добавлении реактива известной концентрации (титр) к неизвестному веществу, пока их концентрации не будут уравновешены.

Оценка влагосодержания в жидкой и твердой изоляции титрованием по Карлу Фишеру не только широко используется, но также и служит точкой отсчета для других методов, таких как метод диэлектрического отклика.

Однако и метод титрования подвержен ряду воздействий: это попадание влаги из атмосферы во время осуществления выборки, транспортировки и подготовки образца. Целлюлоза связывает воду в химические цепочки различной прочности. Неизвестно, вся ли вода была высвобождена под действием тепловой энергии, поэтому температура и время нагрева влияют на результат. Отдельные лаборатории применяют нестандартные реагенты, например растворитель для извлечения масла. Зачастую метод непосредственного впрыска и нагревания дает различные результаты содержания влаги в масле.

По этим причинам сравнение результатов измерения различных лабораторий дало неудовлетворительный результат [1].

Следовательно, при использовании метода титрования Карла Фишера для оценки других методов необходимо учитывать его собственную погрешность. Это, в частности, должно делаться, если влажность образцов бумаги, взятых из трансформатора, используется как критерий оценки результатов новых подходов, таких как метод диэлектрического отклика или диаграмм равновесия, или при сравнении новых методов между собой.

Емкостные зонды

Емкостные зонды используются с середины 90-х годов и показывают влажность относительно насыщенного со-

стояния. Они состоят из двух электродов с гидроскопическим диэлектриком, например полимером (рис. 1). Молекулы воды проникают в полимер, тем самым изменяя емкостное сопротивление в зависимости от относительной насыщенности внешней среды. Это изменение емкости коррелируется с относительной влажностью окружающего материала. Преимущества емкостных зондов – очень легкое применение, даже на месте эксплуатации (on-site) и без отключения (on-line), высокая точность по сравнению с выборкой и транспортировкой в лабораторию образцов с последующим титрованием по Карлу Фишеру.

В последние годы часто поднимается вопрос о надежности титрования Карла Фишера по сравнению с емкостными зондами. Некоторые специалисты, работающие с трансформаторами, указывают на существенные различия результатов при титровании по Карлу Фишеру и при использовании емкостных зондов или других методов, основанных на равновесной влажности. Однако из-за различных принципов измерения (химическая реакция в одном и осаждение влаги в другом) сравнение одного метода с другим невозможно без калибровки.

Определение влажности по диаграммам равновесия

Получение значения содержания влаги (%) в целлюлозе на основе содержания влаги в масле (ppm) – стандартная процедура при определении влажности бумажной изоляции силовых трансформаторов. Этот подход состоит из трех этапов:

- забор пробы масла на месте эксплуатации;
- измерение содержания воды титрованием по Карлу Фишеру;
- получение значения содержания влаги в бумаге посредством диаграмм равновесия (например, [2]) из влажности масла.

К сожалению, эта процедура имеет ряд неточностей. Во-первых, взятие пробы, транспортировка в лабораторию и титрование по Карлу Фишеру. Во-вторых, условия равновесия достигаются редко (в зависимости от температуры после часов/дней/месяцев). В-третьих, большой градиент и высокая неточность в области низкого влагосодержания увеличивают погрешность. Наконец, равно-

весие зависит от растворимости воды в масле и адсорбционной способности целлюлозы впитывать воду.

Достоверность диаграмм равновесия зависит от первоначальных материалов, которые использовались для получения диаграммы. В частности, старение масла существенно меняет его адсорбционную способность. Это показано на рис. 2 (слева), где, кроме графиков для равновесной влажности новой крафт-бумаги, также изображены кривые для подвергнувшихся старению крафт-бумаги и электрокартона. Принимая влагосодержание в масле равным 20 ppm, эти кривые показывают, что содержание влаги в новой бумажной изоляции составляет 2,9 %, в новом электрокартоне – 2,6 %, в старой бумажной изоляции и масле – 2,1 % и старом электрокартоне и масле – 1,5 %. Таким образом, диаграммы равновесия не адаптированы к материалу и степени его старения и не подходят для вычисления влажности бумаги из влажности масла.

В новом подходе диаграмм равновесия используется относительная влажность масла вместо влагосодержания (рис. 2, правый). Главное преимущество – то, что эффект старения масла здесь нивелирован и измерение без отключения может быть выполнено с более точными результатами [3].

Методы диэлектрического отклика

Диэлектрические диагностические методы определяют влажность бумаги или электрокартона на основании диэлектрических свойств, таких как напряжение возврата, токи поляризации/деполяризации и коэффициента рассеяния. Основными причинами для разработки методов диэлектрического отклика было отсутствие методов оценки влажности силовых трансформаторов на месте установки и разочаровывающие результаты используемого до настоящего времени обычного метода равновесия.

Метод восстановления напряжения RVM

В данном методе вольтметр измеряет напряжение восстановления после заряда изоляции напряжением постоянного тока. Последующими разрядами и повторными зарядами в течение промежутка времени может быть создан так называемый спектр

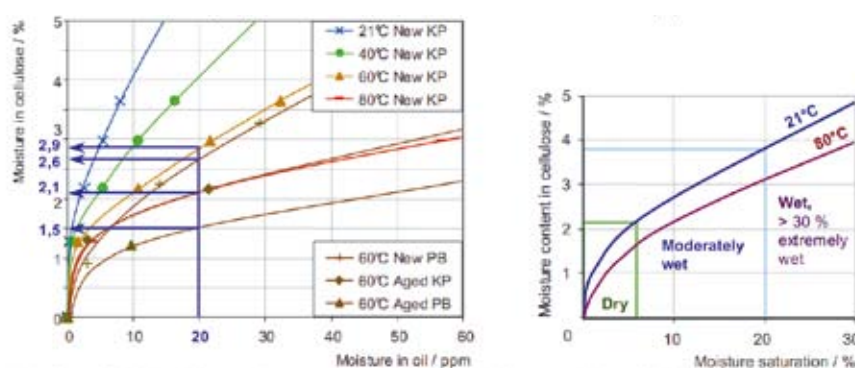


Рис. 2. Левый: диаграмма равновесия влагосодержания в Крафт-бумаге KP и в масле, а также кривые для нового картона PB и термически разрушенной Крафт-бумаги и старого картона. Правый: диаграмма равновесия, основанная на относительной влажности в масле согласно IEC60422.

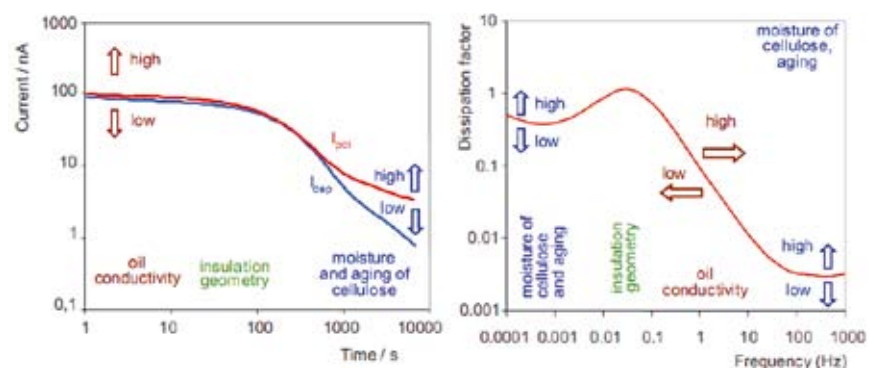


Рис. 3. Левый: интерпретация поляризационных и деполяризационных токов. Правый: интерпретация зависимости коэф. рассеяния от частоты для бумажно-масляной изоляции

поляризации [4]. Заключение CIGRÉ TF D1.01.09, изданное в 2004-м, подчеркивает: «Для техники RVM зависимость, основанная только на простых отношениях между основной постоянной времени спектра поляризации и содержанием воды в целлюлозе, не верна» [5]. Впоследствии были развиты два улучшенных диэлектрических метода: поляризационных и деполяризационных токов PDC [6] и спектроскопия области частоты FDS, и [7].

Метод поляризационных и деполяризационных токов PDC

Ведется запись токов заряда и разряда во времени. Их обычно называют поляризационными и деполяризационными токами PDC. На рис. 3 (слева) показана форма и общая зависимость измерения PDC.

Метод частотной спектроскопии FDS

Метод измерения в частотной области получен из известного метода измерений коэффициента рассеяния в частотном диапазоне, расширенном в область низких частот. Полученный

метод измерения называют методом Частотной спектроскопии FDS. На рисунке 3 (справа) показана типичная s-образная кривая зависимости коэф. рассеяния от частоты и интерпретация этой кривой для силового трансформатора.

Комбинированное измерение во времени и частоте

Новый подход объединяет в себе преимущества метода измерения тока поляризации за интервал времени с методом частотной спектроскопии и, таким образом, значительно сокращает время измерения по сравнению с существующими методами [8]. Дело в том, что измерение во времени может быть выполнено достаточно быстро, но ограничено областью низких частот. Напротив, измерения в частоте выполнимы для высоких частот, но занимают много времени при низких частотах. Объединение обоих методов сокращает продолжительность на 50–75 % по сравнению с применением метода измерений в частоте. На рис. 4 сравнивается необходимая продолжительность времени

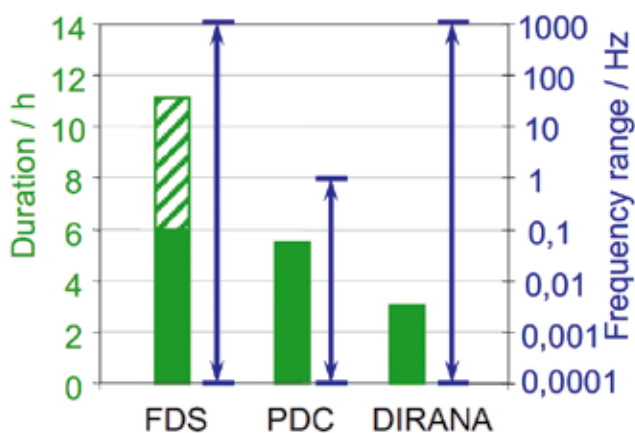


Рис. 4. Длительность измерения и частотный диапазон при измерении во времени, частоте и их комбинации (FDS, PDC, DIRANA)

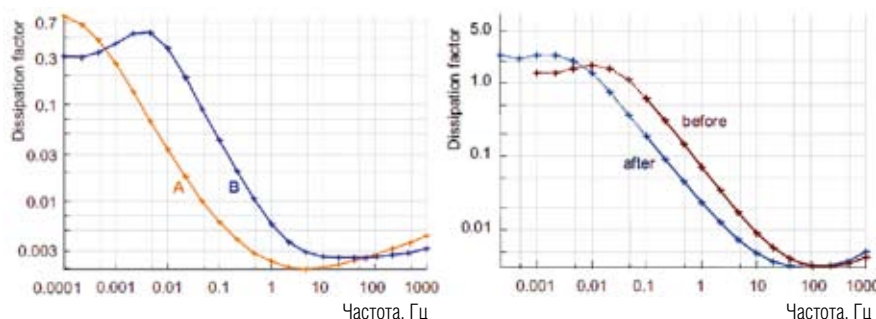


Рис. 5. Левый – Зависимость коэффициента рассеяния от частоты для 2 новых трансформаторов
Правый – Диэлектрический отклик GSU трансформатора до и после сушки масла

и исследуемый частотный диапазон для методов измерений в частоте и временном интервале и их комбинации.

АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Оценка нового трансформатора на заводе

Понимание опасного влияния влажности увеличивает требования к влагосодержанию новых трансформаторов. Была выполнена оценка влагосодержания в основной изоляции двух новых трансформаторов методом измерения диэлектрического отклика на заводе.

На рис. 5 (слева) изображен диэлектрический отклик, представленный зависимостью коэффициента рассеяния от частоты. Трансформатор А имеет значительно меньшие потери, чем трансформатор В; таким образом, если принимать во внимание только коэффициент рассеяния, на первый взгляд можно прийти к выводу, что трансформатор В имеет худшее состояние. Однако более внимательный анализ диэлектрического отклика трансформатора В показывает низкие потери в очень низких частотах ниже

1 мГц. Это важно, поскольку эта область очень чувствительна к влажности (рис. 3). Аналитическое программное обеспечение определило фактическое влагосодержание в целлюлозной изоляции обоих трансформаторов на уровне 0,4 %, что является очень низкой величиной. Различия в кривых коэффициента рассеяния объясняется не влажностью, а различной проводимостью изоляционного масла (0,05 pS/m для трансформатора А и 0,94 pS/m для трансформатора В).

Пример иллюстрирует, что особенно для новых трансформаторов область очень низких частот, которая отражает состояние твердой изоляции, важна для анализа влажности методами диэлектрического отклика. Ограничение частотного диапазона сделало бы различие между влиянием характеристик масла и влагосодержанием в целлюлозе невозможным.

Эффект сушки масла

Масло трансформатора GSU 230 кВ, 480 МВА было высушено при высокой температуре (50 °С) в вакууме. На рис. 5 (справа) изображен график за-

висимости коэффициента рассеяния от частоты до и, спустя 7 месяцев, после обработки масла, в обоих случаях при одинаковой температуре. В результате автоматизированного анализа [8] выяснилось, что проводимость масла уменьшилась с 11 до 2,7 pS/m. Однако влагосодержание осталось тем же самым – 1,8 % до и 1,7 % после обработки. Из-за гидрофильной природы целлюлозы твердая изоляция содержит в 200 раз больше воды, чем жидкая изоляция. Таким образом, сушка или замена масла не улучшают общее влагосодержание.

Сушка силового трансформатора без отключения (on-line)

Трехобмоточный трансформатор мощностью 150 МВА был высушен без отключения непрерывной циркуляцией масла в течение 1,5 лет; влагосодержание оценили до и после высыхания. До высыхания применили три метода измерения влажности: Метод диэлектрических характеристик, диаграмма равновесия, основанная на зависимости влагосодержания в масле [2] и диаграмма равновесия, основанная на относительном насыщении в масле [3]. На рис. 6 показана диаграмма влагосодержания в твердой изоляции, полученная различными методами до и после сушки. Метод диэлектрического отклика дал результат 2,5 % для главной изоляции.

Изоляция третичной обмотки кажется более влажной, что согласуется с условиями эксплуатации трансформатора: обмотка НН не используется. Целлюлоза при низких температурах сохраняет воду в трансформаторе. Таким образом, диэлектрические методы позволяют выполнить простую локализацию влажных областей в изоляции.

В отличие от этого влагосодержание в целлюлозе, полученное из пробы масла, дает среднее значение для всей целлюлозы, взаимодействующей с маслом. Результат, полученный из относительного насыщения масла, составляет 3,0 %, что хорошо сочетается со средним результатом метода диэлектрического отклика. Обычный метод, основанный на влагосодержании в масле (ppm), дал очень завышенный результат – 4,4 %. Согласно литературным источникам, во многих случаях старение масла и бумаги де-

ляет применение диаграмм равновесия невозможным.

После оценки влагосодержания трансформатор подвергся сушке под рабочим напряжением путем циркуляции масла в течение 1,5 лет. Этот процесс уменьшил влагосодержание в твердой изоляции примерно на 1,2 %, что в свою очередь привело к увеличению срока службы твердой изоляции (рис. 6, правый).

Определение влагосодержания старых трансформаторов

Для исследования был выбран старый трансформатор мощностью 30 МВА, изготовленный в 1950 году. После измерения диэлектрического отклика (методами поляризационных и деполяризационных токов и спектроскопии в области частоты) были взяты образцы бумаги и масла.

На рис. 7 сравниваются результаты методов определения влажности. Титрование бумажных образцов по Карлу Фишеру показало влажность 2,6 % от массы (KFT). Результаты моделирования измерений диэлектрического отклика посредством различного программного обеспечения отличаются друг от друга. Два алгоритма (DA1, DA2) не компенсировали влияние старения материалов и давали результат 3,8 и 4 % влажности от массы. Другой алгоритм (DA3) с компенсацией влияния старения материалов [8] показал влажность, равную 2,9 % от массы.

В образце масла влажность насыщения была измерена непосредственно на месте установки, а влагосодержание в ppm титрованием по Карлу Фишеру в лаборатории. Диаграмма равновесия, основанная на относительном насыщении, показала содержание влаги 2,5 % влаги в целлюлозе (RS), что соответствует анализам образцов бумаги завода KFT и анализу диэлектрического отклика с учетом компенсации старения материалов. В то же самое время прямое применение кривых равновесия, основанных на влагосодержании в масле в ppm, дало слишком высокое содержание влажности в бумаге – 6,0 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. M. Koch, S. Tenbohlen, J. Blennow, I. Hoehlein: "Reliability and Improvements of Water Titration by the Karl Fischer Tech-

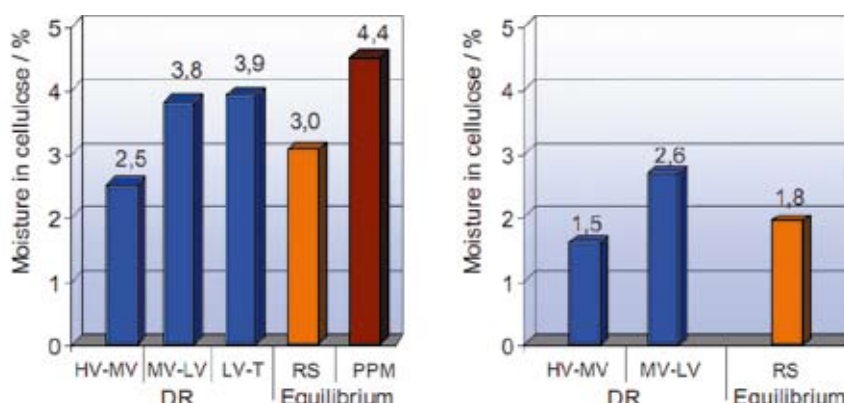


Рис. 6. Диаграмма зависимости влагосодержания в твердой изоляции до высыхания (слева) и после (справа), полученная методом анализа диэлектрических характеристик (DR), методом диаграммы равновесия относительного насыщения масла (RS) и влагосодержания в масле (PPM)

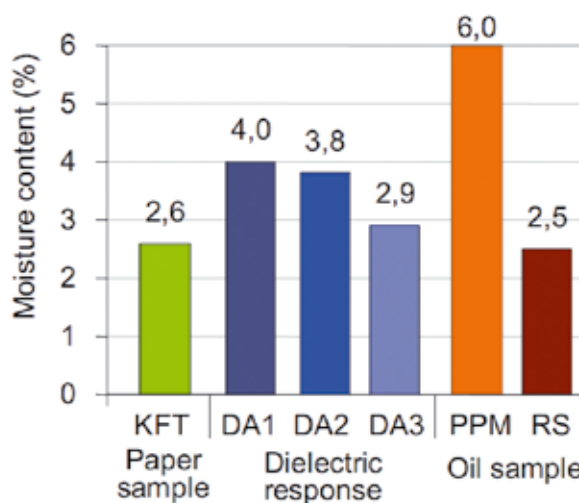


Рис. 7. Диаграмма влагосодержания в твердой изоляции, полученная с помощью метода титрования бумажных образцов по Карлу Фишеру (KFT), метода анализа диэлектрических характеристик (DA1, DA2, DA3) и из диаграммы равновесия для определения влагосодержания в масле (PPM) и из относительного насыщения (RS)

nique" Proceedings of the XVth International Symposium on High Voltage Engineering, ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007.

2. T.V. Oommen: "Moisture Equilibrium in Paper-Oil Systems", Proc. of the Electrical/Electronics Insulation Conference, Chicago, pp.162-166, October 3-6, 1983.

3. M. Koch: "Reliable Moisture Determination in Power Transformers", PhD thesis, Institute of Energy Transmission and High Voltage Engineering, University of Stuttgart, Sierke Verlag Gottingen, Germany, 2008.

4. E. Nemeth: "Measuring the voltage response, a diagnostic test method of insulation" Proceedings of the VIIth International Symposium on High Voltage Engineering, ISH, Dresden, 1991.

5. S.M. Gubanski et al.: "Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power

Transformers" CIGRE Task Force 15.01.09, Technical Brochure 254, Paris, 2004.

6. V.D. Houhanessian: "Measurement and analysis of dielectric response in oil-paper insulation systems" Ph.D. dissertation, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, ETHZ, 1998.

7. R. Neimanis, T. K. Saha, R. Eriksson: "Determination of Moisture Content in Mass Impregnated Cable Insulation Using Low Frequency Dielectric Spectroscopy" IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, p. 463-468, vol. 1 Seattle, USA, July 16-20, 2000.

8. M. Koch, M. Kruger: "A Fast and Reliable Dielectric Diagnostic Method to Determine Moisture in Power Transformers", CMD 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, 2008.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ДАЛЬНЕЙ ТЯГИ

ЗИХЕРМАН М.Х., к.т.н., директор ООО «АНТЭлектро»

Предложена система электроснабжения дальней (длиной до 300 км) тяги, основанная на отведении обратного тока из земляного канала в питающие провода 27,5 и 110 кВ соседнего пути. Она позволяет уменьшить потери, расширить зону обслуживания и сократить несимметрию токов в сети внешнего электроснабжения. Предложенная система может в упрощенном виде (без 110 кВ) применяться и на участках длиной до 50 км.

В малонаселенных районах страны, где отсутствует густая сеть линий электропередачи внешнего электроснабжения, расстояние между соседними тяговыми подстанциями (ПС) может достигать 300 км. Сеть 27,5 кВ оказывается уже недостаточно мощной, и требуется наложить на нее сеть повышенного напряжения.

Можно проложить вдоль дороги двухцепную ведомственную ЛЭП 110–220 кВ и от нее питать только тяговые ПС. Но это уже будет сеть внутреннего электроснабжения, которую нужно сооружать и обслуживать силами ОАО РЖД.

Целесообразнее провода сети 110–220 кВ разместить на общих опорах вместе с контактной сетью 27,5 кВ [1] и обслуживать обе сети совместно. Дополнительная сеть должна быть не только мощной, но и легкой и простой по конструкции, чтобы не слишком утяжелять общую опору.

Требуемая мощность определяется как произведение удельной нагрузки пути на длину участка. На магистральных расчетная удельная нагрузка принимается в размере до 500 кВА/км, а на примыкающих к ним второстепенных участках может быть значительно снижена. Выбор конкретного значения удельной нагрузки – задача проектирования.

Возможность передавать энергию по линиям ограничивается либо недопустимо высокими ее потерями, либо недопустимо низким напряжением у потребителя, либо тем и другим сразу. На потери влияют активные сопротивления элементов

сети, а на уровень напряжения – реактивные.

Цель настоящей работы – поиск оптимальных технических решений, которые позволили бы минимизировать потери, обеспечить требуемый уровень напряжения у всех потребителей при определенной нагрузке и сохранить легкость и простоту конструкций.

Железнодорожная нагрузка по своей природе однофазна. Тяговое напряжение подается на электровоз между контактным проводом и заземленными рельсами. Земляной канал вынужденно становится проводником обратного тока. Такого нет в трехфазных сетях внешнего электроснабжения. Там обратный ток каждой фазы идет по проводам соседних фаз, то есть энергия передается по каналам фаза-фаза, а каналы фаза-земля оказываются лишними. Это сделано, в частности, для того, чтобы не иметь дополнительных потерь энергии в лишнем четвертом проводе.

Исключить земляной канал из пути обратного тока электровозов полностью невозможно, так как рельсы служат нижним подвижным контактом. Но свести протяженность этого пути к минимуму – вполне реально.

Принцип исключения земляного канала из большей части пути обратного тока известен и применяется в системе 2х25 кВ. Заключается он в замене канала фаза-земля на канал фаза-фаза. Для этого рядом с контактным проводом прокладывается дополнительный провод, и на него от источника подается такое же напряжение,

но противоположное по углу. Вдоль пути через каждые 8–10 км устанавливаются выравнивающие двухобмоточные трансформаторы. У них обе обмотки первичные. Своими высоковольтными концами они подключаются каждая к своему проводу, а общая средняя точка заземляется на рельсы. В идеале выравнивающие трансформаторы полностью забирают ток из рельсов и распределяют его поровну между дополнительным и контактным проводами. В результате в контактном проводе прямой ток снижается вдвое, а общие потери, за вычетом потерь в выравнивающих трансформаторах, уменьшаются в четыре раза.

Этот принцип можно применять как на однопутных, так и на двухпутных участках. На двухпутных участках он эффективнее, так как в качестве дополнительного провода можно использовать контактную сеть соседнего пути. Векторы напряжений контактных сетей левого и правого путей должны быть сдвинуты на 180°, а не на 60°, как это принято сейчас. В этом случае контактная сеть превращается в симметричную двухфазную систему с глухим заземлением нейтрали и низким реактивным сопротивлением проводов.

Два фазных напряжения, сдвинутых на 180°, можно получить от симметрирующих трехфазно-четырёхфазных преобразователей, которые следует применить в качестве силовых понижающих трансформаторов на головной ПС. Это трансформаторы с трехстержневым магнитопроводом, на каждом стержне которого располо-

жено по одной фазе звезды симметричной первичной обмотки. Вторичная четырехфазная обмотка собрана из отдельных фрагментов обмоток, расположенных на разных стержнях по специальной схеме (рис. 1). В результате получается симметричная четырехлучевая звезда с заземленной нейтралью. Фазные напряжения противоположных фаз (выводы 1 и 3, а также 2 и 4) оказываются сдвинутыми на 180° , а соседних фаз – на 90° .

Использование трехфазно-четырефазного симметрирующего преобразователя с четырьмя вторичными фазными напряжениями решает в двухпутном варианте еще и другую задачу – защиту трехфазных сетей внешнего электроснабжения от токов обратной последовательности. Для этого напряжения соседних фаз преобразователя сдвинуты на 90° . При таких углах суммарная мгновенная мощность четырех симметричных однофазных нагрузок теряет переменную составляющую. Оставшаяся постоянная составляющая мощности может быть преобразована в мощность любой много-

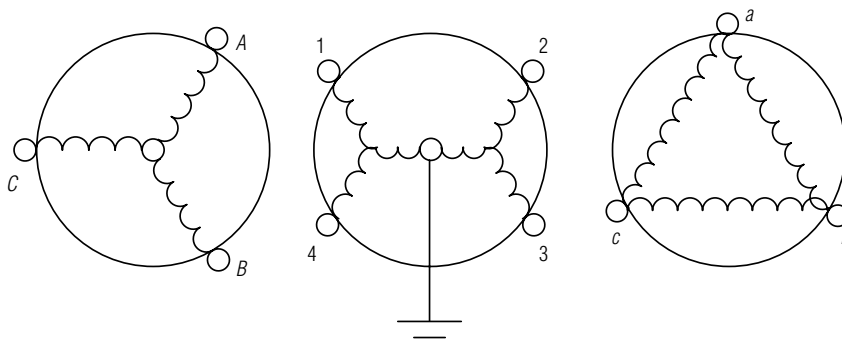


Рис. 1. Оптимальная схема соединения обмоток преобразователя

фазной симметричной системы, в том числе и трехфазной.

Для электроснабжения двухпутной дальней тяги требуется на тех же опорах проложить еще две двухпроводные линии 110–220 кВ и головную ПС расположить в середине участка. Две пары противоположных фаз 110–220 кВ преобразователя нужно направить в разные стороны (например, 1-ю и 3-ю фазы условно на юг, а 2-ю и 4-ю – на север). К линиям 110–220 кВ через каждые 50 км следует подключать промежуточные понижающие ПС с однофазными четырехобмоточными

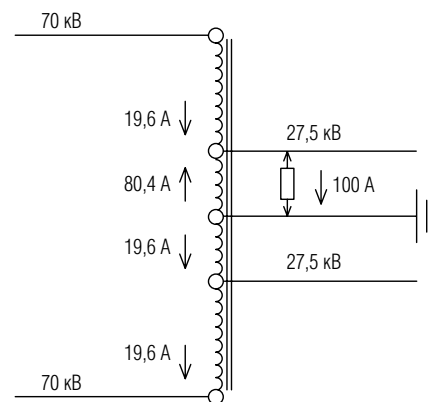


Рис. 2. Токораспределение по обмоткам идеального четырехобмоточного автотрансформатора

8-11 февраля



ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

САМАРА-2011



17-я международная специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА

- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ
- ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ, ПРИБОРЫ И АППАРАТЫ
- УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ
- СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, ГАЗООБОРУДОВАНИЕ И ПРИБОРЫ
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Выставочная компания «ЭКСПО-ВОЛГА»
443110 г. Самара, ул. Мичурина, 23а
тел./факс: +7(846) 279-04-90, 270-34-11
E-mail: energy@expo-volga.ru
www.energysamara.ru



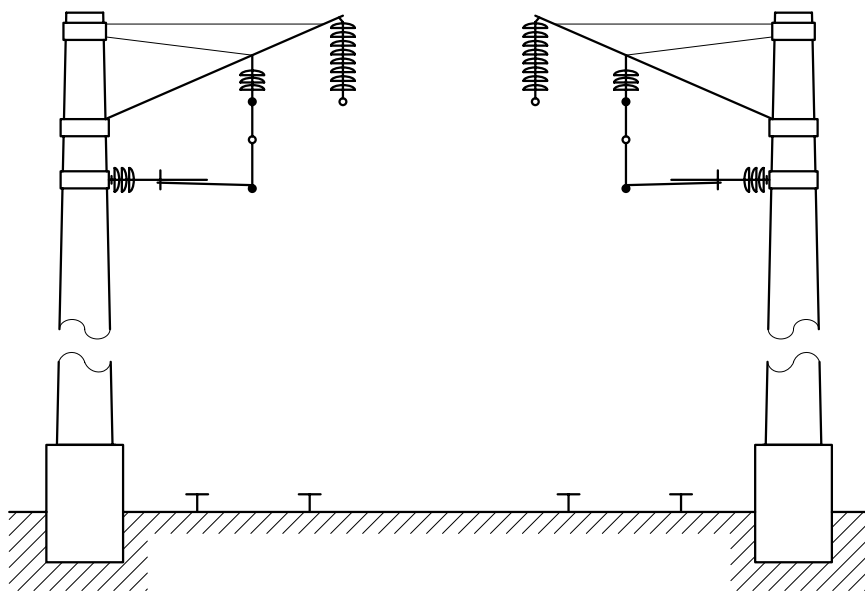


Рис. 3. Эскиз расположения проводов 27,5 и 110 кВ на общих опорах

автотрансформаторами с заземленной нейтралью.

Все обмотки автотрансформатора располагаются на одном стержне. Две первичные обмотки подключаются к своим фазам двухпроводной линии, а две вторичные обмотки 27,5 кВ питают контактные сети левого и правого пути. В таком случае автотрансформаторы помимо понижения напряжения будут служить в качестве выравнивающих, забирая обратный ток электровозов из земляного канала и поровну распределять его по

обеим фазам двухпроводной линии 110–220 кВ. Пример токораспределения в идеальном четырехобмоточном автотрансформаторе с заземленной нейтралью приведен на рис. 2.

При равенстве суммарных нагрузок к северу и к югу от головной ПС ток обратной последовательности в сетях внешнего электроснабжения будет отсутствовать.

Чтобы уменьшить длину пути прохождения обратного тока электровозов по земляному каналу на перегонах между промежуточными ПС 110–

220/27,5 кВ, следует там установить по 5–6 шт. двухобмоточных выравнивающих трансформаторов напряжением 27,5 кВ. При этом нужно помнить, что внутреннее сопротивление этих трансформаторов должно быть минимальным.

Система сохраняет работоспособность при ремонтах на отдельных участках сети 27,5 и 110–220 кВ, благодаря выравнивающим трансформаторам и четырехобмоточным автотрансформаторам. Правда, при этом увеличатся потери в земляном канале.

Поясним предлагаемую систему электроснабжения на примере не-магистрального участка двухпутного пути длиной 300 км со средней удельной нагрузкой 200 кВА/км.

Сначала нужно определить мощность головной ПС (120 МВА), расположить ее в середине участка и подвести к ней две линии 220 кВ внешнего электроснабжения. Затем 600 км пути разделить на 4 участка по 150 км – 2 условно южных (№ 1 и № 3) и 2 условно северных (№ 2 и № 4). Потом над рельсами южного и северного участков на общих опорах подвесить по одной двухпроводной линии 110–220 кВ и контактную сеть 27,5 кВ. На 25-м, 75-м и 125-м километрах от головной ПС расположить шесть понижающих четырехобмоточных автотрансформаторов по 25 МВА и питать

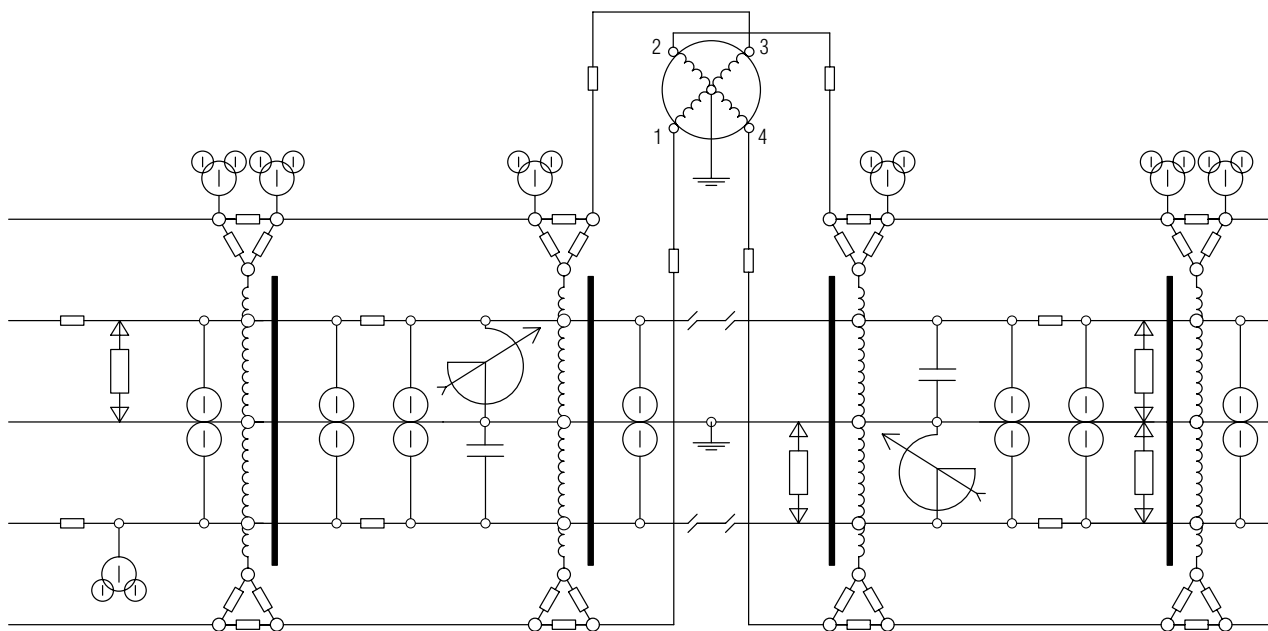


Рис. 4. Схема электроснабжения дальней тяги

от них контактную сеть. Через каждые 8–10 км следует устанавливать выравнивающие трансформаторы 27,5 кВ мощностью по 2 МВА.

В рассматриваемом примере мощность каждой двухпроводной линии составляет 60 МВА при длине 125 км. В трехфазных сетях общего назначения при наличии промежуточных потребителей это соответствует номинальному напряжению 150 кВ. Но можно попытаться применить электрооборудование класса 110 кВ, поскольку имеются вышеуказанные технические решения.

Наибольшее рабочее фазное напряжение для этого класса электрооборудования составляет 73 кВ. При среднеэксплуатационном напряжении 70 кВ расчетный ток в начале двухпроводной линии будет 430 А. Если на всем ее протяжении проложить провод АС-300, то при равномерной удельной нагрузке потери энергии не превысят 1 МВт, что вполне приемлемо.

Расчет снижения напряжения, в том числе и у самого удаленного потребителя, требует знания индуктивного сопротивления двухпроводной линии 110 кВ.

Оно теоретически зависит от взаимного расположения всех проводников, включая рельсы и землю. Возможное расположение всех проводников на опорах дано на рис 3. Выше всех расположены два провода 110 кВ, подвешенные на гирляндах изоляторов со строительной длиной 1 м и длиной пути утечки около 3 м. Расстояние между проводами 110 кВ можно сократить до 1,2–1,5 м, так как длина пролета между опорами составляет всего 60–70 м, и схлестывания можно не опасаться. Расстояние до земли превышает 7 м, а до контактного и поддерживающего проводов напряжением 27,5 кВ остается более 1 м.

При таком расположении проводов влиянием остальных проводников на индуктивное сопротивление двухпроводной линии 110 кВ в первом приближении можно пренебречь. Оно оказалось небольшим (около 0,3 Ом/км), что положительно сказывается на сохранении уровня напряжения вдоль линии.

Напряжение у потребителя в первую очередь снижается из-за нехватки реактивной мощности, которую электровозы расходуют в большом количестве ($\text{tg}\varphi=0,75$). Для поддер-

жания баланса реактивной мощности и автоматической стабилизации напряжения контактной сети обычно применяют конденсаторные батареи вместе с регулируемым шунтирующим реактором. Желательно иметь быстродействующий плавно регулируемый реактор без движущихся частей, чтобы он мог автоматически реагировать на ежеминутное изменение ситуации. Это традиционное техническое решение. Установленную мощность батареи конденсаторов и реактора, а также места их размещения проектировщик может легко определить в зависимости от конкретных условий.

Мощность батареи конденсаторов и реактора в нашем случае можно выбрать по 20 МВА на каждой промежуточной ПС, и устанавливать их нужно на шинах 27,5 кВ. Это обеспечит стабилизацию уровня рабочего напряжения на всем протяжении пути.

Предложенная система электроснабжения дальней тяги имеет следующие положительные свойства:

■ позволяет резко снизить потери электроэнергии;

Опытный завод № 31 Гражданской Авиации производит антирезонансные ТН типа НАМУ-35 УХЛ1

Трансформатор предназначен для коммерческого учета электроэнергии, питания цепей релейной защиты и контроля изоляции сети 35 кВ

Трансформатор напряжения трехфазный НАМУ-35 УХЛ1

Номинальное напряжение обмоток, В	Первичная	Вторичная основная № 1	Вторичная основная № 2	Дополнительная
	АВСХ	$a_1 v_1 c_1 o_1$	$a_2 v_2 c_2 o_2$	$a_d x_d$
	35 000	100	100	100

Номинальная мощность обмоток, ВА	Класс точности	Фазная		Междуфазная		Однофазная
		$a_1 v_1 c_1 o_1$	$a_2 v_2 c_2 o_2$	$a_1 v_1 c_1$	$a_2 v_2 c_2$	
	0,2	100	—	100	—	—
	0,5	200	—	200	250	—
	1,0	360	100	360	450	80
	3,0	1000	200	1000	1200	150

Предельная мощность трансформатора – 2500 ВА

Масса полная – 230 кг

Масса масла – 60 кг

ТУ 3414-038-01128417-09

Госреестр № 44987-10

Сертификат RU.E.34.004 № 40553



Особенности конструкции:

- из фазных напряжений обмотки № 1, предназначенной для коммерческого учета, исключено напряжение нулевой последовательности;
- длина пути утечки внешней изоляции увеличена до 96 см;
- удобное расположение вводов 35 кВ.



Адрес завода: 141100, Московская обл., г. Щёлково, ул.Браварская, д. 100

Тел./fax: (495) 940-60-37, 940-60-22 ■ E-mail: zavod31@bk.ru ■ Internet: www.zavod31ga.ru

- обеспечивает требуемый уровень рабочего напряжения в контактной сети;
- снижает капиталовложения за счет размещения всех сетей на общих опорах;
- снижает эксплуатационные расходы за счет удобства обслуживания с рельсов;
- снижает капиталовложения в сооружение контуров заземления;
- позволяет не прекращать движение при ремонтах сетей на отдельных участках;
- перестает травмировать внешние сети током обратной последовательности.

На рис. 4 дана предлагаемая схема дальней тяги на участке длиной 300 км. Здесь для простоты требуемые правилами два параллельных преобразователя по 60 МВА изображены как один 120 МВА. От него расходятся 4 фазных провода на протяжении 70 кВ – два на юг и два на север. Через каждые 50 км расположены 6 промежуточных ПС с понижающими четырехобмоточными автотрансформаторами по 25 МВА напряжением 70/27,5 кВ. Контактная сеть 27,5 кВ секционирована на участки длиной по 25 км, на которых

через каждые 8–10 км установлены выравнивающие трансформаторы по 2 МВА. Все участки сети снабжены коммутационной аппаратурой и измерительными трансформаторами 110 и 27,5 кВ.

При выборе типа трансформаторов напряжения нужно учитывать, что на отключенных при ремонте участках линий образуется большое напряжение, наведенное от соседних токоведущих частей, находящихся под напряжением. Величина наведенного напряжения составляет десятки процентов от номинального, и этого достаточно, чтобы вызвать устойчивый феррорезонанс с электромагнитными трансформаторами напряжения.

Экономить электроэнергию и уменьшать несимметрию во внешних сетях можно и в густонаселенных районах на участках до 50 км. Для этого нужно использовать упрощенный вариант предложенной системы без наложения напряжения 110 кВ на контактную сеть 27,5 кВ и питать ее непосредственно от двух трехфазно-четырёхфазных преобразователей мощностью по 10–25 МВА каждый.

К недостаткам системы можно отнести необходимость в разработке и освоении нового трансформаторного оборудования.

Силовые трехфазно-четырёхфазные преобразователи в промышленном масштабе никогда не производились. Существует около десятка схем, по одной из которых в 2003 г. был изготовлен и установлен в опытную эксплуатацию головной образец преобразователя мощностью 25 МВА напряжением 115/27,5 кВ. Однако дальнейшего развития это направление не получило.

Преобразователи мощностью 16–160 МВА напряжением 110–220 кВ мало чем отличаются от обычных трехфазных силовых трансформаторов общего назначения, и производить их можно на обычных заводах. Однако магнитное поле преобразователя очень сложное, и для его формирования требуется высокий профессионализм разработчиков.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Мамошин Р.Р.* Новые технологии электроснабжения железных дорог на переменном токе. Евразия, Вести, IV, 2007 г.

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА

МАРСКИЙ В.Е.,

ведущий научный сотрудник комплексного отделения
«Электрификация и энергоснабжение железных дорог»
ОАО «Научно-исследовательский институт железнодорожного транспорта», к.т.н.

Материал статьи является развитием работ проф. Мамошина Р. Р. (МГУ ПС) по созданию системы тягового электроснабжения 94 кВ, предназначенной для сокращения количества присоединений железнодорожных потребителей к внешним сетям общего пользования и снижения в этих сетях несимметрии напряжения от однофазной тяговой нагрузки.

Автором предложена оригинальная схема симметрирующего трансформатора для головной тяговой подстанции. Представляет интерес использование емкостной компенсации реактивной

мощности с плавно регулируемым реактором.

Правоммерно, что публикация статьи предполагается в рубрике «Теория». До практического применения предлагаемой автором схемы питания тяговой нагрузки требуется серьезная проработка комплекса вопросов, связанных с техническими решениями по конструкции контактной сети с дополнительными высоковольтными проводами, взаимным электромагнитным влиянием элементов сети, определением реальной эффективности схемы в части снижения несимметрии и уменьшения

потерь напряжения и электроэнергии. Нетривиальным представляется и электрический расчет этой схемы.

По самой статье имеются следующие замечания:

- название статьи, как мне кажется, не соответствует содержанию, словосочетание «дальняя тяга» не имеет смысла;
- схема питания контактной сети 1-го и 2-го путей от разных фаз трансформатора, т. е. при различии питающих напряжений путей одного плеча, категорически неприемлема по условиям эксплуатации.



ЭЛЕКТРОНМАШ
СИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ



Вся продукция ЗАО «Электронмаш» сертифицирована ГОСТ Р

Комплектные трансформаторные подстанции КТП внутренней установки

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП, КТПСН) серии «Ассоль» мощностью до 6300 кВА предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц.

Применяются в системах электроснабжения промышленных предприятий в районах с умеренным климатом для установки внутри неотапливаемых помещений.

ЗАО «Электронмаш» — официальный партнер концерна АББ
www.abb.ru

Power and productivity
for a better world™



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

О НЕСОВЕРШЕНСТВЕ ТЕПЛОВЫХ МОДЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ В ЦИФРОВЫХ УСТРОЙСТВАХ РЗА

МИХАЛЕВ С.В., ПИРОГОВ М. Г., ООО «НТЦ Механотроника»



Научно-технический центр «Механотроника» специализируется в разработке и производстве микропроцессорных защит и автоматики, АСУ, а также сопутствующего оборудования и программного обеспечения для сетей класса от 0,4 до 220 кВ. Ведущие специалисты-разработчики предприятия анализируют работу существующих тепловых моделей электродвигателей и дают рекомендации по улучшению качества практического их применения.

Адрес: 198206 Россия, Санкт-Петербург, ул. Пионерстроя, д.23 А

Тел./факс: +7(812)744-89-94, +7(812)744-45-83

e-mail: info@mtrele.ru

Сайт: www.mtrele.ru

Тепловые модели находят в настоящее время широкое применение в устройствах цифровой релейной защиты двигателей. Тепловая модель предназначена для моделирования процессов нагрева и охлаждения двигателя с целью его защиты от всех видов перегрузки. Повышение температуры машины при включении ее под нагрузку в первую очередь отражается на состоянии изоляции обмоток и стали. Многочисленные эксперименты и опыт эксплуатации электрических машин показывают, что для каждого класса изоляционных материалов существует определенный уровень температуры, превышение которого всего на несколько градусов приводит к существенному сокращению срока службы [1].

Предельные допустимые превышения температуры частей электрических машин установлены ГОСТ 183-74.

Вследствие сложности описания процессов нагрева и охлаждения различных частей электродвигателя при разработке тепловых моделей двигателей принимаются, как прави-

ло, следующие допущения (классическая теория нагрева [1]):

- вся электрическая машина рассматривается как однородное сплошное тело, обладающее неограниченной теплопроводностью, что приводит к отсутствию градиента температуры по любому направлению в объеме машины;

- источники тепла равномерно распределены по объему электрической машины;
- окружающая среда обладает бесконечно большой теплоемкостью;
- коэффициент теплоотдачи между поверхностью машины и окружающей средой не зависит от места и длительности протекания процесса.

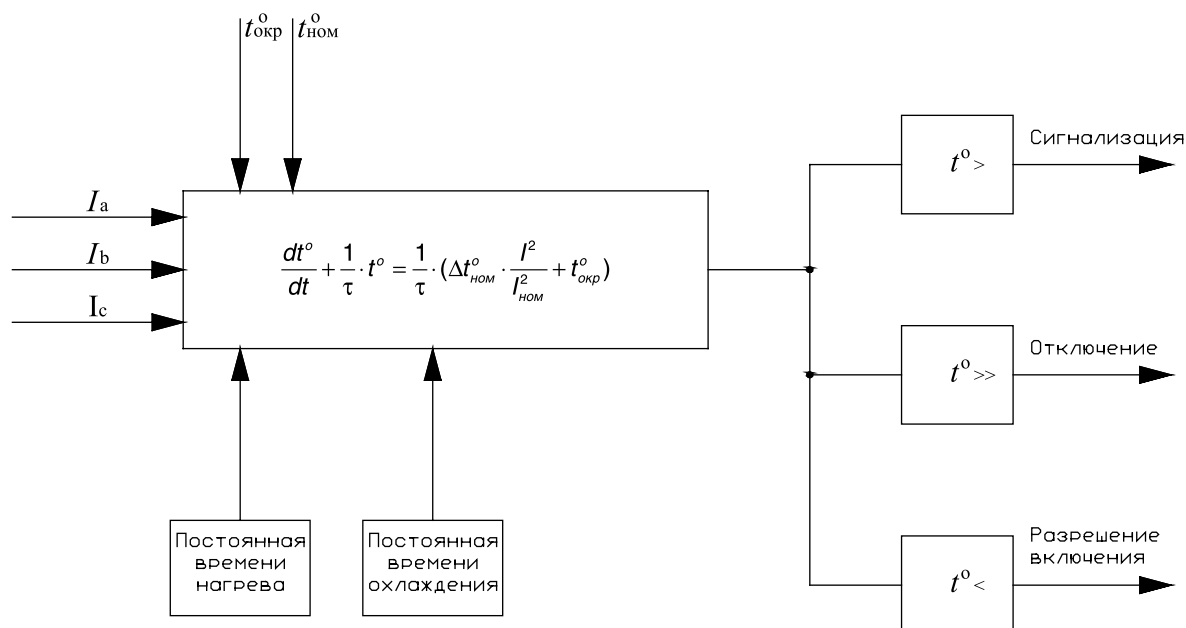


Рис. 1. Пример реализации цифровой тепловой защиты

Моделирование нагрева двигателя в тепловых моделях, основанных на этих допущениях, осуществляется в соответствии с дифференциальным уравнением, выражающим баланс энергии электрической машины за время dt [3]:

$$Qdt = A\Delta t^\circ dt + C d(\Delta t^\circ) (\text{Дж}), \quad (1)$$

где Q – общее количество тепла, выделяемое в электрической машине в единицу времени dt (Дж/сек); A – теплоотдача электрической машины, т.е. количество тепла, выделяемое ею в окружающую среду в единицу времени при разности температур в 1° (Дж/сек·град); Δt° – превышение температуры машины над температурой окружающей среды, выраженное в градусах; C – теплоемкость электрической машины, т.е. количество тепла, необходимое для повышения ее температуры на 1° (Дж/град).

Принимая во внимание, что количество выделяемого в двигателе тепла пропорционально квадрату тока, запишем уравнение (1) в виде:

$$\frac{dt^\circ}{dt} + \frac{1}{\tau} \cdot t^\circ = \frac{1}{\tau} \cdot (\Delta t_{\text{ном}}^\circ \cdot \frac{I^2}{I_{\text{ном}}^2} + t_{\text{окр}}^\circ), \quad (2)$$

где τ – постоянная времени нагрева или охлаждения двигателя;

t° – текущая температура объекта;

$t_{\text{окр}}^\circ$ – температура окружающей среды;

$\Delta t_{\text{ном}}^\circ$ – температурный перегрев объекта при номинальной мощности;

I – текущий ток двигателя;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток двигателя.

Как правило, при создании тепловых моделей в настоящее время пользуются не решением дифференциального уравнения (2) при постоянном значении тока, а общим численным решением этого уравнения, описывающим любые изменения тока.

Численное решение уравнения (2) определяется выражением (3):

$$\theta(t) = \theta(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{\tau} \cdot \left(\frac{I^2}{I_{\text{ном}}^2} - \theta(t - \Delta t) \right), \quad (3)$$

где $\theta(t)$ – превышение температуры в момент времени t .

Пример реализации тепловой защиты двигателя на базе уравнения (3) представлен на рисунке 1.

Отметим некоторые особенности такого способа реализации тепловой защиты:

- необходимость ввода отдельной постоянной времени для процесса охлаждения двигателя в отключенном состоянии, что связано с существенным уменьшением

теплоотдачи двигателя при остановленной системе охлаждения, если вентилятор обдува электродвигателя закреплен на валу двигателя;

- необходимость ввода дополнительно тепловой модели ротора для ограничения допустимого числа пусков или прямого ограничения числа пусков из «холодного» и из «горячего» состояний;

- для учета нагрева от токов обратной последовательности, токов высших гармоник и токов негармонических составляющих требуется введение в модель дополнительных уточняющих выражений;

- неизвестные постоянные времени нагрева и охлаждения с достаточной для практического применения модели точностью могут быть определены только экспериментальным путем.

Следует отметить, что делались неоднократные попытки разработки методик определения постоянных времени нагрева и охлаждения электродвигателя по его паспортным данным. Однако экспериментальная проверка указанных методик показывает, что получаемая в результате тепловая модель дает результаты, сильно отличающиеся от реальной температуры двигателя.

Сравним, например, результаты, получаемые с помощью рассчитанной по паспортным данным тепловой модели, с результатами, полученными на физической модели.

В качестве физической модели был использован асинхронный трехфазный электродвигатель с короткозамкнутым ротором АИР100S4 мощностью 3 кВт. В качестве датчиков температуры использовались два терморезистора типа ММТ-1, один из которых был механически прикреплен снаружи к корпусу двигателя, а второй встроен в лобовую часть обмоток внутри корпуса.

Анализ тепловых параметров математической модели проводился для следующих режимов:

- пуск и стационарная длительная работа при номинальном напряжении питания с нагрузкой 1,2 номинальной при температуре окружающей среды минус 20°C до срабатывания защиты или в течение 0,3 часа;

- пуск и работа в повторно-кратковременном режиме с ПВ-40% и продолжительностью цикла ПВ 0,2 часа при

номинальном напряжении питания с нагрузкой 1,2 номинальной при температуре окружающей среды минус 20°C до срабатывания защиты или в течение одного часа.

При проведении эксперимента использовалась тепловая модель, рассчитывающая относительный перегрев двигателя, где за 100 % принято значение перегрева двигателя при длительной работе с номинальной нагрузкой.

Из результатов проведенного эксперимента следует, что тепловая модель соответствует реальному электродвигателю только в очень грубом приближении. Так, во время эксперимента температура нагрева лобовых частей достигла 52°C , а по данным модели относительный перегрев составил более 100 %. Простой расчет показывает, что относительный перегрев в 120 %, при котором защита отключает двигатель, будет соответствовать $62,4^\circ\text{C}$, что значительно меньше допустимой температуры нагрева изоляции 105°C . Поэтому использование такой модели не позволяет полностью использовать перегрузочную способность защищаемого электродвигателя. Результаты измерения температуры лобовых частей и поверхности асинхронного двигателя приведены на рисунке 2. Результаты работы тепловой модели приведены на рисунке 3.

Также необходимо отметить, что математическое моделирование нагрева не позволит корректно определить возникновение «локальных» тепловых зон, вызывающих перегрев электродвигателя. Такие зоны, например, могут возникать в случае межвитковых замыканий в обмотке двигателя и т.п.

На основании приведенных выше данных можно сделать вывод: используемые в настоящее время тепловые модели защищаемого объекта не могут адекватно отражать процесс нагрева электродвигателей. Для улучшения качества работы существующих тепловых моделей целесообразно выполнять предварительное практическое определение при проведении пусконаладочных работ постоянных времени нагрева и охлаждения экспериментальным методом. Однако большинство производителей устройств РЗА, в отличие от ООО «НТЦ «Механотроники», не сопровождает свои устройства

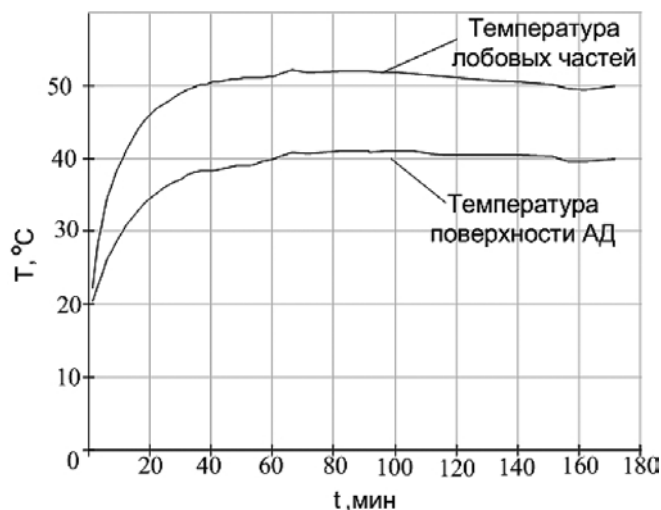


Рис. 2. Результаты измерения температуры двигателя при проведении эксперимента

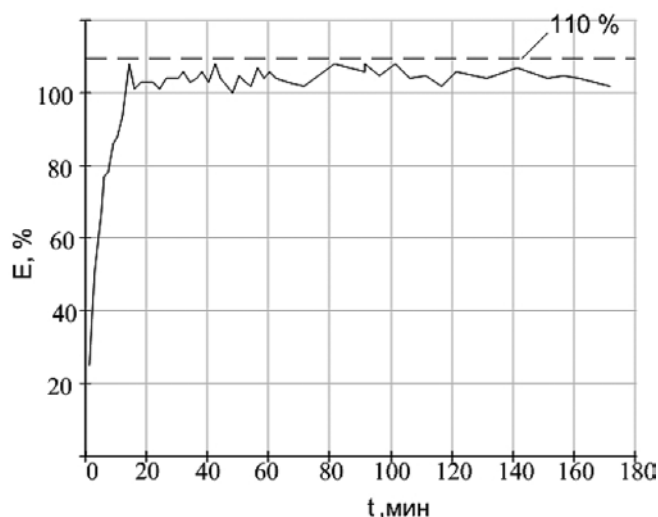


Рис. 3. Результаты работы тепловой модели

соответствующими методиками, что вызывает трудности при проектировании и ошибки применения. В связи с чем, несомненно, данный вопрос требует дальнейших теоретических исследований и практической оценки применения. А на данном этапе целесообразно не «увлекаться» в применении тепловых моделей при организации защиты реальных объектов, а вводить действие такой защиты только на сигнал.

ЛИТЕРАТУРА

1. Филиппов И.Ф. Теплообмен в электрических машинах: Учеб. пособие для вузов. — Л.: Энергоатомиздат, 1986 г.
2. Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. — М.: Энергоатомиздат, 2007 г.
3. Проектирование электрических машин. — под ред. Копылова И.П. — М.: Энергия, 1980 г.
4. ГОСТ 7217-87. Машины электрические вращающиеся. Двигатели асинхронные. Методы испытаний.

5. Алексеев В.В., Козярук А.Е., Загивный Э.А. Электрические машины. Моделирование электрических машин приводов горного оборудования: Учеб. пособие. СПб., Санкт-Петербургский государственный горный институт, 1986 г.
6. Александров А.М. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. — Методические указания. Санкт-Петербург. Издательство ПЭИПК. — 1999 г.



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ТРУДА В ЭНЕРГЕТИКЕ

12-14 апреля 2011
МОСКВА, ВП «ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ», ВВЦ

Организаторы:



При поддержке:



Под патронатом:

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 персонала
- ▶ аварийно-спасательный инструмент и оборудование, средства пожаротушения, защитная одежда
- ▶ ультразвуковые измерители расстояния
- ▶ нормативные документы

www.sape2010.ru

т.+7(499) 181-52-02
contact@sape2010.ru

XVIII международная специализированная выставка



ЭНЕРГЕТИКА и ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

17–20 мая 2011

СанктПетербург
Ленэкспо, пав. 7, 8А
В.О., Большой пр., 103

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ

Энергетика

- электроэнергетика,
- тепловая энергетика,
- гидроэнергетика,
- атомная энергетика,
- малая, нетрадиционная и возобновляемая энергетика

Энергетическое машиностроение

- турбины и турбовспомогательное оборудование,
- котельные установки и котловспомогательное оборудование о дизели и дизельгенераторы
- теплообменные аппараты
- компрессоры

Электротехническое оборудование

- электродвигатели, электрогенераторы, электроприводы
- преобразователи, трансформаторы,
- силовая электроника,
- электроустановочные изделия,
- кабели, провода, соединительная арматура
- электроизоляционные изделия,
- светотехника

Системы газоснабжения

- газовые трубопроводы
- полимерные материалы для газоснабжения
- соединительная, запорная арматура, регуляторы, газовые редуктры
- газогорелочные устройства

Системы и средства измерения, контроля, управления и автоматического регулирования, программное обеспечение

Энергоэффективные и энергосберегающие технологии и оборудование

Исследования и разработки

Безопасность энергообъектов и экологическая безопасность

Организаторы:

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ



ВО “РЕСТЭК”

Тел.: (812) 3038868

energo@restec.ru

www.restec.ru/power



ОАО “Ленэкспо”

Тел. (812) 321-2630

L.Smetanina@lenexpo.ru

www.energetika.lenexpo.ru

Генеральные информационные
спонсоры в сети Интернет:



Генеральные
информационные спонсоры:



Информационные спонсоры:



Интернет партнеры:



СТЕПАН ТОДИРКА: «В БОЛЬШОМ МЕГАПОЛИСЕ ЗА СЕТЯМИ 20 кВ – БУДУЩЕЕ»



Москва была пионером по внедрению распределительных сетей 20 кВ в отечественной электроэнергетике. Что побудило к такому шагу? Почему был выбран данный класс напряжения, а не, скажем, 35 кВ, который ближе отечественной энергетике? С такими вопросами журнал «Энергоэксперт» обратился к одному из самых приверженных пропагандистов данного класса напряжения, главному инженеру Московских кабельных сетей Степану Тодирке.

Степан Тодирка. Хотя напряжение 35 кВ, как вы заметили, ближе к отечественной энергетике, оно ничем, кроме как уровнем напряжения, от 6 и 10 кВ не отличается. Но есть у него один явный минус: его оборудование нельзя разместить в малогабаритных трансформаторных подстанциях. Если бы такое малогабаритное оборудование для 35 кВ было разработано, мы бы с удовольствием использовали в городских сетях напряжение 35 кВ. Мегаполис характеризуется высокой плотностью нагрузок на единицу площади. При этом хочется, чтобы подстанция заняла как можно меньше пространства.

Прежде чем внедрить у себя 20 кВ, мы проанализировали опыт работы французских сетей. Это было в 1993 году, уже тогда мы искали варианты энергоснабжения для Москва-Сити. 35 кВ не подошло, потому что на Западе не было для него оборудования. У них в городах выбрано универсальное напряжение – 20 кВ. Почему? Прежде всего этому способствовало использование новых изоляционных материалов, универсальных для всех классов напряжений. В конце концов это привело к тому, что сегодня ПС 20 кВ с элегазовой изоляцией даже меньше по габаритам, чем ПС 6 кВ с воздушной изоляцией.

Давайте сравним: ПС 10 кВ с двумя трансформаторами по 630 кВА занимает площадь 44 м². А ПС 20 кВ с элегазовыми КРУЭ, с двумя трансформаторами по 1250 кВА занимает всего

24 м². Эффективность налицо! И когда нам говорят, что ваши ПС очень дорогие (порядка 5 млн.), не надо забывать, что, применяя 2 ПС-10 кВ с трансформаторами 630 кВА, вы займете площадь почти 100 м². А одна ПС-20 кВ с трансформатором 1250 кВА уместится на 24 м². Вот и считайте, что дешевле: ведь и площадь денег стоит, и единица присоединенной мощности.

Так что 20 кВ появилось в Москве не случайно.

ЭЭ. Степан Никифорович, скажите, кто проводил расчеты, технико-экономический анализ перехода на данный класс напряжения?

С.Т. Напряжение для Москва-Сити выбирал институт Энергосетьпроект и Моспроект-2. Экономические расчеты показали, что напряжение 20 кВ предпочтительнее 6 или 10 кВ. 35 кВ, как я уже сказал, не выбрали из-за отсутствия малогабаритного оборудования для него. Но когда Центр управления МРСК включил в техническую политику ФСК сети 20 кВ, у меня сразу появилось много оппонентов. Мне говорили, что 20 кВ, молодой человек, это не наше, не русское напряжение. Вот в Сибири, где есть просторы, оно будет уместно. А я отвечал, что 20 кВ годится как раз для мегаполисов, где уже есть готовое оборудование, его не надо изобретать... Кстати, 14 лет прошло, как ВЭИ было поручено разработать аппараты на элегазовом оборудовании, силовой выключатель и выключатель нагрузок. И если выключатель нагрузок с грехом пополам еще получается, хотя он, на мой взгляд, какой-то «дубовый», не наш, то с силовым выключателем беда... Так что, я считаю, что напряжению 20 кВ для мегаполисов с численностью населения свыше 1 млн. человек, где концентрируется нагрузка, альтернативы просто нет.

ЭЭ. В чем все-таки удобство напряжения 20 кВ?

С.Т. Кабельные линии с полиэтиленовой изоляцией конструктивно одинаковы, что для 6, что для 10, что для 20, что для 35 кВ. Толщина изоляции разная. Единственный минус сегодня для кабелей с полиэтиленовой изоляцией в сетях 6 и 10 кВ (из-за режима работы нейтрали) в том, что там должны быть усиленные экраны. Для 20 кВ с заземленной нейтралью не надо иметь усиленного экрана, достаточно 16 кв. мм. Для 35 кВ с изолированной нейтралью мы также должны иметь спецкабели и большие экраны. Поэтому чем удобно напряжение 20 кВ? Оно используется в сетях с резистивно-заземленной нейтралью, и однофазное короткое замыкание отключается с маленькой выдержкой времени. Восстанавливать легче, поскольку требуется меньше ресурсов для восстановления. Это большой эксплуатационный плюс. Ну а пропускная способность у кабельных линий 20 кВ в два раза выше, чем у 10 кВ...

ЭЭ. ...Но ниже, чем у 35 кВ.

С.Т. Да, чуть ниже. Но я еще раз повторю – 35 кВ для огромного города не годится, оно не оправдывает себя большими площадями, которые требуются под его размещение. Чтобы поставить ПС 35 кВ, надо фактически затеять большое строительство. А 20, 10 и 6 – это трансформаторные подстанции 100 % заводского изготовления, они собираются, как телевизор. Сделали на заводе, наладили, привезли, поставили на площадке, подключили – и все, подстанция работает! У нас был случай, когда мы в течение суток привезли, установили ТП с двумя трансформаторами по 1000 кВА и включили в работу.

ЭЭ. А какие проблемы возникают при эксплуатации этих сетей?

С.Т. Сети на напряжение 6 и 10 кВ выполнены с изолированной нейтралью, при двойных замыканиях на землю токи в экранах достигают токов 2-фазного короткого замыкания, поэтому, чтобы обеспечить термальную защиту, надо иметь большие экраны. Это требует создания спецкабелей. Но это еще не самое страшное. Сеть 6–10 кВ может работать с

замыканием одной фазы на землю. И это сдерживающий фактор применения кабелей с замечательной полиэтиленовой изоляцией. Почему? Потому что, если повреждена одна фаза, замыкание не переходит в двухфазное короткое замыкание, а значит, длительное время мы с трудом его определяем. И, если повреждение механическое, повреждена одна жила, это становится опасным для жизни.

В то же время у нас в городе сделаны двухлучевые схемы. Скажите, зачем держать сеть в режиме, когда она длительное время «сидит» под замыканием на землю? А если нейтраль заземлена, как в сетях 20 кВ, при однофазном замыкании на землю один луч автоматически отключается и система переходит работать на второй луч до устранения замыкания. Вообще, заземленная нейтраль и безопаснее, и комфортнее с точки зрения эксплуатации.

ЭЭ. По каким схемам работают сети 6, 10 и 20 кВ?

С.Т. Что такое сеть 6–10 кВ сегодня? Это сеть, которая от центров питания кабельной линии приходит на распределительные пункты, от которых строится

распределительная сеть, на РП есть силовые выключатели. Для того чтобы отключить ток короткого замыкания, нам нужно выстроить для выключателей селективность. И сегодня минимальное время, с которым мы приходим на центр питания, это 1,5 секунды. Для токов 12 кА вы понимаете, какие должны быть экраны, и какая термическая стойкость кабельных линий...

С сетью 20 кВ все гораздо проще. Сегодня мы строим ее таким образом, что имеем только выключатели на центре питания. В остальном выключатели нагрузки без защиты. Если произошло короткое замыкание на одном луче, на центре питания отключается силовой выключатель, дальше мы по телемеханике быстро определяем поврежденный участок и выделяем его. Таким образом, короткое однофазное замыкание отключается за 0,5–0,7 секунды. В два раза быстрее. Это же замечательно!

Конечно, если бы у сети 6–10 кВ был другой режим заземления нейтрали, мы бы могли и ее перевести на такую же схему. А так приходится гонять бригады по городу.



ЭЭОИС
трансформаторные подстанции,
электротехническое оборудование,
проекты и сети.

- Производство блочных комплектных трансформаторных подстанций (БТП) полной заводской готовности мощностью до 1600 кВА;
- Производство блочных распределительных пунктов (БРП) на напряжение 6, 10, 20 кВ с токами сборных шин 630, 800, 1200 или 1600 А;
- Производство высоковольтного оборудования RM-6, а также подстанции комплектуются в/в оборудованием SafeRing и т.п.;
- Производство низковольтного оборудования ЩРНВ, ШР и т.п.;
- Проектирование инженерных сооружений;
- Шеф-монтаж, обучение монтажу, техническому обслуживанию и пуско-наладке поставляемого оборудования.

ООО ЭЭОИС
Россия, 107143, г. Москва,
2-ой Иртышский пр-д, д. 6
Тел.: (495) 789-37-77
Коммерческий отдел: (499) 167-92-03, (495) 789-37-78
Факс: (495) 462-40-33, e-mail: commerce@ezois.ru
www.ezois.ru

ЭЭ. Чье оборудование в сетях 20 кВ используется?

С.Т. Элегазовое оборудование на 20 кВ в России сегодня не разработано. Есть несколько компаний, которые производят оборудование по западным лицензиям.

ЭЭ. Ожидается ли массовый переход МКС на напряжение 20 кВ? Какие еще из ныне действующих объектов подключены к распределительным сетям 20 кВ?

С.Т. Начнем с того, что Сити был не первым объектом с напряжением 20 кВ, первым были жилые застройки на Ходынском поле. Кроме них, в МОЭСК сейчас появились и другие объекты с напряжением 20 кВ – Щербинка, Марфино (в районе ВВЦ). Задачи перевести все объекты на 20 кВ нет, стоит задача развивать новые нагрузки на 20 кВ и попутно переводить 6 кВ на напряжение 20 кВ. 10 кВ будем оставлять. А вообще, здесь проблема еще и в том, что в Москве почти не осталось места для прокладки нового кабеля.

ЭЭ. Значит, будущее за сетями 20 кВ, а не 35?

С.Т. Конечно, производителям надо работать по оборудованию 35 кВ – с точки зрения габаритов, изоляции и т.д., чтобы не было таких огромных распределителей. Но сегодня для мегаполисов все сети, на каком бы напряжении они ни были, надо переводить на режим заземления нейтрали. Резистивно-заземленная нейтраль более эффективна в борьбе с токами короткого замыкания. Есть и другие методы, но они дороже. Для 20 кВ мы определили двенадцатиомный резистор. Он позволяет иметь ток короткого замыкания до 1000 А. Нормально?

ЭЭ. Но какие-то проблемы с сетью 20 кВ все же существуют? Или только сплошные плюсы?

С.Т. Пока с этой сетью у нас единственная проблема – мы не успеваем с телемеханикой, телеуправлением. Других минусов я не знаю.

Есть, правда, проблемы с проектированием. Сегодня у нас проектировщики не любят считать. Сети 6–10 кВ считают, а 20 кВ не любят. Растерялись. Я им говорю: да какая разница, 6, 10, 20 или 35 кВ? Подход один. Ну, потеряли мы два выключателя, по-

считайте селективность без этих двух выключателей! Здесь никакого особого расчета не нужно. Только экономические выкладки будут другие.

ЭЭ. В Москве существует еще одна распределительная компания – Объединенная энергетическая компания, выборочно питающая несколько районов столицы. Не усложняет ли работу такое соседство? И вообще, как ваши компании сосуществуют?

С.Т. ОЭК – это акционерное общество со 100 % городским капиталом. ОЭКу принадлежит 2300 ТП и порядка 9000 км кабельных линий. Это 14 % всего нашего имущества. ОЭК захотела с нового 2011 года самостоятельно заниматься эксплуатацией своих сетей. Но этого, разумеется, не произойдет, потому что мы уже вошли в максимум нагрузок. Мы строили сеть как свою, мы не создавали сеть, параллельную для ОЭКа. Поэтому сегодня они интегрированы в нашу сеть. Есть побольше участки, есть поменьше. В среднем так: одна ТП их, пять – наших. И вычленив невозможно. Мы убеждены: схема энергоснабжения города должна быть в одних руках.



Основано в 1939 г.



ОАО «Электроцентроналадка»

Первое отечественное предприятие по наладке оборудования на электростанциях и подстанциях

ОАО «Электроцентроналадка» осуществляет проектирование, поставку, монтаж, наладку, внедрение, гарантийное и техническое обслуживание электротехнических устройств, АСУ ТП, АИИС КУЭ и АСДУ объектов, такелаж, перевозку, монтаж, ремонт трансформаторов.

ОАО ЭЦН обладает технологией, компетентностью и опытом по созданию больших территориально-распределенных автоматизированных систем. Системные решения уникальны для каждого объекта, с учетом его особенностей, используются предприятиями для работы на оптовом и конкурентном рынке электроэнергетики.

Одним из достижений ОАО ЭЦН является быстрое освоение его специалистами навыков пусконаладочных работ на новом, высокотехнологичном оборудовании, в том числе по распределительным устройствам и кабельным линиям напряжением 20 кВ. За последние годы на объектах электроэнергетики Москвы ОАО ЭЦН введены в работу КРУ и КРУЭ напряжением 20 кВ на многих новых и реконструируемых подстанциях, ПГУ и ГТЭС. Среди них: ПС-220 и 110 кВ «Грач», «Марфино», «Сити-2», ПГУ «Строгино» и многие другие.

Высоковольтная лаборатория ОАО ЭЦН проводит весь спектр приёмосдаточных измерений и испытаний по кабельным линиям до 20 кВ, в том числе и кабельным линиям из сшитого полиэтилена.

ОАО ЭЦН предлагает комплексные решения по внедрению (модернизации) Автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого и технического учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и систем телемеханики (СТМ) «под ключ» на базе новейшего оборудования и программного обеспечения.

Основные заказчики компании – производители электрической и тепловой энергии, сетевые компании, энергосбытовые организации, крупные промышленные потребители.

ОАО ЭЦН является членом СРО НП «Союзатомпроект» и СРО НП «Союзатомстрой».

Действующая в ОАО ЭЦН система менеджмента качества подтверждена сертификатом на соответствие международным стандартам качества ИСО 9001-2008. На предприятии внедрена система экологического менеджмента на соответствие требованиям ИСО 14001-2004 (ГОСТ Р ИСО 14001-2007).

Россия, 123995, Москва, Г-59, ГСП-5, Бережковская наб., 16, корп. 2
 Тел.: +7(495) 221-67-00; Факс: +7(499) 240-58-30, e-mail: oao@ecn.ru

www.ecn.ru

ВЫСТАВКИ

MVK

www.mvk.ru

НАМ 10 ЛЕТ!



САВЕХ

на правах рекламы

10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
КАБЕЛЕЙ, ПРОВОДОВ, СОЕДИНИТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ,
ТЕХНИКИ ПРОКЛАДКИ И МОНТАЖА КАБЕЛЬНО-ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ

15-18 МАРТА 2011

РОССИЯ, МОСКВА, ЭЦ «СОКОЛЬНИКИ»

WWW.CABEX.RU

Дирекция выставки:

107113, Россия, Москва, Сокольнический Вал, 1, павильон 4
Тел./факс: (495) 925-34-82, 995-05-95 (доб. 260), E-mail: mns@mvk.ru

Организаторы:

ЗАО «МВК»,
ОАО «ВНИИКП»,
Ассоциация «Электрокабель»

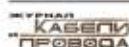
При поддержке:

Правительства Москвы
Московской торгово-промышленной
палаты

Интернет-поддержка:

RusCable.Ru
интернет-портал

Информационные спонсоры:



РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА ЗАО «МВК»: МВК УРАЛ: +7 (343) 371-24-76, МВК ВОЛГА: +7 (843) 291-75-89

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

ЖАК БЕНУА, старший аналитик по информационной безопасности Cooper Power Systems

СЕРЖ ГАНОН, лидер проекта по информационным технологиям Hydro-Qu bec

ЛЮК ТЕТРАУЛТ, инженер по автоматизации Hydro-Qu bec

Рассмотрен опыт сетевых компаний в обеспечении требований информационной безопасности оборудования систем автоматизации распределительных сетей (САРС). Рассмотрены стратегии и решения, которые следует предусматривать для обеспечения надежной работы САРС. Показано использование Безопасной авторизации в протоколе DNP3, как средство обеспечения контроля доступа при операциях управления, в сочетании с поддержкой использования относительно устаревших устройств. Также будут рассмотрены решения для управления паролями устройств и использование инфраструктуры открытых ключей (PKI) и сертификатов X.509 как средств авторизации пользователей и назначения прав доступа.

Требования по информационной безопасности систем автоматизации распределительных сетей достаточно сильно отличаются от тех, что предъявляются сетям высокого напряжения и электрическим станциям. Для автоматизации распределительной сети сетевой компании приходится устанавливать большое количество удаленных друг от друга на значительное расстояние устройств, которые к тому же используют различные технологии передачи данных, включая беспроводные и коммутируемые каналы. Обычно у устройств, установленных в сетях, имеются ограниченные вычислительные мощности, поэтому соединение чаще устанавливается по запросу, при этом используется канал с невысокой пропускной способностью. Обслуживание оборудования производится большим количеством оперативного персонала, для которого должны быть разделены права доступа.

ИСТОРИЯ ВОПРОСА

В 2001 году Гидро-Квебек начала работу над стратегией автоматизации своих распределительных сетей. Краткосрочной задачей стало повышение надежности распределительной сети путем снижения времени отключений потребителей. Долгосрочной целью стало построение «интерактивной сети».

После успешной реализации «пилотного» проекта, который продемонстрировал выгоды выбранной стратегии, Гидро-Квебек в 2006 году начала широкомасштабное развитие систем

автоматизации распределительных сетей, которое обеспечит возможность дистанционного управления 3750 коммутационными аппаратами на 1100 питающих линиях. Ключевыми компонентами данной системы становятся блоки управления, снабженные моторными приводами, небольшие контроллеры и шлюзы передачи данных. В некоторых блоках управления также встроены реле защиты. Шлюзы используются для управления передачей данных, но также позволяют добавить местный модуль обработки данных каждому устройству. Гидро-Квебек тиражирует такое решение для предотвращения устаревания этих устройств, поскольку в последующем ему может быть добавлена новая функциональность в соответствии с возрастающими требованиями. В этом проекте шлюз также используется для организации электронного периметра защиты всех электронных устройств, размещенных в шкафу управления.

Как часть интерактивной сети, каждый шкаф управления выдает множество точек данных, включая более чем 100 дискретных и 20 аналоговых сигналов, которые могут быть использованы для мониторинга питающей линии и состояния вторичного оборудования в шкафу управления.

Учитывая такое большое количество устройств и собираемых данных, в Гидро-Квебек было принято решение о создании региональных центров управления. Каждый центр управления имеет коммуникационный процессор, который управляет связью с отдельными шкафами

управления и передает информацию в систему управления распределительными сетями (DMS). Коммуникационный процессор поддерживает различные подключения, включая коммутируемые каналы и прямые последовательные каналы связи, но не ограничиваясь этим. По заранее запланированной последовательности коммуникационный процессор последовательно опрашивает все шкафы управления и считывает данные. В форме отчета каждый шкаф управления может отправить данные в процессор при изменении состояния. Из центра управления также можно инициировать подключение к шкафу управления для управления коммутационным аппаратом или считывания данных. Инженеры могут установить связь со шкафом управления для проведения дистанционных операций обслуживания.

ТРЕБОВАНИЯ КИБЕРНЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Цель автоматизации распределительных сетей – повышение надежности сети. На самом деле внедрение систем автоматизации одновременно повышает и риски. Обеспечение возможности дистанционного управления коммутационными аппаратами ведет к риску незапланированных переключений, которые могут случиться в результате ошибок персонала или даже по причине злонамеренных действий третьих лиц. Для защиты от ненамеренных или ошибочных операций система должна гарантировать, что:

- все управляющие команды должны поступать только от авторизованного центра управления;
- удаленный доступ для обслуживания предоставляется только авторизованным пользователям;
- местный доступ для обслуживания предоставляется только авторизованным пользователям;
- только авторизованные устройства могут подключаться к сети передачи данных.

С самого начала в Гидро-Квебек были выдвинуты требования к шкафу управления, который должен был обеспечивать не только информационную, но и защиту от физического проникновения. Любые попытки несанкционированного доступа должны распознаваться и незамедлительно

должен формироваться отчет в центр управления.

Электронная система защиты должна обеспечивать:

- авторизацию пользователей с использованием личных учетных записей;
- возможность разграничения доступа к различным функциям на базе учетных записей;
- лист регистрации команд в порядке их поступления;
- возможность мониторинга событий системы безопасности и передачи информации в центры управления;
- механизмы, посредством которых из центра управления можно предоставить или отказать в доступе к той или иной функции.

ТРЕБОВАНИЯ И СТАНДАРТЫ ПО БЕЗОПАСНОСТИ

До недавнего времени кибернетическая безопасность электроэнергетики была отдана на откуп энергокомпаниям и производителям оборудования. Стандарты Североамериканской корпорации по обеспечению безопасности в электроэнергетике (NERC) серии «Защита важных объектов инфраструктуры» (CIP) положили начало фундаментальным переменам, предъявив требования к сетевым компаниям – разрабатывать проекты по защите их важнейших объектов. Министерство энергетики США пошло даже дальше, объявив, что проекты Smart Grid, создаваемые под эгидой Закона об экономическом возрождении, должны «обеспечивать достаточную гарантию того, что их система кибернетической безопасности обеспечит защиту от широкомасштабных системных сбоев в электрической сети в случае взлома системы безопасности».

Законом об энергетической безопасности и независимости 2007 года Национальный институт по стандартизации и технологиям (NIST) был назначен «ответственным за координацию разработки структуры, которая включает протоколы и стандарты на модели управления информацией для достижения функциональной совместимости устройств и систем Smart Grid...».

Документ Структура и план разработки стандартов по функциональной совместимости в Smart Grid. Издание 1.0, выпущенный NIST, явился результатом работы NIST по первому из трех этапов

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: vopros@energyexpert.ru или через форум Интернет-портала «Энергоэксперт-online»:

www.energyexpert.ru

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

плана. Этот документ обозначает 75 существующих стандартов, которые применимы к развивающимся интеллектуальным сетям. Например, стандарт IEEE 1686-2007 описывает общие требования по безопасности, которым должны отвечать интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) для применения их на важных объектах инфраструктуры. Некоторые конкретные требования выглядят следующим образом:

- создание комбинаций на базе уникального идентификатора и пароля пользователя, которые он может задать самостоятельно;
- возможности определения доступа к функциям и возможностям ИЭУ для каждого уникального идентификатора пользователя;
- возможность сохранения листа регистрации команд в порядке их поступления;
- возможность мониторинга действий в отношении системы безопасности и предоставление отчета по этой информации в систему управления в режиме реального времени;
- возможность предоставления доступа через систему диспетчерского управления для проведения различных операций в местном или дистанционном режимах;
- возможность определить, что программное обеспечение для конфигурации является авторизованной копией.

Представленные сегодня на рынке обычные ИЭУ далеки от соответствия требованиям IEEE 1686. Однако по опыту Гидро-Квебек для соответствия этим требованиям достаточно использовать подходящий концентратор или коммуникационный процессор, который будет выполнять функции кибернетической защиты и будет подключен к ИЭУ и контроллерам.

Безопасность информационного обмена и систем передачи данных в системах управления в электроэнергетике описывается серией стандартов МЭК 62351. При реализации проекта в Гидро-Квебек были определены следующие две применимые части стандарта:

- МЭК 62351-3 описывает методы защиты протоколов на основе TCP/IP с использованием системы защиты транспортного уровня (TLS);
- МЭК 62351-5 описывает методы внедрения авторизации пользователей и отдельных устройств, а также

защиты целостности информации в протоколах, описанных стандартом МЭК 61870-5, в частности DNP.

Ключевое требование, которое предъявляется к масштабным проектам, – необходимость обеспечения возможности обновления программного обеспечения устройств. Такое требование предъявляют два стандарта. В IEEE 1686-2007 указано, что программное обеспечение устройств следует обновлять в соответствии с C36.231 «Рекомендации IEEE по управлению программным обеспечением микропроцессорных систем защиты». Не так давно опубликованный стандарт NEMA SG-AMI 1 «Требования к интеллектуальным приборам учета в части возможности их обновления» был выработан в результате работы Национального института по стандартизации, направленной на заполнение пробелов в нормативной базе. В стандарте отмечается, что сегодня энергокомпания широко внедряют системы учета и системы управления распределенными источниками электроэнергии, которые, скорее всего, не будут отвечать будущим требованиям. Поэтому такие устройства потребуют обновления в будущем. Стандарты, таким образом, определяют требования к приборам учета, применяющимся в интеллектуальных системах учета, в части возможности их обновления. Оба этих стандарта определяют требования, которым должны отвечать все устройства, установленные в сети, а не только приборы учета и реле защиты.

ЗАЩИТА СЕТИ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

Большинство шкафов управления, установленных в проекте автоматизации распределительной сети Гидро-Квебек, подключаются в сеть с использованием коммутируемого соединения. Это решение было признано наиболее экономически эффективным в городской черте, поскольку шкафы устанавливаются на опорах линий, на которых также размещаются телефонные провода. Обычно для авторизации устройства при подключении через коммутируемое соединение использовались функции автоматического определения номера звонящего в сочетании с функцией обратного вызова. Однако появление IP-телефонии привело к стремительному развитию технологий связи, и телефония сегодня становится уязвима к тра-

диционным технологиям сетевых атак, например, с использованием подменного адреса. Телефонное соединение отныне не может считаться безопасным и для обеспечения безопасности должны применяться дополнительные меры.

После того, как коммутируемое соединение установлено, обычно устанавливается программное соединение TCP/IP с использованием широко распространенного протокола PPP с авторизацией по технологии CHAP. Авторизация предотвращает несанкционированный доступ сторонних устройств в сеть. Авторизация предполагает, что ключ или пароль для доступа имеется у обоих соединяемых устройств. Пароль не передается по линии связи, а используется для составления последовательности сообщений в ответе. Использование достаточно сложного пароля позволяет гарантировать авторизацию стороны, делающей вызов. С точки зрения системы, построенной на базе использования общих паролей, такой подход требует организации системы регулярного обновления паролей. Это особенно важно для систем, которые развиваются в течение большого периода времени, таких как, например, электроэнергетика.

Проблема управления паролями в устройствах, установленных в сети, была обозначена Группой по координации работ в области кибернетической безопасности NIST как одна из приоритетных для решения в рамках работ над кибернетической безопасностью Smart Grid. Несмотря на то, что существует множество решений по управлению паролями доступа для применения в корпоративных масштабах, по имеющейся информации, ни одно из них не предназначено для использования в распределенных полевых устройствах. Обычные системы по управлению ключами доступа разработаны для поддержки таких устройств, как маршрутизаторы и коммутаторы, обычно установленных в корпоративных сетях. Обычно они не предназначены для использования с устройствами, подключенными в сеть по низкоскоростному коммутируемому каналу, которые могут периодически терять подключение к сети. Для решения этой проблемы может быть необходимо использование нового решения или внедрение дополнительного уровня защиты.

Например, могут быть защищены данные, передаваемые по сети. Обыч-

ным решением в таком случае является установка VPN-соединения, гарантирующего авторизацию устройств на обоих концах и защиту данных в ходе передачи. Однако при использовании VPN сеть сама по себе остается подверженной риску. Если происходит взлом системы, вредоносные данные могут распространяться по VPN.

Стандарт МЭК 62351-3 предлагает иной подход и рекомендации по защите информации с использованием защиты транспортного уровня (TLC, ранее известной как SSL) для авторизации обеих сторон и последующего шифрования данных. Поскольку TLS-протокол применяется на уровне приложения, он обеспечивает очень хорошую степень защиты данных между центром управления и полевым устройством. Однако TLS должен поддерживаться устройствами на обоих концах и предполагает использование сертификата для установления соединения. Так же как и пароль, сертификат безопасности необходимо менять с определенной периодичностью. Также поскольку TLS шифрует передаваемые данные, для его работы требуются большие вычислительные мощности устройств, что часто может быть недоступно в полевых устройствах.

ЗАЩИТА КОМАНД УПРАВЛЕНИЯ

В электроэнергетике стало традиционным использование протокола DNP3 для передачи данных из центра управления полевым устройствам. Однако DNP3 не предполагал каких-либо средств обеспечения безопасности. Полевое устройство всегда считает, что управляющая команда подана из центра управления. Этот недостаток делает протокол уязвимым к атакам с подменой адреса и другим.

Для решения проблем защиты данных в протоколах, используемых в энергетике, рабочая группа 15 технического комитета 57 МЭК разработала стандарт МЭК 62351-4. Этот стандарт дает рекомендации по добавлению авторизации протоколам TK57 и их производным, таким как DNP3. Основываясь на этих рекомендациях, группа пользователей DNP3 предложила и разработала расширение DNP3, носящее название Безопасная авторизация (Secure Authentication). Это дополнение к протоколу обеспечивает авто-

ризацию и защиту от атак с подменой адреса, модификацией и др. Механизм заключается в том, что получатель и отправитель могут проверить авторизацию другой стороны при получении важного сообщения (под сообщением понимается блок данных прикладного уровня, или ASDU). Проверочное сообщение содержит псевдослучайные данные и порядковый номер сообщения. Ответ содержит зашифрованные случайные данные, которые получаются из данных запроса, порядкового номера сообщения и общего ключа. Поскольку и устройство-отправитель и устройство-получатель имеют общий ключ, они оба могут вычислить одну и ту же зашифрованную последовательность при одних и тех же исходных данных, таким образом, производя авторизацию друг друга и выполняя проверку целостности данных.

Стандарт также определяет интенсивный режим для случаев, когда последовательная проверка авторизации недопустима из-за слишком большой задержки. В интенсивном режиме информация по авторизации содержится в конце критического сообщения.

Безопасная авторизация DNP3 обеспечивает хорошее решение для повышения информационной безопасности таких систем, как автоматизация распределительных сетей. За счет уменьшения использования криптографических операций до расчета зашифрованной последовательности можно значительно снизить требования по пропускной способности канала связи и вычислительные мощности ИЭУ. В случаях, когда требуется конфиденциальность, следует применять протокол TLS, как предписывает МЭК 62351-3.

При необходимости, за счет того, что функции безопасности были добавлены в виде нового типа сообщения в существующий протокол, достигается функциональная совместимость новых устройств со старыми. Разработчики протокола также учли необходимость его использования с шлюзами передачи данных для обеспечения защищенной передачи данных между новыми и устаревшими типами устройств.

Путем добавления механизма запроса авторизации как части протокола решение становится независимым от используемого канала передачи данных и может быть применено как в



Рис. 1. Проверка авторизации при приеме важного сообщения

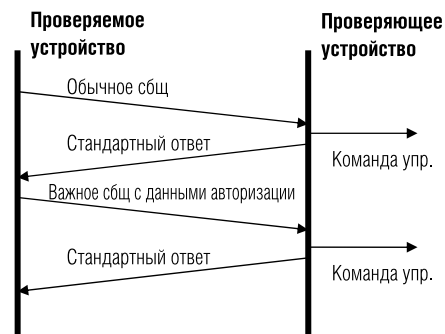


Рис. 2. Проверка авторизации в интенсивном режиме

случае каналов на основе TCP/IP протокола, так и в случае и последовательных интерфейсов.

Текущая версия протокола не определяет механизм распространения общего ключа. Как было отмечено выше, группа по координации работ в области кибернетической безопасности NIST определила проблему управления паролями в устройствах, установленных в сети, как одну из приоритетных в рамках повышения защищенности Smart Grid.

Еще одной проблемой, обозначенной NIST в рамках разработки плана работ по обеспечению функциональной совместимости в Smart Grid, стало то, что группа разработчиков DNP3 не является официальной организацией по стандартизации. Эта проблема была решена объявлением IEEE о выпуске DNP3 как стандарта IEEE P1815.

АВТОРИЗАЦИЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ И СИСТЕМ

В большинстве ИУЭ применена модель защиты, основанная на разделении уровней доступа, защищенных

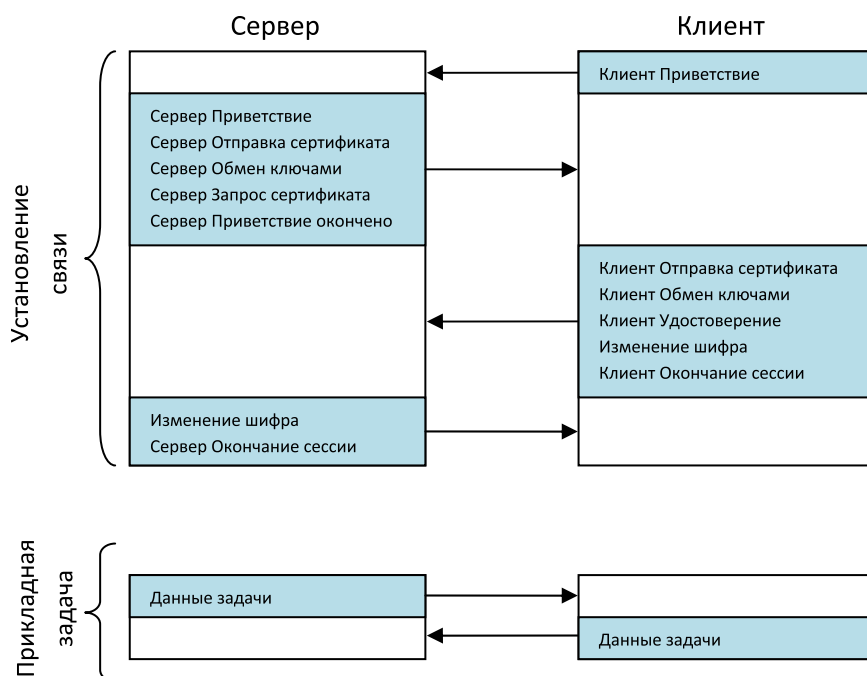


Рис. 3. Использование сертификатов для обоюдной аутентификации с уровнем защиты транспортного уровня

различными паролями. Для упрощения процедуры осмотра и обслуживания сетевые компании часто используют один пароль на нескольких устройствах. Проблема такого подхода заключается в том, что невозможно построить систему регистрации и права в индивидуальном порядке, что делает невозможным соответствие такого решения существующим стандартам. Например, IEEE 1686-2007 указывает на необходимость обеспечения индивидуальных учетных записей пользователей с личными паролями. Стандарт NERC CIP-004-2 R4.2 требует наличия возможности отозвать права на доступ к важным активам у обслуживающего персонала в течение 24 часов.

Множество производителей коммуникационных шлюзов и концентраторов данных обеспечивают возможность привязки к существующей корпоративной системе безопасности, такой как Active Directory, посредством использования сервера RADIUS для авторизации пользователей. Авторизация на корпоративном уровне – это хорошее решение для организации удаленного доступа к устройствам. Удаленный сервер авторизации обеспечивает проверку пользователя перед установкой соединения с полевым устройством. Однако для местного обслуживания представитель ОБС также

должен быть авторизован корпоративным сервером, что потребует наличия функционирующего канала связи. Доступность канала связи с корпоративным сервером может быть обеспечена не во всех случаях, поэтому все же остается необходимым механизм местной авторизации.

Для удовлетворения этого требования некоторые производители реализуют инновационный механизм, когда удаленный сервер учетных записей предоставляет пользователю ограниченный по времени доступа «билет», при помощи которого можно получить доступ к полевым устройствам. Однако для обеспечения возможности отзыва прав доступа в течение 24 часов билет на доступ должен быть ограничен по времени 24 часами, и для продления доступа специалист выездной бригады будет вынужден повторно обращаться на сервер за новым билетом.

На сегодняшний день существуют общие стандартизованные механизмы, которые могут быть использованы для управления авторизациями и предоставления доступа. Стандартом X.509 Международное телекоммуникационное объединение (ITU) определило форматы для организации Инфраструктуры открытых ключей (PKI), основанных на Удостоверяющих центрах (CA), сертификатах открытых ключей, сертификатах атрибу-

тов и листах отзыва сертификатов. Ключевая особенность PKI – использование несимметричной криптографии. В традиционной симметричной криптографии обе стороны имеют общий секретный ключ, который используется для шифрования и расшифровки передаваемой информации. В асимметричной криптографии ключи парные. Сообщение, зашифрованное с использованием одного ключа, может быть расшифровано только с помощью второго, парного ключа. Один ключ является открытым и может свободно распространяться. Другой ключ – частный и хранится в безопасном месте. Поскольку открытый ключ – общий, отправитель сообщения может использовать предназначенный для получателя открытый ключ для шифрования сообщения. Но только получатель, кому предназначалось данное сообщение, имеющий парный ключ, сможет расшифровать его. Несимметричная криптография может также быть использована для авторизации отправителя и защиты содержания передаваемого сообщения. Перед отправкой сообщения отправитель создает случайную числовую последовательность, зашифровывает ее с использованием своего ключа и передает вместе с сообщением. Эта часть сообщения называется цифровой подписью. Получатель сообщения рассчитывает числовую последовательность сообщения, выделяет цифровую подпись из сообщения и расшифровывает ее при помощи публичного ключа отправителя. Если последовательности совпадают, получатель может быть уверен в подлинности информации отправителя и в целостности переданного сообщения.

Для настройки аутентификации и авторизации требуются дополнительные механизмы. В рассмотренном выше случае мы предполагали, что у обеих сторон есть доступ к публичным ключам друг друга и что они уверены, что ключ был предоставлен действительным устройством. Для проверки аутентификации открытых ключей стандарт предусматривает наличие Удостоверяющих центров (CA), которые проверяют каждую из сторон и осуществляют выпуск открытых ключей. Вначале пользователь создает пару ключей и отправляет их в CA. CA подтверждает происхождение пользователя и создает электронный документ, содержащий информацию по имени пользователя и

открытому ключу, и подписывает этот документ, используя свой собственный ключ. Подписанный документ называется сертификатом открытого ключа.

Для организации PKI сертификат открытого ключа CA распространяется всем сторонам. Этот сертификат называется корневым сертификатом и является самоподписанным. Любое устройство, которое доверяет сертификату CA, может, используя открытый ключ CA, проверить аутентификацию сертификата открытого ключа, предоставленного неизвестным пользователем. Если подпись на сертификате действующая и CA является доверенным, мы также можем доверять стороне, распространяющей данный сертификат. Сертификаты открытых ключей широко используются для аутентификации веб-сайтов и для организации шифрования с TLS-протоколом.

Множество крупных организаций уже внедрили PKI для авторизации пользователей, подписи документов, электронной почты и приложения, а также шифрования хранимых данных. Добавление поддержки сертификата X.509 устройствам и коммуникационным шлюзам

обеспечивает защищенные механизмы аутентификации пользователей и систем. Обозреватели Интернета обычно устанавливают более сотни корневых сертификатов для широко известных коммерческих удостоверяющих центров, например, VeriSign. В системах автоматизации, ИЭУ и коммуникационные шлюзы, скорее всего, будут обращаться к корневому удостоверяющему центру, находящемуся в сетевой компании, для авторизации пользователей и удостоверяющему центру компании-производителя оборудования для аутентификации релизов программных продуктов.

Хотя сертификаты X.509 хороши для авторизации пользователей, остается определить механизм авторизации для задания пользователю прав доступа. Стандарт X.509 обеспечивает эту функцию за счет применения сертификата атрибутов. Сертификаты атрибутов похожи на сертификаты открытых ключей, но вместо использования для идентификации отдельных систем, они применяются для хранения полей данных, или атрибутов. Сертификат атрибутов таким образом может быть использован для задания индивидуальных прав

доступа отдельным пользователям или группам пользователей. Следует отметить, что, хотя стандарт определяет эту возможность, ее использование не распространено широко, механизм управления правами доступа отличается у разных производителей, в связи с чем сохраняются проблемы функциональной совместимости.

Когда пользователю необходим доступ к полювому устройству, как пользователь, так и устройство могут быть авторизованы с использованием сертификатов каждого из них. Это стандартная функция TLS протокола, которая может быть использована при реализации систем управления и обслуживания. После авторизации пользователя, программный комплекс предоставляет каждому устройству сертификат атрибутов, который описывает права доступа пользователя.

Достоинство авторизации с использованием сертификатов заключается в том, что она может быть использована даже в том случае, когда отсутствует подключение к центральному серверу. Однако должны быть обеспечены средства для аннулирования сертификата и



ЦЕНТР ПОДГОТОВКИ КАДРОВ МОСЭНЕРГО

Профессиональное обучение и аттестация
от рабочего до директора

(495) 315-42-29, 315-21-90, 315-21-35
www.cpk-mosenergo.ru
info@cpk-mosenergo.ru

ЦЕНТР ПОДГОТОВКИ ЭНЕРГЕТИКОВ №1

- Оперативно-диспетчерское управление энергообъектом
- Эксплуатация теплосилового оборудования и газового хозяйства
- Эксплуатация силового оборудования электрических станций, подстанций, высоковольтных и распределительных сетей
- Релейная защита и автоматика
- Грузоподъемные машины, механизмы и вспомогательное оборудование
- Промышленная безопасность, пожарная безопасность, электробезопасность, охрана труда в энергетике
- Менеджмент в энергетике, энергоэффективность и энергосбережение

отзыва прав доступа, когда они более не требуются. Для этих целей может использоваться функция истечения срока действия сертификата X.509. Обычно сертификаты, используемые для идентификации систем, имеют длительный срок, сертификаты для авторизации пользователей имеют более короткий срок, а сертификаты для назначения прав доступа – еще короче.

Когда требуется запретить доступ до истечения срока действия сертификата, удостоверяющий центр может отозвать сертификат. Существует два стандартных метода распространения информации об отзыве сертификата. Протокол онлайн проверки статуса сертификата (Online Certificate Status Protocol – OCSP) определяет средства, которые должны быть предусмотрены в устройствах для проверки подлинности и срока действия сертификата в режиме реального времени. Однако, как это видно из названия, протокол требует наличия постоянного подключения к удостоверяющему центру. Другая стратегия предполагает использование листа отзыва сертификатов (Certificate Revocation List – CRL), которые были отозваны до окончания их действия. Инфраструктура сети связи должна обеспечить возможность распространения листа CRL между всеми устройствами. Эта операция может быть интегрирована, например, в виде части, входящей в регулярный информационный обмен, производящийся в системе автоматизации распределительных сетей.

ВЫВОДЫ

Развитие системы автоматизации распределительной сети – комплекс-

ная задача. Как и во всех крупных проектах, одна маленькая ошибка может привести к большим затратам, если потребуются модифицировать или менять все установленные устройства или системы. В рамках программы развития функциональной совместимости в Smart Grid, разработанной NIST, говорится: «в отсутствие стандартов существует риск, что технологии Smart Grid, развитие которых сегодня движется за счет нарастающих инвестиций в этом сегменте, преждевременно устареют или, что еще хуже, могут не иметь адекватных мер защиты».

Для достижения первоначально определенного видения результата «интерактивной сети», Гидро-Квебек в самом начале определила, что элементы системы автоматизации должны обладать достаточными вычислительными способностями, иметь возможность удаленного обновления и отвечать существующим стандартам, в том числе в области защиты информации. Нацеливая этот проект на будущее, удалось достичь выдающихся результатов сегодня. Стандарты МЭК 62351 и Безопасная авторизация DNP3 представляют собой хорошие примеры относительно простых решений, которые сегодня входят в эксплуатацию и в будущем могут значительно повысить уровень информационной защиты систем автоматизации распределительных сетей.

ЛИТЕРАТУРА

1. DNP3 Users Group, DNP3 Specification, Supplement to Volume 2, Secure Authentication, Version 2.00, 31 July, 2008.

2. DRAFT NISTIR 7628, Smart Grid Cyber Security Strategy and Requirements, February 2010.

3. Grant Gilchrist, “DNP3 Revolution: Past, Present and Future, Security for DNP3”, presented at DistribuTECH 2006, downloaded from www.enernexus.com/Reports/DNPSecurity-Gilchrist.pdf.

4. Hervé Delmas, Patrick Cossette and Robert O’ Reilly, “A Case Study: How a Utility Automated and Integrated Data/Control for 4000 Pole-Top Switches and Protection Relays, and Reduced its SAIDI”, presented at Western Power Delivery and Automation Conference 2007.

5. IEC 62351 1-8, Power System Control and Associated Communications – Data and Communication Security.

6. IEEE 1686-2007, IEEE Standard for Substation Intelligent Electronic Devices (IEDs) Cyber Security Capabilities.

7. IEEE C37.231 IEEE Recommended Practice for Microprocessor-Based Protection Equipment Firmware Control.

8. NEMA SG-AMI 1 Requirements for Smart Meter Upgradeability.

9. NIST Special Publication 1108, NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0.

10. RFC 2549 Internet X.509 Public Key Infrastructure Certificate and CRL Profile, <http://www.ietf.org/rfc/rfc2549.txt>.

11. RFC 3281 An Internet Attribute Certificate Profile for Authorization, <http://www.ietf.org/rfc/rfc3281.txt>.

12. SSL/TLS in Detail, Microsoft® Windows Server™ 2003 Operations guide, downloaded from [http://technet.microsoft.com/en-us/library/cc785811\(WS.10\).aspx](http://technet.microsoft.com/en-us/library/cc785811(WS.10).aspx).

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА

ЮРИЙ ЛЕБЕДЕВ,

заместитель генерального директора по техническим вопросам – главный инженер ОАО «МРСК Урала»

В статье затрагивается важный аспект развития систем управления электрическими сетями. Сегодня вопросы информационной безопасности систем АСТУ/DMS для российских компаний менее значимы, чем для приводимой в качестве примера в статье компании Hydro-Quebec. Это связано с двумя факторами. Во-первых, уровень автоматизации электрических сетей у нас ниже. Во-вторых, для пере-

дачи данных российские компании, как правило, используют не коммутируемые каналы публичных сетей, а собственные или арендованные каналы, выделенные на физическом уровне. Однако задача обеспечения информационной безопасности становится все более актуальной по мере развития DMS, которое со временем потребует широкомасштабного использования публичных сетей.

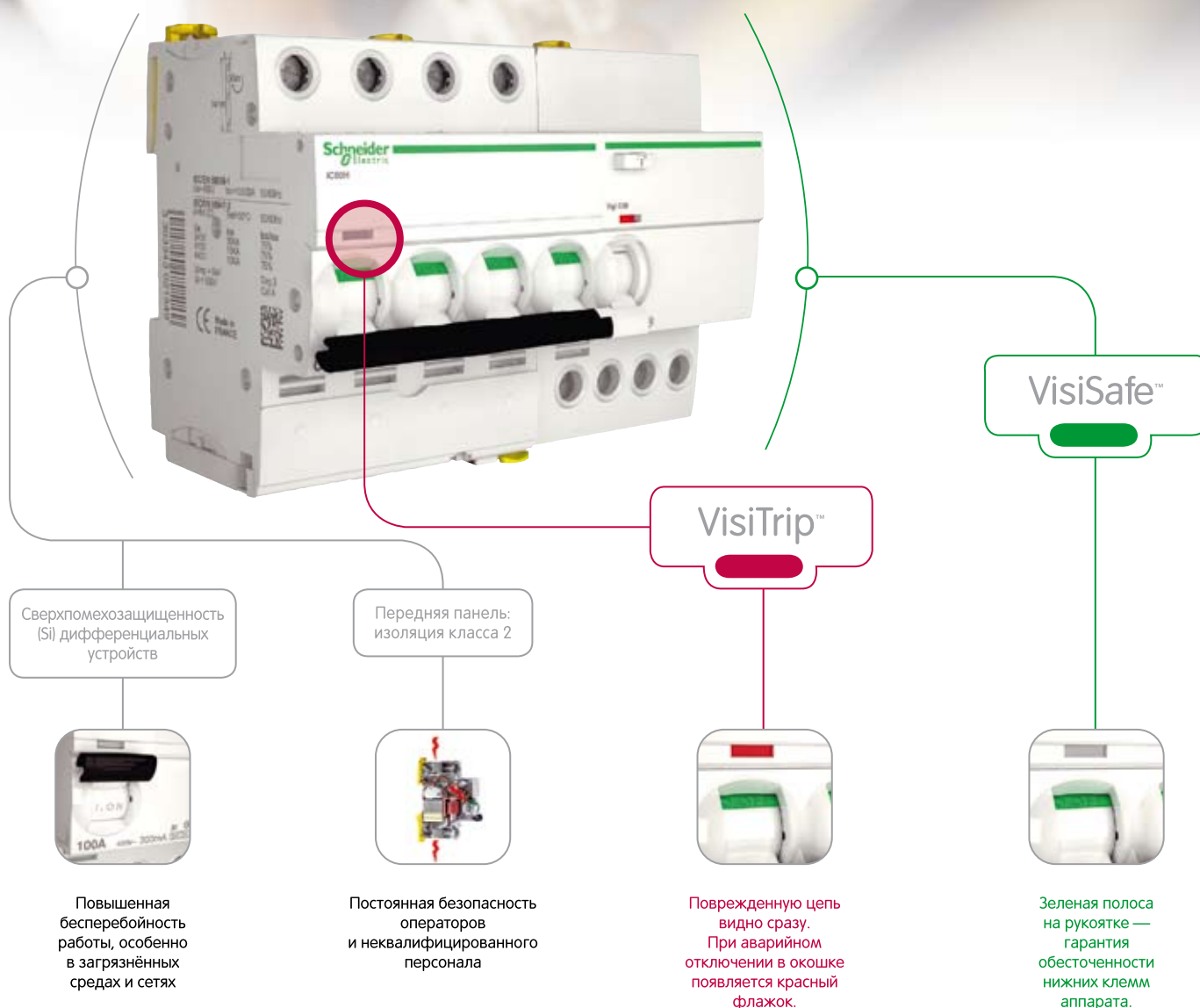
Следует отметить, что задача защиты данных АСТУ/DMS должна рассматриваться не самостоятельно, а как одна из составляющих обеспечения информационной безопасности компании в целом. При ее решении должен реализовываться комплексный подход, использоваться общие элементы инфраструктуры (например, удостоверяющие центры), а также национальные стандарты и нормативы в данной области.

Эффективность, достойная Вас

> Acti 9

5 поколение
модульных систем

Правильное решение для любого вида применения



Узнайте больше об Acti9 на сайте
www.schneider-electric.ru

Центр поддержки клиентов

Тел.: 8 (800) 200-6446, (495) 797-3232; Факс. (495) 797-4004

E-mail: ru.csc@ru.schneider-electric.com

www.schneider-electric.ru

Schneider
Electric

ПОИСК «ЗЕМЛИ» В СИСТЕМЕ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

ГРИБКОВ М.А., начальник УРЗА ЭС ОАО «МОЭСК»

В настоящее время на энергетических объектах широко внедряются микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. Питание данных устройств осуществляется от системы постоянного оперативного тока, организованной на энергетическом объекте. В процессе эксплуатации возможны различные режимы работы, в том числе и замыкания на землю в системе постоянного оперативного тока «земля». Появление «земли» возможно в любом месте, а при использовании микропроцессорных защит наиболее трудным местом для поиска становится «земля», возникшая за дискретным входом.

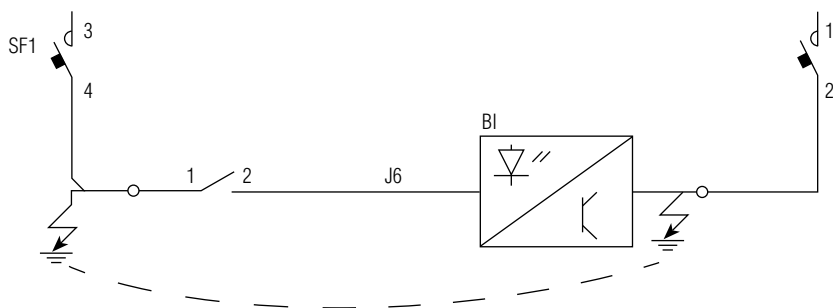


Рис. 1. Возникновение «земли» за дискретным входом

Основной опасностью возникновения «земли» за дискретным входом является то, что при появлении второй «земли» на «плюсе» произойдет шунтирование контакта дискретного входа и, как следствие, излишняя работа защиты (рис. 1).

Сопротивление дискретного входа, в зависимости от производителя микропроцессорных устройств, находится в пределах от 100 до 300 кОм, и поэтому обнаружить «землю» за дискретным входом большинством существующих устройств поиска «земли» не представляется возможным.

Для обеспечения возможности поиска «земли» за дискретным входом микропроцессорного терминала существует несколько способов. Первый, и наиболее широко распространенный, это шунтирование дискретных входов/выходов резисторами с сопротивлением 10 кОм и мощностью 10 Вт (рис. 2). Количество таких резисторов в шкафу защиты может достигать десятка, что требует выделения места для их установки с учетом выделяемого ими тепла и значительно увеличивает объем монтажа в шкафу.

Еще один способ решения проблемы поиска «земли» за дискретным входом терминала – использование модулей дискретных входов/выходов с различным напряжением срабатывания и включением их параллельно (рис.

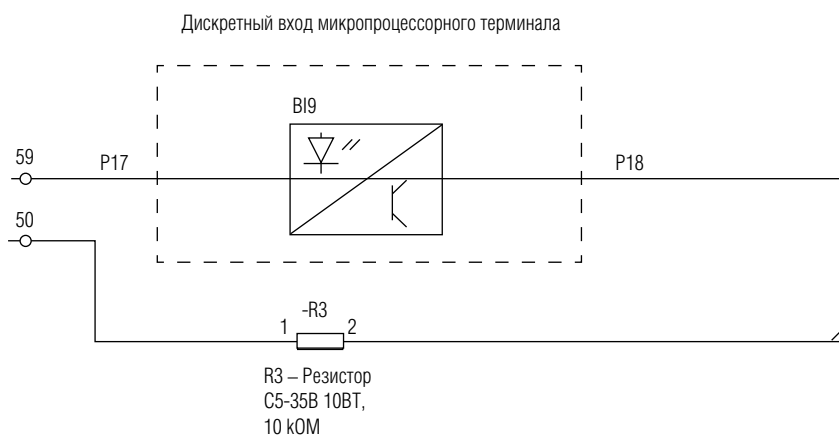


Рис. 2. Шунтирование дискретного входа резистором

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

ЭЛЕКТРОЗАВОД



Рис. 3. Использование дополнительных модулей дискретных входов

3). Например, для модуля дискретных входов/выходов на напряжение 110 В дополнительно устанавливается модуль на напряжение 48 В и при возникновении «земли» за параллельно собранными дискретными входами возможно ее обнаружение большинством устройств поиска «земли».

В соответствии с инструкцией по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем для объектов, на которых применяются микроэлектронные или микропроцессорные устройства РЗА, использовать метод определения мест снижения сопротивления изоляции путем поочередного отключения отходящих линий

постоянного тока не рекомендуется. Предпочтительно применение специальных устройств, позволяющих определить место снижения сопротивления изоляции в сети оперативного тока без отключения линий.

Невозможность использования метода поочередного отключения отходящих линий постоянного тока связана с тем, что:

■ даже при установке дополнительных устройств поддержания готовности терминалов, позволяющих увеличить допустимое время перерыва питания оперативным постоянным током до 0,5 с (рис. 4), перерыв питания более 0,5 с приводит к тому, что после восстанов-

Рубрика ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

Ведущий рубрики



Гусев Юрий Павлович

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

Системы электропитания высшего класса

BENNING

World Class Power Solutions

Разработка, производство, поставка систем гарантированного электропитания

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

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

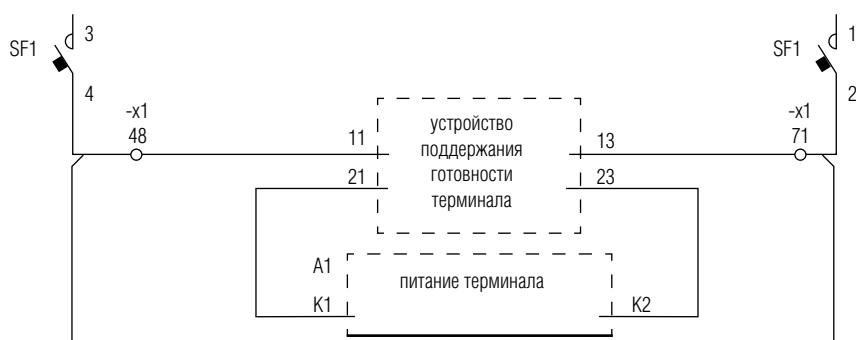


Рис. 4. Использование устройств поддержания готовности терминалов

ления питания большинство микропроцессорных защит неработоспособны в течение длительного времени, которое может составлять до 100 с, необходимых для перезагрузки программного обеспечения терминалов;

■ перезаряд емкостей «+» и «-» относительно земли, сопровождающийся появлением в цепях ШУ перенапряжений и в.ч. импульсных помех при коммутациях индуктивной нагрузки в сети постоянного оперативного тока, могут привести к несанкционированному срабатыванию микропроцессорных защит.

Необходимо отметить, что при поиске «земли» на время отключения цепей ШУ теряются и защиты, выполненные на электромеханических и микроэлектронных реле, но в отличие от защит на микропроцессорной технике они готовы к действию практически сразу после восстановления питания оперативным постоянным током.

Применение новой микропроцессорной техники предъявляет и новые требования к устройствам для определения места снижения сопротивления изоляции в сети оперативного тока без отклю-

чения линий. Данные устройства должны обладать высокой чувствительностью и высокой точностью. На сегодняшний день на рынке есть ряд новых устройств, например ЭРИС-ПКИ.01 производства ООО Фирма «Энергоконтроль», которые, в отличие от предыдущих устройств типа УПИК, осуществляют замер сопротивления изоляции в сети оперативного постоянного тока, по активной составляющей убирая реактивную составляющую емкости сети, что значительно увеличивает точность измерения.

При строительстве новых объектов и при реконструкции системы оперативного постоянного тока на действующих объектах для поиска «земли» необходимо предусматривать как стационарные устройства контроля изоляции с возможностью регистрации событий, так и переносные, позволяющие с высокой точностью обнаружить поврежденный элемент.

Важность и актуальность данного вопроса очень велика, и поэтому ему нужно уделять больше внимания как при текущей эксплуатации, так и при новом строительстве и реконструкции.



НОВИНКА 2010 ГОДА
ЦИФРОВОЙ ПРИБОР ПО ЦЕНЕ СТРЕЛОЧНОГО
НЕТ АНАЛОГОВ В РОССИИ



Амперметры, Вольтметры, Ваттметры, Варметры, Многофункциональные измерители



Приборы с цифровым дисплеем измеряют ток, напряжение, частоту, коэффициент мощности, активную и реактивную мощность и другие электрические параметры. Применяются в системах энергоснабжения, промышленности и горных разработках, общественных зданиях и в системах "умный дом".

Преимущества приборов:

- Приборы класса RMS.
- Защита паролем доступа к настройкам.
- Наличие до 2-х каналов RS-485 с протоколом передачи данных Modbus-RTU.
- Наличие аналоговых выходов (4-20мА/0-5 мА/0-20мА/0-5В/1-5В/0-10В).
- Наличие релейных выходов, с параметрами коммутации AC 5A/250В, DC 5A/30В.
- Наличие 4-х дискретных каналов типа «сухой контакт».
- Одновременное отображение параметров на 3-5 окнах дисплея прибора.
- Универсальное питание AC/DC 80-270 В.
- Возможность изменения диапазонов измерений с помощью кнопок управления на лицевой панели прибора.
- Современный дизайн, удобство и простота монтажа.

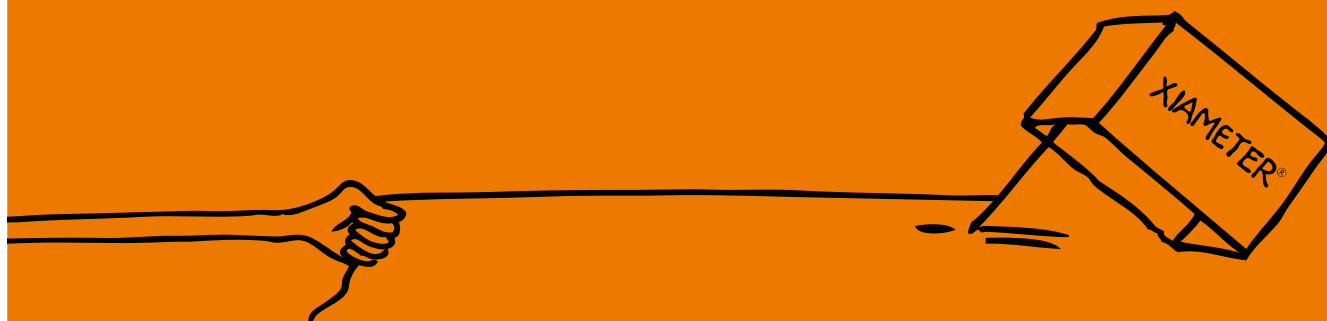
- Класс защиты по передней панели IP52.
- Рабочий диапазон температур от -40 С до +70 С.
- Класс точности: 0,2 или 0,5.
- Максимально допустимая кратковременная перегрузка по входному сигналу - до 200% в течение 10с. или 1000% в течение 1с. (в зависимости от типа прибора).
- Постоянно допустимая перегрузка по входному сигналу - до 120%.
- Наличие приборов с жидкокристаллическими мониторами.
- Возможность выбора цвета индикации: красный, зеленый, желтый, синий.
- Инновационная технология сборки приборов.
- Все приборы сертифицированы.

ООО «К-С»- эксклюзивный дистрибьютор Sfer Electric Co., LTD в России

127287, г.Москва, 2-я Хуторская ул., д. 38А, стр.1
 Тел.: +7(495) 783-92-63, +7 (495) 225-54-93

Web - сайт: www.ksrv.ru
 e-mail: info@ksrv.ru

| сокращение затрат |



Стандартные силиконовые продукты бренда XIAMETER® позволяют мне снижать затраты.

При размещении заказов я стремлюсь закупать материалы по самым низким ценам. Благодаря предложениям на материалы бренда XIAMETER, точно отражающим состояние рынка, я всегда покупаю стандартные силиконы по конкурентным ценам.

А такие опции, как договор на поставку и скидки на материалы одной группы, позволяют мне использовать многочисленные возможности по сокращению затрат. Именно поэтому я выбираю бренд XIAMETER от «Дау Корнинг».

Для получения информации о необходимых Вам силиконовых продуктах посетите наш сайт xiameter.com.



СТАНДАРТЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ АКТИВАМИ В СЕТЕВЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЯХ

СТОЛБОВ М.А., руководитель проектов ООО «АМС»

Предлагается система управления производственными активами, внедрение которой позволяет сократить затраты на содержание оборудования и устранение последствий его отказов, вводит прозрачность и обоснованность в процесс принятия решений, дает возможность осуществлять продуктивное взаимодействие между подразделениями, акционерами и регулирующими органами.

Перед распределительными сетевыми электроэнергетическими компаниями стоят две основные стратегические задачи: обеспечение надежности функционирования электросетевого комплекса и повышение эффективности производства.

Надежность функционирования электротехнического оборудования до настоящего времени поддерживается системой планово-предупредительных ремонтов. При этом периодичность и объем ремонтных работ определяется нормативно-технической документацией. Такой подход предупреждает преждевременный износ оборудования, уменьшает количество внезапных выходов из строя и позволяет осуществлять долгосрочное планирование ремонтных работ и необходимых

материальных, трудовых и финансовых ресурсов.

Однако такая система вступает в противоречие с другой стратегической задачей энергокомпаний – повышением эффективности своей деятельности. Поскольку проведение профилактических ремонтных работ производится по регламенту, без учета фактического состояния оборудования, это приводит к повышению затрат на ремонтные работы (увеличивается по сравнению с реально необходимым объемом затрат и работ подрядчиков, отвлекаются оборотные средства на излишние складские затраты, возникают дополнительные транспортные расходы, часть мощностей работает с неполной загрузкой при сохранении полной стоимости их обслуживания и т.д.). Кроме

того, система профилактических ремонтов не устанавливает очередность выполнения ремонтных работ.

В современных экономических условиях одной из первоочередных выступает задача нахождения баланса между целями повышения надежности функционирования электрооборудования и увеличения эффективности производства. Для руководителей энергокомпаний актуальными становятся вопросы оптимизации объема затрат на ремонты и замены оборудования, поиск и реализация возможностей уменьшения этих затрат без ущерба для надежности и безопасности функционирования электрических сетей. Причем ответы на эти вопросы должны быть экономически и технически обоснованы.

Примером такого экономически и технически обоснованного подхода к решению задачи оптимизации затрат на техническое обслуживание оборудования является методика, реализуемая компанией АМС в рамках проектов совершенствования управления производственными активами. Суть методики заключается в нахождении баланса между рисками, связанными с оборудованием, и затратами на снижение данных рисков (рис. 1).

Основа методики и первый этап работ по ее внедрению – оценка тех-

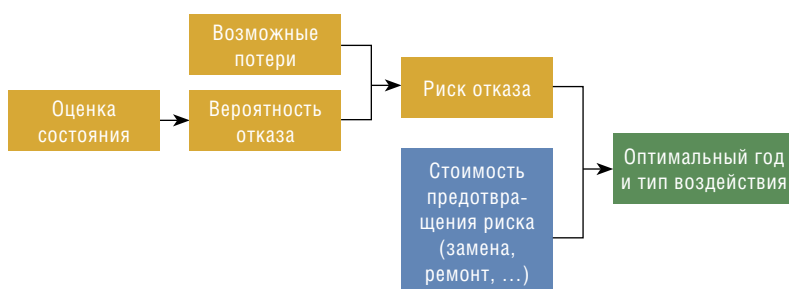


Рис. 1. Схематичное описание методики

нического состояния оборудования. Для оценки состояния оборудования необходимо сначала провести его диагностику с помощью инструментальных средств и визуального осмотра. Но полученный набор результатов сам по себе не позволяет оценить состояние оборудования в целом и, тем более, сравнить различные единицы оборудования между собой. Например, у одного трансформатора может оказаться пониженное сопротивление изоляции обмотки, а у другого зафиксирован нагрев контактных соединений. Какой из трансформаторов в данном случае находится в более плохом состоянии? Какой из них необходимо ремонтировать в первую очередь?

Поэтому для общей оценки состояния оборудования используется интегральный показатель, называемый индексом состояния (далее – ИС). Формирование ИС производится через балльную оценку, которая присваивается отдельным диагностируемым параметрам на основе их сравнения с нормативными значениями. В приведенном выше примере, в случае, если сопротивление изоляции обмотки ниже нормативного, то данному параметру присваивается оценка «0», если сопротивление выше нормативного не более чем на 10 % – оценка «1» и т.д. Индекс состояния рассчитывается как средневзвешенное из балльных оценок различных диагностируемых параметров. В случае силового трансформатора ВН 110 кВ – это и хроматографический анализ масла, и анализ трансформаторного масла на пробивное напряжение, влагосодержание, кислотное число, и тангенс, и степень полимеризации обмоток, и содержание фурановых производных, и другие диагностируемые параметры. При этом в случае силового трансформатора в ИС должны включаться диагностируемые параметры, характеризующие важнейшие узлы трансформатора – обмотки, масло, внешние контактные соединения, магнитную систему, устройства регулирования напряжения. Если рассчитывается ИС бакового выключателя напряжением 35 кВ, то обязательно должно учитываться состояние контактной системы, изоляции подвиж-

ных частей, внешних контактных соединений, масла, а также остаточный коммутационный ресурс.

Конечно, приведенные примеры сильно упрощены для наглядности, формулы расчета индекса состояния гораздо сложнее. Они могут включать коэффициенты, реагирующие на аварийное значение ключевых диагностируемых параметров, например, в случае превышения содержания в масле водорода, этилена и ацетилена индекс состояния делится пополам. Часто бывает необходимым приводить диагностируемые параметры к нормальной температуре (20 °С) и т.д. При этом важно не перегрузить ИС и включить в его расчет только те параметры, значения которых показывают вероятность выхода оборудования из строя. Вряд ли неисправность маслоуказателей влияет на техническое состояние трансформатора и вероятность выхода его из строя.

Далее необходимо оценить риски, связанные с оборудованием.

Для расчета рисков в модели применяется два подхода. В первом риске рассчитываются как произведение последствий отказа оборудования на вероятность его отказа.

Вероятность отказа можно оценить на основе оценки состояния оборудования. Для построения зависимости вероятности отказа оборудования от его состояния необходимо накопление статистических данных по диагностируемым параметрам, индексу состояния и причине отказов оборудования. Исследовательские работы по оценке вероятности отказа оборудования в настоящее время проводятся во всем мире. Проводились такие исследования и в СССР. Однако в советское время сложность этих работ была связана с отсутствием компьютерных средств, позволяющих обрабатывать данные статистики.

Плюсом учета вероятности отказа в расчете рисков является возможность математически точного определения перечня необходимых ремонтов и замены оборудования и, соответственно, требуемых ресурсов. Минусом в настоящее время является необходимость накопления статистических данных, что может занять несколько лет.

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>

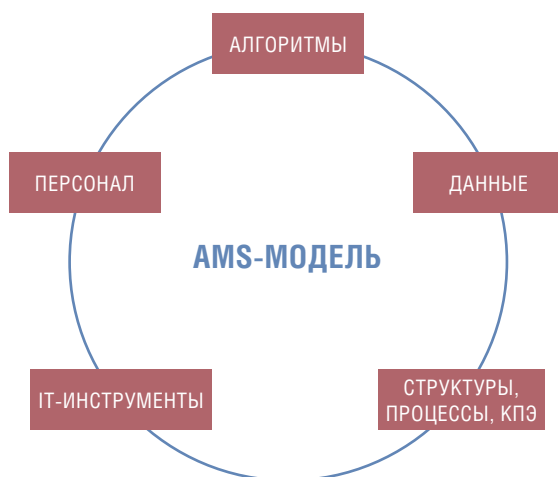


Рис. 2. Комплексная система управления производственными активами

Существует и другой подход, в котором под рисками понимаются непосредственно последствия отказа оборудования. Минус данного подхода – невозможность точного определения требуемых объемов ремонтов и ресурсов. Плюс – относительная простота по сравнению с первым вариантом расчета рисков.

Последствия отказа оборудования, или возможные потери, связанные с отказом оборудования, оцениваются в пяти областях:

- экономические последствия – недополученная прибыль от недоотпуска электроэнергии, расходы на восстановление оборудования, компенсация возможных потерь потребителям;
- экологические последствия – возмещение ущерба, причиненного окружающей среде в результате выхода оборудования из строя;
- последствия, связанные с причинением вреда здоровью людей;
- политические и социальные последствия, связанные с нанесением ущерба репутации компании;
- регулятивные последствия – личная ответственность руководителей компании за аварию.

Последствия отказа могут оцениваться как в денежном эквиваленте, так и через баллы.

Далее, сравнивая связанные с оборудованием риски и стоимость предотвращения этих рисков, легко определить наиболее оптимальные вид и год воздействия (тот или иной вид ремонта, замены) на оборудование, т.е. построить обоснованную программу ремонтов и замен. Причем данная

программа будет обоснована как с точки зрения надежности функционирования, так и с точки зрения эффективности.

При этом методика позволяет использовать несколько подходов к формированию программы:

- на основе минимизации стоимости владения оборудованием на всем периоде жизненного цикла;
- максимизация рентабельности затрат, т.е. отношения изменения риска в результате воздействия к стоимости воздействия;
- на основе требуемого уровня надежности; на основе минимизации сумм затрат.

Но достижение целевых показателей в области управления производственными активами невозможно только на основе методики определения наиболее оптимальных года и вида воздействия для каждой единицы оборудования. Комплексная система управления производственными активами (далее – СУА) должна включать в себя пять взаимосвязанных элементов, без которых любая методика формирования программы ремонтов работать не будет (рис. 2):

- непосредственно методику формирования программы ремонтов и замен, о которой рассказано выше;
- данные по каждой единице оборудования, собранные в соответствии с методикой. При этом чрезвычайно важна правильная организация процесса сбора данных, чтобы собранные данные были полны, достоверны и единообразны. Практика показывает, что часто для того, чтобы собрать не-

обходимые данные, необходимо сначала внедрить единый регламент диагностики оборудования;

■ IT-решения, позволяющие накапливать и обрабатывать собранные данные. Количество единиц оборудования в крупных электросетевых компаниях столь велико, что обычные средства Excel не позволят обрабатывать такие большие массивы данных. Кроме того, IT-решения должны быть эргономичны и понятны для пользователей;

■ необходимые организационные структуры, регламенты, показатели эффективности и отлаженные бизнес-процессы. Как правило, наибольший эффект достигается при создании специального подразделения, ответственного за бизнес-процесс управления производственными активами. Деятельность таких подразделений, а также других структур организации должна быть регламентирована как для того, чтобы исключить конфликтные ситуации, так и для обеспечения выполнения всей полноты функций СУА;

■ подготовленный персонал.

Пример успешного внедрения такой комплексной системы – ОАО «МРСК Центра». Внедрение системы началось в 2007 году и заняло более трех лет. На первом этапе были созданы методики и рабочие модели расчета индексов состояния оборудования в Белгородэнерго. Одновременно шла подготовка персонала к использованию системы управления активами. Эксплуатация моделей оценки состояния показала необходимость их доработки. Важно осознавать, что нет раз и навсегда заданных моделей оценки, в процессе эксплуатации выявляются неточности в формулах, избыточность или недостаток диагностируемых параметров. В течение двух лет многие из таких неточностей были устранены.

Одновременно началось создание базы данных по оборудованию.

На этапе сбора данных и фактической паспортизации оборудования выяснилось, что в различных филиалах используются различные приборы и инструменты, нет единой методологии проведения обследования. ОАО «МРСК Центра» потребовалось разработать регла-

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

ЭЛЕКТРОЗАВОД

мент диагностики оборудования, создать технологические карты, описывающие каждую процедуру диагностических работ.

Причем само создание методик оценки состояния оборудования и сбора данных о его состоянии привело к качественному росту понимания сотрудниками оптимального механизма обслуживания и эксплуатации оборудования, выявило многие проблемы, связанные с наличием всей полноты информации об оборудовании.

Следующим этапом внедрения СУА стала разработка бизнес-процессов и регламентов управления активами. На этом этапе появились свои сложности, связанные с необходимостью создавать организационные структуры, под которые подчас трудно выделить необходимые ресурсы. Но без создания специальных подразделений, выделения конкретных сотрудников, отвечающих за управление активами, невозможно рассчитывать на качественный рывок в оптимизации затрат на обслуживание оборудования.

Наконец, на последнем этапе была разработана и внедрена методика разработки технической программы ремонтов и замен оборудования. Как уже отмечалось выше, в связи с отсутствием необходимой статистики, была внедрена методика формирования технической программы, в которой под рисками понимаются последствия отказа оборудования, а сама программа разрабатывается на основе матрицы «риски – состояние оборудования». На этом же этапе была завершена разработка IT-решений, связанных с оценкой состояния оборудования, рисков и формирования программы ремонтов и замен. Программное обеспечение было создано на основе SAP и пронизывает все подразделения компании.

Другой пример внедрения СУА – проект в ОАО «Холдинг МРСК». В 2010 году завершены работы по первому этапу внедрения системы – разработке методических указаний по оценке надежности электросетевого оборудования. Разработка методики велась с участием специалистов всех МРСК, входящих в

холдинг. По оценке ОАО «Холдинг МРСК», «методические указания были разработаны с высоким качеством» и, что особенно важно, «с учетом специфики деятельности компании».

Важно подчеркнуть, что только комплексная СУА даст возможность получать объективную информацию о состоянии оборудования, рассчитывать оптимальный срок замены (ремонта) для каждой единицы оборудования, формировать обоснованные и прозрачные для понимания программы ремонтов и замен оборудования, управлять (т.е. ставить задачи и оценивать результаты) эффективностью вложений в оборудование.

В конечном итоге внедрение системы управления производственными активами позволяет сократить затраты на содержание оборудования и устранение последствий его отказов, вводит прозрачность и обоснованность в процесс принятия решений, дает возможность осуществлять продуктивное взаимодействие между подразделениями, акционерами и регулирующими органами.

Совместно с крупнейшей в Волгограде строительной выставкой «СтройЭКСПО»



ЭЛЕКТРО-2011. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

11 Всероссийская специализированная выставка

ЭЛЕКТРО

- Электрические генераторы, трансформаторы
- Кабели, провода
- Оборудование для СИП и ЛЭП
- Контрольно-измерительные приборы
- Светотехника
- Электроинструмент, электросварочное оборудование

ЭНЕРГЕТИКА. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

- Энергетическое оборудование, установки
- Энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии
- Автономные источники энергии
- Приборы и системы учета
- Инженерные коммуникации

Организатор
Волгоград
ЭКСПО

Выставочный центр «ВолгоградЭКСПО»
Тел./факс: (8442) 55-13-15
E-mail: electro@volgogradexpo.ru
www.volgogradexpo.ru

Генеральный информационный спонсор

ЭНЕРГОЭКСПЕРТ
информационно-аналитический журнал

15-17
МАРТА
ВОЛГОГРАД

КОММЕРЧЕСКИЙ УЧЕТ НА РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ПОКАТИЛОВ А.В., начальник Департамента метрологии коммерческого учета – главный метролог ОАО «АТС»

Реформирование электроэнергетики, начавшееся с создания рыночной модели оптового рынка, в настоящее время продолжается на розничных рынках электроэнергии. Когда речь заходит о коммерческом учете на розничных рынках электроэнергии обычно возникают несколько вопросов: кто несет ответственность за установку, эксплуатацию и использование систем коммерческого учета? какие технические требования предъявляются к этим системам? какую ответственность несет каждый из участников розничных рынков электроэнергии за нарушения, допущенные в сфере коммерческого учета? как функционирует коммерческий учет на зарубежных розничных рынках? Попытаемся ответить на эти вопросы с учетом имеющейся в настоящее время (далеко не полной) нормативной базы.

ЗАДАЧИ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА НА РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1. Обеспечение формирования достоверной и легитимной информации о фактическом производстве, потреблении электроэнергии и об объемах оказанных услуг по ее передаче для целей определения взаимных финансовых обязательств и требований субъектов оптового рынка.

2. Создание благоприятных условий для развития конкуренции между сбытовыми компаниями (возможность

смены сбытовой компании или тарифного плана).

3. Минимизация затрат на создание и эксплуатацию технических средств коммерческого учета.

4. Защита интересов конечных потребителей.

ВИДЫ СУБЪЕКТОВ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ

В соответствии с [1, 2] субъектами розничных рынков являются (рис 1):

а) потребители электрической энергии (далее – потребители);

б) гарантирующие поставщики;

в) энергосбытовые организации;

г) энергоснабжающие организации;

д) исполнители коммунальных услуг, приобретающие электрическую энергию в целях оказания гражданам коммунальных услуг;

е) сетевые организации и иные владельцы объектов электросетевого хозяйства;

ж) производители (поставщики) электрической энергии, продажа которой не осуществляется на оптовом рынке;

з) системный оператор и иные субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

В [2] определены основные направления развития взаимоотношений субъектов розничных рынков электроэнергии. Кроме этого, там указана необходимость разработки правил коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках. По мнению [3] эти правила должны включать:

- основные положения, термины и определения;
- права и обязанности субъектов розничных рынков в процессе осуществления коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках;
- требования к организации учета электрической энергии на розничных рынках;

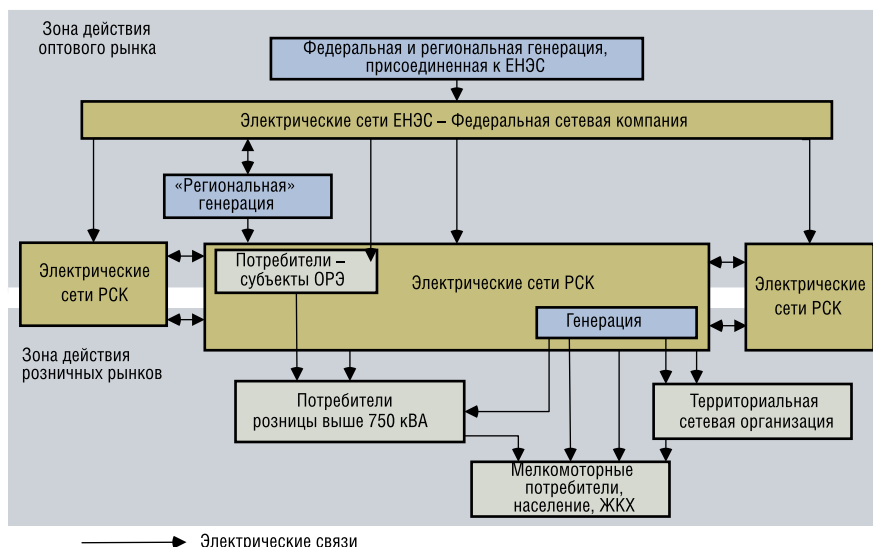


Рис. 1. Зона действия розничных рынков электроэнергии

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

 **ЭЛЕКТРОЗАВОД**

- требования к эксплуатации средств измерений электрической энергии и порядок проверки их наличия и технического состояния;
- вопросы автоматизации коммерческого учета электрической энергии (мощности) на розничных рынках электрической энергии;
- порядок снятия показаний средств измерений и формирования количества потребленной электрической энергии;
- порядок формирования значений соотношения активной и реактивной мощности для энергопринимающих устройств потребителей и порядок выявления нарушений этих соотношений;
- порядок действий при выявлении нарушений коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках;
- порядок определения количества потребленной электрической энергии с применением расчетных способов;
- порядок разработки и применения типовых объемов электропотребления по группам потребителей;
- порядок разработки типовых профилей нагрузок.

В соответствии с [4] на сетевые организации возлагается финансовая от-

ветственность за возникновение сверхнормативных потерь электроэнергии в обслуживаемых сетевой организацией сетях. В связи с этим ответственность за организацию коммерческого учета и контроль его осуществления иными субъектами розничных рынков электрической энергии возлагается на сетевые организации. Разделение сетевого и сбытового видов бизнеса потребовало четкого распределения ответственности сетевых и сбытовых компаний перед потребителями при организации коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках.

С учетом [5, 6, 7] разработаны «Правила коммерческого учета коммунальных ресурсов при использовании показаний приборов учета для расчета платы за коммунальные услуги». В связи с этими правилами на розничных рынках не рассматривается учет внутри многоквартирного дома, граница розничного рынка электроэнергии проходит по общедомовому прибору учета многоквартирного дома. Все, что касается учета электроэнергии внутри многоквартирного дома, относится к сфере коммунальных услуг.

Рубрика АВТОМАТИЗАЦИЯ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Ведущий рубрики



Щуров Валерий Михайлович

Заведующий лабораторией АРЧМ и АСКУЭ
ОАО «НТЦ электроэнергетики»

ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИРМА «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Лидер среди поставщиков услуг коммерческого учёта

премия «Профессиональное признание — 2010», присуждаемая журналом «ЭнергоРынок» и Порталом Энерготрейдера



- Полный комплекс работ по построению АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ОРЭМ «под ключ»;
- Построение распределённых автоматизированных систем учёта энергоресурсов;
- Создание интеллектуальных систем управления инженерными коммуникациями;
- Проведение энергетических обследований и внедрение энергоэффективных технологий;
- Поставка оборудования и программных комплексов для АИИС КУЭ, АСТУЭ, АСУ ТП, АСДТУ, систем телемеханики под торговыми марками «СИКОН» и «Пирамида».

Россия, 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8, а/я 14, т./ф.: (4922) 33-67-66, 33-93-68, www.sicon.ru, st@sicon.ru

Таблица 1

Субъект розничных рынков электрической энергии	Технические требования к системе коммерческого учета	Метрологические требования	Организационная структура	Снятие показаний приборов учета*
Физические лица с непосредственным подключением к сетям РСК или ТСО.	Счетчик класса точности не хуже 2,0. При установке новых приборов – электронный счетчик класса точности 1,0 со свободным цифровым выходом. Если в данном регионе есть тарифные зоны, то счетчик может быть многотарифным.	Для электросчетчиков прямого включения – МВИ в составе описания типа на счетчик.	Ответственность за установку и эксплуатацию СИ – РСК или ТСО.	Скользкий график, но не реже 1 раза в 6 месяцев.
ЖКХ и ТСЖ (коммунальные хозяйства) = объединения физических лиц.	Электронные счетчики с хранением профиля нагрузки и классом точности не хуже 1,0, свободный цифровой выход. Если в данном регионе есть тарифные зоны, то счетчик может быть многотарифным.	МВИ – должно содержать методику расчета общедомового расхода электроэнергии (в том числе – потери во внутридомовой сети).	Ответственность за установку СИ на вводе в ТСЖ и эксплуатацию – РСК. Ответственность за установку СИ внутри дома и эксплуатацию – ТСЖ.	Снятие показаний приборов учета с жильцов – ТСЖ. График, но не реже 1 раза в месяц.
Розничная генерация.	СИ – почасовой учет (аналогично требованиям ОРЭМ).	МВИ – стандартный расчет потерь от места установки СИ до границы балансовой принадлежности с учетом раздельного учета генерации и отпуска с шин.	Ответственность за установку СИ и эксплуатацию несет генерирующая компания.	Снятие показаний приборов учета – генерация. Ответственность за передачу показаний приборов учета по отпуску с шин (в том числе – для розничных потребителей ЭСК – опосредованное присоединение). График – не реже 1 раза в месяц.
Юридические лица с присоединенной мощностью свыше 750 кВА.	СИ – почасовой учет (аналогично требованиям ОРЭМ).	МВИ – стандартный расчет потерь от установки СИ до ГБП.	Ответственность за установку СИ и систем их эксплуатации – само юридическое лицо.	Автоматизированный сбор данных, передача не реже 1 раза в сутки а адрес РСК (требования ОРЭМ).
Юридические лица с присоединенной мощностью менее 750 кВА	Класс точности не хуже 1,0, электронные счетчики, свободный цифровой выход. Если в данном регионе есть тарифные зоны, то счетчик может быть многотарифным.	Для электросчетчиков прямого включения – МВИ в составе описания типа на счетчик.	Ответственность за установку и эксплуатацию – само юридическое лицо	Снятие показаний приборов учета со стороны юридического лица – ежемесячно.

* Обязанность взаимного допуска к приборам учета как РСК, так и уполномоченное лицо ЭСК (должно быть описано в договоре ЭСК – РСК).

В таблице 1 приведены основные технические, метрологические и организационные требования по видам субъектов розничных рынков. Эти требования не противоречат существующей в настоящее время нормативной базе и наилучшим образом стыкуются с требованиями оптового рынка.

На основании приведенной таблицы и мнения авторов [3], которое в целом правильно отражает позицию всего рыночного сообщества, попытаемся ответить на вопросы, сформулированные в начале статьи.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА УСТАНОВКУ, ЭКСПЛУАТАЦИЮ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА

Сетевые организации несут ответственность за потери электрической энергии в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства. В этих целях сетевые организации составляют ежемесечный баланс электрической энергии.

Установку пломб для защиты средств измерений и измерительных цепей от несанкционированного доступа осуществляет сетевая организация, если иное не предусмотрено в договорах. Возможны установка дубли-

рующих пломб субъектами розничных рынков, которые являются получателями данных коммерческого учета по соответствующей точке измерений, а также доступ к средствам измерений и элементам измерительных цепей, сопровождающегося нарушением целостности пломб.

Основное требование, предъявляемое к месту установки средств измерений коммерческого учета, состоит в необходимости их установки на границе балансовой принадлежности. В случае отсутствия технической возможности установки средств измерений на границе балансовой принадлежности показания счетчиков корректируются с учетом величины технических потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от точки поставки до точки измерений, если в счетчике не предусмотрена функция расчета потерь (счетчик потерь). Порядок расчета таких потерь должен быть включен в договор энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии).

Сетевая организация по окончании каждого расчетного периода определяет количество потребленной электрической энергии, оплачиваемое по догово-

рам энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии), на основании:

- показаний приборов коммерческого учета, полученных от потребителей электрической энергии или снятых сетевой организацией;
- расчетных способов, применяемых в определенных случаях;
- количества электрической энергии, рассчитанного на основании актов о безучетном потреблении.

Количество потребленной электрической энергии, рассчитанное на основании актов о бездоговорном потреблении, не включается в объем потребления электрической энергии, оплачиваемый по договорам энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии).

ТЕХНИЧЕСКИЕ И МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА

Основой для осуществления расчетов за произведенную, потребленную электрическую энергию и услуги по передаче электрической энергии на розничных рынках являются показания счетчиков электрической энергии. При этом допускается поставка, потребление электрической энергии и оказание услуг по

передаче электрической энергии в отсутствие средств измерений, но только по согласованию с сетевой организацией в оговоренных случаях.

При наличии средств измерений у обеих сторон по договору в качестве расчетного счетчика (показания которого принимаются для целей коммерческого учета электрической энергии) применяется счетчик, входящий в состав измерительного комплекса с меньшей приписанной погрешностью измерений электрической энергии, если он обеспечивает более точное измерение электрической энергии с учетом технических потерь, возникающих на участках электрических сетей от границы балансовой принадлежности до места его установки. При этом погрешность определяется в соответствии с методикой выполнения измерений (МВИ) электрической энергии, аттестованной в установленном порядке, а расчет величины технических потерь осуществляется исходя из положений порядка расчетов и обоснования нормативов технологических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям.

Показания счетчика другой стороны по договору используются для контроля исправности расчетного счетчика (далее – контрольный счетчик). Измерительный комплекс, в состав которого входит контрольный счетчик, должен соответствовать тем же требованиям, что и измерительный комплекс, в состав которого входит расчетный счетчик.

Субъекты розничных рынков вправе использовать имеющиеся у них средства измерений, не соответствующие требованиям розничных рынков до истечения срока их эксплуатации (срока службы), межповерочного интервала или выхода их из строя. В случае если до наступления указанных событий сетевая организация установит в своих границах балансовой принадлежности измерительный комплекс, который соответствует требованиям розничных рынков и обеспечивает более точное измерение электрической энергии с учетом технических потерь, возникающих на участках электрических сетей от границы балансовой принадлежности до места его установки, потребитель (производитель, иной владелец объектов электросетевого хозяйства) не вправе

отказаться от использования счетчика, входящего в состав такого измерительного комплекса в качестве расчетного счетчика, если сетевая организация предложит это.

Расчетные счетчики, устанавливаемые на объектах производителей электрической энергии, на линиях электропередачи напряжением 220 кВ и выше, а также на объектах потребителей с суммарной установленной мощностью 750 кВА и более должны иметь функцию записи и хранения почасовых объемов электрической энергии.

Типы средств измерений, их характеристики должны соответствовать следующим требованиям:

- входить в перечень средств измерений, внесенных в Государственный реестр и допущенных к применению в Российской Федерации;
- соответствовать требованиям Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации;
- иметь действующие свидетельства о поверке и установленные пломбы лица, имеющего аккредитацию на право поверки средств измерений.



143989, Московская область,
г. Железнодорожный, ул. Маяковского, д. 16
тел.: +7 (495) 225-8092, +7(498) 520-2783
факс: +7 (495) 522-8945
e-mail: mail@matritca.ru www.matritca.ru

НОВАЯ 7 ВЕРСИЯ ОБОРУДОВАНИЯ:

- Высокая скорость передачи данных с использованием S-FSK и OFDM модуляции (до 76,8 кбит/с по одной фазе)
- Диапазон рабочих частот 24 – 94,5 кГц для улучшения помехоустойчивости и надежности связи по линиям электропередачи низкого напряжения (PLC 0,4 кВ)
- Открытые протоколы передачи данных
- Встроенное реле (до 100 А) для эффективного контроля нагрузки
- Датчики вскрытия крышки счетчика и крышки клеммника
- Новый Split-счетчик, оснащенный батареей, с возможностью работы в автономном режиме
- 15 – , 30 – , 60 – минутные профили мощности
- Исполнение приборов учета с GSM-модемом
- Возможность подключения счетчиков других производителей

К установке для целей коммерческого учета допускаются средства измерений, в отношении которых последняя поверка состоялась не позднее одного года.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ КАЖДОГО ИЗ УЧАСТНИКОВ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА НАРУШЕНИЯ, ДОПУЩЕННЫЕ В СФЕРЕ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА

Нарушениями в организации коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках являются:

- искажение информации о фактическом потреблении;
- безучетное потребление электрической энергии;
- бездоговорное потребление электрической энергии;
- недопуск к средствам измерений для целей снятия показаний, проверки наличия и состояния средств измерений.

Предусматриваются расчетные способы определения количества потребленной электрической энергии для следующих случаев:

- для случаев несовпадения точки поставки и точки измерений, при этом определение количества электрической энергии в случаях несовпадения точки поставки и точки измерений осуществляется путем корректировки показаний расчетных средств измерений с учетом технических потерь в элементах сети и должны быть отражены в МВИ;
- при выявлении неисправности или утраты расчетного счетчика за исключением фактов безучетного потребления, а также временного отсутствия расчетного счетчика в связи с его снятием для поверки, ремонта, замены (в отсутствие контрольного счетчика);
- при выявлении в ходе проверки неисправности расчетного счетчика, принадлежащего потребителю электрической энергии, которая не могла быть выявлена без проведения контрольной проверки и возникла по не зависящим от действий потребителя причинам. К таким неисправностям относятся неисправности, связанные с допущенными ошибками при установке и подключении средств измерений, а также неисправности, не связанные с вмешательством в работу средств измерений и ошибками в схемах подключения средств измерений. В первом случае доначисление неучтенной электрической энергии потребителю не производится, во втором случае – произ-

водится доначисление неучтенной электрической энергии, при этом количество доначисленной потребителю электрической энергии определяется с учетом выявленных неисправностей, за период с последней проверки средств измерений, но не более чем за 6 месяцев;

- при выявлении фактов безучетного потребления электрической энергии, а также при согласии потребителя на заключение договора энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии, оказания услуг по передаче электрической энергии) в отсутствие средств измерений электрической энергии с использованием расчетного способа;
- при выявлении фактов бездоговорного потребления и искажении информации о фактически потребленной электрической энергии;
- в случаях отсутствия общедомового прибора учета в многоквартирном доме.

КОММЕРЧЕСКИЙ УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ СТРАН ЕВРОСОЮЗА [8]

Коммерческий учет электроэнергии – одна из основных функций рынков электроэнергии, так как служит основой для выставления счетов и балансирования. За коммерческий учет электроэнергии в 15 странах отвечают сетевые компании. В некоторых из них потребитель также может поручить данную задачу другой организации. Только в Великобритании энергоснабжающая организация отвечает за организацию коммерческого учета электроэнергии. Однако нередко показания счетчика снимает сам потребитель.

Периодичность снятия показаний счетчика установлена в 12 странах. Требования зависят от потребителя (годовой величины потребления или размера предохранителя ввода) и вида счетчика. Показания с интеллектуальных счетчиков потребители снимают чаще, чем с традиционных.

Мелкие потребители, использующие традиционные счетчики (например, население), как правило, обязаны снимать показания со счетчиков электроэнергии не реже одного раза в год. Максимальный интервал между снятиями показаний счетчика составляет три года. Самое строгое требование о ежемесячном снятии показаний со всех счетчиков вступило в силу 1 июля 2009 г. в Швеции.

Некоторые страны начали принимать меры по полной или частичной замене

традиционных счетчиков интеллектуальными. В половине стран некоторые категории розничных потребителей обязаны снимать показания счетчика ежедневно (либо раз в полчаса или в n -ное количество часов). Указанное требование касается в первую очередь крупных потребителей электрической энергии. Четверть стран-респондентов планирует сделать почасовой коммерческий учет электроэнергии обязательным для всех или большинства мелких потребителей.

Только в двух странах показатели счетчиков передаются в базу данных, доступ к которой открыт и для других участников рынка.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон «Об электроэнергетике», № 35-ФЗ (в ред. Федеральных законов от 22.08.2004 № 122-ФЗ, от 30.12.2004 № 211-ФЗ, от 18.12.2006 № 232-ФЗ, от 04.11.2007 № 250-ФЗ, от 14.07.2008 № 118-ФЗ, от 25.12.2008 № 281-ФЗ, от 23.11.2009 № 261-ФЗ, от 09.03.2010 № 26-ФЗ).
2. Постановление Правительства РФ № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электроэнергии в переходный период реформирования электроэнергетики».
3. Воротицкий В.Э., Комкова Е.В., Туркина О.В., Ляхов А.В. «О разработке проекта Правил коммерческого учета электроэнергии на розничных рынках».
4. «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг».
5. Постановление Правительства РФ № 306 «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» от 23 мая 2006 г.
6. Постановление Правительства РФ № 307 «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам» от 23 мая 2006 г.
7. Постановление Правительства РФ № 491 от 13 августа 2006 г. «Об утверждении правил содержания общего имущества в многоквартирном доме...».
8. С. Салла Аннала, проф. Сату Вильяйнен. Отчет на тему: «Розничные рынки электроэнергии в Европе. Разделение функций между энергоснабжающими организациями и ОПС», ноябрь 2008 (Источник: <http://www.energia.fi/>) Технологический университет г. Лаппенранта, Финляндия.

СНИЖАЙ НАГРУЗКУ И ЭКОНОМЬ

ПРИМЕР РЕАЛИЗАЦИИ МЕР ПО СОКРАЩЕНИЮ РАСХОДОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

РОБ АРДИС, Pee Dee Electric Cooperative Inc.

Благодаря мерам по регулированию нагрузки и ограничению энергопотребления в периоды пиковой нагрузки компания Pee Dee Electric Cooperative добилась снижения расходов и многократно окупала капиталовложения в систему SCADA.

Небольшая сельская электроэнергетическая компания внесла свой вклад в снижение пиковой нагрузки энергосистемы на уровне всех тарифных категорий.

Компания Pee Dee Electric Cooperative Inc. (PDEC) обслуживает около 30 000 абонентов – членов кооператива в шести округах на северо-востоке штата Южная Каролина. Ограничение пиковой нагрузки промышленными потребителями стимулируется посредством назначения им тарифа, рассчитанного с учетом совпадающего максимума нагрузки. Бытовым потребителям и коммерческим предприятиям выгодно переходить на тариф, зависящий от времени суток (TOU), который, при правильном использовании, позволяет абонентам и кооперативу экономить деньги на оплате своих счетов за электроэнергию. Кроме того, потребляемая мощность для тарифов всех категорий уменьшается благодаря снижению напряжения. Все эти мероприятия в целом компания PDEC называет программой регулирования нагрузки.

Кооператив PDEC [<http://www.peedeelectric.com>] не генерирующая компания, следовательно, он каждый месяц оплачивает счета за электроэнергию, точно так же, как и любой из его членов. Оплачиваемый кооперативом счет имеет энергетическую составляющую – накопленные киловатт-часы – как и в любом доме, подключенном к системе. Однако в ежемесячном счете имеется составляющая, которая учитывает нагрузку, регистрируемую в сети в течение 60-минутного интервала ежемесячного пика в масштабе штата, который носит название совпадающего максимума нагрузки. Прогнозирование

момента возникновения этого пика не является задачей точной науки, однако, отслеживая тенденции погодных изменений и учитывая данные многолетних температурных наблюдений, такой прогноз можно сделать с достаточно большой точностью. Возможность убрать из системы ту или иную нагрузку во время этого пика ведет к прямой экономии на оплате ежемесячного счета PDEC. Поскольку кооператив является некоммерческим предприятием, то любая экономия переходит на его членов в виде кредитов.

ОПТОВЫЕ ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

25 крупнейших членов кооператива PDEC, которые обеспечивают приблизительно 20 % нагрузки системы, платят за электроэнергию по оптовому тарифу, структура которого аналогична структуре тарифа, по которому платит сам кооператив. Поскольку эти члены имеют такую же экономию на тарифе совпадающего максимума нагрузки, то любое снижение нагрузки отражается в виде прямой экономии на их счетах, и в то же время ведет к снижению нагрузки на систему в пиковые периоды.

ТАРИФ, ЗАВИСЯЩИЙ ОТ ВРЕМЕНИ СУТОК (TOU)

Возможности экономии есть не только у тех абонентов, которые платят за электроэнергию по оптовому тарифу. Для других пользователей системы подходит тариф, зависящий от времени суток. В зависимости от категории тарифа и объема услуги могут использоваться два различных тарифа TOU. Для коммерческих потребителей и потребителей больших

объемов электроэнергии предлагается тариф, учитывающий нагрузку, структура которого аналогична структуре оптового тарифа. Для менее крупных абонентов (которыми являются главным образом бытовые потребители), тариф TOU просто учитывает различные цены за киловатт-час, в зависимости от времени суток и времени года.

График пиковой нагрузки системы показывает, что значительное большинство зимних максимумов нагрузки приходится на время суток, ограниченное 7 и 8 часами утра. Меньшее число максимумов нагрузки ограничено 9 часами утра. По этой причине максимальный тариф TOU в зимние месяцы охватывает период от 6 до 9 часов утра, когда цена киловатт-часа увеличена. В остальное время дня (в течение 21 часа) абоненты фактически получают скидку, если сравнивать тариф этого времени суток со стандартным тарифом (не зависящим от времени суток).

Летние максимумы нагрузки трудно прогнозировать. Несмотря на то, что большинство их приходится на период между 16 и 17 часами дня, летний максимум может возникнуть как в районе 14 часов, так и в районе 19 часов дня. Интервал максимума, когда тариф TOU включает в себя повышенную цену киловатт-часа, в летние месяцы приходится на период с 14 до 19 часов.

К настоящему времени функционирование системы PDEC на 100 % определяется показаниями автоматических счетчиков электроэнергии (AMR), в основе которых лежит технология TWACS компании Aclara, поэтому внесение любых изменений в тарифы должно поддерживаться

соответствующими комплексами, состоящими из счетчика и модуля. Для небольших потребителей электроэнергии используется счетчик FOCUS AX TOU от Landis+Gyr с модулем UMT-R FX от Aclara. Для абонентов, которым необходимо отслеживать нагрузку, используются счетчики семейства S4e от Landis+Gyr вместе с модулем CMT от Aclara.

Разумеется, стоимость счетчиков и модулей AMR с такими функциональными возможностями намного выше стоимости обычного комплекта. Компания PDEC компенсирует эти дополнительные расходы путем увеличения ежемесячного членского взноса – термин кооператива для сбора с потребителя или сбора с производственного объекта – в достаточной степени, чтобы окупить дополнительные расходы в течение двух лет. Даже несмотря на такой более высокий взнос, структура тарифов позволяет абонентам сэкономить в месяц от 15 долларов США (небольшие потребители) до более чем 1000 долларов США (крупные потребители электроэнергии), при условии их участия в рекомендованном переносе и сбросе нагрузки.

СНИЖЕНИЕ НАПЯЖЕНИЯ

Помимо предложения тарифов, которые стимулируют абонентов к снижению нагрузки в период максимумов, компания PDEC напрямую уменьшает нагрузку на систему, понижая напряжение на фидере подстанции и на шине. Несмотря на то, что компания PDEC располагает 34 подстанциями, в каждой из которых от трех до четырех линий, кооператив использует лишь несколько последовательных регуляторов и 10 конденсаторных батарей на всю систему. Более того, благодаря тому, что в эксплуатации находятся лишь шесть батарей, используется даже меньшее количество конденсаторов. Поэтому любое снижение напряжения, осуществляемое на уровне подстанции, оказывает влияние на всю систему.

В стандартной электрической сети встречаются три типа нагрузки, каждая из которых по-своему реагирует на снижение напряжения:

- нагрузка постоянного тока потребляет одно и то же количество ампер во всем диапазоне рабочих напряжений

в определенных пределах. Для такой нагрузки снижение напряжения питания на 3 % – номинальный показатель PDEC – влечет за собой 3 % уменьшение потребляемой мощности;

- нагрузка постоянной мощности потребляет одно и то же количество киловатт и киловольт-ампер во всем диапазоне рабочих напряжений. Снижение напряжения питания для такой нагрузки не оказывает влияния на величину потребляемой мощности;

- нагрузка с постоянным полным сопротивлением принудительно сохраняет определенное соотношение между током и напряжением (в силу закона Ома: $Z = V/I$). Поэтому при 3 % снижении напряжения ток также должен уменьшиться на 3 %. В формуле мощности это снижение возводится в квадрат, обеспечивая почти 6 % снижения потребляемой мощности ($97\% \times 97\% = 94,09\%$).

Каждая система энергоснабжения представляет собой комбинацию трех типов нагрузки. Общее влияние снижения напряжения зависит от доли нагрузки каждого типа в системе. Для снижения напряжения на шине и фидере подстанции, а также для отслеживания влияния, которое такие изменения оказывают на потребляемую системой мощность, компания PDEC использует программные средства диспетчерского контроля и сбора данных (SCADA), разработанные компанией Advanced Control Systems. Используя функцию электронной таблицы Applix от Advanced Control Systems, инженеры PDEC разработали программу, которая позволяет им контролировать активную (киловатт) и реактивную (киловольт-ампер реактивный) нагрузку для любой подстанции или группы подстанций, в любой заданный момент времени с 5-минутными интервалами.

КОГДА НУЖНО ОГРАНИЧИВАТЬ ПИКОВУЮ НАГРУЗКУ

В один определенный день, в период с 15:43 до 20:00 было осуществлено регулирование нагрузки. В период максимума, без снижения напряжения, мощность подстанции должна была составить около 9000 кВт. Более наглядными оказались изменения реактивной нагрузки. Одной из причин, по которой легче было увидеть

воздействие на реактивную нагрузку, стало то, что в интервале между двумя соседними частными значениями реактивная нагрузка изменяется в меньшей степени по сравнению с ее реальным эквивалентом. Вторая причина заключалась в том, что на всей диаграмме реактивной нагрузки имеется меньшее число максимумов, что облегчает представление о том, какой должна была быть нагрузка. Третья причина проста – реактивная нагрузка сильно изменяется по амплитуде. Представляется, что снижение напряжения в большей степени оказывает влияние на показания в киловольт-амперах реактивных, чем на показания в киловаттах. Возвращаясь к трем типам нагрузки, следует отметить, что возможна ситуация, когда реактивные компоненты нагрузки по своей природе имеют большее постоянное полное сопротивление или меньшую постоянную мощность, чем компоненты активной нагрузки.

Приняв, что снижение напряжения действительно ведет к снижению пиковой нагрузки, определенное внимание придется обратить на материально-техническое обеспечение для выполнения всех необходимых работ в сети. В случае компании PDEC на более современных подстанциях регулирование напряжения осуществляется на уровне фидера, тогда как на старых подстанциях регулирование напряжения осуществляется на уровне шины. Для того чтобы определить, в какой степени можно уменьшить напряжение источника, не вызывая состояния пониженного напряжения в конце линии, каждую конденсаторную батарею регулятора следует рассматривать индивидуально. При выполнении таких расчетов в компании PDEC используют программное обеспечение для инженерного анализа WindMil от Milsoft [<http://www.milsoft.com>]. Эта программа позволяет инженерам PDEC для каждой установки нагрузки определить, насколько можно понизить выходное напряжение каждой батареи регуляторов подстанции в период максимума нагрузки.

Как упоминалось выше, часы пиковой нагрузки в системе вполне предсказуемы. Все утренние максимумы приходятся на период с 6 до

9 часов утра, при этом большинство максимумов возникают в первые два часа этого интервала. Интервал дневных максимумов немного шире, но главным образом они возникают в период от 16 до 17 часов. Если бы это было необходимо каждый день, то процесс занял бы много времени. Однако благодаря данным многолетних температурных наблюдений, прогнозам погоды и рекомендациям G&T компания PDEC может значительно уменьшить количество дней регулирования нагрузки.

Отопительные (утренние) максимумы ожидаются с ноября по март. Компания PDEC всегда осуществляет регулирование нагрузки в первое утро этих месяцев, если только особенно холодное утро согласно прогнозу не приходится на второй или третий день месяца. С этого момента прогнозируемая для района температура сравнивается с самой холодной температурой, имевшей место в этом месяце. То же самое относится к максимумам охлаждения (дневным), за исключением того

очевидного факта, что высокие температуры нагружают систему с мая по сентябрь.

СУЩЕСТВЕННАЯ ОКУПАЕМОСТЬ

Что же остается на апрель и октябрь? Эти месяцы межсезонья с равной вероятностью могут дать и пик охлаждения, и пик отопления, что очень трудно прогнозировать. Анализ нагрузки системы (мегаватты) в зависимости от температуры для города Флоренция (Южная Каролина), который находится примерно в середине обслуживаемой территории, показывает, что месяц межсезонья, например апрель, всегда начинается с пиков отопления (утренних). В какой-то момент времени в течение месяца неизбежное прогревание воздуха ведет к возникновению пиков охлаждения (дневных). Инженеры PDEC используют эту информацию для того, чтобы определить, до какой температуры должен прогреться воздух, чтобы сравняться с предыдущим максимумом низкой температуры в течение месяца до настоящего времени.

С октябрём такая же ситуация, только этот месяц начинается с дневных пиков и заканчивается утренними пиками. В более холодном климате месяцами межсезонья могут быть май и сентябрь, а в более теплых регионах следует обратить внимание на март и ноябрь, но для сети Южной Каролины такими месяцами являются апрель и октябрь.

Снижение напряжения в рамках инициативы компании PDEC по регулированию нагрузки было осуществлено в 1985 году и стало для кооператива главным оправданием на расходование нескольких миллионов долларов на систему SCADA. Эти расходы окупались многократно, со средней интенсивностью приблизительно 40 000 долларов в месяц, благодаря успешному многолетнему ограничению максимума нагрузки.

Тарифы TOU – относительно новая программа, они еще не получили широкого распространения. Но специалисты PDEC надеются, что программа внедрения тарифов TOU увенчается успехом.

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА



ВАСИЛИЙ МАНЬКО,

директор Департамента внедрения энергетических решений компании Intelica



Система регулирования пиковой нагрузки энергосистемы при снабжении бытовых потребителей и мелкомоторного сектора в наших условиях возможна только при использовании двухставочных тарифов, а также при наличии у потребителя двухтарифного прибора учета электроэнергии.

Использование двухтарифных приборов учета электроэнергии позволяет стимулировать бытовых потребителей к экономному режиму использования электроэнергии и косвенно ведет к выравниванию суточных графиков нагрузки. Помимо этого, для решения проблем снижения пиковой нагрузки в сетях в Западной Европе широко используются интеллектуальные приборы учета с широкими возможностями с точки зрения применения расширенного тарифного меню, а также имеющих обратную связь с поставщиком энергоресурсов. Это позволяет удаленно контролировать и управ-

лять энергопотреблением абонента. В настоящее время в России процент использования бытовыми потребителями интеллектуальных приборов учета с возможностью ведения тарифного меню и удаленного контроля потребления достаточно невелик. В связи с этим говорить о том, что существуют необходимые инструменты для решения вопросов, связанных с контролем и регулированием потребления в бытовом секторе, не приходится. Тем не менее, в последние несколько лет многие независимые энергосбытовые компании, а также энергохолдинги, в состав которых входят и сбыты, и сети,

пытаются решить данную проблему. Однако вопрос остается актуальным и по сей день. Существуют отдельные показательные проекты по внедрению интеллектуальных систем учета для бытового сектора, но системно никто этим вопросом не занимается. Стоит отметить, что последние инициативы Правительства России в вопросах повышения эффективности системы коммерческого учета у бытовых потребителей дают определенную надежду на то, что данная ситуация будет меняться в сторону улучшения и появятся реальные проекты, в основе которых лежат опыт и технологии западных коллег.

ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ В СФЕРЕ ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

КОСТИКОВ И.С., ГОРОЖАНИН М.А., ООО «Нексанс Рус.»

В настоящее время отечественная энергетическая отрасль переживает период модернизации, включающий в себя как строительство новых объектов, так и реконструкцию старых. Способствуя модернизации отрасли в сфере передачи и распределения энергии, компания NEXANS предлагает множество эффективных технических решений.

Критерии для оценки эффективности применения неизолированных проводов NEXANS – экономические показатели, отражающие выгоду от реализации конкретных технических преимуществ проводов AERO-Z по сравнению с аналогами других марок. Экономия выражается в:

- уменьшении количества применяемых опор – благодаря меньшему весу проводов, большей их прочности на разрыв, а также увеличенному допустимому напряжению проводов при максимальной нагрузке;
- меньших электрических потерях при передаче электроэнергии – благодаря меньшему электрическому сопротивлению алюминиевых сплавов, используемых при производстве проводов;
- уменьшении потерь на корону при передаче электроэнергии – благодаря более гладкой и компактной конструкции.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОВОДОВ ТИПА AERO-Z ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЛЭП

Для примера возьмем двухцепную ВЛЭП 110 кВ длиной 35 км, расположенную в центральном регионе России. В ситуациях, когда замена опор по тем или иным причинам невозможна, NEXANS предлагает алюминиевые компактные провода марки AERO-Z AAAC Z A3F (рис. 1), выполненные полностью из алюминиевого сплава с наружным повивом из Z-образных проволок. В сравнении с аналогами AC конструкций, провода серии AAAC Z, при том же диаметре и весе, обладают большим проводящим сечением, меньшим электрическим сопротивлением и, следовательно, меньшими тепловыми потерями, что соответствует увеличению проводимости и увеличению

допустимой токовой нагрузки до 30 %. В то же время механическая нагрузка на присоединения и линейную арматуру остается на прежнем уровне.

Предположим, чтобы повысить передаваемую мощность линии, требуется заменить используемый провод AC 120/27 на аналогичный провод с сечением алюминия 185 мм². Так как вес провода AC 185/43 значительно больше, чем у AC 120/27, напрашивается очевидное решение – замена опор с последующей заменой провода. Но с учетом того, что трасса линии проходит в условиях городской застройки, замена опор повлечет за собой существенные дополнительные затраты. Компания NEXANS предлагает другое решение этой задачи – произвести замену провода AC 120/27 на провод AERO-Z AAAC Z 177 A3F (табл. 1) и провести ревизию несущих конструкций с частичной заменой или капитальным ремонтом лишь тех узлов, которые не отвечают нормам и требованиям.

Как видно из таблицы, провод AAAC Z 177 A3F по механическим характеристикам полностью отвечает всем необходимым условиям. Более того, обладая меньшим весом, он будет оказывать меньшую нагрузку на присоединения, что идеально подходит для старых опор. Разрывная нагрузка также удовлетворяет всем требованиям и позволяет полностью вписаться в существующий габарит. Также необходимо учитывать, что у проводов AERO-Z снижена гололедная нагрузка как за счет увеличенной крутильной жесткости самого провода, так и высокой прочности заделки провода в линейную арматуру (до 100 % от разрывной прочности провода). Таким образом, гололед образуется только под определенным углом с одной стороны провода, и со временем, под действием собственного веса, отваливается. Значит, фактический коэффициент перегрузки будет значительно ниже, следовательно, напряжение провода также уменьшится. Что касается номинального тока, то провод производства NEXANS значительно превышает по этому показателю AC 120/27 и практически соответствует показателю провода AC 185/43 – за счет того, что длительно допустимая температура составляет 75 °С.

Многочисленные разработки NEXANS в области высокотемпературных проводов, такие как фирменные модификации конструкций T-ACSR Z, ACSS Z и ACCC Z позволяют, в некоторых случаях, значительно увеличить пропускную способность при сохранении существующей конструкции линий.

СТРОИТЕЛЬСТВО НОВЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

При строительстве новых линий электропередачи важный фактор, как указывалось выше, не столько капитальные за-

Таблица 1. Сравнение технических характеристик проводов

Марка провода	AC 120/27	AERO-Z AAAC Z 177 A3F	AC 185/43
Сечение провода, мм ²	114	179,27	185
Наружный диаметр провода, мм	15,4	16,5	19,6
Удельная масса провода, кг/м	0,528	0,494	0,846
Разрывная нагрузка, даН	4946,5	5710	7776,7
Допустимое напряжение при средней нагрузке, % от разрывной	30,00	31,67	30,00
Допустимое напряжение при максимальной нагрузке, % от разрывной	45	67,86	45
Удельное электрическое сопротивление при 20 °С, Ом/км	0,2535	0,1869	0,1559
Номинальный ток, А	390	498	526



Рис. 1. Конструкция провода
AERO-Z AAAC Z A3F



Рис. 2. Конструкция провода
AERO-Z AACSR Z A3F

траты на строительство, сколько экономические показатели, связанные с эксплуатацией и обслуживанием ЛЭП.

Конструкция неизолированных проводов NEXANS для ВЛЭП обеспечивает: отсутствие внутренней коррозии; стабильные механические характеристики; высокую пропускную способность для электрических сетей, расположенных в регионах с высокой плотностью застройки; многообразие типоразмеров для любых применений.

В случае, когда строительство новой ВЛЭП неизбежно, компания NEXANS предлагает множество инновационных технических решений с применением проводов AERO-Z различных конструкций: AACSR Z (провода из термообработанного алюминиевого сплава со стальным сердечником); T-ACSR Z (провода из терморезистивного алюминиевого сплава со стальным сердечником, рис. 2); ACSS Z (провода из терморезистивного сплава с сердечником из специальной высокопрочной стали) и ACCC Z (провода из терморезистивного сплава с композитным сердечником).

Рассмотрим конструкции проводов, приведенные в табл. 2. Провода обладают практически одинаковым весом и диаметром, но проводящее сечение у AERO-Z значительно выше. К тому же провод AAAC Z 177 A3F легче двух других, что позволяет снизить нагрузку на опоры.

Разрывная нагрузка у проводов AERO-Z выше, чем у AC 185/43, к тому же максимальное допустимое напряжение в 45 % и 67,86 % дает возможность сильнее натягивать провод и увеличить длину пролета на 25–30 %. Тем самым, легко подсчитать общую выгоду от применения проводов компании NEXANS:

- экономия на электрических потерях при передаче электроэнергии за счет меньшего электрического сопротивления алюминиевых сплавов, используемых при производстве проводов, может достигать миллионов рублей, в зависимости от типа и номинального напряжения линии. Также существует возможность получить экономию на потерях на корону при передаче электроэнергии, получаемую благодаря более гладкой и компактной конструкции проводов AERO-Z;

- экономия на количестве применяемых опор, достигаемая благодаря меньшему весу и диаметру, большей прочности на разрыв и увеличенному допустимому напряжению проводов при максимальной нагрузке (табл. 3).

Для оценки экономии электрической энергии, получаемой при эксплуатации проводов производства компании NEXANS в сравнении с проводом AC 185/43 на двухцепной ВЛ длиной 35 км с номинальным напряжением 110 кВ и токовой нагрузке 350 А при условии работы линии 5700 часов в год

Таблица 2. Предлагаемые типы проводов

Марка провода	AC 185/43	AERO-Z AAAC Z 242 A3F	AERO-Z AACSR Z 251 A3F
Сечение провода, мм ²	185	246,02	250,95
Наружный диаметр провода, мм	19,6	18,9	19,1
Удельная масса провода, кг/м	0,846	0,678	0,881
Разрывная нагрузка, даН	7776,7	8000	11440
Допустимое напряжение при средней нагрузке, % от разрывной	30,00	31,67	31,67
Допустимое напряжение при максимальной нагрузке, % от разрывной	45	67,86	67,86
Удельное электрическое сопротивление при 20 °C, Ом/км	0,1559	0,1362	0,1561
Температурный коэффициент электрического сопротивления, 1/°C	0,00403	0,00360	0,00360
Номинальный ток, А	526	603	565

Таблица 3. Расчетные параметры пролетов

Марка провода	AC 185/43	AERO-Z AAAC Z 242 A3F	AERO-Z AACSR Z 251 A3F
Стрела провеса при максимальной нагрузке, м	9,2	9,32	9,39
Длина пролетов при максимальной нагрузке, м	290	375	435
Количество необходимых опор при максимальном напряжении провода 45 %	118	113	98
Количество необходимых опор при максимальном напряжении провода 67 %	-	92	79

Таблица 4. Расчетные значения потерь электроэнергии

Марка провода	AERO-Z AAAC Z 242 A3F	AERO-Z AACSR Z 251 A3F	AC 185/43
Температура провода при токе 350 А, °C	44,85	46,6	46,7
Сопротивление провода при рабочей температуре R_2 при токе 350 А, Ом/км	0,14838	0,17105	0,17267
Разница потерь мощности ΔP по отношению к проводу AC 185/43, кВт	625,2	41,8	-
Экономия электроэнергии за год ΔW , кВт·ч	3 501 129	234 350	-

Таблица 5. Расчетные значения потерь на корону

Характеристика	AERO-Z AAAC Z 242 A3F	AERO-Z AACSR Z 251 A3F	AC 185/43
Потери на корону при передаче электрической энергии, тыс. кВт/км, в год	0,53	0,51	0,69
Потери на корону при передаче электрической энергии, тыс. кВт/линия, в год	109,26	105,34	142,92
Разница потерь на корону ΔP_k по отношению к проводу AC-185/43, тыс. кВт/год	33,66	37,58	-

(65 % от максимально возможного), рассчитаем разницу потерь мощности ΔP и экономию электроэнергии за год ΔW . Результаты сравнительного расчета потерь электроэнергии приведены в табл. 4.

Потери электроэнергии на корону определяют на основе данных об удельных потерях мощности. Значения расчета представлены в табл. 5.

Таким образом, при пересчете всех указанных выше показателей в реальный денежный эквивалент с уверенностью можно заявлять, что за 45 лет суммарная экономия позволит полностью покрыть затраты на строительство ВЛЭП, и, стало быть, можно говорить о высокой эффективности применения этого технического решения.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРЕВА И ПРОВЕСА ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

АЛЕКСЕЕВ Б.А., к.т.н., в.н.с. ОАО «НТЦ электроэнергетики»

Повышение нагрузочной способности воздушных линий, которому посвящена статья в предыдущем номере журнала «Энергоэксперт», требует определить нагрев провода, вызывающий его провисание, зная режим работы линии и воздействующие на нагрев внешние окружающие условия. Ниже показаны различные методы прямых и косвенных измерений температуры провода и величины его провеса. Управление сетью с учетом таких данных, в том числе погоды на трассе линии, позволяет существенно увеличить пропускную способность сети.

Методы повышения нагрузочной способности воздушных линий ВЛ, описанные в предыдущей статье, опираются на комплексы измерений, позволяющих выявить опасные увеличения провеса провода и оценить запасы по пропускной возможности линии.

В сущности, задача обеспечения надежной работы линии сводится к поддержанию необходимого по электрической прочности расстояния от токоведущих частей линии (провода) до земли и заземленных частей линии.

Чем выше достоверность определения провеса, тем точнее можно определить степень риска работы линии в опасных условиях. Косвенные методы определения провеса требуют меньших затрат на измере-

ния, но и уверенность в достаточности расстояния до земли снижается.

Косвенно провес определяется по температуре провода, которая в свою очередь может определяться непосредственно, с помощью датчиков нагрева на поверхности провода или распределенных оптоволоконных датчиков внутри провода, или косвенно – по активному сопротивлению линии, по поведению физической модели провода, размещенной вблизи него.

Наиболее общий и самый далекий от непосредственного метода оценки нагрева провода и его провеса – расчетный, когда разработана математическая модель провода с параметрами, зависящими от окружаю-

щей температуры, интенсивности и направления ветра и воздействия солнечной радиации. Эти параметры определяются метеоприборами по трассе ВЛ.

Конкретные возможности повышения нагрузки линии на основе косвенных измерений наглядно показывают исследования компании E.ON Netz, Германия, на выделенной для этого линии 110 кВ [1]. Контроль параметров этой линии и погоды на трассе входит в систему управления ею, максимальная нагрузка ограничивается предельно допустимым провесом провода и максимально возможной температурой провода. Контроль в реальном времени позволяет иметь допустимую в данный момент нагрузку с учетом погодных условий.

Для проверки возможности увеличения пропускной способности выше статического предела, испытательным объектом была выбрана ВЛ 110 кВ Niebüll – Flensburg через Schobüll длиной 40 км в Северной Германии. Эта линия обычно сильно нагружена при больших скоростях ветра, когда активно работают ветрокомплексы, и является идеальной для определения корреляции между потребной нагрузочной способностью и высокой предельной нагрузкой в реальном времени при сильном ветре и низкой окружающей температуре.

На рис. 1 показана упрощенная схема этой системы определения

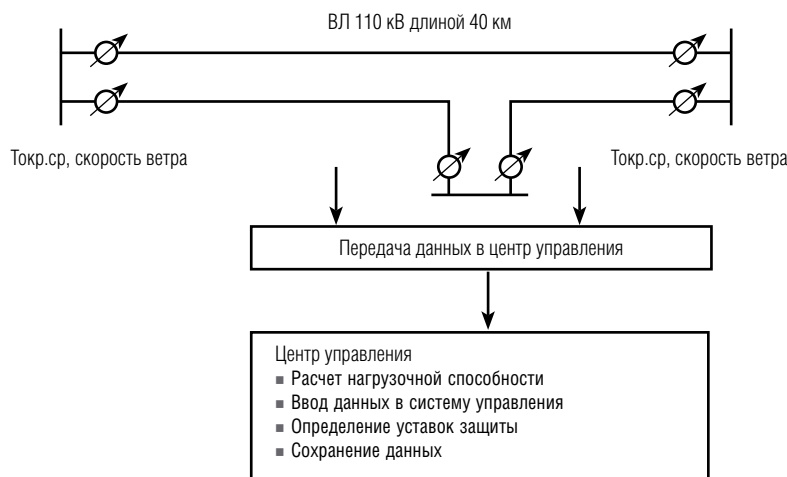


Рис. 1. Система определения нагрузочной способности в реальном времени

нагрузочной способности в реальном времени. Расчет нагрузочной способности ведется с применением математической модели линии на основе передаваемых в центр управления данных о температуре окружающей среды и скорости ветра на метеостанциях в начале и конце линии.

Результаты исследований показали, что реальные нагрузки часто могут допускаться выше обычных статических пределов. Максимальная нагрузка ограничивается превышением статической нагрузки провода на 50 %.

На рис. 2 показана нагрузочная способность этой линии в течение месяца (значение приведено к статическому значению, принятому за 100 %). За этот период 98 % времени скорость ветра превышала 0,6 м/с, время, когда температура воздуха была ниже 10 °С, составляло 50 %, и только 1 % времени температура воздуха превосходила 30 °С.

В результате нагрузочная способность превосходила статическое значение, по крайней мере, на 25 %, временами был дополнительный запас по нагрузке в пределах 125–150 %, который очень полезен при управлении сетью в дни с активным действием ветрокомплексов. Предельная величина нагрузки 150 % определяется возможностями подстанций и уставками защиты.

При управлении нагрузкой в реальном времени важно, чтобы все элементы линии могли выдерживать полученное расчетом максимальное значение. Зажимы и соединения провода вдоль линии были проверены с помощью термовидения для оценки возможного старения этих элементов при высоких нагрузках. Также должны соблюдаться ограничения токов в линии по условиям переходных процессов и режимов защиты сети в целом.

При исследованиях возможности повышения пропускной способности связи двух частей европейской сети – двух ВЛ 400 кВ на севере Италии применялись как детерминистский, так и вероятностный методы расчета возможной нагрузки [2]. Линии, соединяющие Италию и Швейцарию, длиной 45 и 37,5 км



Рис. 2. Нагрузочная способность контролируемой линии в реальном времени в течение месяца [1]

выполнены на сталеалюминиевом проводе ACSR диаметром 32,3 мм. Эта межсистемная связь оказалась узким местом при европейской аварии в сентябре 2003 г.

Для установления новых пределов нагрузки проводилась оценка реальных метеорологических условий по трассам линий с пересмотром параметров расчета по вероятностному методу. Температура провода в разных точках трассы определялась непосредственно датчиками нагрева с передачей показаний с помощью спутниковой связи. В качестве датчиков нагрева использовались платиновые термосопротивления, непосредственно соприкасающиеся с проводом (измерения термодатчиками не обеспечивали достаточной точности). Все устройство размещено непосредственно на проводе и подпитывается от магнитного поля тока. Заряжающаяся батарейка питает устройство при отключенной линии. Показания датчика передаются на сервер с помощью системы GPRS. Установка датчиков производится без снятия напряжения на линии.

На линиях было установлено 5 метеостанций, передающих по системе GPRS в центр управления следующие параметры: окружающую температуру, скорость и направление ветра, интенсивность солнечной радиации, влажность воздуха, наличие дождя. Каждый передаваемый параметр имел привязку по времени. Измерения скорости ветра и его направления производились звуковым анемометром, который, в отличие

от чашечного, обладает высокой чувствительностью при низких скоростях ветра, когда особенно важно определять нагрузочную способность провода.

В результате исследований и анализа статистики метеоданных за 2–3 года по Италии с привязкой к трассам ВЛ показано, что для двухцепной ВЛ 400 кВ с проводом ACSR при повышении температуры с 75 °С до 90 °С возможна прибавка лишь 10–18 % мощности, и при этом требуется заменить до 18 % опор. Использование нагревостойких проводов позволяет повысить нагрузку уже на 30–50 %, при этом должно быть заменено до 10 % опор.

Эксперименты показали, что развитие системы мониторинга в реальном времени, опирающейся на метеорологические данные и непосредственное измерение температуры провода, позволяет использовать ее в диспетчерском управлении.

Другой метод непосредственного определения нагрева провода – использование распределенного оптоволоконного датчика, встроенного в провод (система DTS – Distributed Temperature Scattering).

Такая техника измерений использовалась при моделировании режимов и экспериментов по повышению пропускной способности передающей сети на юге Нидерландов [3]. Эксперименты проводились на ВЛ Leiden-Sassenheim (передаваемая мощность 180 МВт) длиной 8,3 км. Измеряется температура провода по всей длине контролируемой линии с

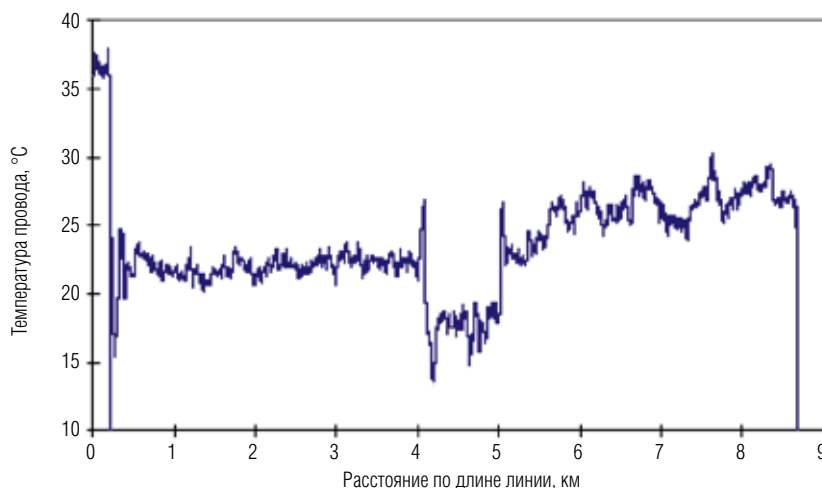


Рис. 3. Измерения температуры провода на ВЛ 150 кВ распределенным датчиком [3]

помощью аппаратуры RAMAN-OTDR, имеющей погрешность измерений температуры до 2 °C и разрешающую способность по длине линии 4 м. На рис. 3 показано распределение температуры по длине линии, четко выделяется участок линии, проложенный кабелем с пониженной по сравнению с трассами ВЛ температурой провода примерно на 5 °C.

Разработанный компанией NKT Cables Felten & Guillaume Kabelwerke GmbH (Германия) оптоволоконный распределенный датчик в стальной трубке, встроенный в провод фазы, испытывался для измерений температуры провода отрезка линии 420 кВ в Берлине длиной 4 км [4]. Датчик соединен кабелем со входом измерительного устройства и далее — радиосвязью с блоком обработки данных. Разрешение по длине — 1 м. Датчик успешно контролировал участок линии в течение года.

В отечественной практике опытные измерения температуры провода точечными датчиками проводились ООО «ОПТЭН Limited» на ВЛ 110 и 330 кВ с помощью разработанных им устройств TMT (Telemetry Measurement of Temperature) выпускаемого компанией «C&G d.o.o. Ljubljana, Ltd» [5]. Датчики непосредственного измерения температуры провода и протекающего тока крепятся на проводе и подзаряжаются свой блок питания за счет его магнитного поля. Полученные данные передаются по каналам сотовой связи в диспетчерский пункт. Погреш-

ность измерения по температуре 1 °C, по току — 1 А.

Косвенное измерение температуры провода с помощью тепловизора проводится при плановых инспекциях ВЛ и подстанций, точность измерений сравнительно невысока из-за влияния фона. Тем не менее, метод применяется и при исследованиях, например, использовался при измерениях на трассе ВЛ 380 кВ в Швейцарии, когда выбирался комплекс параметров для оперативного персонала, позволяющий оценить возможность перегрузки этой линии [6].

Распространение получил также косвенный метод определения температуры и провеса провода по величине его натяжения в пролете. При помощи точных тензометрических датчиков измеряются силы натяжения провода по концам анкерного пролета. Компания Nexans с 1991 г. поставила более 300 систем CAT-1, с помощью которых можно проводить такие измерения.

При использовании датчиков усилий натяжения провода при экспериментах на ВЛ Leiden-Sassenheim (см. выше, [3]) пределы измерения составляли 44,5 кН, разрешающая способность — 21 Н. Дополнительно измеряются температура окружающего воздуха и температура от солнечной радиации на алюминиевом стержне, размещенном параллельно проводу. Этот датчик интегрирует эффект от нагрева солнцем, охлаждения ветром и воздействия температуры окружающей среды, и его

показания близки к основным при отключенной линии.

Ученые Дармштадтского университета разработали метод определения температуры провода на основе измерений поверхностных акустических волн (SAW — Surface Acoustic Wave) [7]. Пассивные датчики разрабатывались для контроля состояния спаек в измерительной системе высокочастотных антенн, а с 2004–2005 гг. датчики испытывались на семи стационарных и передвижных установках измерения температуры проводов ВЛ. Данные измерений хорошо коррелировались со скоростью ветра и нагрузкой линии. Максимальное расстояние до датчика — 15 м.

При работе системы радар на уровне земли посылает радиоволны (2,45 ГГц) на приемную антенну пассивного SAW-датчика, укрепленного на проводе. Сигнал от радара преобразуется в поверхностные акустические волны, действующие на пьезокристалл, прилегающий к поверхности провода. Импульсы, параметры которых зависят от температуры пьезодатчика, отражаются в виде электромагнитных волн в сторону радара, преобразуются в цифровые значения и передаются далее на компьютер оперативного персонала электрической сети для контроля режима линии.

Погрешность измерений SAW-датчиком не превышает $\pm 0,5$ °C в пределах температуры от –20 °C до +150 °C. Влияние массы датчика на температуру в этом месте провода корректируется с учетом силы ветра и нагрузки линии.

С 2005 г. компания Atel Transmission Ltd. вместе с управлением швейцарскими сетями ETRANS использует систему SAW для непрерывного мониторинга нагрева проводов на линии 420 кВ [6]. По длине линии имеются два радара, смонтированные на опорах. Питание радаров — от солнечных батарей, передача радиосигналов — системой GSM.

Эти измерения входили в программу исследований возможностей оперативного персонала сетей получать надежную информацию о температуре проводов ВЛ и вести режимы работы с точным расчетом

резерва живучести. Результаты измерений будут основой для будущей системы постоянного непрерывного контроля линии, улучшающей работу сети. Измерения проводились тремя станциями на трассе ВЛ 380 кВ, проходящей через три климатические зоны: среднеевропейский, альпийский и средиземноморский, пересекая через Альпы Швейцарию с севера на юг.

Раз в 10 минут определялась температура провода тепловизором, датчиками механических усилий совместно с измерениями солнечной радиации и окружающей температуры (CAT 1), датчиками поверхностных акустических волн (разработка университета Дармштадт) (SAW), измерительными блоками PMU системы широкомасштабного контроля (WAMS).

Метеоизмерения включали измерения средней температуры воздуха, солнечной радиации, скорости ветра и его направления, влажности воздуха. Измерения проводились на уровне провода. Данные сравнивались с информацией от официальных метеостанций.

Сравнение разных методов определения провеса на ВЛ Leiden-Sassenheim показало, что для данной задачи все опробованные три метода дают близкие результаты, наибольших затрат требует оптоволоконный датчик в проводе, далее – измерения усилий в проводе, самый дешевый метод – использование погодных данных и тепловой модели провода, рекомендуемой СИГРЭ.

Тепловая модель представляет собой уравнение теплового баланса провода, выражающее его температуру при воздействии рабочего режима – протекающего тока, нагревов от внешней температуры и солнечной радиации, охлаждения от ветра и дождя. Параметры модели определяются опытным путем для различных типов провода и его размеров.

Проверка приемлемости такого метода, названного «Параметры погоды» проводилась с 1962 г. на опытной линии 220 кВ «Север–Юг» в Австрии [8]. На линии было установлено две метеостанции со стандартными датчиками температуры

воздуха и солнечной радиации. Питание станций – от фотоприемников, передача сигналов – по радиосвязи. Диспетчер получает данные от метеостанций каждые три минуты и имеет возможность соответственно корректировать нагрузку линии. Разработка системы и алгоритма расчета нагрева провода проведены институтом IHS в Граце. Опыт работы линии показал достаточную точность алгоритма и постоянную недогрузку линии в работе.

Одним из основных методов контроля состояния сети является наблюдение за линиями ВЛ с воздуха.

Обследование ВЛ 110–500 кВ с самолетов и вертолетов, выявляющее недостаточный клиренс в пролетах по трассам и опасное снижение расстояний на перекрестках линий и до растительности, проводится во многих энергосистемах России. Такие наблюдения позволяют поддерживать должное состояние ВЛ, в ряде случаев повышать на 30 % и более нагрузочную способность линий и продлять срок их службы до 50–60 лет без больших затрат на реконструкцию [9].

Контроль координат и геометрических параметров провода, особенностей структуры линий, состояния соседствующей обстановки на основе сканирования с воздуха и наземных устройств фиксируется в базах трехмерных данных и анализируется с выявлением опасных мест.

Для наблюдения за растительностью около линий в Испании применяется видеоконтроль. На опоре ВЛ устанавливаются две видеокамеры, которые трехмерное изображение (от двух камер) передают в цифровом виде на центр обработки данных трижды в сутки. Передача изображений осуществляется по спутниковой системе GPRS. Кроме выявления разрастания растительности, система позволяет контролировать положение провода относительно выбранной точки [10].

Массовое обследование ВЛ потребовалось в Великобритании при реструктуризации энергетики в конце 90-х гг. Резкие изменения потоков мощности в сетях выявили много линий с недостаточной нагрузочной способностью [11]. На

линиях постройки 50–60-х гг. расчет провеса был весьма приблизительный и ошибки могли достигать 1 м. Контроль провеса провода осуществлялся с вертолетов при помощи лазеров, определяющих расстояние провода до земли.

Основной недостаток методов контроля с помощью датчиков, устанавливаемых на проводе или вблизи него, – большая стоимость такой системы. Отсюда – стремление использовать косвенные методы определения нагрева провода. Перспективным представляется использование для расчета нагрева провода измерения с большой точностью параметров режима на обоих концах линии – тока, напряжения, сдвига фаз. Измерения должны проводиться строго синхронно. Температура провода на всей линии определяется по величине его сопротивления, вычисляемого по параметрам режима.

Возможностями таких измерений обладают развивающиеся во многих странах системы широкомасштабного наблюдения за режимом сети WAMS с помощью установленных во многих точках сети измерительных комплексов PMU (Phasor Measurement Unit). Синхронные измерения выполняют также регистраторы аварийных событий, принципиально допустимо также использование возможностей систем АИИС КУЭ [5].

Применение контроля нагрузочной способности линий входит в задачи «интеллектуальной» сети (Smart Grid), сетей будущего, разработки которых активно ведутся во многих странах, включая и Россию. Такая сеть с высоким уровнем автоматизации управления режимом, высококоразвитой системы измерения режима во многих точках и передачи данных будет иметь одну из главных подсистем – контроль нагрузочной способности.

ВЫВОДЫ

Большие запасы по нагрузочной способности многих ВЛ 110–220 кВ, отработавших длительный срок службы, определяются недостаточной уверенностью проводившихся при их создании расчетов. Анализ воздействия на нагрев провода и

его провес окружающих условий на трассе и тока в линии позволяют существенно повысить возможности ВЛ, часто с минимальными затратами на усиление ее структуры.

Повышение нагрузочной способности линий при контроле воздействующих на них влияний в реальном времени будет одной из основных задач «интеллектуальных» сетей будущего.

ЛИТЕРАТУРА

1. H. J. Dräger, D. Hussels, R. Puffer. Разработка и применение системы мониторинга для повышения нагрузочной способности воздушных линий. Доклад СИГРЭ B2-101/2008.

2. E. Di Bartolomeo, G. Bruno, S. Tricoli, G. Pirovano, S. Chiarello, D. Mezzani. Повышение нагрузочной способности двух воздушных линий в Италии и выбор устройств для мониторинга погодных условий и температуры провода. Применение нагревостойких проводов. Доклад СИГРЭ B2-102/2008.

3. H. L. M. Boot, F. H. De Wild, A. H. Van Der Wey, G. Biedenbach. Техника измерений температуры провода ВЛ локальными и распределенными датчиками. Моделирование и эксперименты в передающей сети на юге Нидерландов. Доклад СИГРЭ 22-205/2002.

4. T. Visler, W. Nolden, D. Bölke, N. Fink. Система мониторинга с измерением температуры провода ВЛ. Доклад СИГРЭ 22-208/2002.

5. Дьяков Ф. А., Ковтун Г. Н., Кононов Ю. Г. Перспективы внедрения систем мониторинга нагрузочной способности ВЛ 35-330 кВ в энергосистемах России. Материалы XXXIX научно-технической конференции СевКавГТУ. 2010.

6. M. Weibel, K. Imhof, W. Sattinger, U. Steinegger, M. Zima, G. Biedenbach. Пилотный проект мониторинга температуры провода ВЛ. Доклад СИГРЭ B2-311/2006.

7. R. Teminova, V. Hinrichsen, J. Freese, Th. Hartkopf, M. Hudasch, Cl. Neumann, R. Bebensee, M. Weibel. Новый

подход к измерениям температуры провода ВЛ с помощью пассивного датчика поверхностных акустических волн. Доклад СИГРЭ B2-304/2006.

8. M. Muhr, S. Pack, S. Jaufer, A. Messner, W. Haimbl. Опыт применения метода учета параметров погоды как основа системы мониторинга нагрузки воздушной линии. Доклад СИГРЭ B2-105/2008.

9. K. Devine, R. Noble, B. Mekhanoshin, K. Mekhanoshin, V. Shkaptsov. Повышение пропускной способности линия на основе проверки состояния ее элементов и косвенного определения температуры провода. Доклад СИГРЭ B2-205/2004.

10. R. García Fernández, M. García Pellicer. Системы контроля высоты растительности под воздушными линиями электропередачи. Доклад СИГРЭ B2-310/2006.

11. S. P. Hoffmann, A. M. Clark. Подход к повышению нагрузочной способности линий электропередачи в Великобритании (тепловая нагрузка). Доклад СИГРЭ B2-317/2004.



Тяжелые условия эксплуатации?
 Это наш конек!

Современные конструкции
 неизолированных проводов
 для любых применений:
 AERO-Z: AAAC Z, AACSR Z,
 T-ACSR Z, ACSS Z, ACCC Z

ООО «Нексанс Рус»
 Департамент AERO-Z
 телефон +7-495-7758240
 факс +7-495-7758241
 сайт www.nexans.ru/aero-z

 nexans



Релейщик

Издательский дом «Вся электротехника»

Журнал
с абсолютной
селективностью!

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

ИЗМЕНЕНИЯ В НОРМАТИВНЫХ АКТАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Электроэнергетика в России довольно широко регулируется нормами как федерального законодательства, так и отраслевыми. Принято достаточно много нормативных актов, позволяющих определить структуру системы электроэнергетического комплекса России, роль государства в сфере электроэнергетики, хозяйствующих субъектов и рядовых пользователей. Однако рыночная экономика страны существенным образом развивается, и в процессе осуществления хозяйственной деятельности появляется необходимость изменения уже существующих утвержденных нормативных актов. О них и пойдет речь ниже.

Качество услуг электросетевых компаний и уровень надежности можно рассчитать

В соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 29 июня 2010 года № 296 были утверждены Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций.

Для электросетевых организаций показатели надежности и качества услуг определяются в отношении оказываемых электросетевыми организациями услуг по передаче электрической энергии, а также осуществляемого технологического присоединения к объектам электросетевого хозяйства соответствующей электросетевой организации энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства электросетевых организаций и иных лиц.

В методических указаниях приведены математические формулы расчета уровня надежности и качества услуг электросетевых организаций, учитывающие такие показатели, как продолжительность прекращения передачи электроэнергии потребителям в течение расчетного периода регулирования, выполнение заявок на технологическое присоединение к сети (число поданных заявок, число направленных по заявкам проектов договоров, число проектов договоров, направленных с нарушением сроков), полнота, актуальность, достоверность и доступность для потребителей услуг электросетевых организаций информации об их объеме, порядке предоставления и стоимости, степень исполнения всех обязательств по отношению к потребителям услуг, а также наличие эффективной обратной связи с ними. Приведены также параметры индикатора информативности, исполнительности, результативности обратной связи. Плановые значения показателей надежности и качества услуг устанавливаются регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования, начиная с 2011 года, для каждой электросетевой организации. Для расчета значений показателей уровня надежности и качества поставляемых товаров и услуг в методических реко-

мендациях приведены формы, позволяющие произвести соответствующий расчет.

Контракт на энергосервис для государственных и муниципальных нужд: условия заключения

Согласно Постановлению Правительства РФ от 18.08.2010 № 636 «О требованиях к условиям контракта на энергосервис и об особенностях определения начальной (максимальной) цены контракта (цены лота) на энергосервис» государственные или муниципальные заказчики вправе заключать государственные или муниципальные энергосервисные договоры (контракты), предметом которых является осуществление исполнителем действий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов.

В соответствии с Федеральным законом «О размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных и муниципальных нужд» Правительство РФ установило требования к условиям контракта на энергосервис и особенности определения начальной (максимальной) цены контракта (цены лота) на энергосервис.

К требованиям к условиям контракта на энергосервис, в частности, отнесено:

- наличие перечня мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности, которые обязан выполнить исполнитель контракта на энергосервис, с подробным техническим описанием каждого мероприятия и сроками их выполнения; определение условий и размера экономии энергетического ресурса;
- определение размера экономии, достигнутого в результате исполнения контракта, в натуральном выражении;
- отсутствие компенсации участникам размещения заказов затрат, понесенных ими при проведении подготовительных работ для подготовки конкурсного предложения;
- определение объема потребления энергетического ресурса до и после реализации исполнителем перечня мероприятий;
- учет при определении размера экономии, достигнутого в результате исполнения контракта, факторов, влияющих на объем потребления энергетического ресурса (изменение режимов функционирования и(или) функционального на-

значения энергопотребляющих установок, изменение количества потребителей энергоресурсов, площади и объемов помещений, существенное изменение погодных условий – среднесуточной температуры наружного воздуха, среднесуточной температуры наружного воздуха в отопительный период, продолжительности отопительного периода).

Подробно определены иные положения, характеризующие требования к условиям контракта на энергосервис. Например, для формирования перечня мероприятий может использоваться информация о количестве объектов (зданий), где постройки, типе ограждающих конструкций, где капитального ремонта, технических характеристиках оборудования, потребляющего энергетический ресурс, наличии приборов учета используемого энергетического ресурса, об объеме потребления энергетического ресурса за предыдущие периоды, указанная заказчиком в конкурсной документации и дополнительная информация, собранная участниками размещения заказа на объекте (объектах) самостоятельно. А размер экономии, достигнутый в результате исполнения контракта, может быть рассчитан путем установления разницы между объемом потребления заказчиком энергетического ресурса за период, равный календарному периоду достижения установленного в контракте размера экономии (доли размера экономии), определенно до начала реализации перечня мероприятий, и объемом потребления заказчиком энергетического ресурса, определенным после реализации исполнителем перечня мероприятий и с учетом изменений факторов, оказывающих влияние на объемы потребления энергетических ресурсов.

В рассматриваемых требованиях определены также меры ответственности за неисполнение исполнителем обязательства по достижению определенной в контракте доли размера экономии в течение соответствующего периода и за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по соблюдению параметров условий деятельности заказчика, установленных законодательством Российской Федерации.

Дополнительно предусмотрены особенности определения начальной (максимальной) цены контракта (цены лота) на энергосервис. Начальная цена контракта обусловлена такими показателями как срок исполнения контракта, объем потребления энергетического ресурса и стоимость единицы энергетического ресурса.

Реестр объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС: форма и содержание

Приказом Министерства энергетики РФ от 02.07.2010 № 308 утверждена форма Реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть. Указанный реестр состоит из двух разделов. В первом содержатся сведения об объектах электросетевого хозяйства, включаемые в реестр в качестве единого технологического комплекса под единым реестровым номером. Во втором содержатся данные об объектах электросетевого хозяйства, включаемых в реестр в качестве самостоятельных объектов. Оба раздела содержат сведения непосредственно о самих объектах (название, место нахождения, назначение, состав, технические характеристики) и сведения о вещных правах право-



ЭЗОИС
трансформаторные подстанции,
электротехническое оборудование,
проекты и сети.

- Производство блочных комплектных трансформаторных подстанций (БТП) полной заводской готовности мощностью до 1600 кВА;
- Производство блочных распределительных пунктов (БРП) на напряжение 6, 10, 20 кВ с токами сборных шин 630, 800, 1200 или 1600 А;
- Производство высоковольтного оборудования RM-6, а также подстанции комплектуются в/в оборудованием SafeRing и т.п.;
- Производство низковольтного оборудования ЩРНВ, ШР и т.п.;
- Проектирование инженерных сооружений;
- Шеф-монтаж, обучение монтажу, техническому обслуживанию и пуско-наладке поставляемого оборудования.

ООО ЭЗОИС
Россия, 107143, г. Москва,
2-ой Иртышский пр-д, д. 6
Тел.: (495) 789-37-77
Коммерческий отдел: (499) 167-92-03, (495) 789-37-78
Факс: (495) 462-40-33, e-mail: commerce@ezels.ru
www.ezels.ru

обладателей на данные объекты. В случае изменений сведений, содержащихся в реестре, а также в случае исключения объектов электросетевого хозяйства из реестра такая информация также должна быть отражена в реестре.

Кроме того, указанным приказом утвержден Регламент деятельности рабочей группы по отнесению объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети, который вступает в силу с 1 января 2011 года.

Регламент определяет основные задачи рабочей группы, а именно: отнесение объектов электросетевого хозяйства к ЕНЭС, включение и исключение объектов электросетевого хозяйства из реестра, внесение изменений в реестр в отношении объектов электросетевого хозяйства, включенных в реестр, а также определяет права, состав, порядок работы рабочей группы. Так, в частности, рабочая группа вправе проводить проверку соответствия объектов электросетевого хозяйства установленным критериям, принимает решение о необходимости проведения обследования и проводит соответствующее обследование.

Изменение Федерального закона «Об электроэнергетике» в части регулирования рынка электроэнергии и ценообразования на электроэнергию

Основным законом, регулирующим порядок ценообразования и рынок электроэнергии в настоящее время является Федеральный закон «Об электроэнергетике». Вместе с тем, был принят Федеральный закон от 26.07.2010 № 187-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и Федеральный закон «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» (далее – Закон).

Указанным Законом изменены и введены новые нормы, определяющие некоторые термины и понятия, характеризующие рынок электроэнергии. Так, в частности, уточнены понятия цен (тарифов) в электроэнергетике, социальной нормы потребления электрической энергии (мощности), ценовых и неценовых зон оптового рынка, технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем. Изменен порядок контроля за системой оперативно-диспетчерского управления. Данный контроль, в том числе контроль за соблюдением субъектами оперативно-диспетчерского управления правил оптового рынка, осуществляет уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти, который вправе обращаться в суд с требованием о лишении физических лиц – диспетчеров, нарушивших порядок оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, права осуществлять профессиональную деятельность в сфере оперативно-диспетчерского управления.

В Законе изложены основные принципы и методы государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике. К их числу отнесены определение экономической обоснованности планируемых (расчетных) себестоимости и прибыли при расчете и утверждении цен

(тарифов); обеспечение экономической обоснованности затрат коммерческих организаций на производство, передачу и сбыт электрической энергии; учет результатов деятельности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, по итогам работы за период действия ранее утвержденных цен (тарифов); учет соблюдения требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, в том числе требований о разработке и реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, требований к организации учета и контроля используемых энергетических ресурсов, сокращению потерь энергетических ресурсов; обеспечение открытости и доступности для потребителей, в том числе населения, процесса тарифного регулирования; обязательный раздельный учет организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, объема продукции (услуг), доходов и расходов на производство, передачу и сбыт электрической энергии.

Государственное регулирование цен (тарифов) в электроэнергетике может осуществляться на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности соответствующих организаций на срок не менее чем пять лет (на срок не менее чем три года при установлении впервые указанных цен (тарифов), их предельных уровней) в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Введены условия государственного регулирования цен (тарифов) на оптовом и розничных рынках, установлены особенности государственного регулирования цен (тарифов) на услуги субъектов естественных монополий в электроэнергетике и платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, особенности государственного регулирования в электроэнергетике в условиях ограничения или отсутствия конкуренции.

Законом изменены полномочия Правительства Российской Федерации, федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).

Федеральный антимонопольный орган в целях осуществления контроля за состоянием конкуренции на оптовом и розничных рынках теперь принимает участие в процедуре согласования инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, удовлетворяющих критериям (в том числе размеру активов или объему оказываемых услуг), определенным Правительством РФ в установленном им порядке.

Согласно Закону предусмотренные федеральными законами об акционерных обществах, обществах с ограниченной ответственностью положения об условиях совершения крупных сделок и о порядке их одобрения, а также сделок, в совершении которых имеется заинтересованность, не распространяются на сделки, заключение которых в соответствии с правилами оптового рынка необходимо для участия в отношениях по купле-продаже электрической энергии и (или) мощности на оптовом рынке.

Законом также дополнено ценообразование на розничных рынках. На территориях, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, гарантирующие поставщики осуществляют продажу электрической энергии (мощности) (за исключени-

ем объема электрической энергии (мощности), поставляемого населению и приравненным к нему категориям потребителей) на розничных рынках по нерегулируемым ценам не выше предельных уровней нерегулируемых цен, рассчитанных в соответствии с основными положениями функционирования розничных рынков исходя из цен на приобретаемые гарантирующими поставщиками электрическую энергию и мощность на оптовом рынке, сбытовой надбавки гарантирующего поставщика и цен на услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией. Цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую с 1 января 2011 года потребителям электрической энергии энергосбытовыми организациями, не являющимися гарантирующими поставщиками, являются свободными, складываются под воздействием спроса и предложения и не подлежат государственному регулированию, за исключением случаев, для которых Федеральным законом «Об электроэнергетике» предусматривается государственное регулирование цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность).

Установка приборов учета используемых энергетических ресурсов. Условия заключения договора на установку, необходимые требования

Приказом Минэнерго РФ от 07.04.2010 № 149 утвержден Порядок заключения и существенные условия договора, регулирующего условия установки, замены и(или) эксплуатации приборов учета используемых энергетических ресурсов (далее – Порядок).

В соответствии с утвержденным Порядком договор заключается между организацией, снабжающей энергетическим ресурсом (Исполнитель), и обратившимся к Исполнителю с предложением заключить договор с собственником (физическим или юридическим лицом, а также лицом, ответственным за содержание общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме, либо лицом, представляющим интересы собственников жилых (дачных, садовых) домов, объединенных общими сетями инженерно-технического обеспечения, далее – Заказчик) здания, строения, сооружения, помещения в многоквартирном доме, иного объекта, в процессе эксплуатации которого используются энергетические ресурсы, в том числе временного объекта, подлежащего оснащению приборами учета используемых энергетических ресурсов и имеющего непосредственное присоединение к сетям инженерно-технического обеспечения исполнителя (объект Заказчика).

Заключение договора осуществляется на основании заявки Заказчика, с приложением необходимых документов. Содержание заявки и состав документов определены исчерпывающим перечнем в Порядке.

При наличии технической возможности выполнить указанные в заявке работы (оказать услуги) и при предоставлении заказчиком документов, предусмотренных Порядком, Исполнитель в срок не более 15 рабочих дней со дня проведения осмотра объекта направляет Заказчику подписанный со своей стороны проект договора (в двух экземплярах), а также технические условия в случае установки (замены) прибора учета. Технические условия должны



**ПЕРВЫЙ
ЧЕШКО-
РОССИЙСКИЙ
БАНК**

Финансирование оборудования из Европы

Выгодные условия, европейский уровень ставок кредита, помощь в подборе поставщика, оптимальная схема поставок и расчетов.

☎(495) 223-43-43, ☎8 (800) 505-05-05
(для номера с кодом 8 800 звонок из регионов
России бесплатный), www.pchrb.ru

Реклама. «ООО ПЧРБ» Генеральная лицензия Банка России №3291 от 7 октября 1999 года.



содержать перечень мероприятий, осуществляемых заказчиком, по технической подготовке объекта для установки (замены) прибора учета.

Договор должен содержать предмет договора, цену, порядок расчетов по договору, срок установки (замены) прибора учета, место установки (замены) прибора учета, соответствующего требованиям, предъявляемым изготовителем прибора учета к условиям, необходимым для его работы, порядок ввода установленного прибора учета в эксплуатацию, гарантийные обязательства исполнителя. А при заключении договора на эксплуатацию прибора учета договор должен содержать также сроки и порядок обслуживания, в том числе периодичность осмотров приборов учета и проверки готовности прибора учета к эксплуатации (после перерыва в его работе) и обязательства заказчика по информированию исполнителя о планируемых изменениях в состоянии сетей и энергопринимающего оборудования заказчика, способных повлиять на возможность исполнения договора исполнителем, а также на работу прибора учета.

Аварии в электроэнергетике – оперативное управление информацией

Приказом Минэнерго РФ от 02.03.2010 № 91 утвержден Порядок передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике (далее – Порядок).

Оперативный персонал объектов электроэнергетики осуществляет передачу территориальному органу Ростехнадзора, на территории соответствующего субъекта РФ, где расположен объект, оперативной информации о событиях,

перечень которых установлен Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 октября 2009 г. № 846 (далее – Правила). О наиболее тяжких аварийных событиях, определенных Правилами, оперативный персонал должен сообщать в течение 20 минут с момента возникновения аварии, о менее тяжких – в течение 8 часов с момента возникновения аварии.

Порядок устанавливает перечень и состав оперативной информации, подлежащий передаче диспетчерскому персоналу субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в операционной зоне которого находится объект, при этом установлено разграничение, при котором часть информации передается в течение 20 минут с момента возникновения аварии, а часть – ежедневно до 10 час. 00 мин., мск.

Диспетчерский персонал организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, в свою очередь осуществляет передачу оперативной информации в объединенное диспетчерское управление системного оператора, расположенное в границах соответствующего федерального округа Российской Федерации в течение 20 минут с момента ее получения.

Порядком также установлены требования к передаче информации о количестве граждан-потребителей и населенных пунктов, электроснабжение и(или) теплоснабжение которых прекращено в результате возникновения аварии.

Материал подготовил Дмитрий Шишков

ДРУГИЕ ИЗМЕНЕНИЯ В НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ АКТАХ

- Приказ ФСК РФ от 08.06.2010 № 119-з/1 «Об утверждении Методических указаний об особенностях исключения ценовых заявок отдельных категорий поставщиков при расчете равновесной цены на электрическую энергию для каждого часа планируемых суток в случае введения государственного регулирования в электроэнергетике».
- Приказ Минэнерго РФ от 15.07.2010 № 333 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2010–2016 годы».
- Постановление Правительства РФ от 08.09.2010 № 695 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в связи с установлением особенностей функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) в переходный период и ценообразования в отношении услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети».
- Приказ Минрегиона РФ от 29.07.2010 № 338 «Об утверждении перечня рекомендуемых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в отношении объектов инфраструктуры и другого имущества общего пользования садоводческих, огороднических и дачных некоммерческих объединений граждан».
- Постановление Правительства РФ от 23.08.2010 № 646 «О принципах формирования органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации перечня мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в отношении общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме».
- Приказ Минрегиона РФ от 07.06.2010 № 273 «Об утверждении Методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях».
- Постановление Правительства РФ от 09.08.2010 № 609 «О внесении изменений в стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии».
- Постановление Правительства РФ от 02.08.2010 № 594 «Об утверждении списка низковольтного оборудования, подлежащего обязательному подтверждению соответствия при помещении под таможенные процедуры, предусматривающие возможность отчуждения или использования этого оборудования в соответствии с его назначением на территории Российской Федерации». Постановление вступает в силу с 31 декабря 2010 года.
- Федеральный закон от 27.07.2010 № 237-ФЗ «О внесении изменений в Жилищный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации».
- Приказ Минэнерго РФ от 22.06.2010 № 283 «Об утверждении Административного регламента исполнения Министерством энергетики Российской Федерации государственной функции по ведению государственного реестра саморегулируемых организаций в области энергетического обследования».

Предлагаем вашему вниманию подборку наиболее актуальных мероприятий, которые будут проводиться в январе–феврале 2011 года

Семинары «ИПК госслужбы»

г. Москва, ул. Садовническая, д. 77, стр. 1
(495) 951-11-11, 953-25-83. www.ipkgos.ru

ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИМ СЛУЖБАМ

Основы формирования договорных отношений энергокомпаний в рыночной экономике

14–18 февраля 2011 г.

- основы формирования договорных отношений энергокомпаний в рыночной экономике;
- организационно-правовые взаимоотношения в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности использования электрической энергии;
- энергосервисные договоры (контракты);
- арбитражная практика по договорам энергоснабжения;
- страхование рыночных рисков;
- договорные отношения на розничном и оптовом рынках электрической энергии и их оптимизация;
- налоговые особенности формирования хозяйственных отношений.

Семинары «ПЭИПК»

г. Санкт-Петербург, ул. Авиационная, д. 23
(812) 364-00-52, 371-83-50. www.peipk.spb.ru

СПЕЦИАЛИСТАМ И РУКОВОДИТЕЛЯМ
ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Качество и коммерческий учет электроэнергии. АИИС КУЭ

31 января – 12 февраля 2011 г.

- проблемы реформирования энергетики;
- нормативная база, методы и средства учета электроэнергии;
- метрологическое обеспечение учета энергии;
- современные электросчетчики с измерением параметров сети и потерь;
- качество электроэнергии;
- приборное обеспечение оценки качества и потерь энергии;
- расчет и нормирование потерь электроэнергии;
- типы, принципы построения и особенности АИИС КУЭ;

- экономические результаты внедрения АИИС КУЭ;
- связь в системах АИИС КУЭ: каналы и оборудование;
- проектирование и эксплуатация АИИС КУЭ.

СПЕЦИАЛИСТАМ СЛУЖБ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию релейно-контактного оборудования 0,4–35 кВ

7–12 февраля 2011 г.

- нормативно-техническая документация и порядок ввода в эксплуатацию электротехнических устройств;
- наладочная документация;
- требования к пусконаладочным работам;
- порядок производства и этапы пусконаладочных работ;
- взаимоотношения заказчика, строительной и наладочной организации при производстве пусконаладочных работ на релейно-контактном оборудовании;
- объем и нормы испытаний электрооборудования;
- приборы, используемые при пусконаладочных работах, аппаратура РЕТОМ;
- надзор за исполнением пусконаладочных работ, приемы проверки качества изготовления и монтажа.

Семинары «КЭУ»

г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13, «П»
(495) 726-51-32. www.keu-ees.ru

СПЕЦИАЛИСТАМ СЛУЖБ
ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТОВ

Современные тенденции развития АСУ ТП и применение компьютерных тренажеров в практике подготовки персонала цехов ТАИ ТЭС

1–4 февраля 2011 г.

- проблема оптимального управления режимами работы оборудования ТЭС в условиях переменных графиков;
- современные концепции имитационного моделирования и нейросетевые технологии в задачах управления технологических объектов в теплоэнергетике. Программное обеспечение рас-

- четов технико-экономических показателей на ТЭС;
- метрологическое обеспечение систем технологического и коммерческого контроля;
- вопросы регулирования частоты и мощности на тепловых электростанциях ЕЭС России;
- современное состояние технологических защит;
- автоматизация настройки регуляторов на базе микропроцессорных контроллеров;
- компьютерные тренажеры для обучения персонала цеха ТАИ по средствам автоматики;
- современное состояние и проблемы построения АСУ ТП на электростанциях.

СПЕЦИАЛИСТАМ ОТРАСЛИ

Международная специализированная выставка

Энергетика

8–11 февраля 2011 г.

г. Самара, ул. Мичурина, д. 23 А
(846) 270-34-05. www.energysamara.ru
Организатор: ВЦ «Экспо-Волга»

Тематические разделы выставки:

- гидро-, тепло-, электроэнергетика;
- нетрадиционная и малая энергетика;
- промышленная и коммунально-бытовая энергетика;
- энергетические технологии и оборудование;
- средства передачи и распределения электро- и теплоэнергии;
- управление режимами электрических и теплоснабжающих систем;
- системы управления, приводы;
- силовая электроника;
- приборы и средства измерения, контроля, управления и автоматического регулирования;
- программное обеспечение;
- инструмент для электромонтажа;
- безопасность и надежность эксплуатации оборудования;
- средства диагностики технического состояния;
- энергосбережение. Технологии, оборудование и материалы. Энергоаудит;
- научные исследования и разработка в энергетике.

Приглашаем принять участие

14 - ая ЕЖЕГОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА








ЭЛЕКТРО 2011

**ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
и ЭНЕРГЕТИКА**

2 - 4 марта 2011
РОСТОВ-НА-ДОНУ

Поддержка:
Министерство энергетики, инженерной инфраструктуры
и промышленности Администрации РО
ТПП Российской Федерации, ТПП Ростовской области

Тематика выставки

- Электрическое оборудование, машины и аппараты;
- Электростанции; трансформаторы и трансформаторные подстанции;
- Электроэнергетические и энергосберегающие технологии;
- Нетрадиционные источники энергии;
- Высоковольтное оборудование; • Низковольтная аппаратура;
- Электроустановочные изделия; • Оборудование связи;
- Автономные источники питания;
- Электромонтажное оборудование и инструмент;
- Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации;
- Электроизоляционные материалы; аксессуары;
- Новые технологии в электротехнике и энергетике.

Дополнительные разделы выставки:

- Светотехника; • Кабели и провода • Электроника и приборостроение

Организатор: ООО "Экспо-Дон" г. Ростов-на-Дону, Халтуринский, 103
(Дворец Спорта)
т./ф.: (863) 267-04-33, 267-91-06, 269-51-82
expo-don@aanet.ru, www.expo-don.pp.ru

ExpoDON

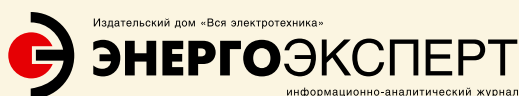
Ген. интернет спонсор:   Ген. Информац. партнер:       

Подписка на 2011 год

ПОДПИСКА ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ

Для оформления подписки на журналы «Энергоэксперт» и «Релейщик»
свяжитесь с менеджером по тел. (495) 228-60-05 или e-mail: mda@energyexpert.ru



Подписка на полугодие 2011 г. (3 номера) – **1650** рублей
Подписка на 2011 г. (6 номеров) – **3300** рублей
Стоимость одного номера – **550** рублей
Стоимость включает НДС и цену доставки



Подписка на полугодие 2011 г. (2 номера) – **1700** рублей
Подписка на 2011 г. (4 номера) – **3400** рублей
Стоимость одного номера – **850** рублей
Стоимость включает НДС и цену доставки

ПОДПИСКА НА ЖУРНАЛЫ В ПОЧТОВОМ ОТДЕЛЕНИИ

Вы можете оформить подписку на журналы «Энергоэксперт» и «Релейщик» в любом почтовом отделении через подписной каталог



Индекс по каталогу Агентства «Роспечать»

72240

35789

Индекс по каталогу «Межрегиональное агентство подписки»

11447

16755



Организатор: ЗАО «Экспоцентр»



НАМ – 20 ЛЕТ!

20 лет мы предлагаем вам инновационные продукты и решения. Вместе с вами возрождаем инженерные традиции России, создавая технологии, востребованные и конкурентоспособные на мировых рынках. Вместе с вами мы инвестируем в развитие молодежи, восстанавливаем и сохраняем для потомков нашу Историю.

Мы выражаем слова искренней благодарности всем вам, наши уважаемые клиенты и партнеры! Спасибо за то, что 20 лет назад поверили в BV/TEL, а позже - и в новый для нас всех реклоузер. Спасибо, что все эти годы критиковали, спорили, давали советы и поддерживали. В диалоге и сотрудничестве с вами рождаются и совершенствуются инновационные продукты, воплощаются в жизнь нестандартные решения. И мы уверены, что только такое взаимодействие обеспечивает развитие и является залогом новых достижений.

Всегда ваша, «Таврида Электрик»