



Издательский дом «Вся электротехника»

ЭНЕРГОЭКСПЕРТ

информационно-аналитический журнал

ISSN 2075-6518



№ 1 (24)

2011

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



ОАО **СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА**

18 И «ледяной дождь» не страшен: 10 советов энергокомпаниям

33 **Новые тенденции в разработке
электросетевого строительства**

36 **Анализ надежности
как элемент планирования
распределителей**

42 **Схемы подключения
аккумуляторной батареи
к щиту оперативного
постоянного тока**

50 **Методология Project Management
в ОАО «ЕЭСК»**

58 **Развитие успешных
проектов Smart Grid**

66 **Методологические аспекты
принятия решений при эксплуатации
силовых трансформаторов**

74 **Компактные ВЛ
в России**





С 1988 ГОДА

22 года в энергетике

Отечественные ОПН и изоляторы европейского класса надежности

Первая российская компания, освоившая серийное производство ОПН и изоляторов с полимерной изоляцией.

На российских объектах 21 фаза ОПН 750 кВ, около 1000 фаз ОПН-500 кВ — больше, чем все отечественные производители взятые вместе.

Европейская комплектация ОПН и изоляторов. Нестареющие варисторы Epcos, резины GE Bayer Silicones (Германия-США) и Dow Corning (США) для оребрения, герметики Wacker (Германия).

ОПН и опорные изоляторы специального назначения, например, ОПН 500 кВ с функцией опорной колонки на разъединителе Сургутской ГРЭС-1.

ОПН линейные для грозозащиты ВЛ 0,4 кВ и высоковольтных ВЛ от 35 кВ до 750 кВ.

Проектирование и инженеринговая поддержка проектных работ. Свидетельство о членстве в СРО.

Наибольший положительный опыт эксплуатации ОПН среди отечественных производителей.



www.fenix88.ru



ОТ РЕДАКТОРА

Говорят, нельзя дважды войти в одну и ту же реку. А можно ли – в одну и ту же тему? Мы попробовали. В прошлом номере нашего журнала немало материалов было посвящено вопросам, так или иначе связанным со стихийным бедствием, которое весьма поэтически именуется «ледяным дождем». Это были отдельные статьи на темы: организация пунктов плавки гололеда на базе реклоузеров; опоры ВЛ из композитных материалов; системы мониторинга и управления при отключениях. В главной теме нынешнего номера мы решили систематизировать борьбу с данным природным катаклизмом, что вылилось в 10 советов электросетевым компаниям, составленным на основе экспертного опроса специалистов и авторских статей. Признаем, что проблемы энергетикам «ледяной дождь» создает немалые, но, справедливости ради, это ничто по сравнению с тем, что сейчас происходит в Японии. Вот где поистине катастрофический разгул стихии!

В блоке ТЕОРИЯ рекомендуем ознакомиться с новыми тенденциями в разработке конструкций электросетевого строительства, направленные на уменьшение экологического ущерба и усиление эстетической составляющей. Также любопытна статья финских авторов, в которой представлены современные методы анализа надежности распределительной сети, такие как: модель частоты отключений, разработанная на основе статистики отключений и инженерных оценок; процесс управления повреждениями сети; модель затрат на отключения, которые позволяют улучшить финансовые результаты и оптимизировать затраты.

В блоке ПРАКТИКА вызовет неподдельный читательский интерес статья заведующего кафедрой «Электрические станции» ГОУВПО «МЭИ(ТУ)» Гусева Ю.П., в которой даются пояснения по стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования» в части требований к схеме подключения аккумуляторной батареи к шиту постоянного тока. Также не пропустите материалы по Smart Grid (краткий отчет Всемирного экономического форума), методологическим аспектам принятия решений при эксплуатации силовых трансформаторов и проблемам строительства компактных ВЛ в России.

Завершаем номер последними изменениями в нормативных актах электроэнергетики.

До новых встреч!

Виктор ПОСОШКОВ,
главный редактор

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

БЫТЬ В КУРСЕ

КОМПАНИИ

4 Комплексная безопасность в интеллектуальных электрических сетях.

Компании Atos Worldline и NXP Semiconductors N.V. объявили о выпуске уникального решения в области комплексной безопасности и аутентификации, разработанного в целях защиты интеллектуальных электрических сетей от хищения электроэнергии, нарушения конфиденциальности и сетевых атак.

ОТРАСЛЬ

7 Как обуздать цены на электроэнергию в России

Еремин В.Ю.

Стоимость передачи – самая быстрорастущая компонента конечного тарифа для всех категорий потребителей, утверждает автор. В связи с этим, наиболее актуальными мерами по борьбе с ростом цен на электроэнергию представляются меры в области контроля тарифов распределительных сетей.

8 Аспекты влияния «зимнего» и «летнего» времени на электропотребление энергосистем

Макоклюев Б.И.

12 Павел Голубев: «Без обновления сети дальше существовать не могут»

Интервью с начальником департамента по организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта ОАО «Холдинг МРСК».

ТЕМА НОМЕРА

18 Десять советов электросетевым компаниям: как бороться с «ледяным» дождем

Конец прошлого 2010 года отметился аномальным природным явлением – так называемым ледяным дождем, вызвавшим перебои с электроснабжением на европейской части территории страны. Эксперты обсуждают достижения современной техники и технологии и дают электросетевым компаниям 10 советов, которые не только позволят оперативно устранить последствия данного явления, но и обеспечить профилактическую подготовку к работе в экстремальных зимних условиях.

ТЕОРИЯ

33 Новые тенденции в разработке конструкций электросетевого строительства

Ермошина М.С.

Европейские страны уделяют огромное внимание вопросам экологии, но при этом стараются сделать электросетевые конструкции привлекательными с точки зрения эстетики. Автор надеется, что и наше будничное электросетевое строительство будет раскрашено яркими красками и пойдет в ногу со временем.

36 Анализ надежности как элемент планирования электрических распределительных сетей

Джони Пилванайнен, Джуси Ярванен, Пекка Верхо.

В статье представлены современные методы анализа надежности распределительной сети, такие как: модель частоты отключений, разработанная на основе статистики отключений и инженерных оценок; процесс управления повреждениями сети; модель затрат на отключения, которые позволяют улучшить финансовые результаты и оптимизировать затраты.

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



**ОАО СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА**

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

ПРАКТИКА

42 Схемы подключения аккумуляторной батареи к щиту оперативного постоянного тока

Гусев Ю.П.

В статье даны пояснения по стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования» в части требований к схеме подключения аккумуляторной батареи (АБ) к щиту постоянного тока (ЩПТ).

50 Строительство объектов электросетевого хозяйства с применением методологии PROJECT MANAGEMENT в ОАО «ЕЭСК»

Семерилов С.А.

С начала 2008 года управление строительными проектами в ОАО «ЕЭСК» осуществляется с использованием программного обеспечения (ПО) «Primavera». Данный продукт хорошо зарекомендовал себя на зарубежном и российском рынке и позволил комплексно решать вопросы управления строительными проектами в соответствии с международными стандартами.

54 Система формирования и планирования электропотребления и балансов электроэнергии Дальневосточного региона

Макоклюев Б.И., Артемьев А.А.,
Антонов А.В., Полижаров А.С.

Авторы делятся опытом установки в центральном офисе Дальневосточной энергетической компании и ее филиалах программного комплекса «Энергостат» для обеспечения необходимых функций подготовки информации и планирования энергопотребления и балансов в регионе.

58 Развитие успешных проектов Smart Grid

Краткий отчет Всемирного экономического форума, в процесс написания которого было привлечено свыше 60 энергетических компаний и регулирующих организаций для определения факторов, определяющих успех или неудачу реализации проекта по развитию «интеллектуальной» сети.

66 Методологические аспекты принятия решений при эксплуатации силовых трансформаторов электрических сетей. Львов М.Ю.

В статье на основе существующих положений теории принятия решений и теории информации рассматриваются основные методологические подходы оценки и учета фактора риска и информативности контролируемых показателей, нацеленные на совершенствование стратегии принятия решений при оценке технического состояния силовых трансформаторов в эксплуатации.

74 Компактные ВЛ в России

Насколько актуально для нашей страны строительство компактных ВЛ на классы напряжения до 330 кВ, какова готовность к этому отраслевых предприятий – на эти и другие важные вопросы, связанные со строительством в России компактных ВЛ, отвечает вице-президент производственного объединения «Форэнерго» к.т.н. Юданов Е.А.

ЭКСПЕРТИЗА

78 Изменения в нормативных актах электроэнергетики

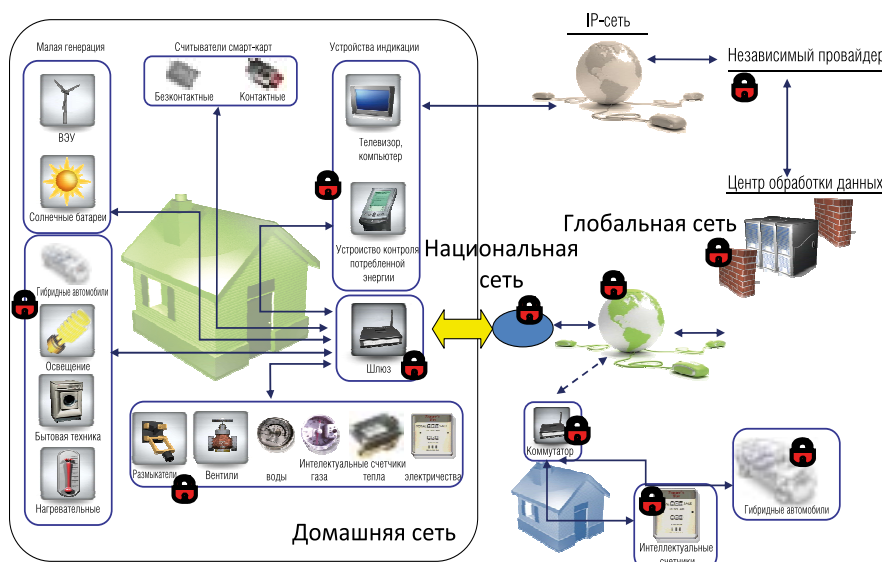
ЛИЧНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

84 Календарь актуальных событий на апрель – май 2011



КОМПЛЕКСНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Компания Atos Worldline, реализующая практический опыт Atos Origin в предоставлении высокотехнологичных транзакционных услуг, и NXP Semiconductors N.V. (Nasdaq: NXPI) объявили о выпуске уникального решения в области комплексной безопасности и аутентификации, разработанного в целях защиты интеллектуальных электрических сетей от хищения электроэнергии, нарушения конфиденциальности и сетевых атак.



Информационная безопасность Smart Grid

Решение объединяет системы Atos Worldline ESS (Energy Security Service, сервис обеспечения безопасности электроснабжения), Atos Worldline SMP (Smart Meter Personalisation, система персонализации интеллектуального счетчика) и защищенные устройства «последней мили» и технологию аутентификации от компании NXP – лидера в выпуске решений на основе защищенных ИС. Работая вместе, Atos Worldline и NXP способны обеспечить комплексную безопасность всей системы: от интеллектуального счетчика электроэнергии – до платформы управления данными счетчика, и от интеллектуального счетчика – до конечных устройств сети. Новая архитектура безопасности была представлена на саммите производителей интеллектуальных счетчиков из Европы и Великобритании «Smart Metering UK & Europe Summit 2011» в Лондоне.

Решение, обеспечивающее комплексную безопасность интеллектуальных электрических сетей, основано на принципах проектируемой безопасности («security by design») и проектируемой конфиденциальности («privacy by design»). Оно предлагает:

- сервис обеспечения безопасности электроснабжения Atos Worldline ESS для кодирования сообщений на всем пути от интеллектуального счетчика до платформы управления данными счетчика, а также кодированного хранения данных в служебных приложениях;
- систему персонализации интеллектуальных счетчиков Atos Worldline SMP, соответствующую самым высоким требованиям технической безопасности для защиты конфиденциальной информации от несанкционированного и незафиксированного доступа;
- микросхемы NXP au10tic™ для аутентификации всех компонентов интеллектуальных электрических сетей,

применяемых в целях защиты данных, сохранения конфиденциальности, предотвращения фальсификации устройств «последней мили» и хищения электроэнергии;

- систему предварительной оплаты с помощью смарт-карт, использующую ИС считывателя смарт-карт компании NXP, ИС бесконтактного считывателя смарт-карт, ИС SAM (Модуля безопасного доступа), технологии MIFARE® и SmartMX™ и контроллеров NFC.

«Необходимость защиты устройств «последней мили» интеллектуальных электрических сетей была основной задачей Smart Utilities, обеспечением безопасности сетей которой мы занимаемся, – заявил директор отдела торгового оборудования компании Atos Worldline Андреас Фицнер (Andreas Fitzner). – Как надежный поставщик защищенных ИС по всему миру, компания NXP обладает широким портфелем встроенных решений для обеспечения безопасности и надежной защиты, которые помогут нам поставлять решения по обеспечению безопасности и конфиденциальности данных для интеллектуальных сетей действительно на всех элементах системы».

В свою очередь генеральный директор подразделения маркировки и аутентификации компании NXP Semiconductors Крис Фейге (Chris Feige) сказал: «Как ведущий поставщик решений в области интеллектуального обслуживания энергосистем, компания Atos Origin обладает огромным опытом в области IT-решений – как обычных, так и в реальном времени – для рынка энергоносителей. Мы рады работать с Atos Worldline в области безопасности интеллектуальных сетей от конечных устройств до интеллектуального счетчика и до платформы управления энергоснабжением».

БЭМП

ПОЛНЫЙ ЦИКЛ ПРОИЗВОДСТВА
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ



ЭНЕРГЕТИКА НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Распределительные устройства 35 кВ «КЕДР» и 6(10) кВ «ИВА» любой сложности, с возможностью компенсации реактивной мощности.



Распределительные устройства 0.4 кВ «ОЛЬХА» до 6300 А, с решениями по компенсации реактивной мощности



Низковольтные щиты контроля, сигнализации и автоматического управления серии «БОР» (ШАВР, ШУГ, ШУОТ, ШВА и т.д.)



Полный цикл конструкторской разработки и производства электротехнического оборудования с использованием комплектации ведущих мировых производителей: «Schneider Electric», «ABB», «Siemens» и др.

www.bemp.ru

«ЭЛЕКТРОЗАВОД» ПОСТАВИЛ ТРАНСФОРМАТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НА УФИМСКУЮ ТЭЦ-2

На реконструируемую Уфимскую ТЭЦ-2 (Республика Башкортостан) осуществлена поставка трансформатора ТД-63000/110-УХЛ1 мощностью 63 МВА, разработанного и изготовленного на новом заводе ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» в Республике Башкортостан. Данный агрегат – один из первых в новой линейке инновационного оборудования, выпущенного на Уфимском трансформаторном заводе.



При производстве данных трансформаторов применяются передовые конструкторские решения, высококачественные материалы и инновационные технологии изготовления, которые до недавнего времени не использовались

в отечественном трансформаторостроении. По техническим параметрам, надежности, удобству монтажа и эксплуатации данное трансформаторное оборудование соответствует отечественным и мировым стандартам. Первая линия

производства на Уфимском трансформаторном заводе была запущена в феврале 2010 года, и уже сегодня предприятие предлагает энергетикам современное энергетическое оборудование.

В составе Холдинговой компании «ЭЛЕКТРОЗАВОД» – электротехнические заводы, собственные проектные и научно-исследовательские институты, инженеринговые и сервисные центры с базами в Москве, Уфе и Запорожье (Украина). В компании создан «Электротехнический институт инновационных технологий» (Москва), который уже сегодня предлагает инновационные решения в конструировании и производстве энергетического оборудования.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЙ ЭФФЕКТ

ОАО «ФСК ЕЭС» в 2010 году выполнило в полном объеме мероприятия по сокращению потерь в сетях ЕНЭС. Суммарный энергосберегающий эффект проведенных мероприятий в 2010 году составил 291,640 млн. кВт·ч.

Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в ЕНЭС Федеральная сетевая компания реализует в рамках «Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «ФСК ЕЭС» на 2010–2012 гг.», которая включает в себя оптимизацию режимов эксплуатации и управления электрическими сетями, снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, мероприятия по развитию электрических сетей и вводу в работу энергосберегающего оборудования.

В рамках первого направления работы в 2010 году ОАО «ФСК ЕЭС» осуществляло работу по поддержанию оптимальных режимов по реактивной мощности и напряжению, производило отключение электросетевого оборудования (транс-

форматоров и линий электропередачи) в режимах малых нагрузок, сокращало продолжительность технического обслуживания и ремонта основного оборудования сети. В филиале ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Центра эта работа позволила снизить потери на 86,888 млн. кВт·ч.

Деятельность ОАО «ФСК ЕЭС» по снижению расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций предусматривала оптимизацию работы вентиляторов охлаждения трансформаторов и автотрансформаторов, а также средств отопления и освещения зданий управления подстанциями. Благодаря предпринятым мерам филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада добился экономии 23,598 млн. кВт·ч, МЭС Юга – 3,573 млн. кВт·ч, МЭС Сибири – 1,427 млн. кВт·ч.

Также в 2010 году проводилась работа по оптимизации загрузки электрических сетей за счет строительства подстанций и линий. Так, оптимизация загрузки энергообъектов благодаря строительству подстанции Пересвет и линии электропередачи 500 кВ Сомкинская – Пересвет позволила филиалу ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири снизить потери на 3,504 млн. кВт·ч.

В целом по итогам 2010 года объем отпуска электроэнергии из сети ЕНЭС в сети распределительных сетевых компаний, потребителей и независимых АО-энерго в сальдированном выражении составил 470 648,072 млн. кВт·ч. Объем потерь электроэнергии в сети ЕНЭС по итогам 2010 года составил 22 525,621 млн. кВт·ч.

КАК ОБУЗДАТЬ ЦЕНЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В РОССИИ

ЕРЕМИН В. Ю., старший аналитик компании Branap

Иностранные инвесторы в энергетику РФ (Enel, E.on, Fortum) 9 марта адресовали премьер-министру В.В. Путину письмо, в котором изложили свои опасения по поводу возможных изменений в системе ценообразования на электроэнергетических рынках.

Основные тезисы обращения заключаются в следующем:

- рост конечной цены на электроэнергию более чем на 15 %, вызван повышением сетевой составляющей, тарифа ОАО «Русгидро» и ОАО «Концерн Росэнергоатом», некорректным ценообразованием на розничном рынке. Рост выручки тепловой генерации не превышает 12 %, соответственно ее вклад в рост тарифа минимален;

- высокие цены «вынужденных» и «самых дорогих» станций обусловлены, в частности, перекрестным субсидированием производства тепловой энергии;

- изменения правил игры на рынке инвесторы воспринимают как отказ государства выполнять свои обязательства, что вынуждает их «анализировать дальнейшую стратегию развития активов в РФ».

Позиция генерирующих компаний представляется обоснованной. Электроэнергия с учетом мощности на оптовом рынке РФ остается дешевле, чем в Европе (рис. 1). Безусловно, разница в ценах на природный газ гораздо выше, но не стоит забывать о низкой эффективности существующего российского генерирующего оборудования, высоких ценах строительства новых объектов и наличии «особых зон» — республик Северного Кавказа, в которые все электростанции продают часть электроэнергии по регулируемым ценам (ниже среднерыночных).

В то же время тарифы на передачу и распределение электроэнергии в России существенно выше, чем в Европе. В наибольшей степени это оказывает влияние на крупных промышленных потребителей с высоким напряжением. В Европе потребители с напряжением 110 кВ и

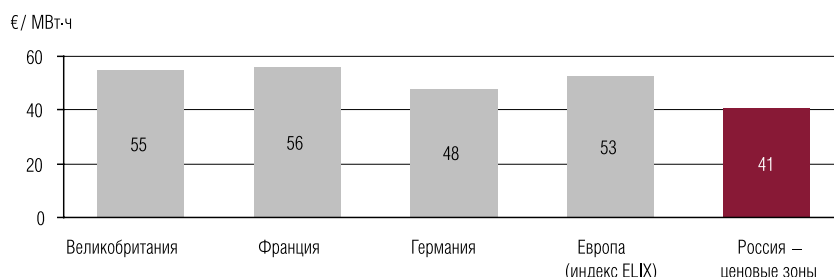


Рис. 1. Цена на электроэнергию на оптовых рынках (Источники: ATC, APX-ENDEX, EEX, март 2011)

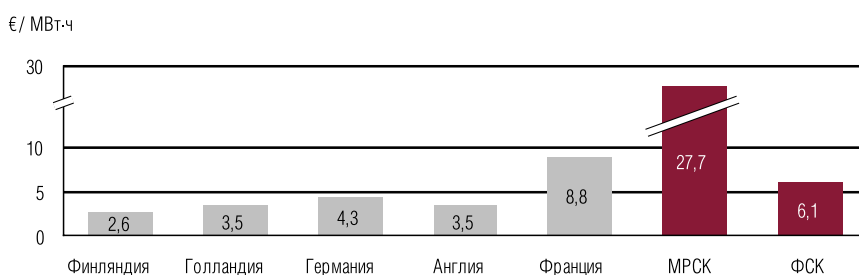


Рис. 2. Цены на передачу электроэнергии для уровня напряжения 110 кВ (Источник: данные сетевых компаний)

выше, как правило, обслуживаются магистральной сетевой компанией и тарифы на их услуги составляют около 3–4 евро за MWh (рис. 2). В России конечные потребители, за редким исключением, обслуживаются распределительными сетями, что позволяет государственным регулирующим органам субсидировать за их счет более мелких потребителей. В результате этого средний тариф на передачу для предприятий с высоким напряжением составляет в 2011 г. около 28 евро за MWh. Если бы компании обслуживались ОАО «ФСК ЕЭС», то их тариф составил бы около 6,1 евро за MWh, что намного ближе к среднеевропейскому уровню.

Стоимость передачи — самая быстрорастущая компонента конечного тарифа для всех категорий потребителей. В связи с этим наиболее

актуальными мерами по борьбе с ростом цен на электроэнергию представляются меры в области контроля тарифов распределительных сетей, а именно:

- введение жестких обязательств сетевых компаний по снижению тарифа по окончании реализации инвестиционных программ;

- внедрение работающих механизмов снижения тарифа распределительной компании в случае несоблюдения качества предоставления услуг или невыполнения инвестиционной программы;

- внедрение прозрачных целей по уровням операционных и капитальных затрат распределительных компаний, которые учитываются при установлении тарифа, основанных на сравнительном анализе эффективности компаний и рассчитанных нормативах затрат.

В феврале 2011 года после продолжительной дискуссии о целесообразности введения зимнего и летнего времени президентом России принято решение об отмене зимнего времени. Поскольку при выборе тех или иных вариантов исчисления времени наиболее существенным является фактор экономии электроэнергии, выбора оптимального варианта использования энергоресурсов, указанная проблема, безусловно, должна рассматриваться с этой точки зрения. По данному вопросу было опубликовано несколько статей и работ [1–7], причем наиболее подробно влияние сдвига времени на электропотребление энергосистем России рассмотрено в статье [7]. В ней было предложено сохранение действия летнего времени в течение года. Приведем некоторые положения данных статей и работ, а также дополнительные аспекты данной проблемы.

АСПЕКТЫ ВЛИЯНИЯ ЛЕТНЕГО И ЗИМНЕГО ВРЕМЕНИ НА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

МАКОКЛЮЕВ Б. И., д.т.н., главный научный сотрудник НТЦ «Электроэнергетики»

Применяемое в Российской Федерации в настоящее время исчисление времени предполагает использование на территории страны помимо поясного времени действия «декретного» и летнего времени. Основная задача указанного времени исчисления – более рациональное использование светлой части суток и, как следствие, естественное снижение потребления электрической энергии и мощности в Единой энергосистеме (ЕЭС) страны из-за меньшего использования осветительной нагрузки в бытовом, коммунальном и производственном секторе.

Помимо поясного в России и некоторых других странах введено «декретное» время, переведенное на 1 час вперед относительно поясного. Зимой в России официальное время на 1 час опережает поясное, а летом (в период введения летнего времени) – на 2 часа. Оно введено постановлением СНК СССР от 16 июня 1930 в целях более рационального использования светлой части суток. С 1981 г. на территории СССР (а в последующем и России) стало вводиться летнее время, опережающее поясное еще на 1 час против декретного. При этом на всей территории России осуществляется переход на летнее время – стрелки часов сдвигаются на 1 час вперед в последнее воскресенье марта, и переход на зимнее время, когда стрелки часов сдвигаются на 1 час назад в последнее воскресенье октября. Сейчас на летнее и зимнее время переходят в более чем 100 странах, рас-

положенных в средних широтах, для максимального использования солнечного освещения и, как следствие, для экономии электроэнергии. Приэкваториальные страны летним временем не пользуются.

В некоторых странах границы летнего времени расширены. Так, после проведения расчетов эффективности сдвига времени, с 2007 г. США и Канада переходят на летнее время не в первое воскресенье апреля, как обычно, а на три недели раньше. Также в «летнем» режиме американцы живут на неделю дольше, чем при переходе в последнее воскресенье октября. Более ранний переход позволит США к 2020 году сэкономить на энергопотреблении 4,4 млрд. долларов. Кроме того, увеличение светового дня поможет сэкономить около 8 млрд. м³ природного газа и предотвратить выброс в атмосферу 10,8 млн. метрических тонн углекислоты [3].

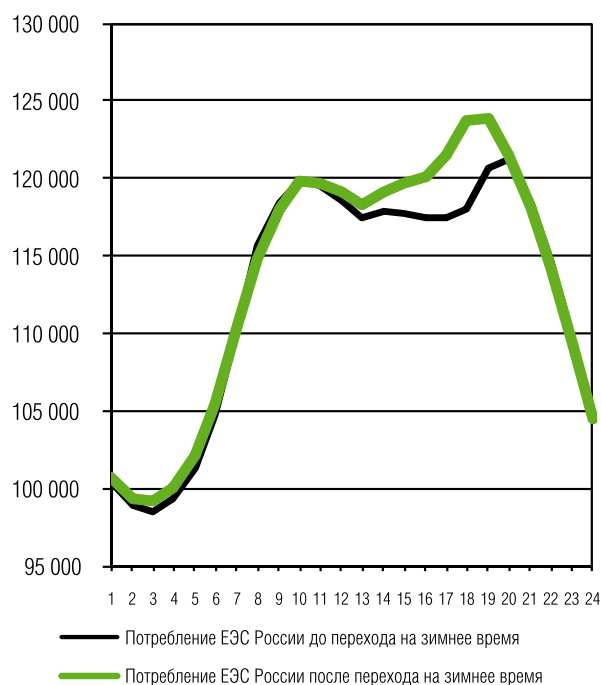
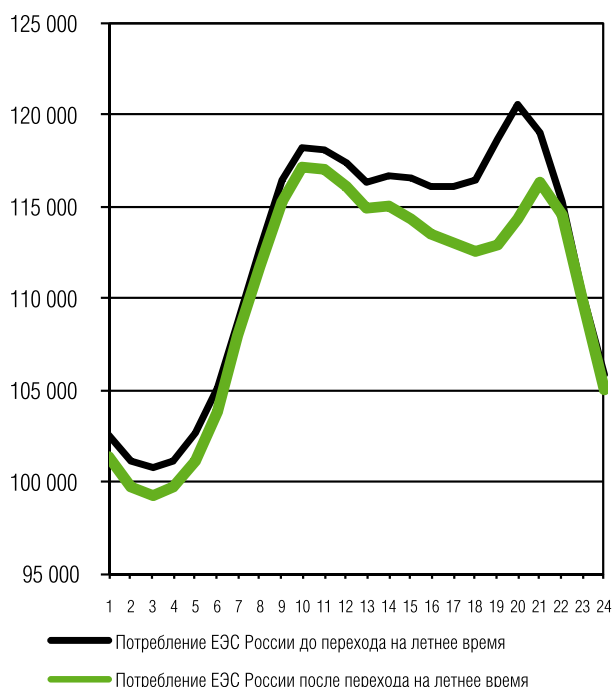
Сезонный перевод часовых стрелок – это акция общегосударственного масштаба, затрагивающая всех без исключения, в том числе службы транспортного сообщения, связи, компьютерные системы, так что в пользу ее применения должны иметься весьма веские аргументы в виде ощутимой экономии электроэнергии.

Для оценки изменения потребления в России при сдвиге времени проводился анализ суточного потребления и почасовых суточных графиков ЕЭС России и региональных объединенных энергосистем (ОЭС) за несколько лет. На одном графике совмещались почасовые среднесуточные графики рабочих дней ЕЭС России (синхронная зона, без ОЭС Востока), осредненных за 3 года за неделю до и после перевода часов. Для исключения влияния температуры данные потребления приводились к среднесезонной температуре. Анализ графиков про-

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



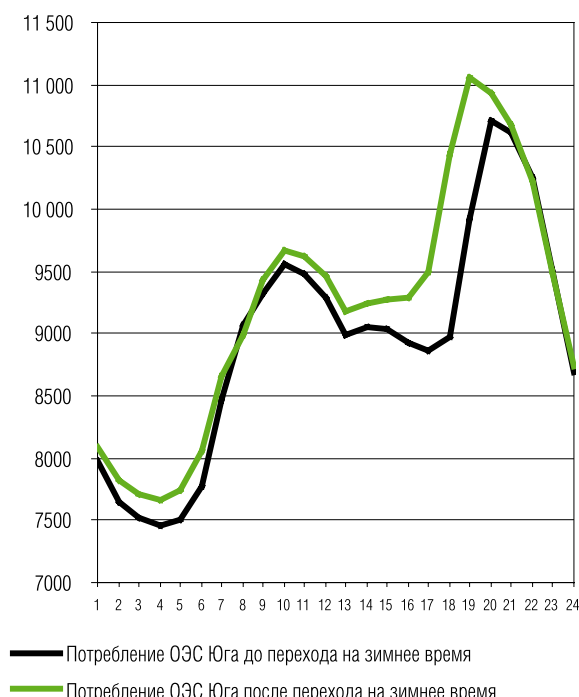
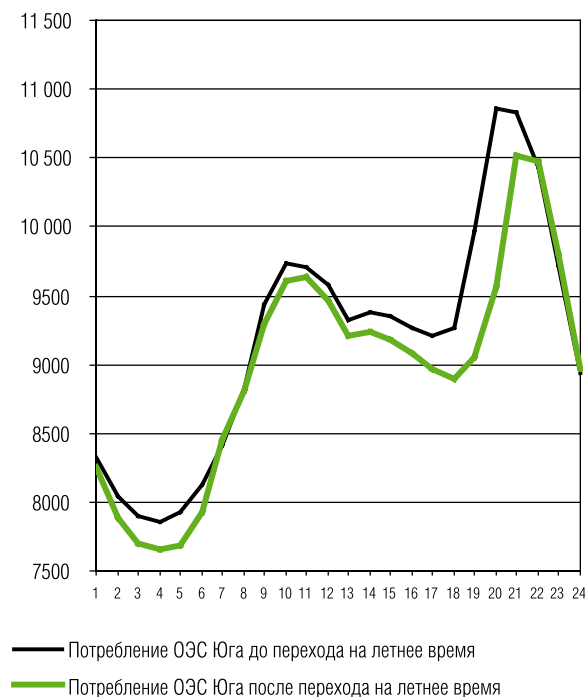
Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



а)

б)

Рис. 1. Среднесуточные графики электропотребления ЕЭС России: а – до и после перехода на летнее время; б – то же на зимнее время



а)

б)

Рис. 2. Среднесуточные графики электропотребления ОЭС Юга: а – до и после перехода на летнее время; б – то же на зимнее время

водился с использованием программных средств и архивных данных комплекса «Энергостат» [6].

На рис. 1 приведены графики ЕЭС России. Характер изменения графиков для регионов и ЕЭС в целом подобен – при переходе на летнее вре-

мя существенно снижается вечерний максимум, при переходе на зимнее он увеличивается, вместе с тем имеются в регионах определенные особенности – например, для ОЭС Юга (рис. 2) снижение и, соответственно, увеличение нагрузки более значи-

тельное, чем для регионов, расположенных севернее.

Это подтверждается расчетами определенных показателей суточных графиков. В таблице 1 приведены данные по различным ОЭС и для синхронной зоны ЕЭС России. Здесь

Табл. 1. Анализ показателей графиков потребления различных ОЭС и ЕЭС России при переходе на летнее и зимнее время

ОЭС	Переход на летнее время			Переход на зимнее время		
	$\Delta W_{\text{сум}}$ МВт·ч, %	$\Delta P_{\text{макс}}$ МВт, %	$K_{\text{нер1}} / K_{\text{нер2}}$ отн. ед.	$\Delta W_{\text{сум}}$ МВт·ч, %	$\Delta P_{\text{макс}}$ МВт, %	$K_{\text{нер1}} / K_{\text{нер2}}$ отн. ед.
ЕЭС России	46 605 1,73	3528 2,92	0,835/0,847	- 21 892 - 0,81	- 2667 - 2,20	0,813/0,801
ОЭС Центра	9362 1,51	793 2,73	0,735/0,742	- 6583 - 1,05	- 678 - 2,28	0,700/0,690
ОЭС Северо-Запада	3490 1,32	278 2,31	0,792/0,794	- 2811 - 1,08	- 306 - 2,56	0,759/0,748
ОЭС Средней Волги	5693 1,87	347 2,47	0,772/0,777	- 2485 - 0,82	- 301 - 2,14	0,741/0,735
ОЭС Юга	5088 2,31	342 3,15	0,723/0,728	- 6348 - 2,96	- 350 - 3,27	0,697/0,692
ОЭС Урала	9199 1,33	592 1,93	0,881/0,882	- 724 - 0,10	- 445 - 1,45	0,858/0,848
ОЭС Сибири	10 309 1,78	752 2,93	0,879/0,889	- 7964 - 1,36	- 558 - 2,15	0,856/0,852
ОЭС Востока	3920 4,59	165 4,14	0,780/0,777	- 2512 - 3,24	- 146 - 3,91	0,737/0,740

$\Delta W_{\text{сум}}$ – отклонения среднего суточного электропотребления рабочих дней, $\Delta P_{\text{макс}}$ – отклонения максимальной нагрузки, $K_{\text{нер1}}$, $K_{\text{нер2}}$ – коэффициенты неравномерности в неделю до перевода часов и в неделю после перевода часов.

Как следует из данных таблицы 1, влияние переходов времени различается по регионам. Наиболее значительно снижается суточное потребление и максимумы нагрузки для регионов Востока (4,6 % и 4,14 % соответственно) и Юга (2,31 % и 3,15 %). Для регионов Северо-Запада, Центра, Сибири, Средней Волги и Урала суточное потребление снижается на 1,32–1,78 %, максимумы – 2,31–2,93 %. В целом по ЕЭС потребление и максимум снижаются на 1,73 и 2,92 %. Наблюдается значительное влияние перевода часов на формирование вечернего максимума – во всех регионах он уменьшается и наступает на час позднее. В регионах Дальнего Востока и Сибири снижается потребление в утреннее и дневное время. Везде улучшается форма графиков потребления – снижается их неравномерность (увеличивается коэффициент неравномерности).

При переходе на зимнее время для всех регионов картина получается обратная. Объем суточного электропотребления увеличивается (по ЕЭС – около 0,81 %). Также увеличивается вечерний максимум (по ЕЭС – около 2,2 %), и снижается коэффициент

неравномерности, что ухудшает режимные параметры энергосистем. Время наступления утреннего максимума сохраняется, величина его в большинстве ОЭС и ЕЭС в целом сохраняется, в трех регионах (Восток, Сибирь, Юг) утренний максимум увеличивается, в ОЭС Урала снижается. Время наступления вечернего максимума сдвигается на один час назад, и он увеличивается. Наиболее существенно увеличивается потребление и максимумы в ОЭС Востока (3,24 и 3,91 %) и Юга (2,96 и 3,27 %).

Проведенный анализ свидетельствует о том, что во всех регионах переход на летнее время производится поздно, а на зимнее время – рано, и границы летнего времени могут быть существенно расширены. Между тем в 80-х и 90-х годах характер изменения потребления был совершенно иным, и переход на летнее и зимнее время в существующие сроки был вполне целесообразен [1]. Причина этого – существенное изменение структуры потребления электроэнергии за последние 15–20 лет. Рассмотрим это на примере одной из крупнейшей энергосистем России – Мосэнерго.

На рис. 3 приведены суточные графики потребления электроэнергии в зимний период в 1988 и 2008 гг. в Мосэнерго. Для сопоставления графики приведены в относительных единицах. В 1988 году утренний максимум нагрузки наступал в 9 часов

и был существенно выше вечернего. В 2008 г. утренний максимум наступает примерно на 2 часа позже и он существенно ниже вечернего. Изменение характера потребления в суточном разрезе объясняется относительным снижением доли промышленной и увеличением доли коммунально-бытовой нагрузки в потреблении [6]. Смещение утреннего максимума на 2 часа и его относительное снижение не позволяют получать положительный эффект при переходе на зимнее время. А ведь именно снижение утреннего максимума определяло сроки перехода на зимнее время и обеспечивало экономию электроэнергии в период 80–90-х годов, что подтверждалось проведенными расчетами [1].

Поскольку характер потребления существенно изменился, для оптимального использования энергоресурсов следует изменить сроки введения летнего и зимнего времени, расширить границы летнего и ввести его примерно на 1 месяц ранее и отменить на месяц позднее. Вводить зимнее время на относительно короткий период (декабрь – февраль) нецелесообразно, а с учетом отрицательных социальных, медицинских и организационных аспектов проблемы, возникающих при сдвиге времени, безусловно оптимально сохранение летнего времени в течение года.

При рассмотрении вопроса оптимального исчисления времени на

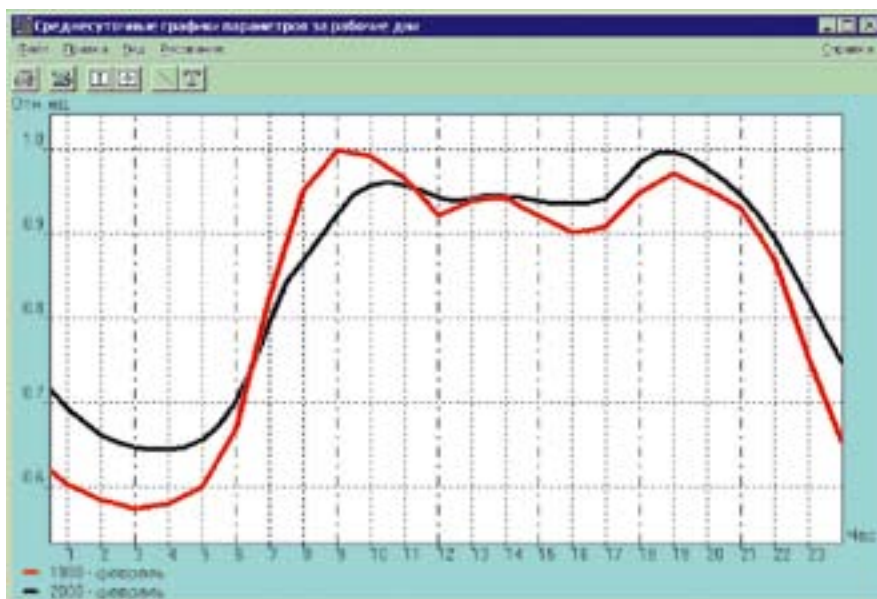


Рис. 3. Суточные графики электропотребления Мосэнерго в 1988 и 2008 годах (в относительных единицах)

территориях различных субъектов РФ также следует учитывать, что состав часовых поясов и принадлежность к ним различных территорий неоднократно менялись (в 1980 г. при введении в действие «летнего» времени и в 90-х годах прошлого столетия). Все это привело к тому, что в действительности понятие «декретного» времени для некоторых регионов во многом потеряло свой смысл, и требуется упорядочивание структуры часовых поясов в стране и приведение их в соответствие с актуальными требованиями к качеству жизни населения.

Для решения этого вопроса целесообразно создать межведомственную комиссию с участием представителей всех территориальных единиц РФ, специалистов электроэнергетики, прикладной астрономии, медицины. Задача комиссии – определение границ часовых поясов на территории России и перечня субъектов Российской Федерации, отнесенных к соответствующим часовым поясам.

ВЫВОДЫ

1. Переход на летнее время положительно влияет на уровень электропотребления и форму графиков. Наиболее существенно сказывается влияние перевода часов на формирование вечернего максимума – он наступает на час позднее и уменьшается (по ЕЭС около 3 %), при этом

суммарное потребление также уменьшается (около 1,7 % по ЕЭС). Улучшается форма графиков потребления – снижается их неравномерность, что, безусловно, улучшает режимную ситуацию. Влияние переходов на летнее и зимнее время различается для регионов России. Наиболее существенно переход на летнее время сказывается на электропотреблении регионов Юга и Дальнего Востока. Суммарное потребление снижается на 2,3 % (Юг) и 4,6 % (Восток), максимумы нагрузки – на 3,15 % и 4,14 % соответственно.

2. При переходе на зимнее время для большинства регионов объем суточного электропотребления увеличивается (по ЕЭС – около 0,8 %). Также увеличивается вечерний максимум (по ЕЭС – около 2,2 %) и снижается коэффициент неравномерности, что ухудшает режимные параметры энергосистем. Время наступления вечернего максимума сдвигается на один час назад. Время наступления утреннего максимума сохраняется. Наиболее существенно увеличивается потребление в ОЭС Юга (около 3 %) и ОЭС Востока (3,24 %).

3. Существенное изменение структуры потребления электроэнергии за последние 15–20 лет привело к тому, что переход на зимнее время в существующие сроки не является целесообразным с точки зрения экономики электроэнергии – потребление

электроэнергии и максимальные нагрузки увеличиваются. Следует изменить сроки сдвига времени, расширить границы летнего времени и вводить его примерно на 1 месяц ранее и отменять на месяц позднее. Вместе с тем вводить зимнее время на относительно короткий период (декабрь – февраль) нецелесообразно, а с учетом отрицательных социальных, медицинских и организационных аспектов проблемы, возникающих при сдвиге времени, безусловно, оптимально сохранение летнего времени в течение года.

4. Для решения вопроса оптимального исчисления времени в различных регионах России целесообразно создать межведомственную комиссию с участием представителей территориальных единиц РФ, специалистов электроэнергетики, прикладной астрономии, медицины. Задачей комиссии должно являться определение границ часовых поясов на территории России и перечень субъектов Российской Федерации, отнесенных к соответствующим часовым поясам.

ЛИТЕРАТУРА

1. Макоклюев Б.И., Воронков В.Н., Логинова Л.В. Эффективность введения «летнего времени» для Московской энергосистемы. – Электричество, 1983, № 4.
2. Ebersbach K., Schaefer H. Sommerzeit und Energieeinsparung. – Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1980, № 7.
3. Юнанов Б.А. За океаном стрелки часов перевели вперед в ускоренном режиме. – Новые известия. 12.03.2007.
4. Бондарь И.А. Нужен ли переход на летнее время. – «Энергия», 2001, № 9.
5. Макоклюев Б.И., Еч В.Ф. Влияние перехода на летнее и зимнее время на уровень электропотребления в различных регионах России. – Электрические станции, 2007, № 2.
6. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. – Энергоатомиздат, 2008.
7. Макоклюев Б.И., Бондаренко А.Ф., Павлушко С.А. Влияние перехода на летнее и зимнее время на электропотребление энергосистем России и выбор оптимального исчисления времени. – Энергорынок, 2010, № 3.

ПАВЕЛ ГОЛУБЕВ: «БЕЗ ОБНОВЛЕНИЯ СЕТИ ДАЛЬШЕ СУЩЕСТВОВАТЬ НЕ МОГУТ»



Главный редактор журнала «Энергоэксперт» беседует с начальником департамента по организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта ОАО «Холдинг МРСК» ГОЛУБЕВЫМ П. В. – о нынешней зиме, технической политике, реклоузерах и, конечно же, программе реновации.

Энергоэксперт. Зима 2010–2011 для энергетиков выдалась сложная, в особенности это ощутили в Московском регионе. Павел Владиленович, скажите, какие выводы сделаны по итогам произошедших массовых отключений из-за выпавшего так называемого ледяного дождя? Планируется ли в связи с этим внедрение каких-либо новых технических средств?

Павел Голубев. Создано несколько рабочих групп для того, чтобы понять,

что случилось, кто виноват, и самое главное – что делать, чтобы такого не происходило в дальнейшем. Мы понимаем, что в первую очередь нужно принять целый комплекс организационных и технических мер. Это в том числе и работа с Рослесхозом и другими органами по изменению существующей нормативно-правовой базы. В этой связи создана совместная группа в составе представителей Рослесхоза, Холдинга МРСК и ФСК ЕЭС. О резуль-

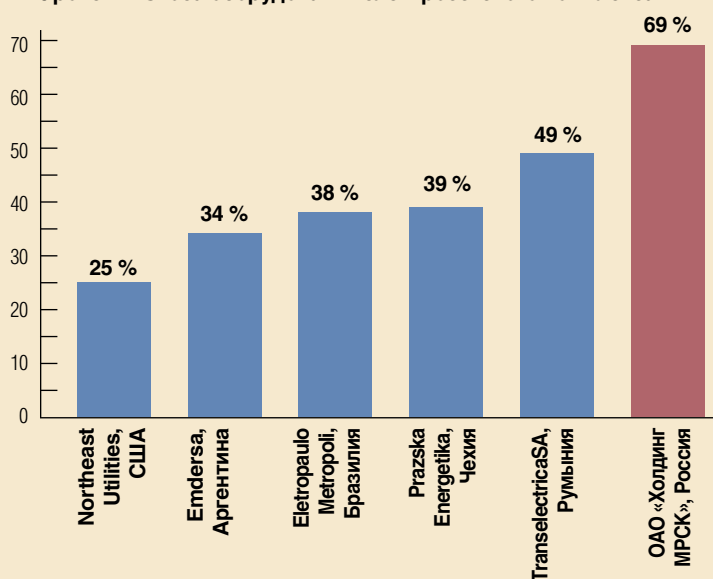
татах пока говорить не буду, но они есть. Думаю, в ближайшее время эта работа будет иметь свое логическое завершение. Мы договоримся и о ширине просек, и о возможностях работы в просеках, и об охранных зонах, и обо всех нюансах, которые возникают при работе в лесах. Мы дадим определение и просеке, и опасно растущему дереву, и другим объектам.

Надо сказать, что в 2010 году аварии подобные Московской случались в Улья-

ИЗНОШЕННОСТЬ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ – КЛЮЧЕВАЯ ПРОБЛЕМА РОССИЙСКОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО СЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА

- Ежегодно на реновацию (обновление) основных фондов приходится 35–40 % инвестиционной программы дочерних обществ ОАО «Холдинг МРСК»
- Реализация мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции не приводит к снижению величины общего физического износа оборудования
- Ежегодный прирост износа – от 0,6 до 1,3 %
- Показатели износа в 1,5–2 раза превышают аналогичные показатели зарубежных сетевых компаний

Уровень износа оборудования электросетевого комплекса



Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

новской, Самарской областях. Сильнейший ураган в Ленинградской области свалил, по моей информации, двадцатилетнюю норму вырубки деревьев! Поэтому у нас уже был опыт борьбы с последствиями таких аварий, и когда в Московской области произошел катаклизм, довольно быстро мы организовали помощь соседней: буквально в первые же сутки отключений из ближайших областей прибыли бригады, что позволило оперативно приступить к ликвидации последствий. И все довольно быстро было бы ликвидировано, если бы не вторая волна, когда на последствия ледяного дождя выпал обильный снег!

Да, для более оперативного реагирования на аварии нам не хватило техники, прежде всего специальной высокопроходимой спецтехники, тех же самых вышек на КАМАЗах, УРАЛах. Не хватило техники, чтобы провести быструю разведку. Теперь во всех наших компаниях в дополнительные инвестиционные программы мы включаем приобретение высокопроходимой спецтехники.

33. Не появились ли планы повсеместной установки устройств плавки гололеда?

П.Г. Мое мнение, что устройства плавки гололеда ставить повсеместно нет смысла. Если один раз в 30 лет в Москве или Ульяновске случились подобные катаклизмы, то устанавливать здесь и держать в готовности специальные устройства – а это и расход электроэнергии, и операционные затраты – не выгодно. Надо посчитать, может, нам дешевле сделать сеть с максимальным коэффициентом гололедоустойчивости, а не плавить! Сегодня это дороже, но зато это на годы. Надо посчитать.

33. А планируется ли применение геоинформационных систем (ГИС)?

П.Г. Сейчас находится на согласовании и в ближайшее время будет подписан приказ по Холдингу МРСК о создании системы управления распределенными ресурсами. В ее основе лежит ГИС. То есть мы будем иметь геодезическую платформу, на которую слоями, скажем так, наложены все наши воздушные линии, расположение наших ремонтных и аварийных бригад, с фотографиями, с координатами привязки. Туда

же мы наложим информацию о наших аварийных запасах, о подрядных и о строительных организациях. Это позволит нам при повторении подобных ситуаций очень быстро сориентироваться и управлять процессом ликвидации аварии в режиме онлайн. Такая работа проводится в Холдинге и будет распространена на все дочерние компании.

Мы понимаем, что вопрос, в каком техническом состоянии находятся наши линии электропередачи, приоритетный. Потому что основное количество технических нарушений приходится именно на ВЛ. Поэтому сейчас мы проводим большую работу по определению технического состояния линий электропередачи с применением средств инструментального контроля. Нами разработана методика приоритетности данных линий, выбраны наиболее ответственные, из 264 тысяч километров, линии.

33. Еще в 2010 году анонсировался выход новой технической политики Холдинга. Вам что-нибудь известно, когда будет опубликован этот доку-

Микроика

ООО НПФ «Микроика» — производственная компания, выполняющая проектирование, разработку, изготовление, поставку и ввод в эксплуатацию автоматизированных систем управления технологическими процессами на предприятиях энергетики и промышленности, а также их сервисное сопровождение.

Решения «МИКРОИКА» это — платформа аппаратных и программных модулей, обеспечивающая:

- Масштабируемость и совместимость с системами различных производителей;
- Наличие полнофункциональной SCADA системы SYNOS-RU;
- Широкий набор аппаратных и программных модулей, позволяющих создать систему, оптимально настроенную на объект внедрения;
- Оптимальное соотношение цена/качество.

На базе этой платформы реализованы следующие продукты:

- ПЛК АСУ ТП, ДСПТК, СОПТ, ТМ различной степени сложности;
- системы сбора, обработки, хранения и компенсации реактивной мощности;
- системы управления (SCADA/MMS/DMS) для Диспетчерских центров;
- системы мониторинга состояния ЛЭП (DOL);
- системы мониторинга силового трансформаторного оборудования;

Контроллеры производства НПФ «Микроика» выполняют все стандартные функции управления присоединением, а также реализуют:

- алгоритмы блокировки коммутационных аппаратов для исключения ошибочных действий оперативного персонала;
- регистрацию аварийных событий (РАС);
- оптимизацию места выработки (ОГМ);
- контроль качества электроэнергии согласно ГОСТ 13109-97 (ГОЭ).

«Микроика» производит оборудование, отвечающее требованиям всех современных стандартов, разработанное с учетом последних достижений в электронике и информатике. Все оборудование прошло необходимую сертификацию и аттестацию:

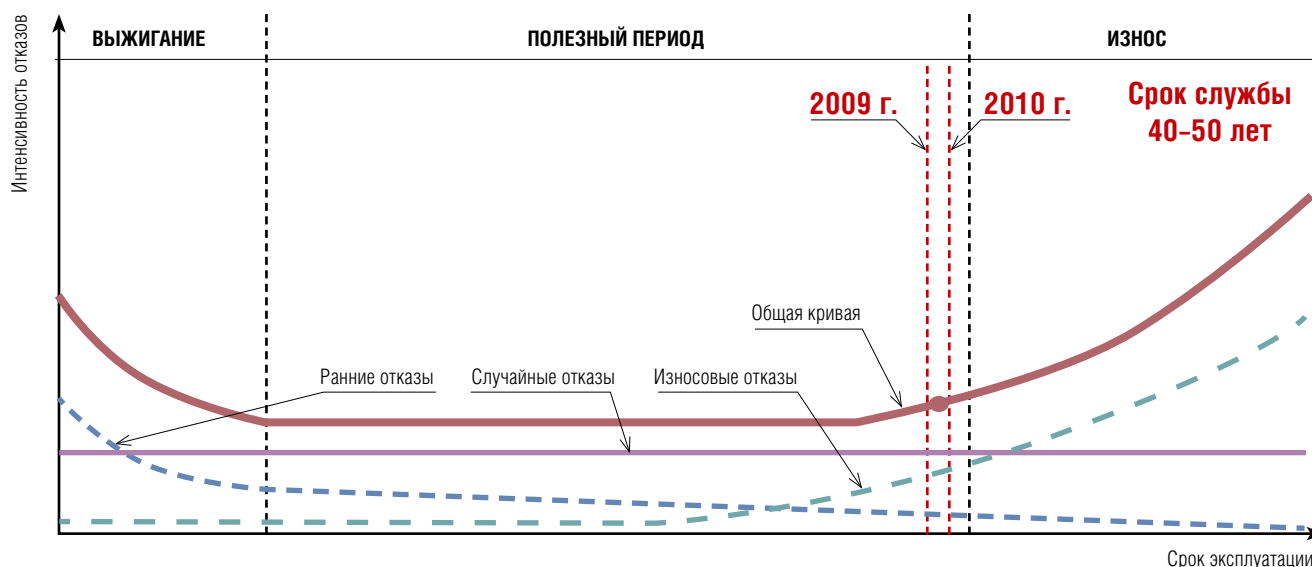
- Система SCADA имеет сертификат соответствия средства измерения;
- Оборудование соответствует требованиям ГОСТ Р;
- Система АСУ ТП имеет аттестацию в ОАО «ФСК ЕЭС» и рекомендована к применению на объектах ЕЭС;
- Оборудование имеет сертификат соответствия с требованиями стандарта ISO 9001:2008 (ГОСТ Р ИСО 9001:2008).

Россия, 105318, Москва, ул. Мережковская, д.23, стр.20.
Тел.: +7 495 660 25 00, Факс: +7 495 365 31 89, www.mikroika-energo.ru

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



Рост интенсивности отказов оборудования

мент? В связи с чем произошли задержки?

П.Г. Техническая политика разрабатывается. Мы могли бы очень быстро выпустить документ, который перечислил бы ряд известных требований к типовым видам оборудования, взяв за основу тот, что в свое время был

принят в РАО ЕЭС. Но мы хотим сделать более качественно в том плане, что хотим в технической политике отразить новые подходы к эксплуатации сетей, новое видение того, как должна строиться и развиваться вся распределительная сеть. Включая элементы «умных» сетей, о которых сейчас так

умно и красиво говорят, в том числе и ваш журнал. Мы прекрасно понимаем, что это не только установка приборов учета во всех точках сети, а это сеть нового поколения, которая на технологическом уровне должна объединять потребителей и производителей электроэнергии в единую ав-

ВЫСОКАЯ НАДЕЖНОСТЬ
5 ЛЕТ ГАРАНТИИ
30 ЛЕТ - СРОК СЛУЖБЫ
70 ЛЕТ - ОПЫТ ПРОИЗВОДСТВА

СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА
www.cztt.ru, cztt.pf

ЛУЧШИЕ ТРАДИЦИИ РОССИИ



ТОЛ-10-1



ТОЛ-20



ЗНОЛП

реклама

ООО «Электросетевые компенсаторы»

Специализированный научно-инженерный центр, обладающий уникальным накопленным опытом в области сопровождения проектирования, разработки, изготовления, поставки, наладки, ввода в эксплуатацию и технического обслуживания высоковольтных источников реактивной мощности 35–500 кВ на базе управляемых шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов

Основными видами деятельности ООО «ЭСКО» являются разработка технических решений, инженерное и авторское сопровождение работ по применению автоматических систем стабилизации напряжения источников реактивной мощности (ИРМ) в электрических сетях 35–500 кВ «под ключ», а именно:

- разработка технических решений на проект установки ИРМ;
- разработка технических требований на ИРМ;
- разработка спецификации комплектующего оборудования, поставляемого для ИРМ, с выдачей рекомендаций по закупке комплектующего оборудования, соответствующего техническим требованиям и высоким мировым стандартам;
- при необходимости, подготовка производства для конкретных типов комплектующего оборудования, входящего в состав ИРМ;
- разработка программы наладочных работ и выдача рекомендаций по закупке комплектующего оборудования, входящего в состав ИРМ;
- разработка и выдача рекомендаций по эксплуатации и техническому обслуживанию комплексов ИРМ.

Деятельность ООО «ЭСКО» основана на стратегическом партнерстве с ведущими научно-техническими центрами и с электротехническими заводами Российской Федерации, ближнего зарубежья и Евросоюза.

Функциональное назначение оборудования – плавное регулирование напряжения узла нагрузки в пределах допустимого (заданного) рабочего диапазона. Автоматическая стабилизация напряжения узла нагрузки по заданной уставке в нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных режимах.

В настоящее время в Российской Федерации и странах СНГ уже успешно эксплуатируются около двух десятков ИРМ.

В 2010 году впервые разработаны и введены в эксплуатацию ИРМ для сети 35 кВ. Эта работа проведена в локальной энергосистеме, где установили два ИРМ мощностью ± 50 МВА. В результате достигнуты следующие показатели:

- уменьшение случаев посадки на «ноль» вследствие избытка реактивной мощности (до ввода – 7 случаев, после ввода – 0);
- компенсация избытка реактивной мощности позволила выполнить включение питающей линии 220 кВ по проектной схеме и замкнуть транзит (до ввода ВЛ-220 отключалась 4 раза с обесточиванием потребителей, после ввода – 0);
- уменьшение количества переключений РПН трансформаторов питающей линии 220 кВ при регулировании напряжения со стороны 35 кВ (до ввода – 234 раза, после ввода – 6 раз).



ООО «ЭСКО» 

Россия, 111250, Москва,
Кранскоазарменная ул., д. 14
Тел./факс: +7 (495) 995-52-28,
995-52-29
e-mail: support.ESKO@faramax.com

томатизированную систему. Это сеть, которая позволит в реальном времени отслеживать и контролировать режимы работы и в автоматическом режиме оперативно реагировать на изменения различных параметров, позволяя осуществлять электроснабжение с максимальной надежностью и экономической эффективностью. Это сеть, которая должна в зависимости от ситуации изменять свои характеристики, увеличивая пропускную способность и регулируя качество поставляемой электроэнергии. Вот к чему мы должны в конечном итоге прийти.

Итоговая редакция технической политики должна появиться к маю этого года.

33. *Недавно в Холдинге МРСК вышло письмо, в котором рекомендуется устанавливать реклоузеры для автоматизации ВЛ. Как вы считаете, повлияют ли последние события и это письмо на динамику развития концепции автоматизации распределительных сетей на базе реклоузеров? Можно ли ожидать, что рынок реклоузеров в России станет столь же масштабным, как и в США?*

П.Г. Как раз реклоузеры и есть один из основных, на мой взгляд, элементов «умной сети». Это то, что позволяет наши большие и, к сожалению, длинные фидеры секционировать, своевременно и вовремя делить – как в диспетчерски-плановом порядке, так и во время аварийных ситуаций. Поэтому за реклоузерами, считаю, очень большое будущее. Безусловно, они тоже нужны нам «умные», с встроенными датчиками, которые будут показывать напряжение, частоту и другие характеристики сетей, а может быть, и параметры технического состояния ЛЭП. И нужна передача этих данных в диспетчерские пункты по волокну, модему или любым другим способом, чтобы мы получали их в режиме онлайн или в режиме опроса. Поэтому реклоузерам быть... Мы будем развивать рынок реклоузеров, это безусловно.

33. *А что еще новенького будет в технической политике Холдинга?*

П.Г. Мы рассматриваем вариант перехода на более высокий класс напряжения. Это сети 10 и 20 кВ, с максимальным уменьшением доли сетей 0,4 и 6 кВ. Это тоже одно из

основных направлений разрабатываемой технической политики. Соответственно, здесь будет применяться новое оборудование, которое, к счастью, в отечественном производстве уже есть. В технической политике будут даны общие положения, как строить сети 10 и 20 кВ и какое оборудование применять. Как приложение к технической политике будет конкретное техническое задание на материалы и оборудование, которые должны быть использованы в этих сетях... Могу еще добавить, что это не будет документ, принятый раз и навсегда. Он будет постоянно пересматриваться, дополняться и улучшаться. В нем будет прописана периодичность обновления, но он будет пересматриваться и по мере необходимости. Если у нас появится что-то оригинальное, какое-то изобретение или техническое новшество, нет смысла, я думаю, ждать два года, чтобы его ввести в нашу техническую политику. Наш документ будет актуальным на каждый момент времени.

33. *Несколько слов о программе реновации. В нее заложены достаточно большие средства. Но ведь это будет не просто ремонт – она должна поднять сети на качественно новый уровень. Можете ли вы назвать основные технологии, решения, концепции, на которые делается упор в этой программе – кто будет «любимчиком» программы реновации?*

П.Г. Да, такая программа существует, она озвучена, в частности, мной на пленарном заседании в рамках выставки «Электрические сети России – 2010», внесена в правительство и прошла согласование с рядом министерств. Есть заключение Минпромторга, Минэкономразвития, Минфина, Минэнерго, есть заключения пяти ведущих научных институтов. Если говорить в целом, она поддержана всеми. Мы заложили в нее основные моменты нашей технической политики: это самонесущий изолированный провод, вакуумные и элегазовые выключатели, полимерная изоляция, RIP-изоляция для вводов и многое другое. В ней заложено современное высокотехнологичное оборудование,

причем тоже изготовленное на 90, не ошибусь, процентов на отечественных предприятиях... Но ситуация следующая – как сказал министр энергетики РФ С.И. Шматко, «проводимая сегодня модернизация российской экономики предъявляет все более высокие требования к электроэнергетике, как одной из базовых отраслей страны». Поэтому просто заменять старое оборудование на аналогичное новое уже недостаточно. И далее: «Задача для нашей отрасли состоит не только в обновлении инфраструктуры. Модернизация должна носить инновационный характер». В данный момент разрабатывается программа модернизации электроэнергетики России на период до 2020 года. Сейчас совместно с ОАО «ЭНИН» им. Кржижановского, возглавляемым академиком Волковым, разрабатывается Программа модернизации распределительного электросетевого комплекса ОАО «Холдинг МРСК», в основу которой и ляжет Программа реновации... В настоящее время процент изношенности оборудования распределительных сетей составляет 70 %, 52 % оборудования отработало свой нормативный срок. После реализации мероприятий Программы реновации мы должны выйти на износ 50 %, что соответствует нормальному состоянию энергетики, и порядка 6 %, в среднем по всем нашим энергокомпаниям, потерь электроэнергии. Поэтому, я думаю, программа разработана не напрасно. Без обновления сети дальше существовать не могут.

33. *А науку не забыли?*

П.Г. Не только не забыли, а наоборот. В ОАО «Холдинг МРСК» для объединения научного и производственного потенциала, направленного на решение задач распределительного комплекса, для создания условий инновационной деятельности организован Научно-исследовательский инжиниринговый центр межрегиональных распределительных сетевых компаний.

Разумеется, мы будем заниматься и НИОКР. В ближайшее время будет подготовлена инновационная программа ОАО «Холдинг МРСК», в которую попадут наиболее перспективные работы.



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



ДЕСЯТЬ СОВЕТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПАНИЯМ: КАК БОРОТЬСЯ С ЛЕДЯНЫМ ДОЖДЕМ

Конец прошлого, 2010 года отметился аномальным природным явлением – так называемым ледяным дождем, вызвавшим перебои с электроснабжением на европейской части территории страны.

Так, в период 5–6 декабря ледяной дождь прошел в Ульяновской и Самарской областях. А 25–26 декабря стихия накрыла Центральный регион России: Московскую, Смоленскую, Тверскую, Нижегородскую и частично Владимирскую области. Всего во время этого климатического коллапса, по данным Гидрометцентра, одновременно выпало 33 мм осадков, охвативших территорию в 30 тысяч кв. км. Дождь выпал при отрицательной температуре воздуха (от –1 до –5 градусов Цельсия), поэтому вода сразу застывала, образуя толстую ледяную корку.

Выпавшие осадки вызвали аномальные гололедные отложения, превышающие проектно-расчетные параметры. Наиболее опасен ледя-

ной дождь оказался для лесных насаждений. Основными причинами массовых отключений, произошедших на территории Московской области, названы падение деревьев и нависание обледенелых ветвей на линии электропередачи.

В результате неблагоприятных погодных условий в Подмоскovie нарушилась работа линий электропередачи 35–220 кВ, находящихся в ведении ОАО «Московская объединенная электросетевая компания». В первый день разгула стихии в результате технологических нарушений было ограничено электроснабжение более 300 тысяч потребителей Подмоскovie, многих социально значимых объектов, среди которых – аэропорт «Домодедово». Наиболее сложная

ситуация сложилась в Одинцовском, Наро-Фоминском, Рузском и Домодедовском районах Московской области. В столице отключений электроэнергии не было.

В последующие дни ситуация в регионе осложнялась обильными снегопадами и порывистым ветром, что привело к дальнейшим отключениям.

Работы по ликвидации последствий стихии были взяты под личный контроль генерального директора ОАО «Холдинг МРСК» Николая Швеца. В период с 26 декабря по 13 января 2011 года бригадами ОАО «МОЭСК» и пришедшими им на помощь коллегами из других компаний холдинга в Московской области было восстановлено более 200 линий электропередачи, включено более 120 под-

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА

ШАКИНА Н.П.,

заведующая отделом авиационной метеорологии Гидрометцентра России, доктор физико-математических наук, профессор

Термин «ледяной дождь» применяется здесь, строго говоря, неправильно. Ледяным дождем в метеорологии называются мелкие прозрачные ледяные шарики, выпадающие из облаков, размером 3–4 мм в диаметре: это уже замерзшие капли. То, что мы наблюдали, называется «переохлажденный дождь», т. е. дождь, состоящий из переохлажденных капель и выпадающий на холодную землю. Ударяясь о поверхность земли, деревья, здания, капли растекаются, замерзают и образуют гололед.

Переохлажденный дождь образуется, если в атмосфере температура особым образом меняется с высотой. У земли – небольшой мороз, а на некоторой высоте (1–2 км) расположен теплый слой (с температурой выше нуля), над кото-

рым опять-таки температура ниже нуля. Весь этот «слоеный пирог» заполнен облаками. Из верхнего, холодного слоя падают снежинки; попадая в теплый слой, они тают и становятся каплями. Затем, продолжая падать, они снова попадают в холодный воздух, охлаждаются до температуры ниже нуля, т. е. становятся переохлажденными. Падая на землю, они замерзают и образуют на ней слой льда.

Здесь важно понять, что капли, падая сквозь холодный (ниже нуля) воздух, охлаждаются, но остаются жидкими. Почему они не замерзают в воздухе? Вода, как известно, замерзает, как только температура опускается ниже нуля. Но это справедливо только для воды с плоской поверхностью. А капли, поверхность которых сильно искривлена, замерза-

ют при более низкой температуре. Они могут оставаться жидкими и при –10, и при –20 °С. Но, упав на какую-либо холодную поверхность, они растекаются и мгновенно замерзают.

Москвичи и жители Подмоскovie могли наблюдать такую картину в прошедшем декабре: капли дождя, выпадавшие на промерзшую почву, снег и предметы, моментально замерзали, соприкоснувшись с препятствием. Началось интенсивное образование гололеда. К вечеру 25 декабря улицы покрылись скользкой коркой. Толщина отложенного льда составляла от 5 до 24 мм. Больше всего от образовавшейся наледи пострадали деревья и провода линий электропередач.

Такие выдающиеся по интенсивности случаи в Центральной России бывают

станций напряжением 35–220 кВ и более 9,5 тысячи трансформаторных подстанций 6–10/0,4 кВ. Энергетики сняли с воздушных линий электропередачи свыше 156 тысяч упавших деревьев.

Всего в беспрецедентной по своим масштабам восстановительной операции было задействовано 52 тысячи человек и свыше 1500 единиц специальной техники, в том числе из ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «МРСК Центра», ОАО «МРСК Юга», ОАО «МРСК Северного Кавказа», ОАО «МРСК Центра и Приволжья», ОАО «Ленэнерго», ОАО «МРСК Северо-Запада», ОАО «Кубаньэнерго», а также подрядных организаций. Единновременно на линиях самоотверженно трудились около 600 бригад, или более 2,5 тысячи человек.

Благодаря четкой, слаженной работе энергетиков последствия стихии удалось устранить достаточно быстро. В Московской области электроснабжение всех потребителей было восстановлено в полном объеме к вечеру 7 января 2011 года, а в полдень 8 января Системный оператор Единой энергетической системы отменил режим высоких рисков на территории Московского региона. В последующие дни энергетики восстанавливали надежное

электроснабжение потребителей: включали в работу резервные линии, расчищали трассы, проводили ремонтные работы.

Как заявил генеральный директор ОАО «Холдинг МРСК» Николай Николаевич Швец, несмотря на масштабность отключений, удалось избежать системных аварий, не допустить развала системообразующей сети и энергосистемы в целом. «Это стало возможным в том числе благодаря штатной работе подстанционного оборудования, релейной защиты и автоматики электросетевых объектов ДЗО ОАО «Холдинг МРСК», – отметил Швец.

Аварийную ситуацию лучше предупредить, чем бороться с ее последствиями. В главной теме номера, которую подготовила наш обозреватель **Ильина Е. В.**, авторы обсуждают достижения современной техники и технологии и дают 10 советов электросетевым компаниям, чтобы не только оперативно устранить последствия, но и обеспечить профилактическую подготовку к работе в экстремальных зимних условиях. Эта тема всегда будет оставаться актуальной: хотя интенсивный зимний дождь – аномальное стихийное явление, обильные снегопады с порывами ветра отмечаются в большинстве регионов России каждый год.



нечасто. Вообще же переохлажденные дожди и морось (также вызывающая гололед) в Москве наблюдаются с октября по апрель, чаще всего в декабре и январе. Об их повторяемости дают представление следующие цифры: за 10 лет было зарегистрировано 350 эпизодов выпадения переохлажденных осадков, но преимущественно локальных, в отдельных районах. В начале 80-х годов в одном из московских аэропортов вскоре после взлета разбился пассажирский самолет, попавший под сильнейший переохлажденный дождь, который вызвал катастрофическое обледенение.

На всей территории Москвы и ближнего Подмосковья подобные осадки за этот период наблюдались только 7 раз. Но гололеда подобной интенсивности в Москве и окрестностях не отмечалось. Сильный гололед в Центральном районе России был и в ноябре 2004 года, но далеко не такой эффектный, как в декабре 2010-го.

Декабрьский эпизод был характерен исключительной интенсивностью и большим распространением по площади. Он охватил Смоленскую, Московскую, Владимирскую, Нижегородскую и Тверскую области, в соседних с ними областях явление было слабее или на меньшей площади.

Можно ли спрогнозировать подобное стихийное явление в дальнейшем? Да, переохлажденный дождь синоптики прогнозируют довольно успешно, особенно при наличии теплых слоев. В частности, случай 25–26 декабря был предсказан. Такие явления, конечно, возможны и впредь. Они связаны с атмосферными фронтами, особенно приходящими с запада и юго-запада и приносящими достаточно влажный воздух. Вообще, чем дальше к северу и к востоку (дальше от теплых морей), тем реже наблюдаются переохлажденные осадки, особенно дожди. Они более характерны для

южных и юго-западных районов нашей страны. Так, в Сибири гололеда почти не бывает, а на Черноморском побережье периодически бывают жесточайшие переохлажденные дожди, когда выходит из строя транспорт, линии электропередач и связи, гибнет множество деревьев.

Играет роль и характер рельефа местности, близость к горам, преграждающим путь ветрам. Так, очень часто (в четыре раза чаще, чем в Москве) гололед бывает в Минеральных Водах.

Из зарубежных стран такие явления бывают в странах Балтии, в Белоруссии, на Украине, в странах Западной Европы – повторяемость их во всех этих странах сравнима с повторяемостью на юге Европейской России. В Америке переохлажденные дожди довольно часто бывают в США и особенно в Канаде. Они приносят большой вред, в частности, авиации, и их изучению и прогнозированию уделяется большое внимание.

1. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕОБХОДИМОЙ ШИРИНЫ ПРОСЕК

Интенсивные переохлажденные осадки и аномальная гололедная нагрузка в период 25–26 декабря в Московском регионе вызвали сильнейшее обледенение деревьев и их падение на провода линий электропередачи. Корневая система многих деревьев была нарушена еще летними лесными пожарами 2010 года. Высота деревьев в лесном массиве составляет 25 м и выше, что превысило расчетную ширину просек и привело к массовым отключениям линий.

Анализ массовых нарушений электроснабжения в Московском регионе показал, что основной причиной явилось падение и приближение (наклон) деревьев на недопустимое расстояние к проводам воздушных линий электропередачи под тяжестью гололедно-изморозевых отложений.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ-7, утвержденные приказом Министерства энергетики РФ в 2003 году), Московский регион относится ко второму району по воздействию гололедных явлений на воздушные линии электропередачи. Это означает, что максимальная толщина гололедной стенки на проводах составляет не более 15 мм, с повторяемостью один раз в 25 лет. Между тем, в конце декабря 2010 года в Москве и Московской области толщина льда достигала 25–30 мм.

Оборудование воздушных линий в Московском регионе выбиралось по расчетным условиям эксплуатации для второго района по гололедообразованию. Несмотря на это, линии электропередачи обладают запасом прочности: под воздействием сверхнормативной гололедной нагрузки имели место единичные случаи поломки опор и обрыва проводов.

Ширина просек в лесах первой категории (к которым относят все подмосковные леса) рассчитывалась при конкретном проектировании с учетом приближения токоведущих частей к кронам деревьев при расчетных ветровых нагрузках, но без учета высоты лесных насаждений. Просеки выполнялись в соответствии с нормами и тре-

бованиями, существовавшими на момент строительства воздушных линий.

Просека, обустроенная в соответствии с ПУЭ, по ширине недостаточна для обеспечения надежного электроснабжения потребителей при неблагоприятных погодных условиях, когда возникает возможность падения деревьев на линии электропередачи. К таким условиям относятся не только «ледяные дожди», но и штормовой ветер, обильный мокрый снег, лесные пожары.

Следует отметить, что в зарубежных странах, особенно в подвергающихся воздействию ледяных дождей и ураганов районах, ширина просек не только учитывает высоту деревьев, но и предусматривает дополнительное расстояние для проезда специальной техники. Это полностью исключает случаи падения деревьев на ВЛ, а также упрощает процесс расчистки просек.

Помимо вырубki просек как таковых, при ликвидации последствий аварий и для предупреждения повреждения воздушных линий необходимо производить вырубку выпадающих и угрожающих падением деревьев. Определения термина «дерево, угрожающее падением» нет ни в одном нормативно-правовом документе. Это создает электросетевым компаниям дополнительные трудности при вырубке деревьев, падение которых может вызвать аварийную ситуацию.

Предлагается определять в качестве «выпадающих и угрожающих падением» такие деревья, высота которых превышает расстояние от вертикальной проекции крайнего провода воздушных линий до основания дерева с учетом перспективного роста, а также сухостойные и/или в силу своего состояния угрожающие падением деревья.

Вопрос о повышении надежности электроснабжения и урегулировании спорных правовых вопросов рассматривался на заседании Президиума Правительства РФ под руководством премьер-министра Владимира Путина 29 декабря 2010 года. Как отметил Владимир Путин, обрывы линий электропередачи обусловлены не только обледенением проводов и налипанием

на них снега, но и падением расположенных вдоль ЛЭП деревьев, которые также не выдерживают нагрузки гололедных образований. «В этой связи мы уже обсуждали эту тему с Николаем Николаевичем Швецом, говорили о необходимости принятия новых решений по поводу вырубki деревьев вдоль трасс и говорили о необходимости принятия соответствующих решений, в том числе на законодательном уровне», – подчеркнул глава Правительства РФ.

В свою очередь Николай Швец сообщил, что 14 декабря 2010 года Федеральным агентством лесного хозяйства (Рослесхоз) издан приказ, снимающий ограничение на расширение просек вдоль линий электропередачи в соответствии с требованиями соответствующих нормативных правовых актов. Приказ № 485 от 14.12.2010 был издан Рослесхозом с учетом ситуации, сложившейся во время летних лесных пожаров, и на основании пожеланий руководства ОАО «Холдинг МРСК».

Для устранения противоречий в нормативных документах, в ОАО «Холдинг МРСК» готовятся необходимые поправки, внесение которых позволит реализовать нормы расширения просек и гарантированно предотвратить чрезвычайные ситуации, связанные с угрозой падения на провода или опоры ЛЭП опасно растущих деревьев.

Расчистка просек – важнейшее организационное мероприятие для предотвращения технологических нарушений на воздушных линиях. Но лес – это наше национальное достояние, и подходить к его вырубке необходимо разумно. Об этом заявил в одном из недавних интервью заместитель генерального директора – технический директор Холдинга МРСК Борис Механшин: «Надо максимально щадящим образом разрабатывать технологию, способы, методы планирования, измерения и регистрации процессов расширения, чтобы процесс был прозрачным и для Рослесхоза, и для нас, и чтобы наши затраты давали оптимальный результат. Чтобы относительно небольшими ресурсами мы могли достичь максимальных результатов».



2. ПРОВЕДЕНИЕ ДИАГНОСТИКИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

О современных системах диагностики воздушных линий электропередачи рассказывает заместитель генерального директора ЗАО «ОПТЭН Лимитед» Константин Владимирович Конченко. ЗАО «ОПТЭН Лимитед» – крупнейший в России и один из ведущих в мире разработчиков систем мониторинга ВЛ. Компания основана в 1993 году, а в 1996 году первой в России применила лазерно-локационные методы обследования ВЛ для паспортизации и мониторинга их технического состояния, используя авиационный комплекс лазерного сканирования ALTM производства компании Ortech.

Как показывает практика, наиболее эффективные методы диагностики ВЛ – дистанционные. Их проведение достаточно трудоемко и затратно, однако полученные результаты остаются актуальными на протяжении длительного периода времени (3–5 и более лет).

Обследование ВЛ происходит с борта воздушного судна с помощью специальных лазерных сканеров и фотокамеры высокого разрешения. На основе полученных данных строится трехмерное изображение. С учетом метеопараметров, типа провода и его физических характеристик, данных по

нагрузке ВЛ в момент наблюдения мы получаем полную картину состояния линии. Причем, не только оборудования, но и охранных зон, окружающей местности и растительности.

Полученная информация, внесенная в компьютерную программу, затем используется для прогнозирования состояния ВЛ на ближайшие годы: например, как изменится состояние линии при определенных метеоусловиях, какую нагрузку она способна выдержать. Можно даже «предсказать» срок эксплуатации ВЛ, состояние охранных зон на несколько лет вперед (например, в какой части охранной зоны может появиться угрожающая поросль). Описанная технология является уникальной и была разработана в России компанией «ОПТЭН».

К другим современным методам диагностики относятся:

- мониторинг оборудования с помощью космических спутников (эта технология применяется в основном в военных целях, и возможность развивать ее в энергетике в ближайшие десятилетия вряд ли представится);
- размещение на опорах ВЛ веб-камер для контроля состояния ВЛ в режиме онлайн. Однако применение этого метода оказалось неэффектив-

ным – системы наблюдения не выдерживают внешних воздействий, таких как погодные условия и вандализм;

■ новая и перспективная технология – диагностика состояния провода с помощью высокоточных датчиков, размещаемых на оборудовании. Датчики фиксируют температуру провода и окружающей среды, токи нагрузки и т.п. В настоящее время ведутся научные разработки, позволяющие усовершенствовать эту технологию. Но ее основной недостаток – ограниченность применения, поскольку с ее помощью можно отслеживать только состояние оборудования, но при этом невозможно оценить состояние охранной зоны, растительности.

К сожалению, новые методы диагностики внедряются в нашей стране довольно медленно. Во многих странах мира, в том числе регулярно подвергающихся воздействию стихийных явлений, к мониторингу ВЛ относятся со всей серьезностью и заранее заботятся о проведении обследования. Электросетевые компании США, Австралии, Новой Зеландии оценили удобство моделирования сети на основании дистанционного мониторинга и регулярно его проводят.

3. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОИЗВОДСТВЕ ПРОВОДОВ И АРМАТУРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Одна из актуальных задач для электросетевых компаний – повышение пропускной способности воздушных линий, что достигается путем применения специальных проводов. Но помимо повышенной электропроводности такие провода обладают высокой механической прочностью, устойчивостью к ветровым и гололедным нагрузкам.

Достигается это за счет различных усовершенствований в конструкции провода:

- использование специальных термостойких сплавов с присадками циркония. Такие провода устойчивы к высоким температурам и могут в течение

длительного времени выдерживать повышенную токовую нагрузку. Повышенная температура поверхности провода в штатном режиме препятствует отложению на нем гололеда;

- проволоки токопроводящих слоев имеют не круглое, а Z-образное сечение. Между двумя Z-образными проволоками возникает большая контактная поверхность, что улучшает демпфирование и значительно снижает амплитуду при «пляске» проводов. Провод лучше противостоит снегу и обледенению, ледяные наросты отделяются быстрее;

- создается зазор между токопроводящими слоями провода и сердечником

(отсюда название – «провод с зазором»). При механических нагрузках тяжение приходится на стальной сердечник. Значительно уменьшается стрела провеса провода, чем у других типов проводов, при одинаковой токовой нагрузке. Однако за счет уникальности конструкции стоимость такого провода значительно возрастает, по сравнению с обычным.

В совместной работе НИИ и производителей кабельной продукции продолжается разработка инновационных технологий для производства проводов. Например, создаются новые типы проводов с нанопокрывтием, которое обеспечивает гидрофобность поверхности

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

**ОАО СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА**


Тяжелые условия эксплуатации?

Современные конструкции
неизолированных проводов AERO-Z®
для любых применений:

AAAC Z,
ACAR Z,
AACSR Z,
T-ACSR Z,
ACSS Z,
Lo-Sag™

ООО «Нексанс Рус»
Департамент AERO-Z
телефон +7-495-7758240
факс +7-495-7758241
сайт www.hexans.ru/aero-z

 hexans

реклама

провода и повысит его устойчивость к образованию гололеда.

Также должно предусматриваться использование линейной сцепной, поддерживающей, натяжной, защитной и соединительной необслуживаемой арматуры со сроком службы, соответствующим сроку службы проводов.

При изготовлении арматуры «второго поколения» используются современные материалы. Например, для защиты от «пляски» проводов и снижения гололедных нагрузок на провод применяются полимерные межфазовые распорки повышенной прочности.

Воздушные линии 6–10 кВ в населенной местности, лесопарковой зоне

и заповедниках рекомендуется выполнять на деревянных опорах с использованием защищенных проводов типа СИП-3 (ВЛЗ). Защищенные провода уже доказали свою устойчивость к ветровым и гололедным нагрузкам. Повышенная механическая прочность ВЛЗ позволяла выдерживать без повреждения и падение обледеневших ветвей деревьев на провода.

Основные принципы, по которым должны выбираться новые виды оборудования и технологии, – возможность широкого применения и приемлемая стоимость. Новые технологии не должны быть очень дороги. Чем больше технических решений предлагается, тем

лучше, – у электросетевых компаний должен быть выбор.

Кроме того, по словам технического директора Холдинга МРСК Бориса Механюшина, для эксплуатации очень важны сроки восстановления оборудования при его повреждении. «Должен соблюдаться баланс между стоимостью и удорожанием линии, чтоб сделать ее максимально устойчивой, а с другой стороны, есть второй фактор – как быстро мы можем ее восстановить, – подчеркивает технический руководитель Холдинга МРСК. – В итоге суммарная надежность – это баланс между скоростью восстановления и стоимостью инфраструктуры как таковой».

реклама


ИНЭЛКО

ПРОИЗВОДСТВО МНОГОГРАННЫХ ОПОР

Заключение аттестационной комиссии ОАО «ФСК ЕЭС» № 26 от 24.11.2008 г.

www.inelco.ru

+7 (499) 501- 15- 45

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

4. ПРИМЕНЕНИЕ ОПОР ЛЭП СОВРЕМЕННОЙ КОНСТРУКЦИИ

Для минимизации последствий стихии повышенные требования по механической прочности и надежности должны предъявляться и к современному оборудованию воздушных линий. Опоры ВЛ должны быть устойчивы к ветровым и гололедным нагрузкам. Новые технологии позволяют обеспечить повышенную прочность опор и увеличить срок их службы.

В высоковольтных сетях 35–220 кВ перспективно применение стальных многогранных оцинкованных опор, одностоечных и двухстоечных, собранных из стандартных готовых секций. По свидетельству представителей проектно-монтажных организаций, такие опоры дешевле традиционных в изготовлении, так как расход металла на них меньше. Поскольку конструкция типовая и собирается из готовых секций, подобную опору легче монтировать, а в разобранном виде проще доставить к месту монтажа.

Преимущества оцинкованных опор для эксплуатации также очевидны: оцин-

кование защищает металл от коррозии и значительно продлевает срок службы опоры. Обтекаемая форма опор означает отсутствие мест скопления влаги и устойчивость опоры к вандализму.

В распределительных сетях на воздушных линиях 6–10 кВ с точки зрения обеспечения устойчивости хорошо показали себя в эксплуатации деревянные опоры без железобетонных приставок нового поколения, обработанные специальными консервантами семейства ССА (окись меди, триокись хрома, пентокись мышьяка), обеспечивающими срок службы опоры не менее 40 лет. Подобные опоры отличаются прочностью, упругостью и более низкой стоимостью по сравнению с железобетонными.

За рубежом в распределительном комплексе начинается внедрение композитных опор («Энергоэксперт», № 6, 2010, стр. 68–71). Их отличает высокая степень прочности, упругость, повышенная огнестойкость, легкость, про-

стога в установке. Опоры модульные, любой модуль заменяем. В отличие от деревянных композитные опоры не ухудшаются со временем, соответственно, их срок службы еще больше. По результатам опытной эксплуатации, композитные опоры отлично противостоят изломам и выдерживают даже экстремальные природные нагрузки. Так, гарантийный срок службы композитных опор у некоторых производителей составляет более 40 лет.

Недостаток композитных опор – их высокая стоимость. В связи с этим предлагается устанавливать их не подряд, а чередуя с деревянными опорами. Это позволит избежать «каскадных» отключений линии в случае сильного ветра, снегопада или ледяного шторма. Поэтому в регионах и странах, подверженных ледяным дождям и сильным снегопадам, например в Канаде и США, подобное оборудование рассматривается как весьма перспективное.



624090, Свердловская область, г. Верхняя Пышма, ул. Ленина, 131
Тел./факс: (343)383-61-59, 65, 67 ■ E-mail: office@lapstroy.ru ■ www.lapstroy.ru

Производство металлоконструкций для энергетики и строительства

ПРЕДЛАГАЕМ ВАШЕМУ ВНИМАНИЮ ОСНОВНОЙ ПЕРЕЧЕНЬ ВЫПУСКАЕМЫХ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ:

- опоры линий электропередач напряжением 35–500 кВ;
- антенные опоры;
- прожекторные мачты и молниеотводы;
- порталы открытых распределительных устройств (ОРУ);
- ростверки (металлические элементы свайных фундаментов);
- металлоконструкции для зданий и сооружений;
- другие металлоконструкции по чертежам заказчика.

ООО «Лэпстрой» – стабильное, динамично развивающееся предприятие, имеющее возможность изготавливать 650–750 тонн металлоконструкций в месяц. Стоимость и сроки изготовления металлоконструкций рассчитываются индивидуально для каждого заказчика, в зависимости от марки стали, вида антикоррозийного покрытия, сложности конструкций, объема заказа, условий транспортировки и т. п. Приступая к реализации любого проекта, мы учитываем финансовые возможности клиента и предлагаем только самое оптимальное решение.

Наши металлоконструкции испытаны временем. Доверие партнеров, профессиональные кадры и качественное производственное оснащение обеспечивают компании стабильное и уверенное развитие. Немалое значение играет и многолетний опыт работы наших специалистов в области производства металлоконструкций для сферы энергетики.

НАШЕ ПРЕИМУЩЕСТВО – ОПТИМАЛЬНЫЕ СРОКИ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАКАЗОВ И БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ

5. СИСТЕМЫ ПЛАВКИ ГОЛОЛЕДА

Одна из наиболее эффективных мер по борьбе с обледенением проводов – организация плавки гололеда. Для нагрева проводов используется и постоянный, и переменный ток. Плавка переменным током имеет ряд существенных недостатков, среди которых – сложность схемы, большое потребление мощности. О современных и перспективных методах плавки гололеда рассказывают специалисты Санкт-Петербургского научно-исследовательского института постоянного тока (НИИПТ).

ВЫПРЯМИТЕЛИ УПРАВЛЯЕМЫЕ ПЛАВКИ ГОЛОЛЕДА ВУПГ-14/1200 – ЭФФЕКТИВНОЕ СРЕДСТВО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГОЛОЛЕДНЫХ АВАРИЙ НА ВОЗДУШНЫХ ЛЭП

Аварии в электросетях, вызванные гололедно-ветровыми явлениями, представляют серьезную проблему для сетей всех классов напряжений. В этой связи в 2010 году ОАО «ФСК ЕЭС» принята специализированная базовая инновационная программа, в которой отмечено, что наиболее эффективный метод борьбы с обледенением проводов – их нагрев электрическим током (плавка гололеда). Для нагрева проводов возможно использовать как постоянный, так и переменный ток. При плавке гололеда переменным током

достижение требуемого значения тока плавки происходит за счет подбора соответствующего сопротивления нагрузки (контура плавки), поскольку напряжение источника фиксировано. На практике для этого часто приходится соединять несколько линий последовательно, используя целый комплекс разъединителей в разных точках сети, даже если в плавке нуждается лишь одна ВЛ. Создание сложной схемы плавки требует значительного времени (6–7 часов и более), тогда как гололедная ситуация нуждается в скорейшем

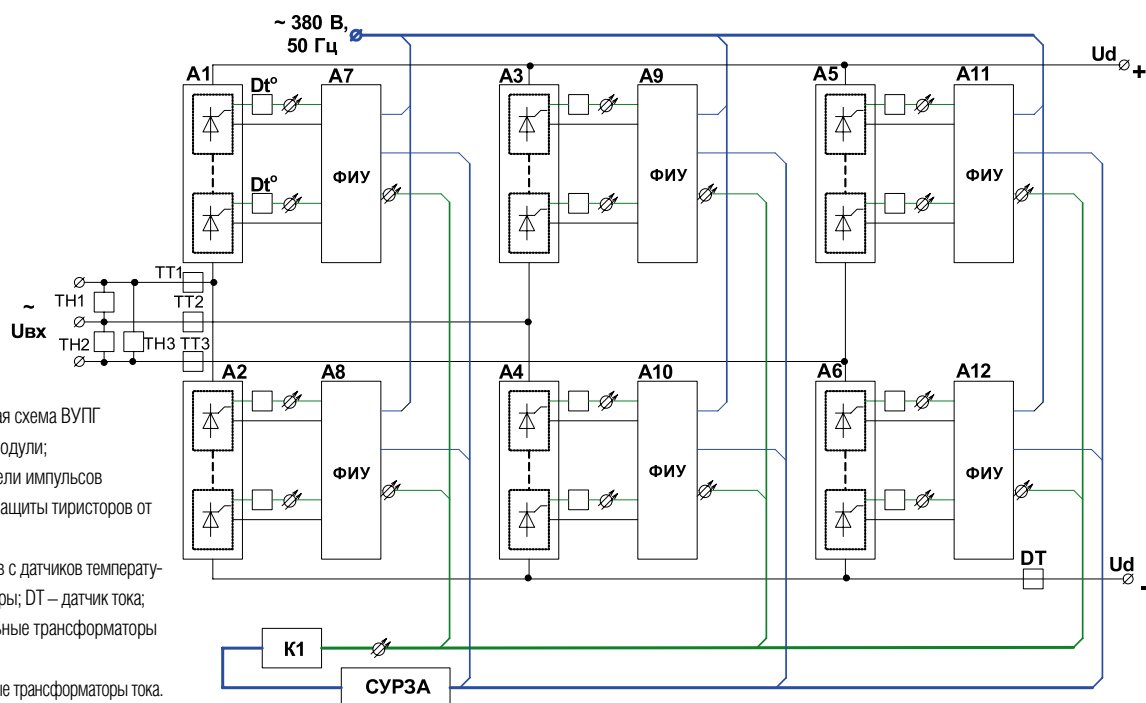
реагировании. Аналогичная ситуация создается и при плавке гололеда постоянным током от диодных выпрямителей. Для ВЛ 300–500 кВ плавка переменным током вообще технически труднореализуема в связи с большим потреблением мощности.

Наиболее современный способ плавки гололеда на ВЛ – использование в качестве источника тока плавки управляемых тиристорных выпрямителей. Первый такой управляемый выпрямитель на параметры 50 кВ, 1000 А был изготовлен в ОАО «НИИПТ» и установлен на ПС Елизово «Камчатскэнерго» в 1994 году. Затем там же был введен в эксплуатацию первый ВУПГ контейнерного типа на напряжение 14 кВ и ток 1000 А (ВУПГ-14/1000), на базе которого разработана серия выпрямителей на ток 1200 А, хорошо освоенная к настоящему времени. В июне 2010 года ВУПГ-14/1200 аттестован на соответствие требованиям ОАО «ФСК ЕЭС». В составе систем плавки гололеда ВУПГ-14/1200 работает на подстанциях Сахалина, Кубани, Центральной России и Средней Волги (рис. 1). Возможны модификации ВУПГ с номинальными токами плавки 1400 А и 1600 А. В настоящее время потребность в устройствах плавки гололеда испытывают многие энергосистемы Юга, Востока, Центра, Средней Волги.

ВУПГ состоит из выпрямительного моста (МВ) и блока системы управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА). Силовое оборудование



Рис. 1. Общий вид ВУПГ на ПС Тымовская

**Рис. 2.** Функциональная схема ВУПГ

A1...A6 – тиристорные модули;
A7...A12 – формирователи импульсов управления с функцией защиты тириستоров от перегрева;
K1 – коммутатор сигналов с датчиков температуры; Dt – датчик температуры; DT – датчик тока;
ТН1...ТН3 – измерительные трансформаторы напряжения;
ТТ1...ТТ3 – измерительные трансформаторы тока.

УПГ размещено в закрытом стальном контейнере, устанавливаемом на фундаменте на открытой части подстанции и предназначено для эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом.

Блок СУРЗА размещается в закрытом отапливаемом помещении (например, в помещениях главного щита управления или подстанционного пункта управления подстанцией).

Установки типа ВУПГ отличаются:

- возможность регулирования тока плавки в широком диапазоне, в том числе и по сигналам с датчиков гололеда;
- плавный пуск и отключение выпрямителя, что позволяет избежать перенапряжений и облегчает работу коммутационной аппаратуры;
- развитая микропроцессорная СУРЗА, которая позволяет согласовывать пуск, отключение и изменение тока по сигналам от системы контроля гололедообразования;
- наличие последовательных интерфейсов RS-485 и Ethernet позволяет осуществлять связь с АСУ ТП верхнего уровня;
- контейнерное исполнение силовой части с принудительной замкнутой системой охлаждения (рис. 2) позволяет легко монтировать выпрямитель на открытой части подстанции;
- наличие комплекта измерительных трансформаторов внутри контейнера

снижает требования к ОРУ и КРУН подстанции;

- возможность транспортировки любым видом транспорта (контейнер служит одновременно и корпусом ВУПГ, и тарой).

С помощью ВУПГ плавка гололеда производится за счет нагрева проводов постоянным током на выделенной ВЛ, отключенной от потребителей и генерирующих источников мощности. Провода (тросы) ВЛ подключаются к положительному и отрицательному полюсам установки по одной из схем, обеспечивающих образование контура постоянного тока. Для плавки гололеда на проводах преимущественно используются схемы плавки «фаза – фаза» и «фаза – две фазы». Плавка гололеда на грозозащитных тросах может производиться как с выводом ВЛ из работы, так и без, в зависимости от применяемой схемы плавки.

Опыт эксплуатации ВЛ показывает, что тросы подвержены авариям от гололедообразования даже в большей степени, чем фазные провода, а обрыв троса выводит из работы всю ВЛ. В большинстве случаев не удается обеспечить плавку гололеда на тросах по всей их длине без отключения ВЛ. В связи с этим сейчас все чаще поднимается вопрос об отказе от грозозащитных тросов, функции которых по снижению грозовых перенапряжений предлагается возложить на

ограничители перенапряжений (ОПН), массово разместив их на опорах вдоль трассы ВЛ.

Особый случай – плавка гололеда на грозотросе, в котором проложен оптический кабель связи (ОКГТ). Максимально возможная температура нагрева оптического волокна (ОВ) в кабеле 80–85 °С. В случаях нагрева ОКГТ до температуры, превышающей допустимую рабочую температуру ОВ, производители не гарантируют его эксплуатационные характеристики, вплоть до полной необратимой потери пропускной способности. Поэтому для плавки на ОКГТ должны использоваться только ВУПГ с многофункциональной СУРЗА и связью с информационной системой контроля гололедообразования, что позволяет регулировать ток плавки в соответствии с температурой ОВ. Впервые плавка на ОКГТ при помощи ВУПГ-14/1000 была произведена сотрудниками НИИПТ на ПС Бугульма в сентябре 2009 года.

Для успешного подключения и установки ВУПГ на подстанции должна быть заранее подготовлена площадка (фундамент) для монтажа ВУПГ (железобетонный, бетонный, металлоконструкции); подведены все необходимые силовые цепи по переменному и постоянному току, проложены кабели цепи питания собственных нужд и контрольно-измерительных цепей.

6. ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ АКТИВАМИ

В связи со значительным износом основных фондов надежное функционирование объектов электроэнергетики обеспечивается постоянным проведением ремонтных работ. При планировании ремонтов энергетики сталкиваются с рядом проблем, например как проводить техническое обслуживание и ремонт оборудования со сроком службы, превышающим нормативный срок эксплуатации.

С помощью современных систем управления технологическими активами (СУА) воздействие на оборудование планируется с учетом его текущего технического состояния, причем основанного не на многолетних планах-графиках, а на индексе технического состояния элемента сети. Таким образом, управление ремонтными работами оптимизируется, обеспечивается баланс между рисками отказа оборудования и затратами на его обслуживание и ремонт.

Оценка состояния оборудования производится с помощью паспортизации и диагностики. На каждый элемент сети заводится паспорт, куда вносятся основные параметры, характеристики, результаты диагностики, в том числе динамические показатели, история выхода из строя и капитальных ремонтов. Затем по каждому виду оборудования формируется индекс состояния, а также укрупненный индекс состояния по объектам. На основании такого анализа принимается решение, включать ли объект в график ремонта или восстановления.

Таким образом, система управления технологическими активами позволяет:

- через оценку уровня рисков и технического состояния расставить приоритеты, сосредоточить внимание на тех активах, которые несут в себе самые высокие риски;
- сформировать базу, которой могут пользоваться работники предприятия

всех уровней, и предоставить руководству полную информацию по сетевым активам для принятия обоснованных организационно-технических решений.

Одной из первых в России электросетевых компаний, внедривших СУА, стала ОАО «МРСК Центра». Представители компании оценивают систему управления активами на базе SAP как мощный аналитический инструмент при организации ремонта и реконструкции электросетевых объектов.

Внедрение подобных систем для оптимизации ремонтных работ позволит повысить надежность работы электрооборудования. Следующий шаг в развитии системы управления активами – моделирование данных, на основе которого можно будет прогнозировать состояние как отдельного оборудования, так и всей сети в целом.

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ

Во время устранения последствий массовых отключений основные усилия аварийно-восстановительных бригад были сосредоточены на поиске мест повреждения на линиях электропередачи. При большой протяженности и разветвленности сетей указанная задача может эффективно решаться только при использовании специальных технических средств, определяющих поврежденную линию и расстояние до места повреждения.

При эксплуатации воздушных линий всех классов напряжений применяются технические средства для определения места повреждения (ОМП).

Линии электрических сетей 110–220 кВ характеризуются достаточно большой протяженностью. Методы и средства ОМП здесь основаны на измерении и запоминании параметров аварийного режима (токов и напряжений прямой, обратной и нулевой последовательности) и вычислении расстояния до мест повреждения. В таких сетях используются, как правило, двусторонние методы, основанные на фиксации токов и напряжений по концам ВЛ.

Определение места повреждения по методу одностороннего измерения производится с помощью дистанционного метода по параметрам аварийного процесса и зависит от вида произошедшего КЗ. Такая система может использоваться как в сетях 35–220 кВ, так и в распределительных сетях 6–10 кВ. Она состоит из датчиков, устанавливаемых на воздушных линиях, и устройств «считывания» с них информации. Датчики регистрируют короткие замыкания, возникшие на линии. Подобные системы могут быть как локальными, так и централизованными.

В других странах такая техника уже используется, например, в Китае, в

Скандинавских странах. Существуют перспективы развития подобных систем и в России.

Наиболее перспективными будут необслуживаемые датчики, причем те, которые совмещают несколько функций. Например, некоторые системы ОМП регистрируют не только факт возникновения КЗ, но и определяют его тип, а также отслеживают состояние провода (например, его температуру).

Показатели снимают при обходе линии с помощью радиочастотных передатчиков. Такая система является недорогой, надежной и универсальной.

Более двадцати лет мы обеспечиваем стабильное и безопасное энергоснабжение, разрабатывая и изготавливая современные надежные системы релейной защиты и автоматики, точно отвечающие потребностям энергетики

ЗАО «РАДИУС Автоматика»: полный цикл от НИОКР до производства:

- Микропроцессорных терминалов РЗА.
- Шкафов РЗА на базе микропроцессорных терминалов, собственного производства.
- Средств определения повреждения воздушных линий.
- Средств испытаний и диагностики оборудования и линий электропередачи.
- Систем АСУ ТП, АИИСКУЭ для энергетики.

www.rza.ru | radius@rza.ru | +7 (499) 735-22-91 | +7 (499) 732-26-34 | +7 (499) 732-73-95 | +7 (499) 732-22-01 | +7 (499) 735-54-41



8. АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

В результате ледяного дождя и массового падения деревьев и веток на линии значительно пострадали распределительные сети 6–10 кВ. Одна из проблем сетей 6–10 кВ – слабая оснащенность автоматикой. Скорость и очередность включения потребителей зачастую зависят от того, какой информацией владеет диспетчер, от его знания схемы сети. О современных технологиях автоматизации распределительной сети, которые могут существенно облегчить работу персонала, рассказывает директор департамента маркетинга Российской группы компаний «Таврида Электрик» Екатерина Михайловна Кваша.

ПРИМЕНЕНИЕ РЕКЛОУЗЕРОВ – ПУТЬ К ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

КВАША Е. М., директор департамента маркетинга Российской группы компаний «Таврида Электрик»

Одна из наиболее эффективных мер повышения качества работы и надежности распределительных сетей 6–10 кВ – применение технологии децентрализованной автоматизации, базирующейся на автоматическом секционировании сети и применении специально разработанных для этих целей аппаратов – реклоузеров. При возникновении повреждения на линии, например падении веток деревьев на ЛЭП или схлестывании проводов, реклоузеры автоматически выделяют только поврежденный участок, потребители неповрежденных участков не отключаются. Одновременно происходит передача информации об отключении на диспетчерский пункт, и оперативная бригада направляется непосредственно на участок с аварией, не тратя драгоценное время на объезд всего фидера. Таким образом, одной технологией возможно «убить сразу двух зайцев»: существенно повысить надежность электроснабжения потребителей и снизить издержки эксплуатирующей организации.

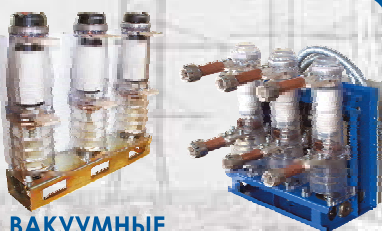
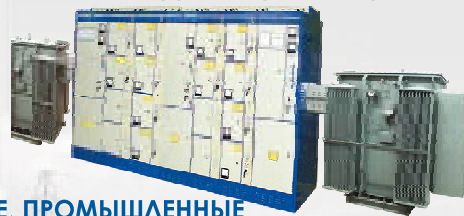
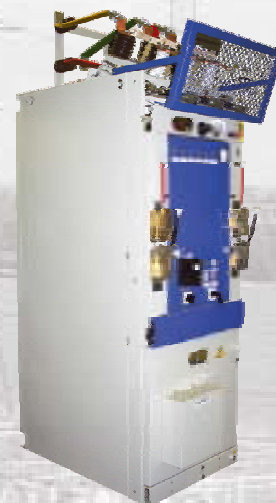
Само понятие «реклоузер» имеет иностранное происхождение, подобные аппараты широко используются на Западе, например в США и Канаде. Еще в середине 80-х годов прошлого века в западных странах существовало понятие «стандартный реклоузер», т.е. соответствующий определенному стан-

дарту, в данном случае ANSI C37.60 (в настоящее время, IEEE 37.60 и IEC 62271-111). От обычного пункта секционирования он отличается тем, что специально разработан для распределительных сетей с учетом особенностей эксплуатации и необходимости применения специальных алгоритмов работы. Так, на реклоузере может быть организовано многократное АПВ с координацией последовательности зон и сменой характеристик срабатывания, направленный АВР с контролем напряжения, сигнализация (либо отключение) однофазного замыкания на землю, защита минимального напряжения и т.п. Автономность, высокая надежность и технологичность делают реклоузер практически необслуживаемым оборудованием, а высокая функциональность – универсальным. Управление реклоузером может осуществляться как местно, так и дистанционно при помощи программного обеспечения.

Может ли применение принципов децентрализованной автоматизации помочь в ситуации массовых отключений, подобных тем, с которыми энергетики столкнулись прошедшей зимой? Безусловно! В случае системной аварии с отключениями питающих центров, конечно, необходимы другие способы повышения надежности работы. Однако при повреждениях в распределительных

сетях, когда протяженности воздушных линий электропередачи составляют десятки километров, линии нередко проходят в удаленных, труднодоступных районах, реклоузер просто незаменим. Кроме того, на базе реклоузера возможна организация автоматизированных пунктов плавки гололеда, что позволяет эффективно решать проблему обледенения ЛЭП и снижать число аварий из-за обрывов («Энергоэксперт», № 6, 2010, стр. 72–74).

Сейчас много говорят о Smart Grid и «интеллектуальных» сетях, многие считают, что будущее энергетики именно за подобными технологиями. Но подобные проекты уже не теория, они существуют и реализованы на практике – децентрализованная автоматизация на базе реклоузеров как раз является технологией «интеллектуальных» сетей. Такие распределительные компании, как «Белгородэнерго», «Карелэнерго», «Ленэнерго», «Тюменьэнерго», оценив, что реклоузеры не только упрощают организационно-технические процессы, но и приносят финансовую выгоду, сейчас активно применяют их в своих сетях. Мировой опыт еще более обширен, на принципах децентрализованной автоматизации базируются все распределительные сети США, Канады, Австралии, Африки и многих других стран.

**КОМПЛЕКТНЫЕ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ
УСТРОЙСТВА СЭЩ®-**59
61M
63
65
66
68
70
75**КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ СЭЩ®-
МОДЕРНИЗИРОВАННЫЕ
УНИВЕРСАЛЬНЫЕ
ГОРОДСКИЕ, НАРУЖНЫЕ
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ
СОБСТВЕННЫХ НУЖД
КИОСКОВОГО ТИПА
УНИВЕРСАЛЬНЫЕ МАЧТОВЫЕ, ПРОМЫШЛЕННЫЕ
С АВАРИЙНЫМ ВВОДОМ ОТ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРА
ПОДСТАНЦИИ В МОДУЛЬНЫХ ЗДАНИЯХ****ВАКУУМНЫЕ
ВЫКЛЮЧАТЕЛИ-СЭЩ®**
ВВУ-Э(П)З, ВВУ-П, ВВУ-ПО,
ВВУ-Э(П), ВВН-35**ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА
И НАПРЯЖЕНИЯ-СЭЩ®**
ТОЛ, ТШЛ, ТПЛ, GI, G1F,
GDS, GIS, НОЛ, ЗНОЛ, 3хЗНОЛ,
GE, GEF, GZ, GZE, НАЛИ**ТРАНСФОРМАТОРЫ-СЭЩ®**
ТМ, ТМГ, ТМФ, ТМГФ, ТЛС,
ОЛС, ТМПНГ, ТМПН**КАМЕРЫ СБОРНЫЕ
ОДНОСТОРОННЕГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ-СЭЩ®**
КСО
КСО-298М**РАЗЪЕДИНИТЕЛИ-СЭЩ®**РЛНД
РДЗ
РВ
РВФ(3)
РГП с приводом
РГП УХЛ1
РЛК
РН**ВЫКЛЮЧАТЕЛИ
АВТОМАТИЧЕСКИЕ-СЭЩ®**
ВА-В, ВА-TD, TS**ЭЛЕКТРОТЕХНИКА 0,4 - 220 кВ**

- Комплектные распределительные устройства
- Камеры сборные одностороннего обслуживания
- Комплектные трансформаторные подстанции
- Низковольтные комплектные устройства
- Щиты распределительные одностороннего обслуживания
- Пункты распределительные
- Пункты управления общеподстанционные
- Трансформаторы силовые распределительные масляные
- Силовые трансформаторы малой мощности типа ОЛС
- Распределительные трансформаторы типа ТЛС-40

- Трансформаторы для погружных насосов
- Трансформаторы тока и напряжения
- Разъединители 220 - 35 кВ
- Заземлитель типа ЗОН
- Вакуумные выключатели
- Комплекты адаптации
- Модернизация шкафов КРУ и КСО
- Выключатели автоматические
- Токопроводы и шинопроводы 0,4 - 35 кВ
- Цифровая защита типа БМРЗ
- Техническая поддержка, шеф-монтаж, поставка "под ключ"
- Сервисное обслуживание

9. СОЗДАНИЕ МОБИЛЬНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО РЕЗЕРВА

В условиях аварийной ситуации, вызванной аномальными погодными условиями, основная задача электросетевой компании – мобилизовать свои силы на борьбу со стихией.



Специалисты электросетевых компаний всегда готовы прийти на помощь коллегам в регионы, пострадавшие от экстремальных стихийных воздействий. В начале декабря аварийно-восстановительные бригады ОАО «МОЭСК» оказывали помощь в восстановлении электроснабжения в Самарской и Ульяновской областях.

А уже ночью 27 декабря, всего через несколько часов после начала массовых отключений в Подмосковье, к восстановлению электроснабжения в Московской области приступили прибывшие на помощь ОАО «МОЭСК» бригады операционных компаний Холдинга МРСК – ОАО «МРСК Центра» и ОАО «МРСК Цен-

тра и Приволжья». Затем к ним присоединились силы из других электросетевых компаний Холдинга, ОАО «ФСК ЕЭС», а также представители подрядных организаций.

Технический директор Холдинга МРСК Борис Механошин подчеркнул, что в плане организации аварийно-восстановительных работ в масштабе страны достигнут серьезный прогресс. В этом смысле зимний урок пошел энергетикам на пользу.

«Разработана целая система, система показала на практике свою эффективность. Федеральный резерв и федеральные силы были выдвинуты в течение двенадцати часов при раз-

лило существенно сократить возможные негативные последствия. Не допустили системного развития аварии, не было развала энергосистемы, не было серьезных ограничений электроснабжения», – рассказал Механошин в одном из своих интервью.

Электросетевые компании должны иметь в своем распоряжении мобильную группировку сил и средств, способную максимально оперативно начать работу по ликвидации технологических нарушений.

Аварийная ситуация прошедшей зимы выявила потребность электросетевых компаний в механизации и людских ресурсах. На линиях должны работать квалифицированные специалисты, прошедшие обучение и имеющие допуски.

«Компании необходим резерв линейных бригад, который будет ждать своего часа. Для этого будут приняты меры по оптимизации штатной структуры», – отметил генеральный директор ОАО «МОЭСК» Андрей Коновалов на совещании в Московской областной Думе 15 февраля 2011 года.

Кроме того, необходимо создать резерв специальной техники. Лучше всего в ходе недавних работ по восстановлению электроснабжения в Подмосковье зарекомендовали себя следующие средства механизации:

- автомобильные подъемники на полноприводном колесном или гусеничном шасси с высотой подъема не менее 28 м, с манипуляторами для резки растительности;
- универсальная гусеничная техника;
- автокраны и манипуляторы, обеспечивающие установку опор воздушных линий, на полноприводном шасси;
- автомобили повышенной проходимости для транспортировки ремонтных бригад и оборудования, полноприводные на колесном ходу и гусеничные;
- харвестеры – многофункциональная техника для валки леса, обрезки сучьев и раскряжевки.



10. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ И НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ

Доказана необходимость применения автономных источников питания, позволивших обеспечить электроснабжение потребителей на время проведения восстановительных работ в сетях.

Специалисты ОАО «МОЭСК» рассказали, что бригадам пришлось работать в очень тяжелых условиях. Основной задачей энергетиков было срочное восстановление электроснабжения потребителей, но при этом падение деревьев продолжалось. Некоторые участки линий электропередачи приходилось расчищать по несколько раз.

Современное состояние промышленности позволяет решить проблему восстановления электроснабжения путем установки автономных

источников питания электроприемников у потребителя, как стационарных, так и мобильных. Подключение потребителя к автономным источникам питания дает возможность оперативно восстановить электроснабжение и затем спокойно заниматься работами на линиях. При этом нужно подбирать мощность источников питания по нагрузке потребителя. Установка автономных источников питания на напряжении 0,4 и 6–10 кВ – многоплановая задача, прежде всего, для проектировщиков.

Потребуется адаптировать местную сеть, обеспечить связь источника питания с местным питающим центром. Определить приоритеты при подключении потребителей, в первую очередь подключать социально значимые объекты: больницы, школы, детские сады. При этом важно продумать вопросы безопасности, чтобы исключить возможность поражения электрическим током обслуживающего персонала, электромонтеров при восстановлении внешнего электроснабжения.

ЭНЕРГИЯ ВПРОК

АБЛЯЗОВ П.Н., старший аналитик Branap

Другой способ обеспечить бесперебойное электроснабжение – применение накопителей электроэнергии. Сейчас они не имеют широкого распространения, однако очевидно, что применение их в будущем весьма перспективно. Накопители реализуются на самых разных принципах. Подробнее о них рассказывает старший аналитик консалтинговой компании Branap Павел Николаевич Аблязов.

Одно из возможных решений повышения «стойкости» электросети к экстремальным условиям – использование больших систем накопления энергии. Использование накопителей энергии позволяет разнести во времени производство и потребление электроэнергии: в благоприятное для потребителя время – заряжаться и разряжаться – при необходимости (в часы дорогой электроэнергии, для поддержания надежности и/или в чрезвычайных ситуациях).

Возможные места размещения накопителей энергии зависит от того, для каких целей он будет применяться. Можно выделить ряд наиболее актуальных применений накопителей энергии:

- выравнивание пиковых нагрузок (размещение: объекты генерации, конечные потребители);
- регулирование выработки ВИЭ (объекты генерации, конечные потребители);
- регулирование частоты энергосистемы (сети, объекты генерации,

конечный интересант – системный оператор);

- повышение надежности электроснабжения (сети, конечные потребители);
- в качестве аварийных источников питания (конечный потребитель, особенно объекты первой категории надежности).

Возможные точки размещения накопителей энергии – на трансформаторных подстанциях и у конечного потребителя.

Размещение накопителей энергии на трансформаторных подстанци-

ях позволит справиться с кратковременными перегрузками в сети. В результате, в случае незапланированного обрыва сети и возрастания нагрузки, подстанция не будет сразу отключаться, в течение некоторого времени (времени заряда накопителя электроэнергии, до нескольких часов) она сможет оставаться в рабочем режиме. Что не будет запускать «лавинообразный» процесс отключения ближайших трансформаторных подстанций, давая тем самым запас времени аварийным службам для восстановления последствий аварии или для балансировки (снижения) выработки электростанции.

Накопители энергии у конечного потребителя смогут служить ему аварийным источником электроэнергии при кратковременных перебоях в электроснабжении (до нескольких часов). Оставшись без электроснабжения, в течение некоторого времени (времени разряда накопителя) потребитель сможет продолжать работу в штатном режиме. За это время есть возможность завести аварийный источник генерации электроэнергии (ДЭС, ГПУ и т.п.) или устранить последствия аварии, которые привели к отключению внешнего электроснабжения.

Ряд технологий (например, Li-ion) допускают техническую возможность создания мобильных систем накопления энергии. В этом случае накопители энергии будут размещаться на автомашине. Тогда при аварии (внеплановом отключении конечного потребителя от сети электроснабжения) накопитель может быть доставлен заряженным в требуемое место.

НОРМИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ И НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫЕ ВИДЫ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ

Основные параметры накопителей энергии:

- время разряда на номинальную мощность (определяется технологией накопителя);
- емкость накопителя;
- мощность накопителя.

Различные применения накопителей предъявляют разные требования к ним. Технологии накопления

энергии существуют разные. В зависимости от вида накапливаемой энергии все технологии можно разделить на 2 группы:

- механические накопители энергии (ГАЭС, инерционные аккумуляторы – маховики, аккумуляторы, основанные на принципе сжатия воздуха);
- электрохимические аккумуляторы энергии (Li-ion, Na-S, свинцово-кислотные и др., многие из данных технологий знакомы по применениям в аккумуляторах небольшой емкости для портативных устройств и автомашин).

Наиболее распространенными системами накопления электроэнергии на текущий момент являются гидро-аккумулирующие электростанции (ГАЭС, более 98 % всей установленной мощности накопителей энергии в мире). Но ГАЭС ввиду своей существенной инертности не может быть применена для целей повышения надежности электросетей.

Надо отметить, что механические накопители энергии имеют зачастую конструктивные ограничения по расширению мощности и емкости, а также могут быть привязаны к конкретным географическим условиям.

Электрохимические накопители энергии чаще реализуются в виде блочной структуры и обладают свойством масштабируемости. Как следствие, можно собрать накопитель с любыми требуемыми выше-названными параметрами. Вопрос целесообразности этого будет определяться только исходя их экономической оценки.

Электрохимические накопители энергии способны осуществлять очень быстрый переход от полной разрядки до полной зарядки или наоборот. Потенциально, в случае возникновения перегрузки в энергосети (неожиданное незапланированное отключение линии электропередачи или генерирующей станции) система накопления энергии могла бы отреагировать в интервале циклов энергосистемы (< 0,16 сек) и обеспечить устойчивость энергосистемы, что позволяет рассматривать применение накопителей энергии в качестве средства повышения надежности сети электропередачи или увеличения максимальной пропуск-

ной способности линии электропередачи.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Сегодня применение накопителей не всегда экономически выгодно. Однако ожидается, что с удешевлением технологий накопления энергии объем рынка использования накопителей энергии будет существенно расти.

В ближайшие 10 лет мировой рынок накопителей энергии, подключенных к электросети, по данным Pike Research, будет увеличиваться со среднегодовыми темпами около 37 % и достигнет 35 млрд. долларов к 2020 году.

Стоит также отметить, что без систем накопления энергии невозможно масштабное развитие возобновляемой энергетики и переход на новую парадигму управления электросетью Smart Grid. Поэтому ожидается, что в ближайшее время интерес к накопителям со стороны участников энергоотрасли будет только расти.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ В РОССИИ И МИРЕ

В настоящий момент установленная мощность накопителей энергии в мире составляет около 122 ГВт. Наибольшее распространение накопители энергии получили в США – около 20 % от всей установленной мощности накопителей в мире.

Доля России в общей установленной мощности накопителей составляет около 1 % (Загорская ГАЭС). Но уже сейчас ряд участников электроэнергетической отрасли России проявляет интерес к теме накопления энергии.

Так, ОАО «ФСК ЕЭС» заключило меморандум с американским производителем накопителей энергии Ener1 Inc., на основании которого компании изучат возможность применения систем накопления энергии в электросетевом комплексе ОАО «ФСК ЕЭС».

А в ОАО «РусГидро» проект по изучению возможностей применения накопителей энергии включен в перечень приоритетных инновационных проектов компании.

УНИКАЛЬНАЯ ЗАПАТЕНТОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА
КОРОТКИЕ СРОКИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ
ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫЕ ЦЕНЫ



Завод «КПМ» разрабатывает и производит сухие токоограничивающие реакторы с естественным воздушным охлаждением, предназначенные для работы в энергосистемах на напряжение до 220 кВ с целью ограничения токов короткого замыкания в электрических сетях и сохранения уровня напряжения в электроустановках в случае короткого замыкания. Выпускаются реакторы на ток от 50 до 6000 А с индуктивным сопротивлением от 0,1 до 2,5 Ом. По желанию заказчика могут быть рассмотрены заявки на нестандартные исполнения.

г. Санкт-Петербург, шоссе Революции д. 69
Тел.: 8 (812) 334-91-04
Факс: 8 (812) 334-91-05
Моб.: 8 (911) 218-99-68
www.complectprom.ru
office@complectprom.ru

Завод «КПМ» производит сухие трансформаторы различного типа:

силовые распределительные трансформаторы общего назначения;

преобразовательные трансформаторы для питания электропривода постоянного тока в металлургической, буровой, нефтегазодобывающей и других отраслях промышленности;

сухие трансформаторы для преобразовательных установок городского транспорта (метро, трамвай, троллейбус);

сухие трансформаторы для собственных нужд электростанций и других объектов.

Что такое интеллектуальная сеть? Это не просто современные технологии, это не инновации ради инноваций. Интеллектуальная сеть поднимет на новый уровень надежность электроснабжения, эффективность энергопотребления и резко снизит эксплуатационные издержки. Возможно ли такое в распределительных сетях уже сегодня? Да!

Применение одного из элементов интеллектуальной сети – реклоузера РВА/TEL – позволяет создавать распределительные сети с децентрализованной автоматизацией. В такой сети локализация места повреждения и оповещение диспетчера осуществляется в автоматическом режиме, снижая время перебоя электроснабжения и издержки на поиск и устранение аварии. Современные технологии разработки и производства, применение высококачественных материалов и комплектующих в реклоузерах РВА/TEL позволяют исключить требование по обслуживанию оборудования в течение всего срока эксплуатации. Наличие в реклоузерах РВА/TEL встроенных датчиков тока и напряжения, а также нескольких групп уставок релейной защиты для различных направлений мощности дает возможность применять сложные алгоритмы автоматизации, позволяя подготовить сеть к подключению в нее распределенных источников и накопителей электроэнергии.

Таким образом, применяя реклоузеры РВА/TEL, вы увеличите эффективность уже существующих сетей, при этом не потребуется полного перестроения или реновации.

Сделайте и вы свою сеть умнее!

SMART GRID — УЖЕ РЕАЛЬНОСТЬ!



НОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗРАБОТКЕ КОНСТРУКЦИЙ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

ЕРМОШИНА М. С., к.ф.-м.н., начальник научно-исследовательской лаборатории конструкций электросетевого строительства
ПЦ «Севзапэнергопроект» ОАО «СевЗап НТЦ»

Мировые тенденции в области электросетевого строительства направлены на уменьшение экологического ущерба, наносимого строительством, улучшение эстетического вида конструкций и использование новых материалов для изготовления опор ВЛ. Европейские страны уделяют огромное внимание вопросам экологии, но при этом стараются сделать электросетевые конструкции привлекательными с точки зрения эстетики. В странах Европы регулярно проводятся конкурсы архитекторов и дизайнеров для поиска и реализации новых форм в электросетевом строительстве. Предлагаются различные и очень интересные варианты конкретных опор и концептуальные модели.

В каком направлении будет развиваться электросетевое строительство в России? Современные ВЛ проектируются с использованием унифицированных типовых конструкций опор, чаще всего применяются решетчатые опоры башенного типа, давно ставшие символом унылого урбанистического пейзажа. В последнее время в практику электросетевого строительства стали внедрять многогранные опоры, несомненно, выгодно отличающиеся от решетчатых с точки зрения эстетического восприятия.

В начале прошлого века мировое электросетевое строительство бурно развивалось. В разных странах искали свои архитектурные решения в зависимости от особенностей конкретной страны. Спроектированные в разных странах конструкции опор имеют свой особенный, отличный от других почерк.

Развитие электросетевого строительства в России можно разделить на три этапа:

- 1926–1950 годы: разработка и выход ПУЭ 1–3-й редакций, развитие индивидуального проектирования, разработка индивидуальных опор (опоры на оттяжках «Чайка», «Набла», гиперболоидные башни-опоры В.Г. Шухова);
- 1960–1990 годы: ПУЭ 4–6-й редакций, разработка унификации конструкций железобетонных и решетчатых опор (НИЛКЭС СЗО Энергосетьпроект);
- 2003–2010 годы: ПУЭ 7-й редакции, повышение требований к надежности конструкций,

перерасчет унифицированных опор, разработка базовых серий многогранных опор.

Унифицированные (типовые) конструкции опор – самые распространенные на территории всего бывшего Советского Союза. Чаще всего в России встречаются металлические опоры башенного типа, железобетонные стойки, опоры на оттяжках. Подавляющее количество типовых конструкций объясняется ударными темпами строительства в 70-е годы, переходом от разработки индивидуальных конструкций для каждого конкретного проекта к типовому проектированию.

С самого начала развития электросетевого строительства в Японии (1900-е годы) главным критерием была минимизация землеотвода на ВЛ. Первые ВЛ были спроектированы на Т-образных опорах с вертикально стоящими на траверсах изоляторами. Эта тенденция сохранилась до сих пор: ни в одной стране мира нет такого количества опор с подобным размещением изоляторов на траверсах. В современной Японии распространены многоцепные трубчатые опоры башенного типа, часто с переходом в кабель нескольких цепей.

В Америке большое внимание уделяется развитию новых технологий, разработаны опоры из композитных материалов. Даже к многогранным опорам подход нестандартный: в Миннеаполисе (США) установлены двух- и трехстоечные многогранники с дуговым верхним соединением стоек между собой.



Рис. 1. Железобетонная опора с декоративными траверсами, Финляндия



Рис. 2. Стальная многогранная опора с декоративными траверсами, Финляндия



Рис. 3. Многогранная двухстоечная опора, Исландия



Рис. 4. Многогранная опора «wintrack», Голландия

В Финляндии распространена декоративная подсветка опор, на пересечениях с крупными автомагистралями часто встречаются опоры с декоративными траверсами (рис. 1, 2). В Исландии распространены многогранные опоры самых причудливых конструкций (рис. 3), разработанные для использования в зонах схождения лавин. В Голландии разработаны многогранные опоры «wintrack», минимизирующие напряженность магнитного поля в непосредственной близости от ВЛ (рис. 4).

В странах Европы наиболее развита склонность к абсолютно новым решениям, к новым формам. В рамках архитектурных общеевропейских конкурсов создаются концептуальные модели как из привычных материалов (сталь, бетон), так и из новых (композитных, полимерных).

Первый из крупных открытых архитектурных конкурсов «Sostegni per l'ambiente» был проведен итальянской национальной электроэнергетической компанией Enel в 1999 году. Одним из победителей стал концепт решетчатой опоры, созданный архитектурной мастерской во главе с Sir Norman Foster. Результатом конкурса стало строительство 10 опор в Тоскане (Италия) (рис. 5).

Подобные конкурсы проводились шведской электроэнергетической компанией Svenska Kraftnat, исландской Landsnet, финской Fingrid.

За последнее время самым крупным конкурсом стал объявленный в феврале 2010 года норвежской компанией Statnett открытый архитектурный конкурс на лучший дизайн опоры в поселении Heia (Норвегия). По условиям конкурса необходимо разработать концепт опоры, которая в будущем заменит одну опору проектируемой линии 420 кВ. В поселении Heia ежегодно проводится крупный музыкальный фестиваль, недалеко от места проведения фестиваля трасса пересекает крупную автомагистраль. На конкурс было представлено 56 концептов, разработанных в самых разных направлениях (рис. 6, 7, 8). Победитель был объявлен Нор-

вежской ассоциацией архитекторов в сентябре 2010 года, им стала опора Speilveggen – Зазеркалье, разработанная датской архитектурно-дизайнерской компанией Bystrup.

Проводимые конкурсы помогают выявить тенденции развития архитектурных форм в современном электросетевом строительстве по всему миру:

- декорирование типовых конструкций отдельными элементами или необычным цветовым решением;
- модификация элементов типовых конструкций (траверс, стоек опоры);
- разработка опор с принципиально новым дизайном.

В России продвижение опор с повышенными эстетическими требованиями невозможно без непосредственного участия отечественных электроэнергетических компаний (ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК»). Под эгидой крупных компаний должны проводиться конкурсы дизайнеров, должны разрабатываться концептуально новые архитектурные формы как опор ВЛ, так и архитектурных решений на подстанциях. Европейские архитекторы принимают активное участие в создании облика новых подстанций, что позволяет электросетевым объектам в Европе выглядеть интересно и современно.

Проведение общероссийского конкурса на разработку нового дизайна опор ВЛ, несомненно, вызвало бы интерес как у отечественных архитектурных мастерских, так и у именитых европейских дизайнеров.

Для разработки опор с повышенными эстетическими требованиями необходимо понимание полного объема разрабатываемой документации для новой конструкции опоры.

Разработка конструкции опоры с новым дизайном включает в себя следующие стадии:

- проведение конкурса на разработку дизайна опор для конкретного места установки опоры. Конкурс организовывается и проводится рас-

пределительной компаний (например, ОАО «ФСК ЕЭС»);

- после определения победителя новый дизайн опоры разрабатывается архитектурным бюро с использованием привычных материалов изготовления опор (металл, бетон) или новых (композитных);

- разработка эскизов конструкции опоры, соответствующей дизайну архитектурного бюро, и фундамента к ней. Выполняется проектной организацией; эскизы конструктивных решений должны отвечать технологическим возможностям производства отечественных производителей;

- изготовление конструкции опоры и проведение испытаний на соответствие условиям конкретной ВЛ (ветровым, гололедным, грунтовым условиям). Выполняется заводом-изготовителем, испытания проводятся на специализированном испытательном полигоне.

Существует принципиальная возможность использования конструктивных решений и эскизов, разработанных в рамках европейских конкурсов. Необходимо проведение патентных исследований предлагаемых к разработке эскизов опор. На основании результатов патентных исследований необходимо получить подтверждение возможности использования предлагаемых к разработке эскизов с привлечением патентного поверенного. В том числе – при использовании эскизов или конструктивных решений иностранных компаний необходимо получение согласия авторов и собственников на их применение при разработке проектов.

Для строительства ВЛ с использованием новых конструкций должен быть разработан целый комплекс документов:

- правила проектирования новых конструкций (Стандарты организации);
- рабочие чертежи конструкций (технические проекты);

- технические требования к машинам и механизмам для монтажа новых конструкций;
- технологические карты на монтаж конструкций;
- отраслевые сметные нормы и расценки.

Необходимо разработать регламент, определяющий требования к размещению опор с повышенными эстетическими требованиями и уровень эстетических требований к опорам для конкретных мест размещения (декорирование унифицированных конструкций, модификация существующих или разработка новых).

Разработка конструкций опор с принципиально новым дизайном должна проводиться для каждого конкретного случая индивидуально. В рамках Стандартов организаций должны быть определены места установки таких опор (например, в местах пересечения трассы с крупными автомагистралями, в городских условиях, в местах проведения массовых культурных мероприятий).

В России есть известные проектные организации, которые имеют опыт разработки уникальных конструкций (например, ПЦ «Севзапэнергопроект» ОАО «СевЗап НТЦ»). Имеющийся опыт разработки индивидуальных конструкций, несомненно, поможет воплотить самые смелые дизайнерские решения.

Остается надеяться, что предложения будут услышаны, и будничное российское электросетевое строительство, являющееся неотъемлемой серой частью облика Москвы, Санкт-Петербурга, других крупных городов России, будет раскрашено яркими красками и пойдет в ногу со временем.

Концепты и фотографии опор взяты с сайтов архитектурных бюро и европейских сетевых энергетических компаний: финской компании Fingrid – www.fingrid.fi (рис. 1, 2), исландской Landsnet – www.landsnet.is (рис. 3), голландской TenneT – www.tennet.org (рис. 4), итальянской Enel – www.enel.com, www.fosterandpartners.com (рис. 5), норвежской Statnett – www.statnett.no, www.bystrup.dk (рис. 6, 7, 8).



Рис. 5. Опора Foster – победитель конкурса ENEL в 1999 году



Рис. 6. Концепт двухцепной опоры Rein kraft, Норвегия

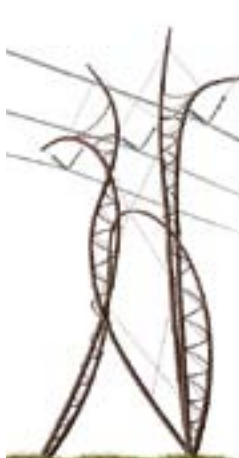


Рис. 7. Концепт одноцепной опоры Trykk, Норвегия



Рис. 8. Концепт одноцепной опоры Speilveggen, Норвегия

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ КАК ЭЛЕМЕНТ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

**ДЖОНИ ПИЛВАНАЙНЕН (JOUNI PYLVANAINEN), ДЖУСИ ЯРВИНЕН (JUSSI JARVINEN),
ПЕКА ВЕРХО (PEKKA VERHO),** Технологический университет Тампере, Институт энергетики (Финляндия)

В статье представлены современные методы анализа надежности распределительной сети, такие как: модель частоты отключений, разработанная на основе статистики отключений и инженерных оценок; процесс управления повреждениями сети; модель затрат на отключения, которые позволяют улучшить финансовые результаты и оптимизировать затраты. Также представлено описание моделей и приведены наглядные примеры.

За последние годы рынок, на котором работают электросетевые предприятия, претерпел кардинальные изменения. Если в начале 90-х годов электросетевые предприятия находились в ведении муниципалитетов и об эффективном управлении никто не задумывался, то в настоящее время продолжается активный процесс приватизации сетевых предприятий. Теперь внимание менеджмента электросетевого бизнеса направлено на грамотное управление средствами, т.е. фокус внимания нацелен на максимизацию прибыли и оптимизацию затрат. При этом для обеспечения качества электроэнергии власти различных стран устанавливают нормы и правила ведения электросетевого бизнеса.

Таким образом, основные вопросы управления электросетевыми компаниями – обеспечение качества энергии и надежности сети. Многие компании направляют усилия на оптимизацию оперативно-диспетчерского управления и сокращения расходов на всем сроке службы всех компонентов сети. Анализ постоянных затрат вследствие износа сетей – важная составляющая этой деятельности. Так, электрическим сетям Финляндии в ближайшее время необходим капитальный ремонт, поскольку сетевая инфраструктура была построена в

основном в 1960–1970-е гг. и имеет достаточно большой износ. Данная ситуация усугубляется тем, что квалифицированный персонал уходит на пенсию и комплексные знания по сетям, накопленные этими специалистами, могут быть утеряны.

Оптимизацию затрат по обслуживанию всего жизненного цикла сети можно рассматривать как одно из наиболее важных направлений по управлению активами. Управление активами – это достаточно новый подход в управлении предприятиями электрических распределительных сетей, контролируемых на уровне правительства. Он основывается на максимизации прибыли при оптимальном использовании активов. Управление активами требует комплексного подхода, охватывающего все аспекты распределения энергии: инвестиции, обслуживание, диспетчеризация и т.д.

При управлении активами распределительных сетей необходимо одновременно обрабатывать и анализировать множество различных данных. Это влияет и на задачи планирования сетей, которые становятся все более сложными. Кроме того, при рассмотрении задач по развитию сетей и обеспечению их надежности необходимо учитывать экономические и экологические аспекты. Таким образом,

необходимы современные методики и средства, помогающие управлению электрическими сетями. Один из наиболее важных инструментов при планировании – анализ надежности сети, который может также применяться для оценки эффективности управления активами.

Первая версия программного обеспечения для анализа надежности была разработана еще в 1980 году и использовалась для определения оптимального количества и местоположения переключателей с дистанционным управлением. Современные средства анализа надежности сети включают в себя: моделирование частоты отключений, моделирование затрат на отключения и непосредственно анализ надежности, т.е. являются достаточно всеобъемлющими, но при этом они продолжают развиваться и совершенствоваться. Накапливаются статистические данные о надежности компонентов сети, данные по новым типам неисправностей, по ремонтным работам и т.д. – все это в дальнейшем может использоваться при планировании, эксплуатации и развитии сети. Кроме того, алгоритмы, которые традиционно использовались только в сетевых информационных системах (NIS – Network Information Systems), могут применяться также и в анализе надежности.

НАДЕЖНОСТЬ, ОСНОВАННАЯ НА АНАЛИЗЕ СЕТИ

В современном анализе частота отключений компонентов сети рассчитывается по сложным алгоритмам. Входные параметры анализа надежности – значения частот отключений компонентов сети. Результаты анализа надежности используются в качестве входных параметров при моделировании затрат. Анализ надежности позволяет получить два показателя критичности компонентов сети, с точки зрения механической надежности и электрической. Основываясь на этих показателях критичности (механической и электрической) и рассчитывая затраты на обеспечение надежности сети, пользователь может легко определить ключевые (наиболее значимые) точки сети. Основная идея надежности, основанной на анализе сети, показана на рисунке 1. Более подробно о моделях и алгоритмах будет рассказано ниже.

Моделирование частоты отключений

Традиционно частота отключений (количество отключений в год) рассматривается как постоянная величина (константа) для каждого компонента сети. На практике оказывается, что эксплуатационные нагрузки, условия окружающей среды и срок службы оказывают индивидуальное влияние на частоту отключений каждого компонента сети. Например, частота отключений воздушной линии существенно зависит от проложенного маршрута, так как вероятность выхода из строя линии в лесной зоне значительно выше, чем в поле.

Частоту отключений для ключевых объектов сети можно представить в виде суммы нескольких парциальных коэффициентов отключений, которые определяются различными весовыми коэффициентами. Частота отключений определяется индивидуально для каждого компонента, основываясь на факторах окружающей среды и данных о надежности участка сети. Общая частота отключений рассчитывается, как сумма парциальных весовых коэффициентов отключений. Это показано в уравнении 1:

$$\lambda_{\text{ТОТ}} = w_{1,1} \cdot \dots \cdot w_{n,1} \cdot \lambda_1 + w_{1,2} \cdot \dots \cdot w_{n,2} \cdot \lambda_2 + \dots + w_{1,n} \cdot \dots \cdot w_{n,n} \cdot \lambda_n, \quad (1)$$

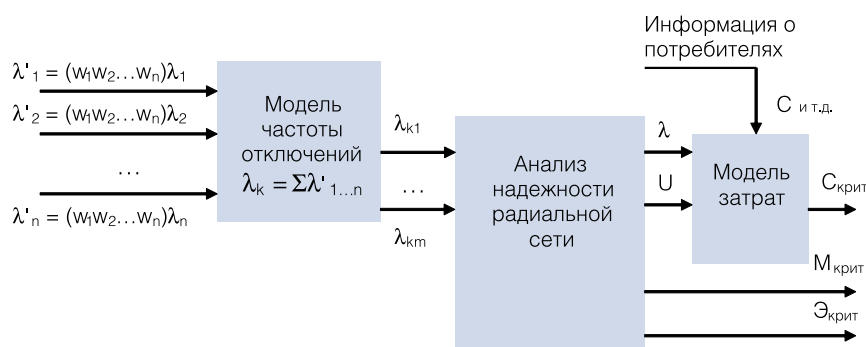


Рис. 1. Уровни моделирования

Таблица 1. Парциальные и весовые коэффициенты отключений

Компоненты сети	Парциальные коэффициенты отключений	Весовые коэффициенты
Воздушная линия	Ветер / Снег	Местоположение (лес, дорога, поле), заземление нейтрали (изолированная нейтраль / компенсирующее заземление)
	Молнии	Тип защиты от перенапряжения
	Другое	Условия, выбранный тип линии
Закрытая кабельная линия	Ветер / Снег	Местоположение (см. выше)
	Другое	Тип линии
Кабель	Исполнение	Тип кабеля
	Окружающая среда	Местоположение (вероятность повреждения)
	Другое	Состояние, количество соединений в кабеле
Трансформатор	Молнии	Защита от перенапряжения и местоположение
	Животные	Защита от животных, заземление нейтрали, сложность схем
	Другое	Состояние, сложность схем
Переключатели и разъединители		Защита от животных, состояние, заземление через нейтраль
Другие компоненты		Определяются пользователем

где $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_n$ – парциальные коэффициенты отключений компонентов; $w_{1,1}, w_{2,1}, w_{n,1}$ – веса i -тых парциальных коэффициентов отключений; $\lambda_{\text{ТОТ}}$ – общая частота отключений моделируемого компонента.

Классификация кратковременных повреждений по компонентам или по километру также была получена из парциальных частот автоматических повторных включений и весов, подобно тому, как показано в уравнении 1. Парциальные коэффициенты отключений и весовые коэффициенты моделирования компонентов сети для долговременных и кратковременных отключений показаны в таблице 1.

Парциальные частоты отключений и веса были разработаны для моделирования характеристик компонентов с учетом его эксплуатации в естественной среде, т. е. более точ-

но по сравнению с традиционным подходом к моделированию частоты отключений. Например, для воздушной линии определены парциальные частоты отключений из-за ветра, снега, ударов молний, которые вызывают наибольшее количество повреждений сети. Остальные парциальные частоты отключений для воздушной линии включают другие типы повреждений, которые можно предусмотреть при моделировании сети, но при этом их не разделяют на отдельные парциальные коэффициенты, основанные на статистике. Такой подход позволяет достаточно просто получить парциальные коэффициенты отключений для каждого компонента сети.

Падения напряжения нежелательны для потребителей, которые чувствительны к уровню напряжения. Падение напряжения обычно затрагивает большее количество потреби-



Рис. 2. Интеграция существующих информационных систем

телей, чем отключение электроэнергии, поэтому оно требует особого внимания и также учитывается при анализе надежности. Обычно короткие замыкания вызывают падение напряжения в сети, поэтому в модели уровень падения напряжения, вызванный тем или иным компонентом, определяется общей частотой коротких замыканий (как долговременных, так и кратковременных отключений). Расчет коэффициентов падения напряжения представлен в уравнении 2:

$$\lambda_{\text{ДП}} = \lambda_1 \cdot w_1 \cdot e_1 + \lambda_2 \cdot w_2 \cdot e_2 + \lambda_n \cdot w_n \cdot e_n, \quad (2)$$

где λ_i – i -тый парциальный коэффициент отключений;

w_i – вес для парциального коэффициента отключения λ_i ;

e_n – коэффициент короткого замыкания для общего количества отключений.

Анализ надежности

Анализ надежности распределительной сети достаточно прост, так как обычно рассматривается радиальная сеть (применение в распределительных сетях нормально замкнутых схем на практике достаточно редко). Входные данные для анализа – частота отключений каждого компонента и топология сети. Однако при выполнении анализа необходима и другая информация, которая

также влияет на результаты расчетов (например, время отключений и наличие автоматических устройств). Учет этих параметров делает анализ более трудоемким.

При анализе надежности радиальных сетей сеть анализируется последовательно линия за линией (фидер за фидером), район за районом. Район определяет участок линии, который может быть изолирован от остальной сети одним или несколькими переключателями. Предполагаемое количество отключений в районе рассчитывается как сумма отключений каждого компонента сети в районе.

Определение нормы времени на выполнение ремонта в случае повреждения – довольно сложная задача, так как время ремонта при повреждении может варьироваться в зависимости от типа переключателя, который применяется для изоляции этого участка сети. Подача электрической энергии на некоторые участки сети может быть восстановлена при помощи дистанционного переключателя за несколько минут, а на другие участки сети – вручную за несколько десятков минут, при этом есть участки, время восстановления электроснабжения которых сопоставимо со временем ремонта сети. Возможна также ситуация, когда времени, заложенного в нормах на «ручное»

восстановление, может быть недостаточно, это делает задачу планирования еще более сложной.

Современные средства анализа позволяют применять нормы «ручного» восстановления с учетом «человеческого фактора». В зависимости от типов переключателей могут применяться следующие нормы времени при отключении (примеры значений нормативного времени представлены в скобках):

- дистанционная изоляция повреждения (10 минут);
- изоляция повреждения вручную (45 минут);
- восстановление вручную (60 минут);
- общее время ремонта (120 минут);
- замена трансформатора (150 минут);
- замена кабеля с временным резервным кабелем (240 минут).

Моделирование затрат на отключение

Затраты на отключения доставляют неудобство как предприятию, так и потребителям, которые были отключены. Оценка затрат предприятия на отключения основывается на значении нераспределенной энергии. При определении затрат потребителя, кроме недопоставленной энергии, принимаются во внимание и другие затраты, такие как потери на производстве. В Финляндии проводились различные исследования, оценивающие влияние отключений энергии для различных групп потребителей. Согласно этим исследованиям, потери в связи с отключением для потребителя могут более чем в сто раз превышать значения недопоставленной энергии. В рассматриваемой модели затрат принимаются в расчет стоимостные параметры, которые зависят от типа потребителя. Стоимость определяется суммой затрат клиентов, с учетом потребляемой энергии, разделенной на общее количество энергии, переданной через узел сети. Предполагаемая почасовая стоимость длительного отключения (С), вызванного повреждением, может рассчитываться при помощи уравнения 3:

$$C = \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \lambda_{\text{zone}} (a_i + b_i t) \cdot P_{ij} n_{ij}, \quad (3)$$

где j – множество точек потребления; i – множество групп потребителей;

λ_{zone} — сумма отключений отдельных участков сети в районе, за год;

a_i — постоянные параметры стоимости отключений группы потребителей i (€/кВт);

b_i — параметры стоимости отключений группы потребителей i , зависящие от времени (обусловленные временем) (€/кВт);

t_j — ожидаемая продолжительность отключения точки подключения j (часы);

n_{ij} — количество потребителей группы i в точке подключения j ;

P_{ij} — среднее потребление энергии пользователем группы i в точке подключения j (кВт).

Подобный подход используется также и для кратковременных отключений и падений напряжения. Параметры затрат определяются индивидуально для каждой группы потребителей, что позволяет более точно моделировать ситуацию.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

При выполнении анализа используется информация, хранящаяся в существующей информационной системе, и анализ осуществляется как часть существующей системы. Поэтому важно понимать функциональность и принципы интеграции существующих информационных систем. Для оценки надежности на основе анализа сети была разработана новая группа приложений.

На рисунке 2 показано перспективное видение развития информационных систем для реализации целей управления активами. Традиционно Информационная система о потребителях (CIS), Сетевая информационная система (Network Information System – NIS) и SCADA были относительно самостоятельными системами, не требующими какой-либо интеграции. Однако в настоящее время эти самостоятельные системы в распределительных компаниях часто уже интегрированы для решения задач оперативно-диспетчерского управления (Distribution Management System – DMS). Одна и та же схема системной интеграции может применяться как для решения задач по управлению качеством энергии, так и для управления активами.

Надежность, основанную на анализе сети, можно рассматривать как

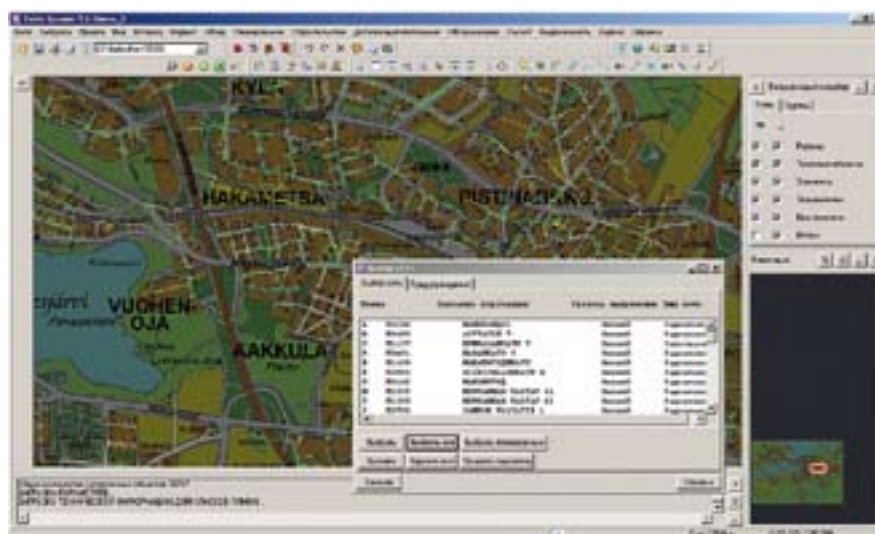


Рис. 3. Графический пользовательский интерфейс

одну из частей современного управления активами, которое включает, помимо традиционных функций планирования, например, расширенный анализ надежности и анализ амортизационных затрат. Основа анализа надежности обеспечивается NIS-системой (данные о сети, связь с данными о потребителях и ГИС-интерфейсом). SCADA и DMS могут использоваться для обеспечения оперативной информации и статистики отключений, которые являются входными данными для расчета надежности сети.

Применяемая системная платформа предлагает графический пользовательский интерфейс с географическим представлением результатов расчетов. Географическое представление целесообразно применять, например, когда необходимо определить местоположение точек подключения, имеющих наибольшее время отключения, или компонентов сети, отключение которых приводит к наибольшим затратам. На тематических картах можно легко найти критические участки для их дальнейшего изучения. Пример графического пользовательского интерфейса показан на рисунке 3.

При анализе надежности сети применяются различные параметры. Интерфейс (диалоговые окна) позволяет настраивать эти параметры, изменять их для улучшения возможностей изучения сети.

В результате анализа сети (например, за годичный период) определяются наиболее важные с точки зрения надежности участки сети. На основе полученной информации принимаются решения, например, о техническом обслуживании или ремонте. Другие функциональные возможности системного решения позволяют изучать альтернативные стратегии развития сети и планировать их изменение. В этом случае может быть взят длительный период анализа, например 20 лет. Такие исследования позволяют находить наиболее эффективные стратегии развития сети.

Весь процесс моделирования сети показан на рисунке 4. Моделирование сети с применением современных инструментов – интерактивный процесс, в котором изучаются и сравниваются различные варианты развития сети. По результатам анализа сети могут быть определены наиболее критические участки, и полученная информация может использоваться как основа для дальнейших более тщательных исследований. Наконец, данное решение позволяет сравнить различные альтернативные планы развития и выбрать наиболее эффективный из них.

ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ

Существует множество практических примеров использования системного решения. Например: опти-

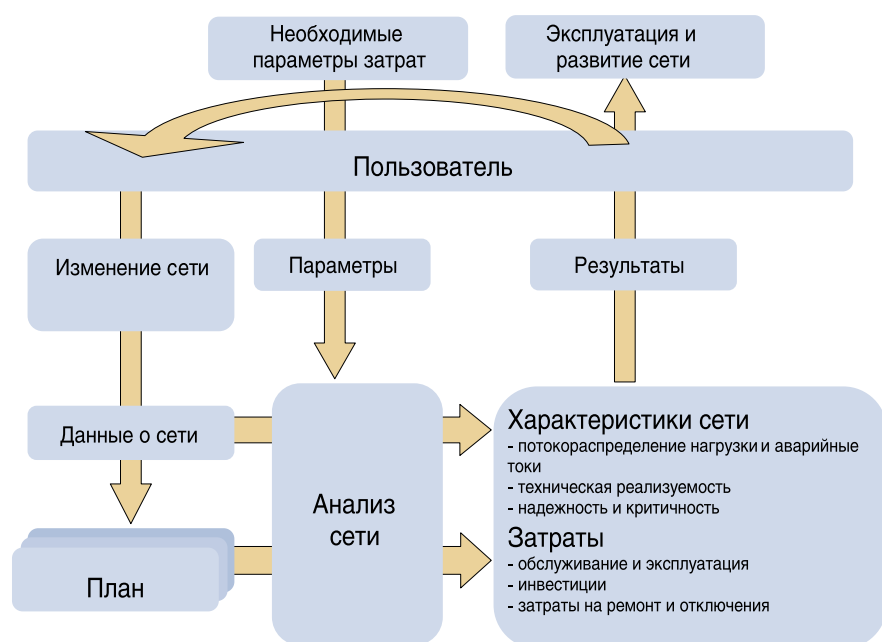


Рис. 4. Интегрированная информационная система управления активами

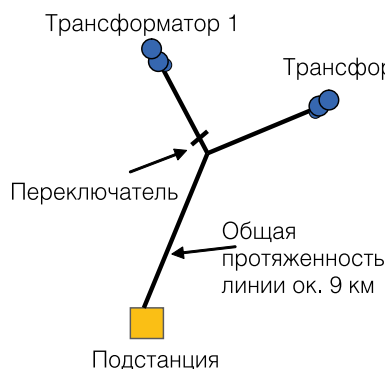


Рис. 5. Короткий маршрут

мизация типа проводника в зависимости от окружающей среды; выбор наиболее оптимального маршрута прокладки линии; оптимизация количества переключателей с дистанционным управлением и мест их установки, позволяющих локализовать неисправность; принятие решений о стратегиях защиты напряжения в определенных районах; сокращение количества мест и величины падений напряжения; определение наиболее критических участков сети и т.д. Перечисленное – лишь некоторые примеры того, как можно применять анализ при планировании технического

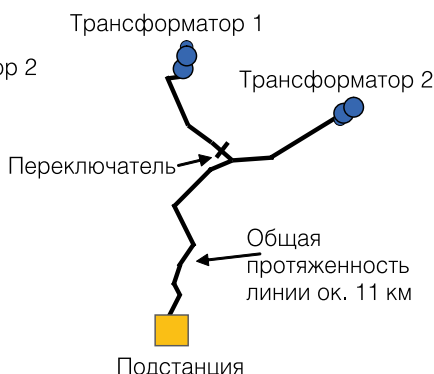


Рис. 6. Маршрут линии проложен вдоль дороги

обслуживания и ремонта существующих сетей или при разработке нового участка сети.

Пример из практики планирования

Использование приложения демонстрируется на примере, когда необходимо ввести новый участок сети.

Рассмотрим новый жилой район с несколькими субподрядными обслуживающими компаниями, который расположен рядом с сельскохозяйственным предприятием, планирующим перейти на три рабочие смены. В этом случае было принято решение, что все потребители будут

обеспечиваться энергией от одного нового фидера. Новый фидер необходим, так как пропускная возможность других существующих фидеров недостаточна для обеспечения всей требуемой нагрузки. Усиление пропускной способности уже существующих линий также не является оптимальным решением, так как планируется дальнейшее развитие этого района и потребление электроэнергии в ближайшее время увеличится.

Для того чтобы найти оптимальное решение для строительства нового фидера, необходимо проанализировать различные варианты его строительства. В данном случае нагрузка распределяется в основном на два удаленных района, поэтому линия имеет две основные ветви. Разветвление происходит приблизительно в 5 км от подстанции. Общая длина линии изменяется в зависимости от выбранного маршрута пролегания этих линий. Варианты маршрутов сети представлены на рисунках 5 и 6. Ниже приводятся параметры, используемые при планировании:

- вариант 1: маршрут проходит в лесном районе, общая длина линии приблизительно 9 км;
- вариант 2: линии проложены вдоль дорог, общая длина линии приблизительно 11 км;
- вариант 1: стоимость строительства воздушных линий – 6730 €/км;
- вариант 2: стоимость строительства закрытой кабельной линии – 10 090 €/км;
- первый трансформатор:
 - обеспечивает нагрузку 50 жилых домов с электрическим отоплением и 8 субподрядчиков;
 - общее годовое потребление 3000 мВт·час;
- второй трансформатор:
 - обеспечивает нагрузкой десять сельскохозяйственных районов и два промышленных района;
 - общее годовое потребление энергии 4000 мВт·час;
 - тип обоих трансформаторов определен (оценки уже оптимизированы);
 - трансформаторы снабжены искровой защитой;
 - возле точки разветвления, установлен ручной переключатель.

В исследованиях затраты на содержание сети рассчитываются в

Таблица 2. Определение коэффициентов стоимости при различной структуре сети

	Тип компонента/Затраты	Инвестиции к€/год	Потери к€/год	Обслуживание к€/год	Отключения к€/год	Падения напря- жения к€/год	Итого к€/год
Воздушная линия	лес	7,54	1,33	0,51	0,68	7,67	17,72
	вдоль дороги	8,27	1,50	0,37	0,44	6,87	17,45
Закрытая кабельная линия	лес	10,14	1,22	0,28	0,18	0,20	12,03
	вдоль дороги	11,31	1,38	0,32	0,15	0,22	13,27
Другие исследования (после выбора маршрута и типа)	Громоотводы вместо искровых разрядников (инвестиционные затраты: 600 €/трансформатор)	12,24	1,22	0,28	0,18	0,20	15,12
	Использование дистанционного управления вместо ручного переключателя (разница 1000 €)	13,22	1,22	0,28	0,17	0,20	12,10

приведенных ценах. В нашем примере определен инвестиционный период в 20 лет, используемая процентная ставка – 4,5 %. В данном случае необходимо принять во внимание многие аспекты планирования, например, стоимость отключений изменяется в зависимости от выбранного маршрута. Интерактивный анализ поможет определить наиболее экономичный способ реализации оптимальной структуры сети при решении поставленной задачи.

На первом этапе планирования определяется тип линии и наиболее оптимальный маршрут. После этого проводятся сравнения по оптимизации защиты от перенапряжения, типа переключателя и его местоположения. Ниже приведены результаты анализа рассмотренных вариантов.

1. Самый короткий маршрут (полностью проложен по лесу), состоящий из воздушных линий или закрытых кабельных линий.

2. Оптимальный маршрут (около 65 % вдоль дорог и 35 % по лесу), состоящий из закрытых кабельных линий или воздушных линий.

3. На обоих трансформаторах более рационально в качестве защиты применение громоотводов вместо искровых разрядников.

4. Определен оптимальный тип переключателя (дистанционный или ручной).

Результаты расчетов по альтернативным проектам представлены в таблице 2.

Очевидно, что наименьшие затраты в рассматриваемом случае возможны при использовании закрытых кабельных линий в лесу (самый короткий путь) с искровыми разрядниками (для защиты линии трансформатора) и руч-

ным переключателем (расположенным на ответвлении для бытовых потребителей). Из таблицы видно, что закрытая кабельная линия – оптимальное решение по сравнению с воздушной линией во всех рассмотренных вариантах, даже если инвестиционные затраты на закрытые кабельные линии более высокие. Однако при сравнении результатов использования ручного или дистанционного переключателя разница в итоговых затратах не так уж и велика. В некоторых случаях выбор переключателя с дистанционным управлением будет лучшим решением, даже несмотря на то, что затраты будут выше, чем применение ручного переключателя.

Анализ помогает учесть различные аспекты при планировании надежной сети, однако для практического применения результатов анализа необходимы широкие знания процесса распределения энергии. Программное обеспечение пока не может учесть влияния всех аспектов на общие затраты по обслуживанию сети (например, арендную плату за землю и т.п.). Необходимо, чтобы эти аспекты учитывал сам проектировщик сети. Кроме того, заложенная в системе информация о затратах основана на предположительных затратах потребителей при отключениях. Поэтому результаты анализа должны применяться для разработки рекомендаций по выбору компонентов сети или для формирования принципов стратегий развития различных районов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современном бизнес-ориентированном управлении распределительными сетевыми компаниями при управлении активами необходимо уделять особое внимание повышению

надежности, основанному на анализе сети. Существующие модели надежности сети – хорошая основа для дальнейшего развития анализа.

Современный анализ надежности основывается на методах и инструментах, представленных в данной статье. Данные для анализа накапливаются в современной NIS-системе. Средние показатели по отключениям и частоте ремонта были определены путем анализа большого количества реальных статистических данных, полученных от различных распределительных компаний. В настоящее время анализ надежности перешел от простого анализа отключений к рассмотрению падения напряжения и времени отключений, которые имеют большое значение с точки зрения надежности энергоснабжения потребителей. Моделирование затрат и современный анализ надежности сети разрабатывались для решения практических задач распределительных компаний, находящихся в бизнес-среде, регулируемой правительством.

Современный анализ надежности сети может применяться для различных процессов проектирования и реконструкции различных объектов сети. Результаты анализа дают возможность принять во внимание влияние окружающей среды и особенности управления объектами сети, что облегчает, например, процессы планирования. Результаты анализа надежности могут быть также использованы для оптимизации общего жизненного цикла затрат по всем компонентам сети.

**Статья подготовлена
коммерческим директором
«ГК Инфоэнерго»
Светланой Киселевой**

СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ К ЩИТУ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА

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

С 29 марта 2010 года введен в действие стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования [1]. Стандарт введен впервые, ранее по системам оперативного постоянного тока (СОПТ) подобных нормативных документов не было. Новизна и краткость формулировок требований, содержащихся в стандарте, привели к тому, что некоторые положения нового стандарта интерпретируются специалистами неодинаково и нуждаются в разъяснении смысла, заложенного в них разработчиками. В данной статье даны пояснения по стандарту в части требований к схеме подключения аккумуляторной батареи (АБ) к щиту постоянного тока (ЩПТ).

С 1987 года, в соответствии с методическими указаниями [2], АБ подключалась к ЩПТ по типовой схеме (рис. 1) через два автоматических выключателя АЗ793С. Питание электромагнитов включения высоковольтных выключателей предусматривалось от 120 последовательно соединенных аккумуляторов батареи через шины приводов (ШП) – $\pm EY$. Устройства релейной защиты питались от 108 аккумуляторов через шинки управления (ШУ) – $\pm EC$.

Необходимость иметь АБ с 120 аккумуляторами, а иногда и большим их количеством, была обусловлена необходимостью обеспечить напряжение, достаточное для срабатывания соленоидов включения выключателей. Широко использовавшиеся в те годы электромагнитные приводы имели номинальный ток от 58 до 720 А. Относительно малые токи требовались для включения выключателей типа ВМГ и ВМП, а наибольший ток для включения выключателей У-220. Для компенсации падения напряжения в кабелях, соединяющих ЩПТ с ящиками приводов, в распределительных устройствах к АБ добавляли 12 и более элементов. Эти элементы на профессиональном жаргоне обычно называют «хвостовыми».

Отвод от 100-го элемента АБ предусматривался для поддержания в допустимых пределах напряжения на ШУ при уравнительных зарядах АБ. Раньше этот режим заряда назывался «дозарядом» и для аккумуляторов типа СК его следовало проводить один раз в 3 ме-

сяца. Напряжение при «дозаряде», продолжительностью не менее 6 часов, поддерживалось на уровне 2,3–2,4 В. На 108-м элементе АБ напряжение могло достигать 260 В, что недопустимо для большинства электроприемников СОПТ. При уравнительных зарядах согласно инструкции осуществлялось переключение ШУ на отвод от 100-го элемента, что обеспечивало отклонение напряжения в пределах +10 % от номинального значения. Отвод от 100-го элемента использовался и для проведения испытаний приводов выключателей на работоспособность при пониженных напряжениях.

Наличие отводов от АБ – серьезный недостаток схемы. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации каждая группа аккумуляторов в АБ должна иметь свое независимое зарядное устройство (ЗУ). Типовое проектное решение СОПТ не предусматривало таких устройств, что приводило к снижению срока службы «хвостовых» элементов с 25–30 до 4–5 лет. Ускоренная сульфатация «хвостовых» аккумуляторов становилась причиной неработоспособности электромагнитных приводов.

На современных подстанциях тяжелые электроприводы не применяются. Им на смену пришли пружинные приводы. Для заводки пружин может использоваться как постоянный ток, так и переменный. Потребляемый ток не превышает 10 А. Это обстоятельство позволило включить в Технические требования [1] п. 5.19, запрещающий подключать какую-либо

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

Рубрика ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

Ведущий рубрики



Гусев Юрий Павлович

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

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

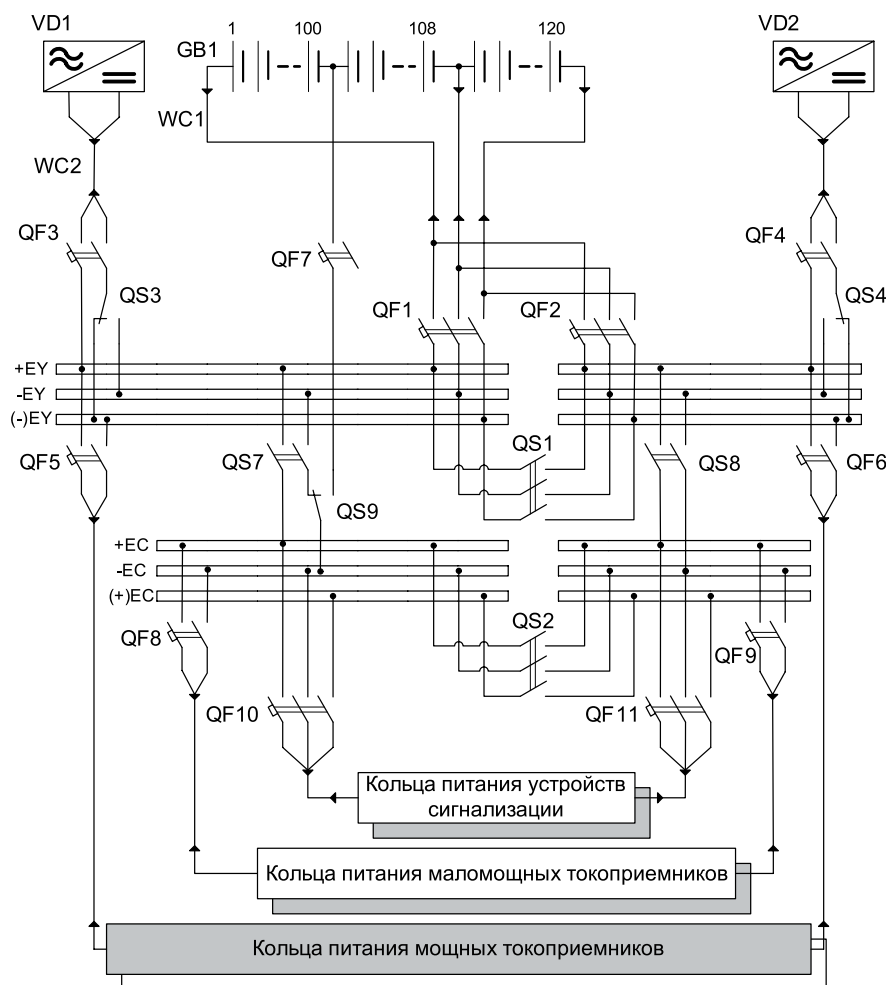


Рис. 1. Типовая схема СОПТ по [2] 1987 года

нагрузку к части элементов АБ. От АБ должно быть только два токовывода.

На реконструируемых подстанциях, на которых продолжают использоваться старые выключатели с электромагнитными приводами, «хвостовые» элементы могут оказаться необходимыми. Если необходимость «хвостовых» элементов доказана расчетом, то, согласно п. 5.20, допускается выполнение АБ с дополнительной («хвостовой») группой элементов и подключение нагрузки к дополнительной («хвостовой») группе элементов АБ. В п. 6.3 Требований для заряда «хвостовой» группы элементов АБ предусмотрено использование для заряда «хвостовых» элементов АБ отдельных ЗУ или ЗУ двухканального исполнения.

Отказ от использования вывода напряжения с 100-го элемента АБ ограничивает использование ускоренных, восстановительных и уравнительных зарядов. Но следует помнить, что эти режимы заряда использовались с аккумуляторами

типа СК, которые в настоящее время не выпускаются и прекращен выпуск запасных частей для них. Более современные аккумуляторы могут нормально вводиться в работу и эксплуатироваться без использования напряжений, превышающих 2,32–2,4 В. При 104-х аккумуляторах в АБ уравнительный заряд АБ можно осуществлять с напряжением 2,32 В или, в соответствии с п. 6.14 Требований, для проведения индивидуальной подзарядки, тренировки отстающих элементов АБ использовать переносное зарядно-разрядное устройство.

Серьезный недостаток старой типовой схемы – низкая надежность питания устройств релейной защиты [3]. Причина – общий для ШП и ШУ вводной автоматический выключатель. Срабатывание вводного выключателя из-за перегрузки или короткого замыкания в цепях ШП приводит к отключению электропитания части устройств релейной защиты.

Задать вопрос ведущему рубрики

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

www.energyexpert.ru

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

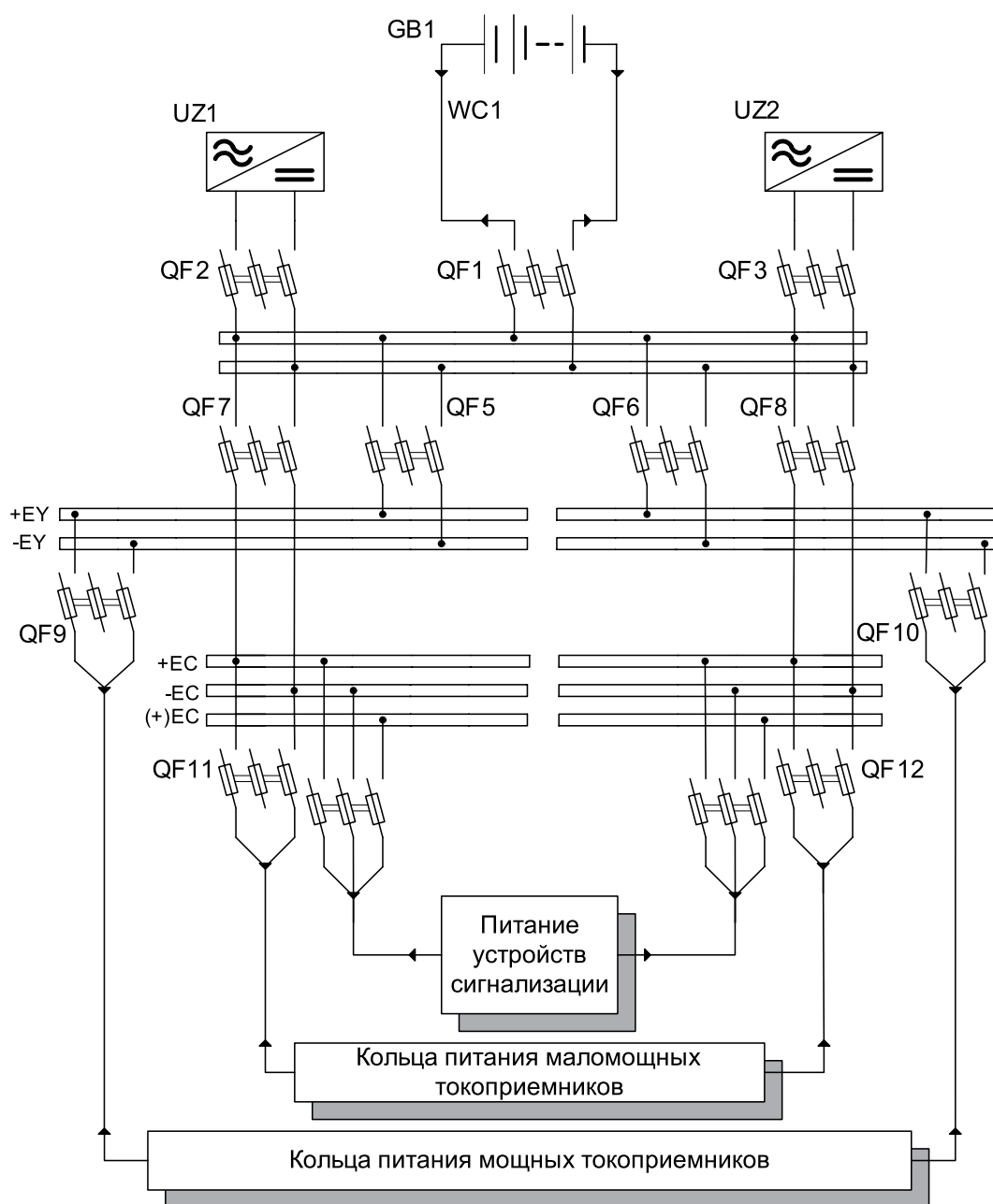


Рис. 2. Вариант схемы СОПТ с отдельными вводами секций ШП и ШУ

Ситуация значительно усугубляется на подстанциях, где вместо двух вводных выключателей использован один, а развилка на секции ШП выполнена рубильниками. Таких подстанций очень много, больше, чем с двумя вводными выключателями. В схемах с одним вводным выключателем основной причиной отключения АБ и потерей питания релейных защит становятся ошибочные действия персонала, допустившего работу с замкнутым кольцом питания приводов. Провоцирует персонал желание обеспечить работу электромагнитных приводов при засульфатированных «хвостовых» элементах.

Персонал знает, что, если кольцо замкнуть, кабели плеч кольца питания приводов будут работать параллельно и напряжение на приводе увеличится. Но если возникает короткое замыкание в замкнутом кольце, то по QF5 или QF6 будет протекать примерно половина тока, а по единственному вводному автоматическому выключателю – весь ток короткого замыкания. Следствием является неселективное отключение короткого замыкания и потеря питания релейных защит.

Для предотвращения подобного развития событий в Требованиях содержатся п. 4.11, предусматривающий выделение в ЩПТ для

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

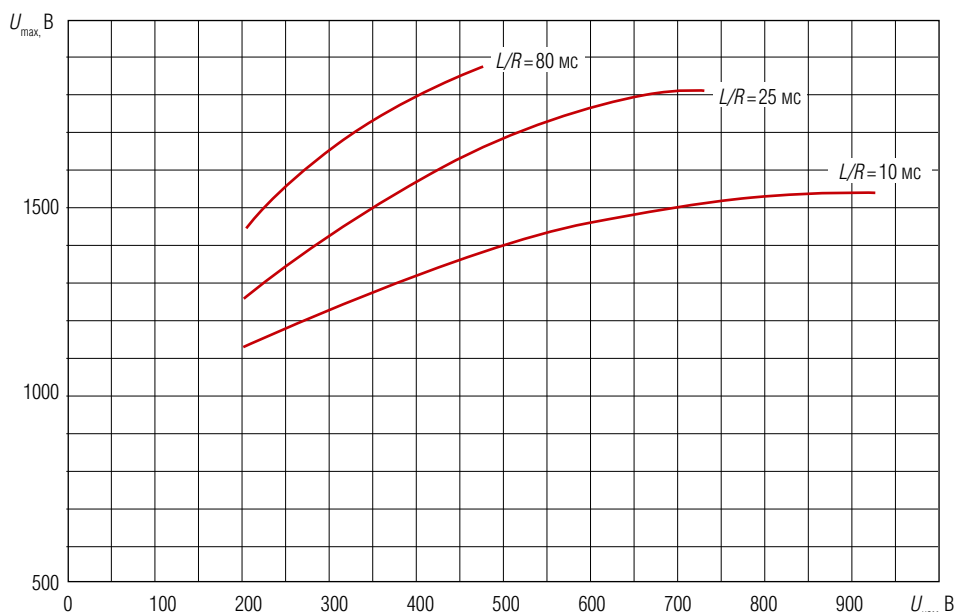


Рис. 3. Зависимость коммутационных перенапряжений от номинального напряжения отключающего защитного аппарата и от постоянной времени коммутируемой цепи

питания устройств РЗА отдельных секций шин или сборок, и п. 7.4 ЩПТ, предусматривающий для них отдельные цепи ввода питания, например, так, как показано на рис. 2. Вместо

автоматических выключателей для защиты от сверхтоков в схеме используются комбинированные трехполюсные аппараты, объединяющие функции предохранителя, выключателя и

Системы электропитания высшего класса

BENNING

World Class Power Solutions

Разработка, производство, поставка систем гарантированного электропитания

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

СОПТ «Тиросот» 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

реклама

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

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

ОАО СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

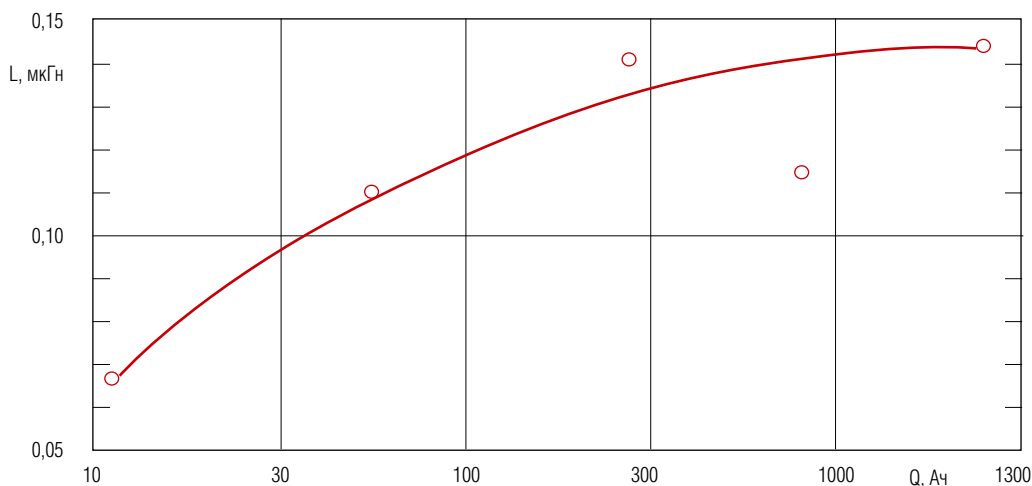


Рис. 4. Индуктивность свинцово-кислотных аккумуляторов в зависимости от их емкости

разъединителя. Средний полюс аппарата может использоваться в качестве места хранения запасной плавкой вставки.

Использование предохранителей с независимым срабатыванием плавких вставок в полюсах защищаемой цепи позволяет отказаться от дальнего резервирования отключающих защитных аппаратов в плечах колец питания приводов и, следовательно, исключить неселективную работу плавких предохранителей в цепи АБ.

В п. 5.10 Требований сказано, что присоединение АБ к защитным аппаратам первого уровня должно осуществляться медными одножильными гибкими (многопроволочными) кабелями с кислотостойкой изоляцией. Это значит, что на новых и реконструируемых подстанциях исключается использование проходной доски. Проходная доска – источник проблем в СОПТ. Асбестоцемент, использующийся в качестве основного материала при изготовлении про-

Разработка и производство систем бесперебойного электропитания:

КОНВЕРТОР



- ▶ Комплексные системы оперативного постоянного тока;
- ▶ Шкафы оперативного постоянного тока;
- ▶ Комплексные аккумуляторные установки (источники резервного питания);
- ▶ Зарядные устройства;
- ▶ Щиты постоянного тока;
- ▶ Источники бесперебойного питания переменного тока.

ЗАО «Конвертор»

430031, РМ, г. Саранск, ул. Гожувская, д. 1,
тел./факс: (8342) 56-96-95, 57-01-82, тел. 56-96-98,

www.convertor.ru

Заключения аттестационной комиссии ОАО «ФСК ЕЭС» № 47/017-2010 и № 47/025-2010.
Разработано в соответствии с рекомендациями ОАО «ФСК ЕЭС»

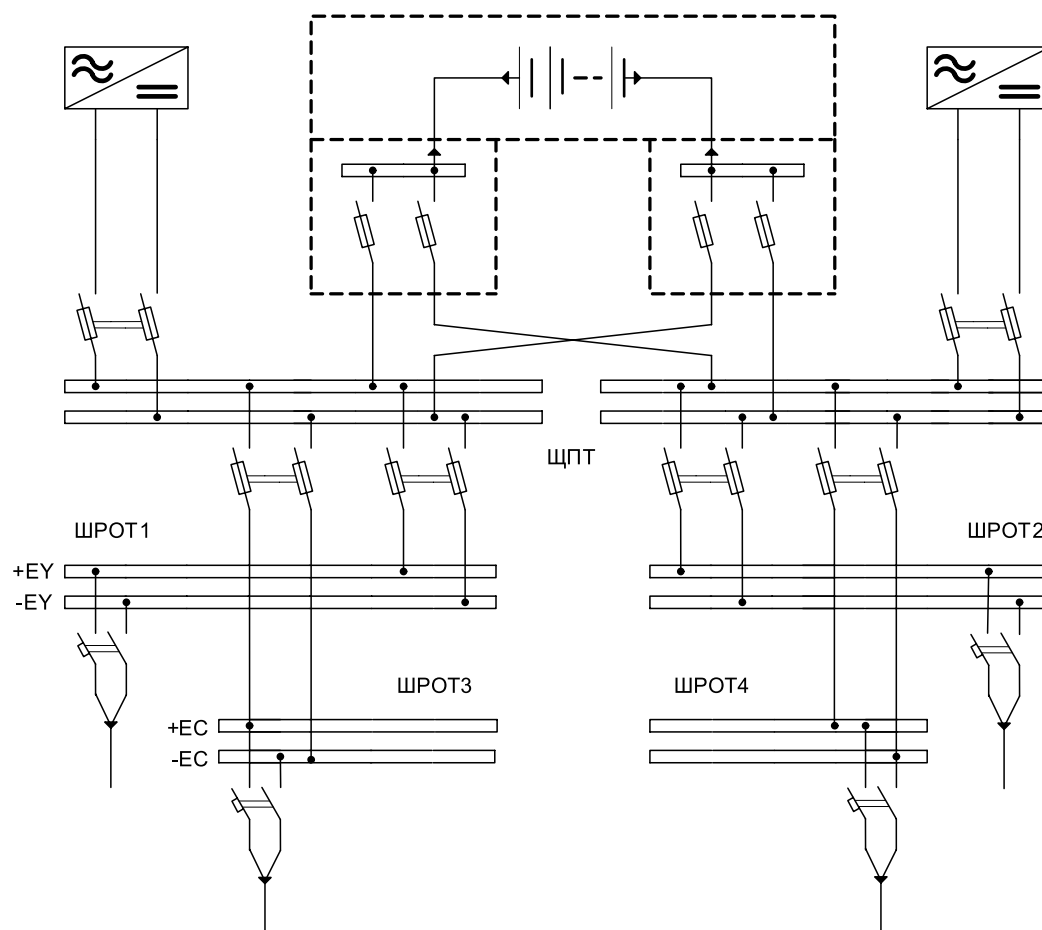


Рис. 5. Вариант схемы СОПТ повышенной надежности

ходной доски, гигроскопичен и может стать причиной снижения сопротивления изоляции полюсов сети СОПТ относительно «земли». Переходное сопротивление контактов проходной доски в процессе эксплуатации возрастает, а техническое обслуживание электрических соединений на проходной доске сопряжено со значительным риском.

Пункт 5.9 вводит ограничение на удаленность расположения АБ от ЩПТ. Расстояние между ними должно обеспечивать применение соединяющего их кабеля минимальной длины, как правило, не более 20 м. В п. 5.11 сказано, что суммарная индуктивность цепей, соединяющих АБ и ЩПТ, должна обеспечивать значение постоянной времени не более 5 мс. Эти требования направлены на уменьшение коммутационных перенапряжений в СОПТ. Актуальность требований обусловлена, с одной стороны, применением в современных СОПТ быстродействующих отключающих аппаратов с большими скоростями спада тока. С другой – наличием в СОПТ микропроцессорных устройств, чувствительных к перенапряжениям малой продолжительности. Согласно рис. 3, при постоянной времени, не превышающей

5 мс, и применении плавких предохранителей с номинальным напряжением постоянного тока не более 440 В можно ожидать приемлемый уровень коммутационных перенапряжений.

Точный расчет постоянной времени цепи, связывающей АБ с ЩПТ, сложен и требует большого количества исходных данных. Но оценку верхнего значения постоянной времени можно выполнить, зная индуктивность аккумуляторов и индуктивность кабельной линии от АБ к ЩПТ. Из рис. 4 следует, что индуктивность обычной для подстанции АБ не превышает 15 мкГн. Однако следует заметить, что это справедливо только для соединения рядов аккумуляторов по бифилярной схеме, иначе индуктивность АБ может значительно возрасти. Погонная индуктивность петли, образованной кабелями, не может превысить 2 мкГн/м, т.е. при длине кабельной линии 20 м составит не более 40 мкГн. Таким образом, получается, что при суммарном активном сопротивлении цепи АБ более 11 мОм постоянная времени будет менее 5 мс и опасность коммутационных перенапряжений при отключении коротких замыканий плавкими предохранителями ЩПТ будет минимальной.

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



Согласно пп. 9.1 и 9.2 Требований для защиты от коротких замыканий и перегрузок в современных СОПТ должна использоваться трех- или двухуровневая система отключающих защитных аппаратов, причем на верхних уровнях должны применяться комбинированные коммутационно-защитные аппараты с плавкими предохранителями, а на нижнем уровне допускается применение автоматических выключателей. Схема, приведенная на рис. 2, формально не отвечает п. 9.2, так как в цепи конечных электроприемников должен быть еще один, четвертый уровень защиты.

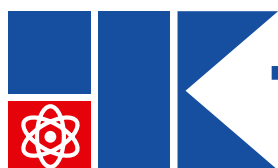
Избежать несоответствия схемы п. 9.2 можно разными путями. Самый простой – вынести секции (сборки) ШП и ШУ из ЩПТ в шкафы распределения оперативного тока (ШРОТ). Недостатком такого решения будет концентрация всех групповых присоединений в ЩПТ на одной сборке. Однако можно ожидать, что надежность такой схемы СОПТ не уменьшится или уменьшится незначительно благодаря возможности уменьшить частоту доступа персонала к внутренностям ЩПТ. Ведь все наиболее часто востребованные коммутационные аппараты будут в ШРОТах. Продуманная конструкция ЩПТ позволит практически исключить короткие замыкания в нем.

Для ответственных подстанций можно увеличить надежность СОПТ с помощью выноса плавких предохранителей АБ из ЩПТ в ящики, размещаемые на стене аккумуляторного помещения, и разделения вводной сборки на две с отдельными вводами (рис. 5). Такая схема обеспечивает возможность создания трехуровневой защиты СОПТ от сверхтоков.

Двухуровневая защита СОПТ может быть создана путем разнесения полюсов ввода АБ в разные шкафы ЩПТ. Такое конструктивное решение позволяет избегать сближения незащищенных участков кабелей и отказаться от верхнего уровня защиты от сверхтоков.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО 56947007-29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. Стандарт организации.
2. Методические указания по выбору схем и панелей постоянного тока для подстанций напряжением до 750 кВ. № 12982тм. – Л.: ВГПИИИ «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» Северо-западное отделение, 1987.
3. Диагностика электроустановок оперативного постоянного тока на подстанциях ОАО «Мосэнерго» / Балашов В.В., Гусев Ю.П., Поляков А.М., Феценко В.А. // Электрические станции. 2000. № 8. С. 39–46.



ТЕХНОКОМПЛЕКТ

МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКТОВАНИЯ

e-mail: techno@dubna.ru
www.technokomplekt.ru

• Разработка и производство современных систем постоянного оперативного тока

• Разработка и производство источников бесперебойного питания

• Научно-исследовательские и опытно-конструкторские изыскания в области силовых полупроводниковых технологий



• Щиты постоянного тока на базе унифицированных шкафов модульной конструкции



• Устройства универсальные зарядно-подзарядные серии УУЗП «Дубна»



• Аппараты управления оперативным током серии АУОТ с комплектными распределительными шкафами (серии ШР-05 и ШР-ПКИ)



• Преобразователи напряжения зарядно-подзарядные серии ПНЗП «Дубна»

141980, Россия, МО, г. Дубна,
ул. Школьная, д.10А
тел./факс: +7 (496) 212-39-93

реклама

Rittal – The System.

www.rittal.ru

Faster – better – worldwide.

- Системы модульных корпусов
- Системы контроля микроклимата
- Системы электрораспределения
- IT-системы



- Комплексное решение Ri4Power форма секционирования 1–4 для создания НКУ до 5500 А
- Шинная система RiLine60 до 1600 А для распределения электроэнергии и управления

ENCLOSURES

POWER DISTRIBUTION

CLIMATE CONTROL

IT INFRASTRUCTURE

SOFTWARE & SERVICES



СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОЛОГИИ PROJECT MANAGEMENT В ОАО «ЕЭСК»

СЕМЕРИКОВ С. А., заместитель генерального директора ОАО «МРСК Урала»

Project management, или управление проектами, – наиболее распространенный подход, используемый в мировой практике строительства на протяжении последних десятилетий. Соответствующая методология зарекомендовала себя как эффективный инструмент реализации проектов в срок, в рамках бюджета и с установленными требованиями к качеству. Она предполагает использование следующих обязательных элементов: планирование, отчетность, четкость структуры управления, капитализацию знаний. Система управления проектами – составляющая системы управления предприятием и должна быть взаимосвязана с процессной деятельностью. Управление проектами традиционно используется и при строительстве энергообъектов. Однако реформирование электроэнергетики и практически нулевые объемы по вводам новых мощностей, в том числе электросетевых, в период с конца 1990-х до начала 2000-х годов привели к частичной утере компетенций в этой области.

Внедрение проектного управления в ОАО «ЕЭСК» было инициировано в 2003 году и связано с необходимостью выполнения одновременно большого количества задач разного уровня сложности в период реформирования электроэнергетики. С использованием проектного подхода были реализованы: выделение непрофильных видов деятельности, в том числе сбыта электрической

энергии, внедрение СМК и другие проекты. Для успешного внедрения проектного управления был организован проектный офис, который занимался изучением опыта других компаний и адаптацией методологии проектного управления к условиям и потребностям компании. Для анализа типовых ошибок создан клуб по управлению проектами. Таким образом, специалисты накопили первич-

ный опыт использования проектного управления, модель которого в ОАО «ЕЭСК» основана на разграничении уровней принятия решений.

Аналогичная модель легла в основу построения системы управления проектами капитального строительства, которую в ОАО «ЕЭСК» начали использовать в 2006 году. Это было связано с существенным (более чем в 6 раз) ростом объема работ по реализации Инвестиционной программы развития электрических сетей на территории Екатеринбурга. Для освоения новых компетенций более 40 сотрудников компании прошли обучение, 5 человек получили сертификат «Специалист по управлению проектами» категории «D» (IPMA).

В 2007–2008 годах в компании приступили к реализации проекта по реорганизации сферы управления капитальным строительством. Его цель – повышение эффективности реализации проектов по строительству

ИСТОРИЯ ОАО «ЕЭСК»

Образованы 1 ноября 1934 года в связи с выделением городского сетевого района Свердловска из состава СУРЭС. После образования СГЭС вошли в состав «Уралэнерго», а в 1942 году – в состав «Свердловэнерго».

1 ноября 2001 года решением РАО «ЕЭС России», совета директоров ОАО «Свердловэнерго» и МО «г. Екатеринбург» на базе имущества СГЭС учреждено ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания» (ОАО «ЕЭСК»).

С 1 мая 2008 года ОАО «ЕЭСК» является дочерним зависимым обществом ОАО «МРСК Урала».

Основные направления деятельности ОАО «ЕЭСК» – передача электроэнергии по распределительным сетям 0,4–110 кВ, оперативно-техническая работа, развитие электросетевой инфраструктуры г. Екатеринбурга и технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям.

Компания передает электроэнергию 90 % потребителей Екатеринбурга.

объектов электросетевого хозяйства и обеспечение условий выполнения инвестиционной программы. В это же время был утвержден первый устав строительного проекта.

В 2008 году значительно выросли объемы инвестиций в новое строительство, более того, ОАО «ЕЭСК» взяла на себя ряд обязательств по строительству и модернизации ряда энергообъектов к встрече глав государств – участников ШОС в июне 2009 года. В связи с этим задача выполнения инвестиционной программы стала одной из приоритетных.

ТРЕХУРОВНЕВАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫМИ ПРОЕКТАМИ

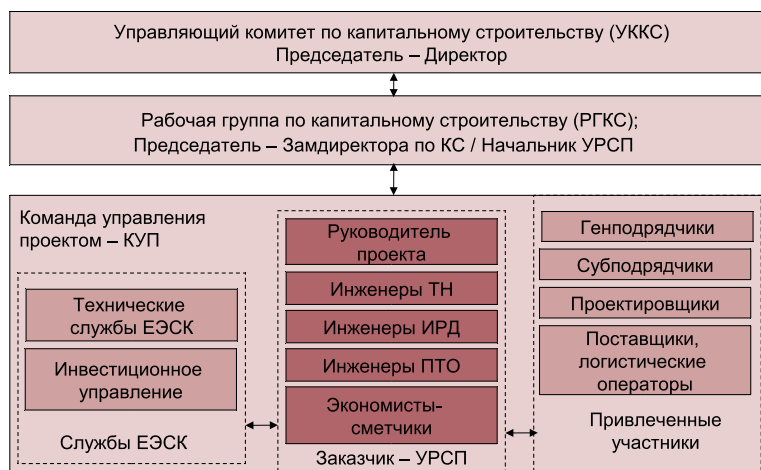
В настоящее время в компании принята 3-уровневая модель управления строительными проектами. Каждый уровень отличается кругом вопросов и ограничен по степени принятия решений, ответственность за которые регламентирована Уставом строительного проекта.

Команда Управления проектом (КУП, 1-й уровень) обеспечивает оперативное управление проектом. В ее состав входят руководитель проекта и члены КУП, ответственные за различные направления реализации проекта. Участники КУП организуют выполнение всех работ по строительному проекту: от задумки до ввода в эксплуатацию. Для этого они планируют, организуют и осуществляют контроль за реализацией проекта, формируют отчетность, принимают решения по срокам, стоимости и замыслу проекта в рамках своих полномочий, готовят повестку для заседания рабочей группы по капитальному строительству.

Организует КУП руководитель проекта, который отвечает за выполнение всех работ по проекту и является единственным лицом, ответственным перед заказчиком проекта – Управлением реализации строительных программ.

Основной принцип работы КУП заключается в том, что 80 % возникающих вопросов по срокам, стоимости и качеству решаются внутри.

Рабочая группа по капитальному строительству (РГКС, 2-й уровень) управляет инвестиционной программой развития электрических сетей.

Третий
уровеньВторой
уровеньПервый
уровень

УККС – 5%*

РГКС – 15%*

КУП – 80%*

*От общего числа принимаемых решений

Рис. 1. Модель системы управления строительными проектами в ОАО «ЕЭСК»

В РГКС входят руководители строительных проектов, технические специалисты, представители подрядных и проектных организаций.

Участники РГКС контролируют реализацию строительных проектов на основании отчетности руководителей проектов и анализа календарно-сетевого графика. Члены РГКС управляют программой проектов по показателям стоимости, времени и качества, влияющим на итоги работы за месяц, в случае необходимости готовят системные решения для вынесения на Управляющий комитет. Основной принцип работы РГКС – решение вопросов, отклонение от графика по которым составляет более пяти дней. По статистике, доля таких вопросов составляет 15 % от общего числа отклонений. Периодичность заседаний РГКС – один раз в неделю.

Управляющий комитет по капитальному строительству (УККС, третий уровень) – это высший уровень контроля за реализацией проектов. В состав УККС входят: директор, заместители директора по капитальному строительству и стратегическому развитию, которые анализируют директивный график строительной программы, совершенствуют систему управления, назначают дисциплинарные взыскания и поощрения, принимают решения по отклонениям, которые могут привести к существен-

ному переносу сроков сдачи объекта, изменению бюджета и т.д. Таким образом, УККС рассматривает системные вопросы, которые, по статистике компании, составляют не более 5 % от общего числа. Периодичность – один раз в месяц.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ (ПО) PRIMAVERA

С начала 2008 года управление строительными проектами в ОАО «ЕЭСК» осуществляется с использованием программного обеспечения (ПО) Primavera, что позволяет автоматизировать большую часть процессов. Данный продукт хорошо зарекомендовал себя на зарубежном и российском рынке и позволил комплексно решать вопросы управления строительными проектами в соответствии с международными стандартами.

ПО «Primavera» обеспечивает единое информационное поле для всех участников строительного проекта, позволяет вести учет плановых и фактических показателей по проекту, фиксировать отклонения от ранее утвержденного плана, формировать планы финансирования и распределения бюджета, автоматически формировать отчетность. Данный комплекс – операционный инструмент руководителя строительного проекта, который помогает обеспечить интеграцию планов и задач всех участников проекта, налаживать эффективное взаимодей-

ствие между участниками команды. Неоспоримым преимуществом является то, что автоматизация процесса капитального строительства позволяет руководителю анализировать различные варианты его реализации, отслеживать и разрабатывать мероприятия, направленные на устранение возможных рисков.

Результаты внедрения программного обеспечения Primavera в ОАО «ЕЭСК»:

- сформировано единое информационное пространство, анализ хода строительных проектов осуществляется на основе календарно-сетевого графика;
- все основные документы по проекту хранятся в системе: договора, письма, приказы, разрешительная документация, фотографии объекта, контакты участников проекта;
- сметные расчеты привязаны к соответствующим работам проекта, что позволяет распределить его бюджет во времени;
- контроль директивных сроков реализации проекта осуществляется за счет настройки отчета по отклонениям от контрольных точек директивного графика;

■ анализ прогресса проекта выполняется на основании фактических данных;

■ сформированы компетенции планирования у подрядных организаций.

Пилотный проект по автоматизации деятельности по капитальному строительству на базе программного обеспечения Primavera был завершен в 2010 году. По итогам его реализации компания вошла в небольшое число крупных предприятий, внедривших новый продукт, и достигла конкретных результатов. Так, в ноябре 2010 года было досрочно завершено строительство подстанции «90 лет ГОЭЛРО», до 98 % выросла точность планирования годовой инвестиционной программы. В компании в настоящее время идет работа по разработке «Стандарта управления строительными проектами ОАО «ЕЭСК» и в 2011 году будет автоматизирована вся работа по реализации инвестиционной программы развития электрических сетей Екатеринбурга.

В большинстве электросетевых компаний на сегодняшний день не реализован принцип проектно-ориентированного подхода в управлении инвестиционными проектами.

Причина – объективно не хватает специалистов по планированию. При этом требования к выполнению намеченного в современных условиях существенно усложнились в силу значительного роста масштабов инвестиционных программ и увеличения цены риска невыполнения взятых компанией обязательств по строительству новых мощностей.

Руководство ОАО «Холдинг МРСК» положительно оценило накопленный опыт и полученные в ОАО «ЕЭСК» результаты и приняло решение использовать проектное управление в ОАО «МРСК Юга» (ОАО «Кубань-энерго») при строительстве энергообъектов к проведению Олимпийских игр 2014 года. В ноябре 2010 года 26 человек приняли участие в семинаре по обмену опытом на тему: «Построение системы управления проектами строительства олимпийских энергообъектов в г. Сочи», который в Екатеринбурге организовали и провели специалисты ОАО «ЕЭСК». Кроме того, принято решение о внедрении в 2011 году проектно-ориентированного подхода на территории всего ОАО «МРСК Урала».

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА

А как у вас сегодня происходит управление капитальным строительством? Как планируются сроки, бюджеты, как проходит управление проектом, как обеспечивается интерфейс взаимодействия между участниками?

РЫБНИКОВ Д.Н.,

начальник Департамента технического развития ОАО «МРСК Центра»

Сегодня в своей деятельности МРСК Центра активно использует проектные методы управления. В текущем году приказом генерального директора утверждено расширенное Положение о проектной деятельности, разработанное с учетом стандартов PMI. В соответствии с новым положением о проектной деятельности мы планируем формировать единый портфель проектов Общества, включающий в том числе все проекты инвестиционной программы Общества. В портфель проектов 2010 года входит более 100 проектов.

Что касается автоматизированных систем управления проектами, в настоящее время активно внедряется комплекс SAP Project&PortfolioManagement. Так же как и комплекс Primavera, SAP PPM имеет развитый инструмент управления проектом, позволяет вести плани-

рование на основе СПП элементов, автоматизировать управление проектом в целом, работать в системе совместно с подрядчиками. SAP PPM, помимо управления проектом, позволяет управлять портфелями проектов и программ, позволяет объединять проекты и программы Общества в неограниченное количество портфелей, видеть по этим портфелям сводные плановые и отчетные показатели.

Система SAP PPM будет полностью интегрирована в корпоративную ERP систему управления. Полная интеграция системы позволит сразу видеть данные об объемах освоения капитальных вложений и вводов основных средств, объемов платежей после формирования платежного поручения либо акта выполненных работ в системе.



Организатор: ЗАО «Экспоцентр»



ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

СИСТЕМА ФОРМИРОВАНИЯ И ПЛАНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО РЕГИОНА

МАКОКЛЮЕВ Б. И. («НТЦ Электроэнергетики»), д.т.н.

АРТЕМЬЕВ А. А., АНТОНОВ А. В., ПОЛИЖАРОВ А. С., к.т.н. (ООО «Энергостат»)

Для обеспечения функций расчета баланса электроэнергии (мощности) по региону Дальнего Востока Дальневосточная энергетическая компания (ОАО «ДЭК») осуществляет сбор данных АСКУЭ и формирование на их основе фактических данных электропотребления с дискретностью 30 мин., а также энергобалансов в разрезе год, квартал. На основе сформированных фактических данных, с целью обеспечения надежного покрытия потребления региона, осуществляется краткосрочный и долгосрочный прогноз по утвержденным ГТП потребления Дальнего Востока: Приморский край, Хабаровский край вместе с Еврейской автономной областью, Николаевский энергоузел, Амурская область, Внезональный энергорайон.

Решение задачи формирования и планирования электропотребления и балансов в последние годы значительно усложнилось [1]. Структура баланса, формируемого по территориям филиалов и региона Дальнего Востока в целом, включает большое число компонент, связанных определенным образом. Значительный рост объема показателей и сложности структуры происходит при переходе к планированию балансов от нижнего к верхнему уровню управления – от филиалов к центральному офису ДЭК. Формирование и поддержка большого количества взаимосвязанных составляющих балансов – весьма трудоемкая задача и ее решение традиционным способом – путем ручного ввода каждого показателя и интегрирования его в общую схему баланса – оказывается весьма затруднительным.

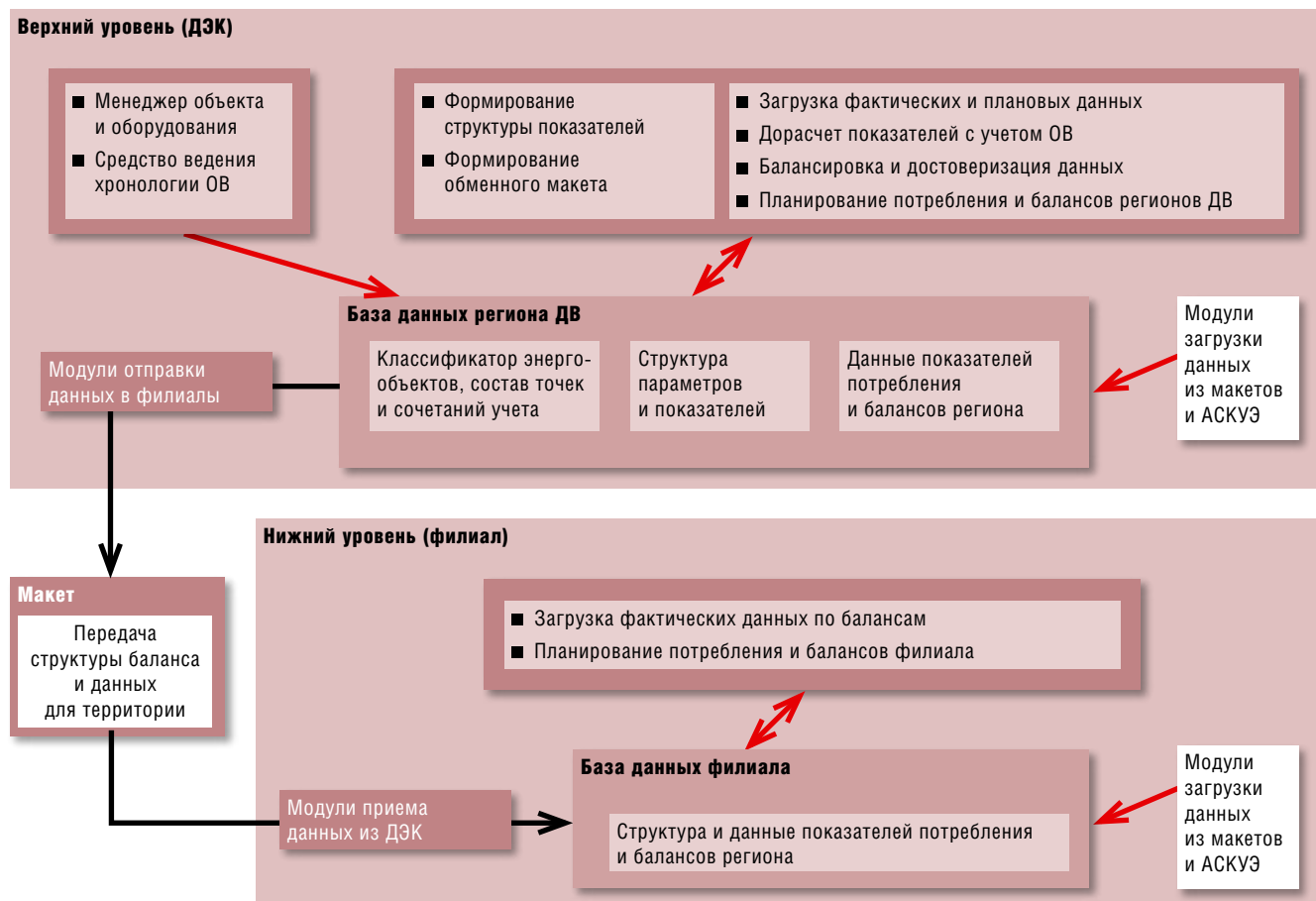
Для решения этой задачи применяется объектный подход [2, 3]. Объектный подход используется для моделирования структуры энергетических объектов и показателей балансов (измеряемых параметров) ДЭК. Хранение данных осуществляется в СУБД реляционного типа с SQL-доступом (Microsoft SQL Server 2005). Основу объектного моделирования составляет классификатор объектов (электростанций и подстанций) с определенным набором свойств (измерений). Формирование объектной структу-

ры в каждом филиале не является эффективным, к тому же делает затруднительным дальнейшую интеграцию данных на верхнем уровне. В связи с этим обеспечивается централизованное формирование классификатора объектов и показателей балансов на верхнем уровне управления (центральный офис ДЭК).

Структура объектов и показателей – основа для решения различных технологических задач, в первую очередь для задачи формирования сводной базы данных объектов учета АСКУЭ для региона, которая включает:

- состав точек учета системы АСКУЭ. Точки привязываются к определенным энергообъектам – подстанциям или электростанциям. Для каждой точки учета автоматически формируется перечень измерений (прием-отдача, активная-реактивная электроэнергия);
- состав и структуру сечений учета электроэнергии для расчета суммарных показателей выработки, потребления и сальдо-перетоков. Сечение учета электроэнергии может включать в себя как точки учета, так и другие сечения. Возможно расположение точки учета за границей сечения.

Для правильного расчета фактического электропотребления необходим учет состояния обходных выключателей (ОВ) на энергообъектах. Для этого необходимо обеспечивать



возможность хранения данных состава и состояния ОВ и определенных характеристик:

- энергообъект (подстанция, электростанция);
- наименование присоединения, на которое работает ОВ, класс напряжения;
- время и дата включения (отключения) ОВ на указанное выше присоединение;
- пользователь (диспетчер), произведший запись о включении (отключении) ОВ.

Для формирования суммарных показателей фактического электропотребления и балансов производится загрузка данных из комплексов АСКУЭ. Расчеты производятся с учетом электроэнергии, пропущенной через обходные выключатели, работающие на отходящие линии (в ремонтных схемах сети). Дискретность данных для загрузки и расчета – полчасовые суточные графики.

Для обеспечения необходимых функций подготовки информации и планирования в центральный офис ДЭК и в его филиалы в Хабаровске, Благовещенске, Владивостоке и Биробиджане было установлено программное обеспечение (ПО) системы формирования и планирования электропотребления и балансов. В состав системы (программного комплекса) включены программные средства комплекса «Энергостат», средства межуровневого обмена и загрузки данных из АСКУЭ. Программные средства настраи-

вались для функционирования на конкретных объектах поставки.

Все составные компоненты комплекса функционируют с использованием единой интегрированной двухуровневой информационной базы данных (рис. 1), включающей:

- структуру производственных и административных объектов, объектов и точек учета, хронологию отключений линий на обходные выключатели;
- архивы измеряемых параметров, загружаемых из макетов, систем АСКУЭ и других источников.

Подготовка, обработка данных и расчеты фактических и плановых данных потребления балансов осуществляются с использованием технологических подсистем и компонент (рис. 1), реализующих следующие функции:

- анализ и краткосрочное планирование суточных графиков электропотребления. В качестве опорных фактических данных используются данные АСКУЭ, а также значения расчетных суммарных показателей;
- анализ и долгосрочное планирование показателей баланса электроэнергии (месячные интервалы). Значения месячных показателей рассчитываются автоматически на основе суточных графиков, определяемых по системам АСКУЭ. Предусматривается также ручная коррекция данных;

Рис. 1. Структурная схема обработки данных и планирования потребления и балансов ДЭК с использованием компонент комплекса «Энергостат»

■ формирование объектной базы энергообъектов и измеряемых параметров. Включает в себя компоненты:

- формирование состава и структуры энергообъектов и точек учета АСКУЭ, расчетных сечений учета электроэнергии, хронологии переключений на ОВ (Менеджер объектов и оборудования);
- загрузку данных из АСКУЭ и макетов;
- межуровневый обмен;
- подготовку отчетных и графических форм, коррекцию интерфейсов.

Ввод данных по энергообъектам и точкам учета производится с помощью определенной компоненты, которая позволяет редактировать объектную базу в соответствии с подготовленным классификатором, включая загрузку и редактирование состава энергообъектов, точек учета, характеристик измерительных приборов и сечений учета АСКУЭ. Информация о переключениях на ОВ вводится в базу данных на основании сводок состояния обходных выключателей.

После заполнения состава и структуры энергообъектов структура показателей потребления и балансов формируется автоматически специальными компонентами комплекса. Генерация параметров и показателей для обработки данных АСКУЭ происходит на основе информации о точках учета. При этом для каждого измерения точки учета, сформированной в объектной базе, генерируется свой первичный параметр, а также параметры для хранения данных с учетом ОВ.

На основании данных структуры и состава расчетных сечений формируется перечень суммарных показателей – компоненты выработки, сальдо-перетоков, электропотребления. Каждый из этих суммарных показателей состоит из отдельных компонент и образуется несколько уровней иерархии показателей, в соответствии с определенной структурой сечений учета. На основе сформированных показателей баланса для филиалов создается финальная структура для региона Дальнего Востока (ДВ) территории верхнего уровня (ДЭК). Также возможно формирование дополнительной структуры параметров для работы с системами замещающей информации.

Фактические данные систем АСКУЭ различных энергокомпаний на территории региона Дальнего Востока (ОДУ, МСК, ДГК) передаются в центральный офис ДЭК в виде макетов XML формата 80020 и макетов АСКП (дискретность – получасовые значения электроэнергии). С помощью средств комплекса производится их загрузка (в автоматическом режиме или по требованию) в базу данных комплекса. На основе загруженных данных производится расчет суммарных сальдо-перетоков и потребления электроэнергии по различным сечениям, в том числе суммарное потребление территорий энергосистем, энерго-

бытовых организаций (с потерями и без потерь МСК), ГТП потребления ЭСК и т.п.

Система расчета суммарных показателей является объемной и сложной. Для обеспечения надежного и правильного расчета обеспечивается комплекс мер проверки и достоверизации данных, поскольку от корректности расчетов таких суммарных показателей, как потребление, зависит достоверность расчета и планирования энергобаланса региона в целом. Периодически производится проверка полноты и корректности загруженных данных, расчета суммарных показателей.

На основе загруженных данных формируются XML-макеты форматов 80020, 80040, 80050 и 51070 в соответствии с Регламентами ОРЭМ. Средства формирования макетов позволяют создавать шаблоны, описывающих структуру, источники данных и другие параметры макета с помощью гибкой системы правил. Возможно задание различных настроек сохранения и отправки сформированных макетов, в том числе и в автоматическом режиме.

Для обеспечения надежности хранения информации и бесперебойной работы комплекса реализована система основного и резервного серверов, обеспечивающая возможность в случае сбоя оперативного переключения всех задач на использование резервного сервера. Для этого использовалась функция репликации Microsoft SQL Server 2005 (по методу репликации транзакций), а также разработанные средства репликации файлов комплекса.

Передача сформированной структуры параметров и фактических данных с верхнего уровня на нижний производится с использованием специального обменного макета. Результаты расчетов в центральном офисе ДЭК загружаются в этот макет и передаются по электронной почте в филиалы. Обменный макет может содержать данные за произвольное число суток. Полученный в филиале с верхнего уровня (ДЭК) обменный макет, содержащий структуру и данные балансов, автоматически загружается в комплекс для создания или обновления уже существующей структуры показателей и баланса нижнего уровня. В период эксплуатации технолог может добавлять в комплекс новые показатели, необходимые для планирования только на уровне филиала, изменяя детализацию уже существующей структуры баланса. В подготовленную структуру показателей (дополнительно к данным, полученным из ДЭК) также осуществляется загрузка данных из собственных систем АСКУЭ филиалов, макетов формата XML и Excel, обеспечивая таким образом возможность работы с использованием замещающей информации.

На основе загруженных данных осуществляется планирование отдельных составляющих и баланса электроэнергии в целом. Реализация мето-

дики прогнозирования и планирования включает следующие функции:

- выбор и настройка математических моделей прогноза для показателей потребления и других компонентов баланса. Проведение серий оценочных расчетов для оценки точности прогнозов в ретроспективном режиме по фактическим данным. Необходимая коррекция моделей прогнозирования;

- прогнозирование основных компонент электропотребления с использованием статистических алгоритмов, с учетом влияющих метеорологических факторов. Коррекция, балансировка данных. Сохранение в плановые параметры утвержденных прогнозных значений.

Настройка схемы планирования может меняться в процессе эксплуатации технологом.

После завершения планирования возможен обмен фактическими данными и результатами планирования балансов между филиалами и центральным офисом.

Работы по внедрению комплекса производились в две стадии. На 1-й (2007–2008 гг.) производилась установка только в центральном офисе ОАО «ДЭК». На 2-й стадии (2008 г.) производилась установка комплекса в филиалах ОАО «ДЭК» (4 филиала). В 2009 году система была оснащена дополнительными средствами обработки макетов, средствами достоверизации

исходных данных, а также формирования аналитических отчетных форм и другими.

Интегрированный программный комплекс состоит из региональных серверов филиалов (по одному на каждое региональный филиал ДЭК в Приморском, Хабаровском краях, Амурской области и ЕАО) и центрального сервера ДЭК. На серверах филиалов хранится и обрабатывается только региональная информация. На центральном сервере ДЭК хранится и обрабатывается информация по всем отдельным регионам (филиалам), а также интегрированная информация по региону Дальнего Востока в целом. На текущий момент база данных комплекса содержит более 12 тыс. объектов и около 50 тыс. параметров.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Макоклюев Б.И.* Анализ и планирование электропотребления. — М.: Энергоатомиздат, 2008, 296 стр.
2. *Макоклюев Б.И., Антонов А.В., Набиев Р.Ф.* Информационная структура и программные средства обработки и хранения данных технологического оборудования и режимных параметров // Электрические станции, 2004, № 6.
3. *Макоклюев Б.И., Полижаров А.С.* Информационные системы для решения технологических задач на энергообъектах // Энергетик, 2007, № 8.



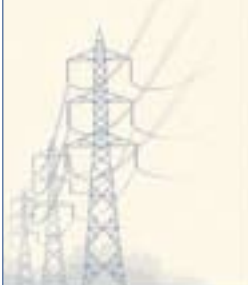
ПРОГРАММНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ



Мы предлагаем решения

для задач прогнозирования и планирования технико-экономических показателей энергокомпаний.

Нашими разработками оснащены около 100 энергокомпаний и диспетчерских управлений России и Украины.



Анализ и планирование суточных графиков

Средства анализа, прогнозирования и планирования суточных графиков потребления и составляющих баланса мощности. Достоверизация данных. Учет влияния метеофакторов.

Анализ и планирование балансов электроэнергии

Средства анализа, прогнозирования и планирования электропотребления и составляющих баланса электроэнергии. Расчет балансов по тарифным группам потребителей.

Коммерческий учет электроэнергии

Сбор, хранение и анализ данных систем АСКУЭ. Расчет суммарных показателей балансов с учетом состояния ОВ. Контроль и достоверизация данных. Обработка XML-макетов 80020, 51070 и других в соответствии с регламентами рынка.

Объектная база данных оборудования и измерений

Формирование объектной базы данных сложной структуры на основе CIM-моделей. Анализ состояния основного оборудования и средств измерений. Журналы диспетчерских команд, хронологии ремонтных работ.

Интеграционные проекты

Формирование иерархических систем обработки данных для крупных энергокомпаний. Обмен информацией с использованием Интернета или корпоративных средств. Интегрирование данных филиалов и подразделений.

www.energostat.ru
(499)613-12-45
info@energostat.ru

РАЗВИТИЕ УСПЕШНЫХ ПРОЕКТОВ SMART GRID

КРАТКИЙ ОТЧЕТ ВСЕМИРНОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ФОРУМА

В процессе написания данного доклада было привлечено свыше 60 энергетических компаний и регулирующих организаций для уточнения факторов, определяющих успех или неудачу реализации проекта по развитию «интеллектуальной» сети.

Все чаще «интеллектуальные» сети рассматриваются в качестве объектов для стратегических инфраструктурных инвестиций, которые позволят обеспечить долгосрочное экономическое процветание и достичь целей по снижению выбросов углекислого газа. За прошедший год только Китай инвестировал 7,3 млрд. долларов¹ в разработку технологий интеллектуальных сетей. США направили 4,5 млрд. долларов в стимулирующие программы² по развитию интеллектуальных сетей.

НОВЫЕ ВЕЯНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Прошедшие 12 месяцев ознаменовались существенным ростом числа стартовавших проектов. Согласно наиболее распространенной оценке, в настоящее время в стадии реализации находится около 90 демонстрационных проектов по «интеллектуальным» сетям и по крайней мере столько же – в стадии проектирования³. Большинство проектов сконцентрировано в Север-

ной Америке, Австралии и Европе; тем не менее в Южной Америке, Южной Африке, Китае, Индии, Японии и Южной Корее уже также заметна значительная активность. Большинство демонстрационных проектов фокусируются на внедрении современных средств измерения (AMI – «интеллектуальные» счетчики); тем не менее появляется все больше проектов по «интеллектуальным» сетям, направленных на оптимизацию сети и решение проблем, связанных с внедрением разнообразных технологий с низким выбросом углекислого газа.

За прошедший год в сфере «интеллектуальных» сетей образовались три основных тенденции:

- **появление «интеллектуальных» сетей связано с экономическими потребностями.** Правительства многих стран рассматривают «интеллектуальные» сети и технологии с низким выбросом углекислого газа как основной способ обеспечить развитие экономики. В восточно-азиатских экономиках стратегические инвестиции направляются на создание интеллектуальной собственности и производственной базы в данной сфере в надежде на рост мирового экспортного рынка;
- **перерастание концепции «интеллектуальной» сети в концепцию «интеллектуального» города.** Если раньше обсуждались просто «интеллектуальные» сети и инфраструктура энергосистемы, то теперь в фокусе вопросы внедрения «интеллектуальных» устройств, благодаря которым функции управления и измерения, присущие «интеллектуальной» сети, распространяются на городскую инфраструктуру (например, систему водоснабжения, канализацию, здания и т. д.);

■ **появление новых участников на рынке.** Все чаще можно видеть, как новые компании, например, компании потребительского сектора, телекоммуникационные компании и розничные фирмы оценивают свои возможности на рынке электроэнергетики. Хотя существенного распада традиционной бизнес-модели пока не произошло, по мере того как новые участники рынка анализируют динамику отрасли, ожидается появление новых бизнес-моделей.

ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНОСТИ

Обзор первых выполненных проектов показывает, что, несмотря на существенный шаг вперед, сделанный электроэнергетикой, существуют явные возможности повысить степень проработки проектов и увеличить отдачу от инвестиций. В настоящее время проекты по «интеллектуальным» сетям столкнулись со следующими проблемами:

- в условиях, когда законодательное стимулирование не соответствует политическим целям, сфера «интеллектуальных» сетей нуждается в создании надежных бизнес-процессов;
- содержание будущих законодательных актов сейчас неизвестно. В некоторых случаях, разукрупнение компаний-поставщиков усложняет задачу равномерного распределения рисков и поощрений;
- сохраняются проблемы в сфере обеспечения конфиденциальности данных, компьютерной безопасности, функциональной совместимости и стандартов;
- существуют примеры объединения целей, из-за чего внедрение новых технологий и схем ценообразования

¹ «Интеллектуальная» сеть: Китай возглавил список десяти стран с самыми крупными государственными инвестициями в «интеллектуальные» сети, доклад компании Zpryme», пресс-релиз компании Zpryme Research & Consulting, 27 января 2010 года, <http://zpryme.com/news-room/smart-grid-china-leads-top-ten-countries-in-smart-grid-federal-stimulus-investments-zpryme-reports.html>

² «Акт о стимулировании экономики способствует развитию возобновляемой энергетики и «интеллектуальных» сетей», новости по энергоэффективности и возобновляемой энергии (EERE), Министерство энергетики США, 18 февраля 2009, http://apps1.eere.energy.gov/news/news_detail.cfm/news_id=12244

³ Рабочая группа по «интеллектуальным» сетям и управляющий комитет мирового экономического форума (июль 2010 года).

происходит параллельно, усложняя понимание причинно-следственных связей при слабой реакции потребителей на внесенные изменения;

■ **изменяется степень вовлечения потребителей**, поэтому требуется обеспечить эффективную коммуникацию с потребителями и высококачественное выполнение проекта в самых разнообразных окружающих условиях;

■ **множество проектов по установке «интеллектуальных» счетчиков** столкнулись с необходимостью убедить регулирующие организации и потребителей в наличии реальных выгод от внедрения «интеллектуальной» сети.

Учитывая рост количества проектов по «интеллектуальным» сетям, очень важно, чтобы данный период развития электроэнергетики использовался для исследовательских работ и выработки жизнеспособных законодательных рамок, которые будут способствовать движению отрасли в направлении основного вектора развития. При изменении законодательной базы на данном этапе следует избегать ситуаций, при которых рамки закона будут стеснять развитие «интеллектуальных» сетей, стараясь подвести их под общий знаменатель.

Наконец, для проектов, использующих технологии для работы с оборудованием на стороне потребителей, критическое значение имеет вовлечение и обучение потребителей, так как это способствует приобретению ими оборудования и позволяет стимулировать необходимые потребности рынка. Чтобы «интеллектуальная» сеть была экономически выгодной и жизнеспособной в социальном плане, необходимо, чтобы потребители осознали те выгоды, которые предоставляют эти технологии, и согласились платить за оборудование и услуги.

Данное исследование выявило множество уроков, полученных при реализации существующих проектов. Они распределены по четырем группам.

1. Политические и законодательные цели

■ **Правильные законодательные и политические рамки для инноваций и инвестиций.** Регулирующие организации и правительство должны создать хороший инвестиционный климат, чтобы привлечь деньги частного сектора

в инновационные разработки и основной капитал проектов. На свободных рынках эта задача осложняется тем, что цепочка поставщиков является разукрупненной. Регулирующие организации должны уделить пристальное внимание вопросу распределения рисков и поощрений между компаниями, входящими в эту цепочку, и разработать законодательные рамки, которые будут способствовать привлечению инвестиций и равномерному распределению поощрений.

■ Создание всеобщих стандартов.

Стандарты поддерживают уверенность рынка и повышают функциональную совместимость оборудования. Тем не менее, если они введены в действие слишком рано или слишком сильно фокусируются на вопросах собственности, они могут задушить инновации. При разработке многих региональных стандартов учитывалось возможное появление конкурирующих стандартов. Однако существуют возможности повысить степень международной взаимопомощи и сотрудничества: следует увеличить распространенность открытых стандартов и применить стандарты из других отраслей промышленности, например протоколы и стандарты безопасности сети Интернет, которые позволят ускорить внедрение открытых стандартов.

2. Определение задач: внесение ясности при разработке проектов и понимание того, когда следует привлекать потребителей

■ Ясность при проектировании.

Важно, чтобы финансируемый проект имел ясные и задокументированные параметры и задачи, которые в фазе реализации проекта будут улучшаться или ухудшаться. Следует стимулировать энергетические компании в реализации глобальных и амбициозных проектов по «интеллектуальным» сетям, которые продемонстрируют большое значение новых технологий в более широких условиях эксплуатации. Разработчики должны помнить о риске объединения целей и обеспечить разделение проектов в зависимости от моделей функционирования, бизнес-моделей и проверяемых технологий, часто одинаковых для всех проектов.

■ **Потребители.** Проекты, ориентированные на установку оборудова-

ния на стороне потребителей, могут столкнуться с дополнительными трудностями, так как для обеспечения долгосрочного успеха этих проектов требуется задействовать программы участия потребителей, что потребует от них изменить свои бытовые привычки. Каждый контакт с потребителями может существенно повлиять на долгосрочный успех проекта.

■ **Успешное коммерческое взаимодействие.** Создание успешного коммерческого консорциума устранит разобщенность конкурирующих компаний и будет способствовать построению экономики с низким выбросом углекислого газа. Энергетические компании получают преимущества от реализуемых проектов, так как при разработке коммерческих и законодательных рамок будет взят за основу опыт эксплуатации различных программ.

■ **Эксперименты с новыми моделями работы и бизнес-моделями.** Как только технологии будут отработаны, а функциональная совместимость проверена, у энергетических компаний появится возможность использовать эти проекты для лучшего понимания того, какие изменения следует внести в модель работы и бизнес-модель, чтобы получить максимальную отдачу от новых технологий.

■ **Разделение потребителей согласно их особенностям.** На этапе проектирования демонстрационного проекта рекомендуется проанализировать особенности потребителей и разделить их на три группы: бытовые потребители, малые и средние предприятия, торговые и промышленные компании. Разделив потребителей на группы, энергетические компании и их партнеры смогут разработать продукты и услуги, которые будут оптимальным образом удовлетворять нужды потребителей и подогреют их интерес к «интеллектуальным» сетям.

■ **Ориентация на промышленных потребителей.** Предприятия очень чувствительны к величине расходов, поэтому открыты для инновационных продуктов и услуг, способных повысить экономическую эффективность. Более того, бытовые потребители часто перенимают технологии, в эффективности которых они убедились на своем рабочем месте.

Преимущества внедрения «интеллектуальной» сети в зависимости от вовлеченной стороны

Правительственные и регулирующие организации

1. Возможность увеличить ВВП и создать рабочие места для «зеленых воротничков».
2. Возможность инвестировать в эффективные средства снижения выбросов углекислого газа.
3. Повышение безопасности и надежности энергоснабжения.
4. Ускорение разработки законодательных рамок по ограничению выбросов углекислого газа.
5. Повышение эффективности расходования средств благодаря рационализации национальной инфраструктуры.

Производители оборудования

1. Возможность взаимодействия с другими участниками рынка.
2. Возможность вывода на рынок новых продуктов и услуг, например, предназначенных для модернизации широкополосных сетей телекоммуникационных компаний.
3. Возможность улучшить понимание нужд потребителей.
4. Уменьшение расходов благодаря увеличению объема выпускаемой продукции.
5. Возможность создания платформ для M2M-решений («машина-к-машине»), предназначенных для нескольких отраслей промышленности.

Энергетические компании

1. Расширение портфолио генерирующих мощностей.
2. Повышение эффективности и надежности сети, улучшение контроля потоков мощности, что обеспечивает снижение операционных расходов и трат на техническое обслуживание.
3. Возможность преобразования из поставщика продукции в поставщика услуг.
4. Создание новых каналов получения прибыли и улучшение обслуживания потребителей.
5. Возможность улучшить модель функционирования компании и снизить операционные расходы.

Потребители

1. Расширение выбора поставщиков электроэнергии, продукции и услуг.
2. Повышение прозрачности и усиление контроля за потреблением электроэнергии.
3. Возможность внести вклад в защиту окружающей среды благодаря внедрению новых технологий как в бытовой, так и производственной сферах.
4. Получение доступа к чистым технологиям, таким как электро-мобили и микрогенерация.
5. Получение более качественного обслуживания, уменьшение расходов на электроэнергию и выбросов углекислого газа.

3. Реализация

■ **Вовлечение и обучение потребителей.** При эксплуатации демонстрационных «интеллектуальных» сетей, непосредственно влияющих на жизнь потребителей, большое значение приобретают программы участия потребителей и непрерывная техническая поддержка и обслуживание. В рамках этих программ участия энергетические компании должны предоставлять потребителям информацию, написанную на понятном языке; следует применять схемы материального стимулирования, новые методы и пути подачи информации, чтобы повысить доверие потребителей и показать те выгоды, которые проект вносит в их повседневную жизнь.

■ **Изменение инфраструктуры полевого оборудования.** В большинстве успешных демонстрационных проектов поощряется коллективное устранение неисправностей полевого оборудования. Этим устанавливается обратная связь с потребителем и гарантируется, что при структурном улучшении технологий и бизнес-процессов будет применен гибкий подход и задействован практический опыт. Это особенно важно в проектах, ориентированных на оборудование на стороне потребителей, так как любой просчет в эксплуатационных показателях может на длительное время ухудшить мнение потребителей об «интеллектуальной» сети и испортить отношения с энергетической компанией.

4. Использование полученного опыта

■ **Обмен опытом.** В настоящее время обмен знаниями все еще находится на низком уровне. Но ситуация улучшается благодаря недавнему запуску Министерством энергетики США бета-версии Информационного центра по «интеллектуальным» сетям. Тем не менее этот проект ориентирован только на рынок США. Крупный международный архив информации с контекстуальными данными, например с демографической информацией о потребителях и сведениями о топологии сетей, сможет повысить эффективность деятельности энергетических компаний и позволит им оперировать с более солидной ценностной аргументацией.

■ **Предоставление информации регулирующим организациям и правительственным учреждениям.** Энергетические компании имеют возможность изменить законодательные рамки, учтя в них индивидуальные особенности. Информация и знания, получаемые при эксплуатации демонстрационных проектов, являются опытными данными, которые могут быть использованы при выработке политических и законодательных рамок, способствующих выравниванию распределения поощрений и стимулирующих частные инвестиции.

ГЛОБАЛЬНЫЕ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ» СЕТЕЙ

В последнее время становится очевидным, что в мире используют различные стратегии развития «ин-

теллектуальных» сетей. Эти отличия обусловлены различиями в режимах регулирования, имеющейся инфраструктуре и экономических приоритетах. Ниже в таблице приведен перечень глобальных стратегий развития «интеллектуальных» сетей, отражающий дискуссии, вызванные концепцией «один размер не удовлетворяет всем потребностям», определенной в докладе Международного экономического форума 2009 года под названием «Ускорение роста инвестиций в «интеллектуальные» сети».

Возможно, наиболее заметная тенденция в сфере «интеллектуальных» сетей – увеличение количества южнокорейских и японских компаний, производящих бытовую технику, которые инвестируют большие средства в международные демонстрационные проекты по «интеллектуальным» сетям, так как международные рынки отличаются более благоприятными финансовыми стимулами и законодательными рамками, чем домашние рынки этих компаний. Также подобные действия предоставляют этим компаниям возможность продемонстрировать свои высокотехнологичные продукты на североамериканском и европейском рынках и следовать долгосрочной стратегии по созданию интеллектуальной собственности для дальнейшего глобального экспорта.

Глобальные стратегии развития «интеллектуальных» сетей				
	Ограничение выбросов углекислого газа	Повышение грамотности потребителей	Национальный экспорт	Быстрый рост инфраструктуры
Примеры	Великобритания, Германия, Австралия	Соединенные Штаты Америки	Южная Корея, Япония, ОАЭ, Сингапур	Китай, Индия, Бразилия, Кения
Местные факторы, поддерживающие рост отрасли	Жесткие обязательства по уменьшению выбросов углекислого газа. Объединение с другими проектами – «интеллектуальный» город, электромобили, возобновляемые источники энергии, международная суперсеть, внедрение широкополосных сетей связи. Создание конкурентного рынка электроэнергии. Поддержка и информирование потребителей.	Повышение надежности энергоснабжения, качества электроэнергии, функциональной гибкости электросети и уменьшение пиковых нагрузок. Диверсификация поставщиков энергоносителей и обеспечение надежных поставок энергоносителей. Объединение с другими проектами – «интеллектуальный» город, электромобили, возобновляемые источники энергии. Поддержка и информирование потребителей.	Создание промышленного фундамента для дальнейшего экспорта технологий «интеллектуальных» сетей по всему миру. Рост сектора экономики, занимающейся зелеными технологиями. Объединение с другими проектами – «интеллектуальный» город, электромобили, возобновляемые источники энергии, международная суперсеть, внедрение широкополосных сетей связи.	Быстрое строительство инфраструктуры для сохранения темпов урбанизации и темпов роста экономики. Повышение надежности энергоснабжения, качества электроэнергии и функциональной гибкости электросетей. Уменьшение потерь мощности, особенно при передаче электроэнергии на большие расстояния, уменьшение воровства и долгосрочное снижение стоимости электроэнергии.
Модель рынка	Свободный	Вертикально-интегрированный	Государственная монополия	Государственная монополия
Законодательные стимулы для проектов по «интеллектуальным» сетям	Государственные фонды развития «интеллектуальных» сетей, распределяемые на конкурсной основе, и обычные фонды развития. Инновации. Принудительная установка «интеллектуальных» счетчиков, цели по использованию возобновляемых источников энергии и повышению энергоэффективности, программы повышения надежности энергоснабжения, стимулирующие тарифы. Инвестирование в «интеллектуальные» сети в 2010 году ⁴ : Германия: 397 млн. долл.; Австралия: 360 млн. долл.; Великобритания: 290 млн. долл.	Программы финансового стимулирования, включая программы повышения квалификации сотрудников. Уменьшение средств на развитие сетей передачи и распределения электроэнергии. Фонд развития Национального института стандартов и технологий США. Инвестиции в «интеллектуальные» сети в 2010 году: США: 7 млрд. долл.	Программы по международному обмену знаниями, например программа сотрудничества Кореи и штата Иллинойс по «интеллектуальным» сетям ⁵ . Национальный план создания «интеллектуальных» сетей. Создание «интеллектуальных» городов, например Сонгдо и Масдар. Инвестиции в «интеллектуальные» сети в 2010 году: Япония: 849 млн. долл. Южная Корея: 824 млн. долл.	Фонды глобальных финансовых институтов, например, грант Всемирного банка в размере \$330 миллионов на электрификацию Кении и развитие в ней экологичной энергетики ⁶ . Планы модернизации энергосистемы, например, в Индии. Тесная взаимосвязь с телекоммуникационной сферой, переживающей бурный рост. Инвестиции в «интеллектуальные» сети в 2010 году: Бразилия: 204 млн. долл.; Китай: 7,3 млрд. долл.
Основные направления в создании интеллектуальной собственности	Интеграция крупных возобновляемых источников энергии и распределенных генераторов электроэнергии. Открытые стандарты измерения. Инновационные продукты и услуги.	Программное обеспечение и архитектура данных. Решения для сетей передачи и распределения электроэнергии. Электромобили.	Решения для сетей передачи и распределения электроэнергии. Технологии аккумулирования энергии. Электромобили.	Крупные возобновляемые источники энергии. Высоковольтные линии электропередачи.
Степень развития «интеллектуальных» сетей	Средняя	Средняя	Низже среднего	Низкая
Локальные проблемы отрасли	Действующие модели рынка стимулируют инвестиции в «интеллектуальные» сети не от всех участников цепочки создания стоимости.	Неудачи в реализации некоторых ранних демонстрационных проектов по «интеллектуальным» сетям привели к усилению контроля со стороны регулирующих организаций.	Национальные рынки находятся в жестких законодательных рамках, что ограничивает инновационные возможности местных компаний.	Требование масштабных работ и ограничение движения капитала в некоторых развивающихся странах.

⁴ «Интеллектуальная» сеть: Китай возглавил список десяти стран с самыми крупными государственными инвестициями в интеллектуальные сети, доклад компании Zpryme», пресс-релиз компании Zpryme Research & Consulting, январь 2010 года, <http://zpryme.com/news-room/smart-grid-china-leads-top-ten-countries-in-smart-grid-federal-stimulus-investments-zpryme-reports.html>

⁵ «BOMA, Чикаго, запустила демонстрационный проект коммерческой «интеллектуальной» сети в рамках сотрудничества между Кореей и штатом Иллинойс», Penton Insight, 27 июля 2010 года, предоставлено компанией Factiva, ©2010 Penton Business Media

⁶ «Всемирный банк выделил 330 млн. долл. на электрификацию Кении», пресс-релиз Всемирного банка, 27 мая 2010 года, http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/NEWS/0,,contentMDK:22595378~pagePK:64257043~piPK:437376~theSitePK:4607,00.html?cid=3001_2

РАСШИРЕНИЕ КОНЦЕПЦИИ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ» СЕТИ

Концепция «интеллектуальной сети» меняется. Несколько лет назад большинство энергетических компаний концентрировались на разработке технологий для работы с оборудованием на стороне потребителей, преимущественно на системах автоматического считывания показаний счетчиков (AMR) и инфраструктуре «интеллектуальных» счетчиков (AMI). В то время больше внимания уделялось выгодам энергетических компаний, которые благодаря современным средствам связи устраняли необходимость в ручном списывании показаний счетчиков и обеспечивали своевременность считывания этих показаний. В прошедшие два года наблюдалось усиление давления со стороны правительственных и регулирующих организаций, требующих повышения эффективности работы сетей и надежности энергоснабжения с одновременным переходом на технологии с низким выбросом углекислого газа.

Это давление привело к расширению концепции «интеллектуальной» сети. В 2010 году, помимо прежних вопросов, стали обсуждать следующие темы: «интеллектуальная» энергетическая система, включая всех участников, как традиционных, так и новых; интеграция неэнергетических устройств (топливных ячеек потребителей или приложений для мобильных телефонов); новые бизнес-модели и услуги, предназначенные для поддержки долгосрочных решений полного цикла в сфере «интеллектуально» энергоснабжения.

«ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ» ГОРОДА

Концепция «интеллектуальной» энергосистемы возникает при более широком взгляде на «интеллектуальную» инфраструктуру и «интеллектуальный» город. «Интеллектуальные» сети неизбежно следует испытать в условиях густонаселенных городских районов. Учитывая внедрение цифровых технологий в энергосистему, многочисленную городскую инфраструктуру, например, сеть водоснабжения и канализации, транспортная сеть и т.д., можно оснастить обширными сетями дат-

чиков и системами анализа данных, размер и масштаб которых является лишь вопросом экономических возможностей.

Это согласуется с ростом потребности городов в решениях по уменьшению выбросов углекислого газа, снижению эксплуатационных расходов и улучшению качества обслуживания жителей и коммерческих компаний. «Интеллектуальная» энергосистема, функционирующая в условиях «интеллектуального» города, приводит к появлению многочисленных «эффектов домино»:

■ **новые источники финансирования.** Благодаря своему масштабу города могут предоставить дополнительные источники финансирования общественных и частных проектов по «интеллектуальным» сетям, например, частно-государственное партнерство и, возможно, будущий рынок облигаций компаний, занимающихся экологичными технологиями;

■ **оптимальные условия для испытаний и инноваций.** Радиальная структура электросети городов идеально подходит для испытаний, удовлетворяя требованиям для реализации многих проектов по «интеллектуальным» сетям, таким как Amsterdam Smart City. Города отличаются значительным масштабом и предоставляют идеальный фундамент для проведения испытаний широких возможностей «интеллектуальных» сетей, включая интеграцию электромобилей и распределенных генераторов, рассредоточенных на значительной площади. Кроме того, новые города, например южнокорейский Сонгдо, предоставляют уникальные возможности испытания решений для «интеллектуальных» сетей без привязки к традиционным условиям эксплуатации, что еще сильнее стимулирует инновации в «интеллектуальные» сети;

■ **Усложнение структуры взаимоотношений.** С расширением сферы применения «интеллектуальных» сетей неизбежно увеличение количества взаимоотношений, с которыми придется иметь дело, включая взаимоотношения с местными исполнительными органами, которые будут играть центральную роль во всех консорциумах, обслуживающих «интеллектуальный» город;

■ Изменение уровня безопасности.

Указанные выше факторы, каждый по своему, изменяют требования к уровню безопасности, который должны обеспечить для защиты и конфиденциальности данных участники энергетических взаимоотношений.

ПОЯВЛЕНИЕ НОВЫХ УЧАСТНИКОВ РЫНКА

Традиционно энергетические компании фокусируют свое внимание на оптимизации собственной деятельности, аналогично компаниям, производящим предметы потребления, стараясь повысить экономическую эффективность и надежность энергообеспечения. Новая «интеллектуальная» энергосистема требует более широкий набор возможностей, которые позволят технологиям «интеллектуальных» сетей полностью раскрыть свой потенциал. Наличие потоков данных от датчиков, установленных на стороне потребителей и на стороне сети, требуют использования систем обработки данных, систем управления взаимоотношениями с потребителями, аналитических систем и т. д.

Телекоммуникационные компании, а также компании, производящие оборудование, устанавливаемое на стороне потребителей и на стороне сети, начали выходить на энергетический рынок, предлагая новые инновационные продукты для «интеллектуальных» сетей и входя в капитал консорциумов, занимающихся реализацией проектов. Новые компании усиливают конкуренцию и вынуждают развиваться уже существующих участников. В высококонкурентном розничном секторе новые компании предлагают потребителям новые услуги и продукты по регулированию энергопотребления.

Так как линии связи объединяют все компоненты «интеллектуальной» сети (системы связи обычно занимают существенную долю в капитальных затратах и операционных расходах), то телекоммуникационные и сетевые компании будут приобретать все возрастающее значение в сфере «интеллектуальных» сетей. Через некоторое время, когда новые и уже существующие компании будут конкурировать за освоение нового рынка, это окажет решающее воздействие на отрасль.

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА



ОСОРИН М.П.,
генеральный директор
компании Intelica



Очень жаль, что практически все публикации на тему успешных проектов Smart Grid обходят Россию стороной.

Может быть, это связано с тем, что технологически мы готовы, а вот потребителей на реальные технологии нет? Может быть, стоит запустить пилоты, ориентированные на решение проблем не энергокомпаний, а их клиентов? Например, в России сейчас наблюдается бум малоэтажного индивидуального жилищного строительства. При нынешних тарифах на электроэнергию, с наличием даже частичного электрообогрева, месячный счет уже составляет несколько тысяч рублей, и множество владельцев с радостью воспользуются возможностью реально сэкономить.

Давайте не только поставим им «умные» счетчики, но и дадим им соответствующее тарифное меню, тем

самым предоставив им возможность реальной экономии за счет изменения своих потребительских привычек и постоянного мониторинга потребления. В противном случае, сложно объяснить потребителю, зачем ему тратить 200 евро на «умный» счетчик, если у него по-прежнему остается примитивный двуставочный тариф и будет приходиться счет с двумя строчками потребления?

Давайте посмотрим на любой проект в РФ. Хотя где-то это сделано? К сожалению, нет. Везде клиент ставится перед фактом, который заключается в следующем. Вместо одного счетчика, который его полностью функционально устраивает, за его же средства ему (клиенту) предлагают поставить другой (в три раза дороже).

Весь мир делает по-другому. Разрабатываются новые продукты (тарифы),

ведется маркетинговая кампания, идет рекламная поддержка, и в конце концов реализуется проект для достижения понятных бизнес-целей. В качестве примера приведу программу SmartMeter Калифорнийской PG&E или Telegestore от ENEL. К примеру, почему бы в качестве эксперимента не разрешить частным домовладельцам отдавать в сеть излишки электроэнергии, вырабатываемой на собственных генерирующих мощностях? Сбытовым компаниям при этом нужно поручить учитывать это в счете, уменьшая на соответствующее количество кВт·ч объем потребления. Уверен, что в одном только Подмосковье за год каждый десятый дом в современных поселках обзаведется ветряком и батареей на крыше. И тогда технологии Smart Grid сразу станут востребованы энергокомпаниями, потому что им потребуется управлять сетью совсем по-другому.

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА

АЛЕКСАНОВ А.А.,
к.т.н., генеральный директор PGE,

ВЕРИГО А.Р.,
к.т.н., начальник отдела консалтинга PGE



Материал статьи представляется особенно актуальным в период разработки концептуальных положений по Smart Grid в российской энергетике. Но «приживаются» только те концепции, которые обеспечиваются текущими условиями реализации. Хотелось бы в дальнейшем получать информацию о целях и задачах, полученных результатах и выявленных проблемах при реализации конкретных проектов (о чем, собственно, и гласит название публикации).

Вопросы создания и управления сетями Smart Grid затрагивают широкий круг

интересов как производителей и потребителей электроэнергии, так и компаний по ее транспорту, распределению и продаже. Но особые изменения при этом предполагаются в управлении сетями. Все это задачи будущего, они потребуют пересмотра рыночных отношений и серьезно затронут вопросы диспетчеризации энергосистем. В рамках же законов сегодняшнего дня можно приступить к решению ограниченного круга задач. В этих условиях интересно рассмотреть вопрос применения технологий Smart Grid с позиции сетевой компании.

При современных тенденциях роста стоимости электроэнергии и снижения резервов пропускной способности электрической сети становятся экономически обоснованными решения по установке у конечного потребителя генерирующих источников малой мощности. Этот тренд наметился несколько лет назад и сейчас имеет ярко выраженный характер, особенно в крупных городах с недостаточными ресурсами генерирующих мощностей. Появление таких источников представляет особую проблему для сетевых компаний при традиционных методах

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



оперативно-технологического управления и требует адекватного совершенствования этих методов.

В последней редакции Правил розничного рынка электроэнергии (с учетом изменений и дополнений в Постановлениях Правительства РФ от 3 марта 2010 г. № 117 и от 31.12.2010 г. № 1242) установлен порядок, в соответствии с которым стоимость электроэнергии ставится в зависимость от стоимости электроэнергии на оптовом рынке и от точности прогноза электропотребления потребителя. Также определен порядок регулирования стоимости электроэнергии с учетом выполнения потребителем установленных договором значений соотношения активной и реактивной мощности.

В то же время пока нормативно не определено влияние параметров надежности электроснабжения и качества электроэнергии на конечную стоимость электроэнергии.

Уже в этих условиях появляется необходимость применения новых методов управления в сетевых компаниях,

основой чего могут стать компоненты технологии Smart Grid, причем представляется целесообразным поэтапное их внедрение на основе существующей нормативной базы.

Одним из возможных сценариев поэтапного внедрения компонентов технологии Smart Grid в сетевой компании могут являться следующие мероприятия:

- организация мониторинга $\text{tg } \varphi$ потребителей на стороне питающих центров РСК;
- создание WEB-портала в РСК, предоставляющего потребителям в интерактивном режиме оперативную информацию об их текущем электропотреблении, затратах на электроэнергию с учетом текущих значений $\text{tg } \varphi$ и прогнозе этих параметров до конца расчетного периода;
- выполнение on-line расчетов по оптимизации электрических режимов с определением величины управляющих воздействий на средства регулирования напряжения и реактивной мощности в сетях РСК по критерию минимума потерь;

■ автоматизированное управление средствами регулирования напряжения и реактивной мощности с вводом соответствующих управляющих воздействий.

Ожидаемые эффекты от внедрения указанных мероприятий:

- снижение потерь электроэнергии в сетях РСК;
- выравнивание графиков нагрузок и снижение требований по оперативным резервам мощности;
- вовлечение потребителей в процесс активного управления и оптимизации электропотребления.

Эффективная реализация описанных элементов современных технологий в сетевой компании возможна лишь в составе комплексной автоматизированной системы, интегрирующей функции SCADA, АСТУЭ-АИИСКУЭ и энерготрейдинга. Именно такие решения от одного из ведущих игроков в области Smart Grid на европейском рынке – немецкой компании KISTERS предлагает в России компания PGE (ООО «Пауэр Грид Инжиниринг»).



ТРАВЭК

Международная Ассоциация производителей
высоковольтного электротехнического оборудования

X Международная научно-техническая конференция

Силовые трансформаторы и системы диагностики

1-2 июня 2011 г.

Место проведения:

гостиница «Холидей Инн Сокольники» г. Москва

На конференцию приглашаются технические руководители и специалисты научно-исследовательских и проектных организаций, вузов, предприятий-изготовителей и потребителей электротехнического оборудования из России и зарубежных стран.

Оргкомитет
конференции

Адрес: 107023, г. Москва, Электrozаводская ул., 21
Тел./факс: +7 (495) 777-82-85, 777-82-00 (доб. 27-93, 26-43)
E-mail: travek@elektrozavod.ru, www.travek.elektrozavod.ru

реклама



- ДВЕ КОЛЛЕКЦИИ СПЕЦОДЕЖДЫ ИЗ ТКАНЕЙ «НОМЕКС® КОМФОРТ»
- И 100% ХЛОПОК С ОТДЕЛКОЙ «ПРОБАН®»
- ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ ТЕРМИЧЕСКИХ РИСКОВ ЭЛЕКТРОДУГИ
- СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕРМОСТОЙКАЯ ОБУВЬ
- СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕРМОСТОЙКИЕ СИЗ
- СРЕДСТВА ЭЛЕКТРОЗАЩИТЫ, ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ЛЕСТНИЦЫ, ИНСТРУМЕНТ
- СРЕДСТВА ОКАЗАНИЯ ПЕРВОЙ ДОВРАЧЕБНОЙ ПОМОЩИ



УНИКАЛЬНАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ ВЫБОРА!

Тел.: (499) 173-0618

WWW.ELECTRA.VOSTOK.RU

ВОСТОК СЕРВИС



НЕОРДИНАРНОЕ СОБЫТИЕ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

ВПЕРВЫЕ ЗА ПОСЛЕДНИЕ
50 ЛЕТ В РОССИИ
ЗАПУЩЕН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ
НОВЫЙ ЗАВОД
ПО ПРОИЗВОДСТВУ
ПОДВЕСНЫХ
СТЕКЛЯННЫХ
ИЗОЛЯТОРОВ



2010

СОЧЕТАНИЕ ОПЫТА
ЛУЧШИХ СПЕЦИАЛИСТОВ ОТРАСЛИ
И НОВЕЙШЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ПОЗВОЛИЛИ СОЗДАТЬ
СОВРЕМЕННЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ
МИРОВОГО УРОВНЯ

В НОВЫЙ ВЕК
С ЮМЭК!



НОМЕНКЛАТУРА ВЫПУСКАЕМЫХ ИЗОЛЯТОРОВ:

ПС 70Е, ПСД 70Е, ПС 120Б, ПСВ 120Б,
а также их модификации, включая изоляторы
в тропическом исполнении.

Изоляторы производства ЗАО «ЮМЭК» аттестованы ОАО «ФСК ЕЭС»
и ОАО «Холдинг МРСК» и сертифицированы в системе ГОСТ-Р.



Тел./факс: 8(35134)4-05-33
Южноуральск, ул. Спортивная, 13-204

www.umek.su

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

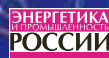
L.Smetanina@lenexpo.ru

www.energetika.lenexpo.ru

Генеральные информационные
спонсоры в сети Интернет:



Генеральные
информационные спонсоры:



Информационные спонсоры:



Интернет партнеры:



МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ЛЬВОВ М. Ю., д.т.н., начальник Департамента технического аудита ОАО «Холдинг МРСК»

В процессе эксплуатации силовых трансформаторов происходит постепенное ухудшение состояния изоляции, связанное с развитием физико-химических процессов в изоляции, старением масла и бумажной изоляции. Возможно также увлажнение и загрязнение изоляции, ослабление прессовки обмоток, контактных соединений, деформация обмоток, проявление и развитие других дефектов. Это приводит к тому, что в процессе эксплуатации возникает фактор риска повреждения оборудования, который заставляет уделять повышенное внимание вопросам оценки технического состояния, выбору и проведению ремонтно-профилактических мероприятий. При этом выбор наиболее оптимального варианта решений без учета фактора риска повреждения оборудования может привести к ошибочным и экономически неоправданным решениям. В данной статье на основе существующих положений теории принятия решений и теории информации рассматриваются основные методологические подходы оценки и учета фактора риска и информативности контролируемых показателей, нацеленные на совершенствование стратегии принятия решений при оценке технического состояния силовых трансформаторов в эксплуатации.

Как известно, принятие решения представляет собой выбор одного из некоторого множества рассматриваемых вариантов:

$$E_i \in E_m,$$

где E_m – конечное множество возможных вариантов решения.

Каждым вариантом решения E_i однозначно определяется некоторый результат e_i , допускающий количественную оценку, т. е. $E_i \Leftrightarrow e_i$.

В соответствии с классической теорией принятия решения выбор оптимального варианта E_0 представляет собой процедуру вида:

$$E_0 = \{E_{i_0} / E_{i_0} \in E_m \wedge (e_{i_0} = \max_i e_i \vee e_{i_0} = \min_i e_i)\}.$$

То есть множество оптимальных вариантов решения состоит из тех вариантов E_{i_0} , которые принадлежат множеству всех вариантов E_m и оценка e_{i_0} которых максимальна (или минимальна) среди всех оценок e_i . При этом выбор варианта по значению $\max_i e_i$ соответствует оценке e_i , характеризующей выигрыш, полезность, прибыль и т.п., а $\min_i e_i$ соответствует противоположной оценке e_i – проигрыш, потери, убытки и т.п.

Чтобы прийти к наиболее оптимальному решению, при построении множества E_m необходимо каждому варианту E_i сопоставить некоторый результат, характеризующий по возможности в целом все последствия решения. В качестве оценки e_i при эксплуатации трансформаторного оборудования целесообразно рассматривать возможные материальные убытки в случае повреждения оборудования, различаемые в зависимости от тяжести технологического нарушения.

При оценивании e_i возможны различные точки зрения, учитывая условия задачи, уровень имеющейся информации, степень ответственности и влияние принятого решения на различные аспекты деятельности, т. е.

$$e_i \in \{e_{ij}\}.$$

В соответствии с этим необходимо подобрать подходящую оценочную (целевую) функцию:

$e_i = \text{oper}_j e_{ij}$, наиболее правильно отражающую подход к принятию решения в конкретных условиях эксплуатации оборудования. Наиболее характерные условия при эксплуатации силовых трансформаторов [2]:

- решение реализуется один или несколько раз;

- необходимо обеспечить наименьший риск повреждения оборудования в каждой конкретной реализации;
- сравнение данной ситуации с возникшими в прошлом аналогичными ситуациями (реализациями решения) хотя и дает для оценки более надежные предпосылки, однако провести четкое сравнение по всей совокупности необходимых признаков и по большому числу реализаций, как правило, затруднительно.

Рассмотрим оценочные функции, которые могут быть использованы при оценке возможных убытков:

$$e_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n e_{ij}$$

где n – размерность выборки анализируемых реализаций.

Данная оценочная функция отражает усредненную оценку возможных убытков, основываясь на статистических данных повреждаемости.

$$e_i = \max_j e_{ij}$$

Данная оценочная функция соответствует позиции крайней осторожности и отражает возможные убытки, ориентируясь на наименее благоприятный случай. Это означает, что не должны иметь место последствия развития дефекта более тяжелые, чем те, на которые мы заранее ориентируемся.

$$e_i = v \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n e_{ij} + (1-v) \max_j e_{ij}$$

где $0 \leq v \leq 1$.

Такая оценочная функция более оптимистична относительно предыдущей и дает возможность совместного учета субъективной позиции и статистических данных. С помощью параметра v выражается степень доверия к используемым статистическим данным. Если это доверие велико, то акцентируется оценка убытков по усредненным данным, в противном случае предпочтение отдается возможному максимальному значению.

Для учета фактора риска при принятии решений, в частности по результатам диагностики, о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации трансформатора или необходимости вывода его в ремонт требуется четкое определение понятия «риск», учитывающего вероятностный характер возможных последствий и выражаемого в количественных единицах. В общем виде целесообразно определить риск как произведение величины события A на меру возможности его наступления q [3]:

$$R = A \cdot q.$$

При этом величина A может оцениваться как материальные убытки в случае наступления возможных последствий развития дефекта (дефектов), численно равные e_i , а мерой возможности q служит вероятность p_i его появления, т.е.:

$$R = e_i \cdot p_i$$

где e_i определяется в зависимости от выбранной позиции.

С учетом вышеизложенного, процедура выбора варианта решения, имеющего наименьший риск, имеет следующий вид:

$$E_0 = \left\{ E_{i0} / E_{i0} \in E_m \wedge R_{i0} = \min_i (e_i p_i) \right\}.$$

Несмотря на кажущееся само собой разумеющимся требование – принимать решения, имеющие минимальный риск, – становится ясно, что прямое использование данного критерия применимо в основном для идеализированных практических задач. Данный критерий не учитывает затрат, необходимых для реализации принятого решения, а также не учитывает аспекты, связанные с факторами, не поддающимися четкому учету, но которые необходимо рассматривать в конкретной ситуации. В связи с этим может быть принято экономически невыгодное или нецелесообразное решение, т.е. ориентация на минимально возможный риск не всегда оправдана, и определенная степень риска $R_{\text{доп}}$ может быть введена сознательно. Главное, необходимо воспрепятствовать тому, чтобы, с одной стороны, ценой больших затрат был уменьшен и без того незначительный риск, а с другой – чтобы оставался большой риск, который можно было бы устранить с относительно небольшими затратами.

С учетом изложенного формализованная процедура принятия решений, которая гибко сочетает в себе учет возможного риска с затратами и реальными условиями задачи, представляется в виде [2]:

$$\begin{aligned} E_i &\in E_m; \\ R_i &= e_i p_i; \\ E_{i0} &\in E_m \wedge R_i \leq R_{\text{доп}}; \\ E_{\text{возм.}} &= f(E_{i0}, W_{i0}), \end{aligned}$$

где W_{i0} – затраты на реализацию решения.

Данный критерий определяет гибкую процедуру принятия решения, заключающуюся в формировании множества возможных вариантов решений E_m , оценке возможного риска при реализации каждого варианта R_i , а затем выполнении в

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>

рамках допустимых границ риска и имеющихся возможностей, выбора оптимально возможного решения $E_{\text{возм}}$.*

Фактически, при принятии решения о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации оборудования по результатам диагностики или необходимости вывода его в ремонт необходимо оценить его состояние и возможные последствия принятого решения. При этом для оценки возможного риска необходима оценка вероятности возникновения повреждения оборудования вследствие развития того или иного дефекта. Наиболее простым является подход, использующий комплексные статистические данные о повреждаемости. Однако вследствие относительной редкости и специфичности характера отказов и повреждений провести четкое сравнение по всей совокупности необходимых признаков и по большому числу реализаций затруднительно, а имеющаяся на энергопредприятии статистика для прямого определения вероятностей, как правило, недостаточна. Поэтому получить прямые численные оценки возможной вероятности достаточно сложно.

Применение экспертного метода оценки также может быть сопряжено со значительными трудностями, поскольку среди экспертов могут возникать разногласия относительно значений вероятности, а следовательно, относительно возможного риска. Тем не менее сочетание статистических данных и экспертных оценок, основанных на знании процессов, происходящих в оборудовании, есть тот путь, который позволяет определять необходимые оценочные значения.

Основным документом, регламентирующим перечень испытаний трансформаторов при вводе в работу и в процессе эксплуатации, предельно допустимые значения контролируемых параметров и периодичность контроля, является РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [4]. С выходом в 1998 г. шестого издания данного документа для силовых трансформаторов существенно расширен перечень контролируемых параметров. При этом наряду с традиционными параметрами оценки состояния изоляции (сопротивление и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции, пробивное напряжение масла и др.), имеющими многолетний опыт практического применения, введены дополнительные показатели. К ним относятся: хроматографический анализ газов, растворенных в масле, измерение степени полимеризации бумажной изоляции, контроль содержания фурановых соединений, измерение сопротивления короткого замыкания, тепловизионный контроль.

Действительно, хотя традиционные испытания лежат в основе оценки состояния трансформаторов и безусловно необходимы, опыт эксплуатации показывает, что они не всегда позволяют обнаруживать развитие дефектов на ранней стадии и своевременно давать информацию о развитии процессов, приводящих к снижению надежности и работоспособности оборудования. Поэтому появление дополнительных контролируемых параметров объективно оправдано и развивается как в нашей стране, так и за рубежом.

Рассматривая систему диагностики как комплекс информационного, технического и нормативного обеспечения, необходимо отметить, что, как любая система, она развивается и совершенствуется. При этом, естественно, совершенствуется система нормативных показателей, используемых для оценки состояния силовых трансформаторов в эксплуатации.

Исходными составляющими совершенствования нормирования показателей являются [5]:

- анализ повреждаемости оборудования;
- сведения о дефектах, выявленных при осмотрах, испытаниях и ремонтах оборудования;
- исследование процессов, происходящих в оборудовании и приводящих к развитию дефектов;
- экспертные оценки.

Обобщенный показатель, характеризующий повреждаемость эксплуатируемого парка силовых трансформаторов, — удельная повреждаемость [6]. Однако следует отметить, что анализ актов расследования технологических нарушений позволяет получать преимущественно аварийную статистику, а, например, получение информации о дефектах, не приведших к отказу, но которые были выявлены при плановых ремонтах и осмотрах, затруднительно. Поэтому накопление такой информации является крайне необходимой для использования при дальнейшем совершенствовании системы нормативных показателей.

Важнейшая составляющая для совершенствования нормирования — изучение процессов, происходящих в оборудовании под воздействием различных эксплуатационных факторов, что позволяет понять причины и источники возникновения дефектов, разработать конкретные методы их выявления. Поиск таких показателей должен основываться на глубоком изучении физико-химических процессов, происходящих в изоляции трансформатора под воздействием эксплуатационных факторов, а предпосылкой того, что развитие того или иного процесса в оборудовании приведет к опасному развитию дефекта, является не столько появление показателей предпробивного состояния, сколько обнаружение тенденции эволюции его развития. При этом важно знать, что обнаруживаемые процессы в конечном счете приведут к развитию опасного дефекта, и уметь оценивать временной интервал до возможного повреждения.

Несмотря на само собой разумеющееся требование — определять параметры, характеризующие техническое состояние оборудования, из объективных данных (физических и технических закономерностей, результатов измерений и др.) в ряде случаев уровень информации оказывается недостаточным, и приходят к использованию экспертных оценок, основанных на логических суждениях о сходных ситуациях или процессах, или приблизительных расчетных оценок.

Фактически, результаты по указанным выше направлениям предполагают получение информации, на основании которой рассматривается целесообразность применения того или иного показателя (метода) для оценки технического состояния оборудования.

Необходимо отметить, что нередко на практике предлагаемые новые показатели для оценки технического состояния трансформаторов фактически позволяют ответить лишь на один вопрос: имеется или нет изменение значения данного показателя при обследовании оборудования. Причем это не дает никакой информации в плане принятия решений о его состоянии и возможности дальнейшей эксплуатации или необходимости вывода в ремонт. К тому же внедрение в эксплуатацию новых методов испытаний связано с необходимостью увеличения трудозатрат для энергопредприятий, проведения работ по метрологической аттестации методик и оборудования, а в ряде случаев также приводит к сложностям с обобщением полученных результатов в эксплуатации.

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



В этой связи необходимо четко осознавать, что простое увеличение множества контролируемых показателей далеко не всегда является критерием совершенствования диагностики и повышения вероятности своевременного обнаружения и распознавания дефектов при эксплуатации оборудования. При этом необходимо подчеркнуть, что один из главных принципов, используемый в технической диагностике, заключается в следующем: диагностическая ценность признака определяется информацией, которая вносится признаком в систему оценки состояний (диагнозов).

Фактически цель диагностического обследования оборудования – устранение неопределенности в оценке его технического состояния. В этой связи информативными признаками являются только те, которые позволяют устранять неопределенность для принятия решений, а не просто фиксировать изменения какого-либо показателя.

В связи с этим, актуальная задача – оценка информативности контролируемых показателей и возможности их использования при принятии решений о техническом состоянии оборудования.

Следует также подчеркнуть, что развитие и совершенствование системы оценки состояния силовых трансформаторов, как составная часть общей проблемы повышения надежности эксплуатации оборудования, должны реализовываться разработкой и совершенствованием соответствующих нормативно-технических документов.

Оценка состояния силовых трансформаторов, как известно, традиционно производится по комплексу контролируемых параметров и их нормативам [4].

Очевидно, что при измерении тех или иных контролируемых параметров и использовании их значений для оценки состояния силовых трансформаторов (как, впрочем, и другого оборудования) необходимо осмысливать степень полезности получаемой информации. При этом если распространить использование того или иного показателя (признака) за пределы его действительной применимости (информативности), то это может приводить к принятию ошибочного решения. Это связано с тем, что в ряде случаев считают уровень информации, получаемый при измерении того или иного параметра, более высоким, чем тот, что имеется на самом деле.

Следует отметить, что задача выбора признаков и нахождения такого множества контролируемых показателей, которые бы обеспечивали наилучшее распознавание дефектов, является в технической диагностике одной из важнейших и наиболее трудных. Поиск оптимального набора признаков имеет большое значение по крайней мере по двум причинам:

- во-первых, от этого зависит объем измерений и вычислений и, соответственно, материальные затраты для эксплуатационных организаций;

- во-вторых, это помогает избежать опасности, связанной с проявлением так называемого «проклятия» размерности, когда увеличение размерности пространства признаков может не только не увеличивать вероятность распознавания, но и существенно ее снижать.

Необходимо также подчеркнуть, что один из главных принципов, используемый в технической диагностике, заключается в следующем: диагностическая ценность при-

**IX МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ УКРАИНЫ-2011**

20-22 сентября 2011 г.

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Министерство энергетики и угольной промышленности Украины
Международный выставочный центр

- ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
- ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ
- ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
- ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ И АКСЕССУАРЫ
- АСУ ТП, КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И ДИАГНОСТИКА
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ
- ПРОМЫШЛЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ
- ЭНЕРГЕТИКА В СТРОИТЕЛЬСТВЕ
- ЭНЕРГЕТИКА НА ТРАНСПОРТЕ, В АПК
- АЛЬТЕРНАТИВНАЯ И ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА
- УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
- НЕФТЕГАЗОВАЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
- НАСОСЫ, ТРУБЫ, АРМАТУРА

**ПРЕЗЕНТАЦИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПРЕДПРИЯТИЙ
ТАК УКРАИНЫ**

- СОВЕЩАНИЯ, ТЕМАТИЧЕСКИЕ "КРУГЛЫЕ СТОЛЫ",
КОНФЕРЕНЦИИ, СЕМИНАРЫ,
ПРЕЗЕНТАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ

Официальное издание форума:



Технический партнер: **RentMedia**

Информационная поддержка:



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
Украина, 02660, Киев, Броварской пр-т, 15

**IX МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
"ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
УКРАИНЫ: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ"**

ПАТРОНАТ:
КАБИНЕТ МИНИСТРОВ УКРАИНЫ
КОМИТЕТ ВЕРХОВНОЙ РАДЫ УКРАИНЫ
ПО ВОПРОСАМ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
КОМПЛЕКСА, ЯДЕРНОЙ ПОЛИТИКИ И ЯДЕРНОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ



Международный выставочный центр
Украина, 02660, Киев, Броварской пр-т, 15



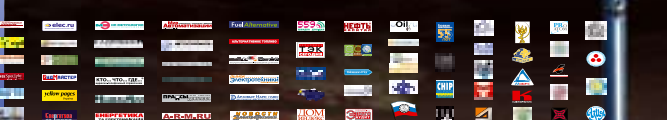
М "Левобережная"

тел./факс: (044) 201-11-57

e-mail: nsilova@iec-expo.com.ua

www.tech-expo.com.ua

www.iec-expo.com.ua



знака определяется информацией, которая вносится признаком в систему оценки состояний (диагнозов).

Понятие «количество информации», основанное на оценке энтропии (неопределенности) – фундаментальное положение теории информации, на основе которого, применительно к технической диагностике, было сформулировано определение диагностической ценности (информативности) признака. При наличии статистических данных эта характеристика позволяет численно оценивать количество информации, которым обладает контролируемый параметр (или совокупность параметров) при использовании для оценки технического состояния системы (оборудования).

Используя основные положения теории информации, процесс диагностического обследования представляется следующим образом. Имеется система, которая может находиться с некоторой вероятностью в одном из состояний D_i , заранее неизвестном. Если априорные вероятности состояний $P(D_i)$ могут быть получены из статистических данных, то энтропия (неопределенность) системы определяется в виде:

$$H(D) = -\sum_{i=1}^m P(D_i) \log_2 P(D_i),$$

где m – число состояний системы.

При этом если априорные вероятности состояний неизвестны, то можно дать верхнюю оценку энтропии системы: $H(D) \leq \log_2 m$.

Цель диагностического обследования – выяснение, что система находится в одном из состояний D_i и обеспечивается выполнение условия:

$$H(D/K) = 0,$$

где $H(D/K)$ – энтропия системы после проведения диагностического обследования по комплексу признаков $K = (k_1, k_2, \dots, k_n)$.

Однако на практике не всегда обеспечивается выполнение указанного условия, и тогда внесенная информация, содержащаяся в диагностическом обследовании, или ценность обследования составляет:

$$ZD(K) = H(D) - H(D/K) \leq H(D).$$

Для снижения значения энтропии $H(D/K)$, очевидно, необходимо стремиться использовать признаки, характеризующие состояние системы на максимально возможном уровне информации. При этом если начальная энтропия системы равна $H(D)$, а после получения информации по отдельному признаку она составляет $H(D/k_j)$, то внесенная информация отдельным признаком составляет:

$$J = H(D) - H(D/k_j).$$

В соответствии с [7], диагностическая ценность наличия признака k_j в интервале S представляется в виде:

$$Z_{D_i}(k_{js}) = \log_2 \frac{P(k_{js} / D_i)}{P(k_{js})},$$

где $P(k_{js} / D_i)$ – вероятность появления интервала S признака k_j для объектов с диагнозом D_i ;

$P(k_{js})$ – вероятность появления этого интервала у всех объектов с различными диагнозами.

При этом реализация k_{js} признака k_j информативна, когда $Z_{D_i}(k_{js}) > 0$. Общая диагностическая ценность обследования по признаку k_j определяется в виде:

$$Z_D(k_j) = \sum_{i=1}^m P(D_i) Z_{D_i}(k_j).$$

Величина $Z_D(k_j)$ представляет собой оценку количества информации, которое вносится обследованием с помощью признака k_j в установление неизвестного заранее состояния, принадлежащего к рассматриваемой совокупности диагнозов.

В РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [4] приводятся предельно допустимые значения параметров, которые могут иметь работоспособное оборудование, при этом указывается, что выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак наличия повреждений (дефектов), т.е. для каждого измеряемого параметра k_j имеются два интервала $S1$ и $S2$ соответственно меньше и больше предельно допустимого значения $k_{j, \text{доп}}$.

Таким образом, каждый измеряемый параметр может иметь две реализации $k_{js1} < k_{j, \text{доп}}$ и $k_{js2} > k_{j, \text{доп}}$ ассоциирующихся соответственно с наличием (развитием) и отсутствием того или иного дефекта. В связи с этим при оценке технического состояния оборудования диагностическая ценность конкретного признака представляется совокупностью выражений для соответствующих состояний D_i и значений k_{js} , т.е.

$$Z_{D_1}(k_{js1}) = \log_2 \frac{P(k_{js1} / D_1)}{P(k_{js1})} \wedge Z_{D_2}(k_{js2}) = \log_2 \frac{P(k_{js2} / D_2)}{P(k_{js2})}.$$

При этом обследование по конкретному признаку информативно, когда

$$Z_{D_1}(k_{js1}) > 0 \wedge Z_{D_2}(k_{js2}) > 0.$$

Выполнение данного условия характеризует независимую диагностическую ценность признака. Вместе с тем невыполнение одного из условий для конкретного признака может не означать нецелесообразности его использования. Может оказаться, что наличие признака в зоне допустимых значений не имеет информативности, тогда как превышение предельно допустимого значения достаточно важно для определения состояния оборудования. В этом случае мы имеем дело с частной диагностической ценностью признака k_j в интервале $S2$, т.е.:

$$Z_{D_2}(k_{js2}) > 0.$$

Также бывает, что сам по себе рассматриваемый признак не имеет существенного значения, но его наличие после появления некоторого другого позволяет уточнить поставленный диагноз. Тогда:

$$Z_{D_i}(k_p / k_{js}) = \log_2 \frac{P(k_p / D_i k_{js})}{P(k_p / k_{js})},$$

где $P(k_p / D_i k_{js})$ – вероятность появления признака k_p для объектов с диагнозом D_i после появления интервала S у признака k_j ;

$P(k_p / k_{js})$ – вероятность появления признака k_p у всех объектов с признаком k_{js} .

Данное соотношение определяет условную диагностическую ценность признака k_p после появления признака k_{js} .

При анализе диагностической ценности того или иного признака, используемого для оценки состояния изоляции трансформаторного оборудования, определяющее значение имеют следующие аспекты:

- является ли контролируемый показатель функцией физико-химического состояния изоляции или он отслеживает сопутствующие изменения при развитии дефектов;
- наличие монотонности изменения значения контролируемого показателя во времени при развитии характеризующего им дефекта;

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



■ наличие значимых различий между значениями контролируемого показателя и степенью развития характеризующего им дефекта.

Выполнение или невыполнение данных условий определяет вид диагностической ценности, а именно наличие детерминированной или случайной диагностической ценности соответственно. При этом признаки со случайной диагностической ценностью не могут быть использованы для принятия решений о состоянии оборудования, но могут свидетельствовать о необходимости более полного обследования.

Для выполнения численных расчетов по оценке диагностической ценности того или иного показателя в соответствии с приведенными выше соотношениями необходимо установление взаимосвязи определенного интервала значений измеряемого параметра с наличием или отсутствием дефекта в оборудовании, который он характеризует (или предполагается, что должен характеризовать). При отсутствии непосредственной функциональной зависимости изменения значений того или иного показателя с состоянием изоляции трансформатора (снижением электрической или механической прочности изоляции) для оценки значений диагностической ценности используется несколько возможных подходов, а именно: сопоставление значений контролируемого показателя с результатами, полученными при вскрытиях трансформаторов, с результатами измерений показателей, имеющих непосредственную связь с электрической или механической прочностью изоляции или установление между ними корреляционных зависимостей.

Одним из важнейших понятий в проблеме оценки технического состояния и оценке риска являются «предельное состо-

яние» и «критерий предельного состояния». Согласно ГОСТ 27.002-89, предельное состояние – состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно. Критерий предельного состояния – признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической или конструкторской документацией.

Основными элементами силового трансформатора, определяющими его предельное состояние, являются обмотки и сердечник [8]. Прочие элементы – высоковольтные вводы, переключатели ответвлений, маслоохладители, двигатели маслососов и др. – при наличии дефектов должны подлежать ремонту или замене, и не требуют замены трансформатора в целом.

Силовые трансформаторы пригодны для дальнейшей эксплуатации при:

- отсутствию недопустимых степеней износа бумажной изоляции;
- отсутствию недопустимых деформаций обмоток;
- отсутствию распрессовки сердечника и обмоток;
- нагреве сердечника и обмоток в пределах норм.

При приемлемом состоянии сердечника и обмоток должно быть проверено техническое состояние остальных элементов трансформатора, включая масло, вводы, переключатели ответвлений, систему охлаждения и др. При необходимости возможные дефекты должны быть устранены или проведена их замена.

Следует отметить, что опыт эксплуатации показывает, что сердечники силовых трансформаторов повреждаются в про-

Группа компаний HEDRICH



Лучшее немецкое оборудование от крупнейшего производителя

Презентация компании 7 июня 2011, Москва. Приглашаются все желающие



Оборудование для
изоляции литьевой смолой
Сухие трансформаторы всех типов
Полимерные изоляторы
Катушки зажигания
Вакуумно-нагнетательная пропитка



Программное обеспечение
Разработка и программирование
систем управления
Планирование аппаратных средств,
программного обеспечения
Техническое обслуживание и
оптимизация действующих систем



Формы и кокильные
машины
Желирование под давлением (APG)
Изоляторы высокого напряжения с
эпоксидной, силиконовой изоляцией
Части выключателей



Раскрой и пакетирование
трансформаторной стали
Автоматизированное пакетирование
Установки крупноформатного
раскрая Гибкость в толщине и
форматах Интегрированные
устройства управления



Оборудование для маслено-
бумажной изоляции
Силовые и распределительные
трансформаторы,
Конденсаторы, Моторы, Генераторы
Модификация старых печей сушки



Технологии намотки
Автоматизированные намоточные
станки для трансформаторов,
высоковольтных вводов и т.д.
Специальные решения в области
технологий намотки

Wilhelm Hedrich Vakuumanlagen GmbH & Co. KG
D- 35630 Ehringshausen / Germany
hedrich@hedrich.com

HEDRICH Восток
Москва, ул. Красная пресня 28/2
тел: +7(495)940-9867
тел/факс: +7(495)605-2136
e-mail: novoselov@hedrich.com

Подробности и регистрация на www.hedrich.com

цессе работы относительно редко. Вероятными их дефектами являются: ослабление прессовки, замыкание между листами стали, приводящие к возрастанию потерь и локальному повышенному нагреву. При этом эти дефекты выявляются изменением потерь холостого хода, возрастанием шума и повышенным содержанием растворенных в масле газов.

Хотя достижение предельного состояния сердечника трансформатора явление достаточно редкое, необходимо подчеркнуть, что признание состояния сердечника «предельным» всегда означает и предельное состояние силового трансформатора в целом, т.е. необходимость его замены.

Состояние обмотки – основной критерий общей оценки состояния силовых трансформаторов как предельного, а определяющими показателями для оценки предельного состояния обмоток являются:

- отсутствие опасных деформаций обмоток и степень их механического закрепления;
- износ витковой изоляции.

Для первого показателя необходимо очень тщательно измерять сопротивление короткого замыкания (Z_k) трансформатора в соответствии с требованиями РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [4] и проверять состояние обмоток визуально после слива масла из бака трансформатора. Значения (Z_k), измеренные в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте, не должны превышать исходные более чем на 3 %.

В части второго показателя, в соответствии с [4] ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении степени полимеризации бумаги до 250 единиц.

Таким образом, переход трансформатора в предельное состояние обусловлен двумя, или одной из двух, основными причинами:

- наличием опасных деформаций обмоток, характеризующихся изменением сопротивления короткого замыкания (Z_k) и визуальным осмотром после слива масла из бака;
- износом витковой изоляции, характеризующейся степенью полимеризации.

Указанные выше показатели – предельно-допустимые значения сопротивления короткого замыкания и степени полимеризации изоляции обмотки, установленные в РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [4], – должны быть основанием рассмотрения вопроса о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации трансформатора.

Цель ремонтно-профилактических мероприятий – обеспечить работу трансформатора в зоне нормированных параметров, т.е. перевести объект в исправное состояние, при котором он, как уже отмечалось, соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Практически все показатели, указанные для оценки состояния обмоток силовых трансформаторов в РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [4], за исключением степени полимеризации бумажной изоляции и сопротивления короткого замыкания трансформатора, являющихся основными показателями предельного состояния трансформатора, могут быть приведены в состояние, соответствующее требованиям [4], с помощью ремонтно-профилактических мероприятий, либо путем замены отдельных элементов и узлов трансформатора.

Благодаря достаточно высокой эффективности системы диагностического и ремонтного обслуживания силового трансформаторного оборудования уже в 90-х годах прошлого столетия в отношении трансформаторов раньше, чем по другим видам энергетического оборудования, начала реализовываться концепция перехода от нормативно-календарного планирования ремонтов к их проведению «по состоянию», т.е. в зависимости от фактического технического состояния.

Как указывалось ранее, с выходом в 1998 г. шестого издания РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [4] для силовых трансформаторов существенно расширен перечень контролируемых параметров.

Также к концу 90-х годов прошлого столетия действовала система руководящих документов в части методических указаний и методик применительно к силовым трансформаторам [9]. При этом действующая система нормативно-технической документации в своей основе позволяла в комплексе определить техническое состояние силовых трансформаторов и принимать решения о необходимости вывода в ремонт.

Вместе с тем старение парка силовых трансформаторов в России, необходимость обеспечения надежности работы трансформаторов, отработавших установленный срок службы, необходимость принятия обоснованных решений о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации или необходимости вывода из работы трансформаторов, анализ повреждаемости, анализ диагностической ценности применяемых показателей, обобщение накопленного опыта обследований технического состояния силовых трансформаторов, анализ применения действующих нормативно-технических документов, рекомендаций СИГРЭ и МЭК выявили необходимость проведения значительного комплекса исследований и разработок новых методов и критериев, совершенствование существующих и применяемых для оценки технического состояния силовых трансформаторов, причем в первую очередь с длительными сроками эксплуатации, в том числе для обеспечения оценки предельного состояния силовых трансформаторов, обоснования продления их срока эксплуатации и обеспечения надежности их работы или необходимости и целесообразности вывода из работы.

С целью совершенствования системы оценки технического состояния силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше в эксплуатации в период с 2000 по 2007 гг. в РАО «ЕЭС России» были разработаны и введены в действие следующие нормативно-технические документы:

1. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле [10].
2. Дополнения и изменения в «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [11].
3. Методические указания по определению оптической мутности трансформаторного масла герметичных вводов 110 кВ и выше силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов [12].
4. Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик [13].
5. Методические указания по оценке состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов по степени полимеризации [14].

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

**СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА**

С выходом указанных выше нормативно-технических документов для силовых трансформаторов обеспечена возможность реализации эксплуатационными предприятиями в полном объеме всех требований РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [4]. При этом существующая в настоящее время система нормативно-технических документов позволяет обеспечивать принцип комплексного подхода к оценке технического состояния силовых трансформаторов, реализовывать концепцию планирования ремонтов и их проведение в зависимости от фактического технического состояния, определять предельное состояние силовых трансформаторов для принятия решений по возможности и целесообразности их дальнейшей эксплуатации или необходимости вывода из работы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. РД 34.20.501-95. М.: СПО ОРГРЭС, 2003.
2. Львов М.Ю. Оценка информативности показателей контроля технического состояния изоляции трансформаторного оборудования // Электрические станции, 2002, № 12.
3. Мушик Э., Мюллер П. Методы принятия технических решений. М.: Мир, 1990.
4. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97. М.: Энас, 1998.
5. Львов М.Ю. Развитие системы диагностики силовых трансформаторов // Электрические станции, 2004, № 10.
6. Львов М.Ю. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше // Электричество, 2010, № 2.
7. Биргер И.А. Техническая диагностика. М.: Машиностроение, 1978.
8. Львов М.Ю., Антипов К.М., Львов Ю.Н., Мамиконянц Л.Г., Комаров В.Б., Цурпал С.В., Шифрин Л.Н., Дементьев Ю.А. Оценка предельного состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов // Электрические станции, 2008, № 1.
9. Львов М.Ю. О развитии системы нормативно-технической документации для оценки технического состояния силовых трансформаторов // Электрические станции, 2009, № 3.
10. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153-34.0-46.32-00. М. АО ВНИИЭ, 2000.
11. Извещение № 1 «О внесении дополнений и изменений в «Объем и нормы испытаний электрооборудования», СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-91) 6-е издание. М., 2005.
12. Методические указания по определению оптической мутности трансформаторного масла герметичных вводов 110 кВ и выше силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов. М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2007.
13. Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик. М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2007.
14. Методические указания по оценке состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов по степени полимеризации. М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2007.

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ БИЗНЕС-ФОРУМ ПО ВОПРОСАМ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

II СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ 2011

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ И ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ОБОРУДОВАНИЕ, МАТЕРИАЛЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ, ПРОМЫШЛЕННОСТИ, СТРОИТЕЛЬСТВЕ, ЖКХ, АПК

8-11 НОЯБРЯ

Организатор:

Государственное агентство по энергоэффективности и энергосбережению Украины

Соорганизатор:

Международный выставочный центр

При поддержке:

Министерства охраны окружающей
природной среды Украины

Министерство регионального развития, строительства
и жилищно-коммунального хозяйства Украины

Государственного комитета Украины по водному хозяйству

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

Украина, Киев, Броварской пр-т, 15

М "Левобережная"

+38 044 590-59-65, 201-11-59

✉ pressanaer@ukr.net, lyudmila@iec-expo.com.ua

www.iec-expo.com.ua, www.tech-expo.com.ua

Технический партнер: **РостMedia**

Информационная поддержка:



КОМПАКТНЫЕ ВЛ В РОССИИ

ИЗОЛИРУЮЩИЕ ТРАВЕРСЫ ЗАО «ИНСТА»

ГОТОВЫ К ВНЕДРЕНИЮ.

НЕОБХОДИМО ПОЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ

РУКОВОДИТЕЛЕЙ ЭНЕРГЕТИКИ.



Во второй половине XX века Советский Союз устойчиво занимал лидирующие позиции в области энергетики. Электростанции, линии электропередачи и другие энергетические объекты советские энергетики строили в 74 странах! Настоящей гордостью СССР была построенная впервые в мире ВЛ 1150 кВ Экибастуз-Кокчетав-Кустанай. К сожалению, после событий 1991 года по многим направлениям в энергетике мы утратили лидирующие позиции. Одно из таких перспективных направлений, где мы утратили приоритет, – строительство компактных ВЛ на классы напряжения до 330 кВ. За рубежом это направление успешно развивается уже несколько десятилетий. Насколько актуально сегодня для нашей страны строитель-

ство компактных ВЛ, какова готовность к этому отраслевых предприятий – эти и еще ряд других наиболее важных вопросов, связанных со строительством в России компактных ВЛ, мы задали вице-президенту производственного объединения «Форэнерго», в состав которого входят такие ведущие российские предприятия арматурно-изоляционной подотрасли, как ЗАО «МЗВА», ЗАО «Инста», ЗАО «ЮМЭК» и др. к.т.н. Юданову Е.А.

Энергоэксперт. Евгений Алексеевич, как можно в целом охарактеризовать целесообразность строительства компактных ВЛ в России с ее просторами? Можно ли считать компактные ВЛ идеальным и универсальным решением для всего линейного строительства на ближайшую перспективу?

Евгений Юданов. Безусловно, строительство компактных ВЛ это не панацея, автоматически решающая все существующие проблемы в линейном хозяйстве. Мало того, техническая возможность строительства таких ВЛ сегодня ограничивается классом напряжения до 330 кВ. В первую очередь целесообразность строительства компактных ВЛ определяется стесненными условиями

крупных мегаполисов, курортных зон, лесов первой группы – это леса запovedников с ценными породами деревьев, национальных парков, городов и зеленых зон, где по тем или иным причинам необходима прокладка ВЛ. Во-вторых, концепция компактных ВЛ позволяет повысить пропускную способность и надежность ВЛ. Кроме того, есть и экономическая составляющая: в классе напряжений 35–330 кВ строительство компактных ВЛ объективно должно быть дешевле, чем строительство ВЛ в традиционных габаритах. Особенно это может проявиться тогда, когда при строительстве ВЛ на земле с высокой стоимостью придется платить за площадь отчуждаемой и охранной территории.

ЭЭ. За счет применения каких инновационных разработок в области конструкций элементов линий электропередачи можно достичь снижения габаритов ВЛ?

Е.Ю. Если отвечать коротко, то это новые стойки, новые изоляционные узлы опор, новые решения по молниезащите ВЛ на основе линейных ОПН, как с искровыми промежутками, так и без. Стойки – стальные, многогранные. Просматривается также возможность применения и новых стоек из композитных материалов. В части, касающейся изоляционных узлов, это так называемые изолирующие траверсы. Тут пока альтернатив нет. Кстати, в направлении создания изолирующих траверс не так давно мы

тоже могли бы быть, как говорится, «впереди планеты всей». В настоящее время мало кому известно, что активнейшим идеологом внедрения новых изоляционных конструкций на базе полимерных изоляторов для компактных ВЛ, начиная со времен СССР, было и остается в России «Специальное конструкторское бюро по изоляторам и арматуре», а первые прообразы изолирующих траверсов были разработаны в СССР в первой половине 80-х годов. Сегодня, благодаря работе специалистов СКТБ и ЗАО «Инста» – ведущего отечественного производителя полимерных изоляторов, можно с уверенностью говорить, что это направление компактных ВЛ получает в России второе дыхание. ЗАО «Инста» является первым и единственным на сегодня отечественным предприятием, которое серийно выпускает изолирующие траверсы консольного и веерного типа. Однако у нас в стране с применением изолирующих траверсов пока строятся только линии на класс напряжения 10 кВ.

ЭЭ. *А можно более подробно рассказать об упомянутых вами изолирующих траверсах, и какие конкретные преимущества для ВЛ обеспечивают их применение?*

Е.Ю. Эффективность применения изолирующих траверсов определяется фиксированным положением проводов (фаз) ВЛ относительно стойки опоры, которое обеспечивает:

- увеличение высоты подвеса проводов на длину гирлянды и, как следствие, увеличение длины габаритного пролета или уменьшение высоты стойки, а это соответственно – снижение металлоемкости ВЛ;
- уменьшение высоты и вылета траверсы, а следовательно, снижение изгибающих и крутящих нагрузок на стойку опоры также ведет к снижению металлоемкости ВЛ;
- уменьшение межфазных расстояний обеспечивает повышение пропускной способности ВЛ и уменьшение полосы вырубki просек;
- взаимное резервирование изоляторов консоли и тяги способствует повышению надежности изоляционных узлов опор;
- применение полимерных изоляционных материалов обеспечивает повы-



ВЛ 110 кВ в России



ВЛ 110 кВ в Европе



Рис. 1

шение надежности в условиях загрязнения и увлажнения, а также уменьшения массы опоры.

В части, касающейся конкретных характеристик по компактности ВЛ с изолирующими траверсами, примеры следующие.

Расстояние между крайними проводами на ВЛ 35 кВ:

- сегодня на опорах типа П35-2В – 4–6,6 м;
- если использовать изолирующие траверсы – 1,5–1,8 м.

На ВЛ 110 кВ:

- сегодня на опорах типа П110-3В и ПУС110-2 – 6,3–9,2 м;
- если использовать изолирующие траверсы – 3 м.

На ВЛ 220 кВ:

- сегодня на опорах типа П220 – 7–12,8 м;
- если использовать изолирующие траверсы – 5 м.



Рис. 2

Как я уже упоминал, сегодня в России пока только ЗАО «Инста» серийно производятся изолирующие траверсы веерного (рис. 1, 2) и консольного типов для ВЛ 10 кВ. В том числе со встроенными элементами грозозащиты ВЛ. Но радует то, что предприятие уже далеко продвинулось и в вопросах создания изолирующих траверсов и межфазных изолирующих распорок для ВЛ на классы напряжения до 220 кВ.

ЭЭ. *Евгений Алексеевич, зависит ли выбор новых изоляционных конструкций, применяемых для строительства компактных ВЛ, от класса напряжения этих ВЛ?*

Е.Ю. На ВЛ 10–35 кВ выбор обусловлен переходом от подвесной изоляции на изоляционные узлы с использованием новых высоконадежных



Рис. 3



Рис. 4



Рис. 5

опорных линейных изоляторов типа ОЛСК (рис. 3), ОЛФ (рис. 4) с уникальными характеристиками электрической и механической прочности или изолирующих траверс. Обусловлено это тем, что для обеспечения габаритного пролета на линии с подвесной изоляцией, равного габаритному пролету линии, выполненной с изоляторами типа ОЛСК, ОЛФ или изолирующими траверсами, стойку необходимо выбирать значительно более высокую и прочную, что естественно будет обходиться значительно дороже.

Для ВЛ от 110 кВ до 330 кВ – это только изолирующие траверсы, применяющиеся совместно с межфазными изолирующими распорками.

ЭЭ. А как сегодня в России идет внедрение компактных линий с использованием новых изоляционных конструкций?

Е.Ю. Наибольший прогресс в этом вопросе в России, подчеркиваю – в России, достигнут на ВЛ в классе напряжения до 10 кВ. На линиях 10 кВ сегодня все активнее применяются провода СИП, но если точно формулировать, то это провода, защищенные изоляцией. Межфазные расстояния на ВЛ с такими проводами могут быть снижены всего до 400 мм, так как эти провода, благодаря наличию изоляции, не боятся кратковременных схлестываний в пролетах – межфазных замыканий не возникает. Совместное применение в этом классе напряжений ВЛ проводов защищенных изоляцией, изолирующих траверс или изоляторов типа ОЛСК и ОЛФ с новыми устройствами грозозащиты ВЛ типа УЗПН (на базе ОПН с искровым промежутком производства ЗАО «МЗВА») позволило уже сегодня в России иметь действующие ВЛ, ничем не уступающие лучшим мировым аналогам (рис. 5). Проектируются и строятся они по типовому проекту (шифр 1.10.МИ.08), разработанному в 2008 году.

В части, касающейся ВЛ 35 кВ, применение проводов защищенных изоляцией, изолирующих траверс или новых опорных линейных изоляторов типа ОЛСК и ОЛФ уже сегодня обеспечивает возможность строительства ВЛ 35 кВ в габаритах, близких к габаритам сегодняшних ВЛ 10 кВ. То есть уже сегодня можно строить ВЛ 35 кВ практически по цене ВЛ 10 кВ, но с возможностью передавать по ним мощность в 2,5 раза большую. Сегодня в России есть все для этого. Есть специальные провода, изоляторы, арматура, стойки, устройства грозозащиты. Промышленность готова. Есть даже проекты реальных объектов, выполненные в инициативном порядке. Нет одного – нормативов для этих линий и политического решения, необходимого для разработки и утверждения этих нормативов.

Для более мощных ВЛ силами СКТБ и ЗАО «Инста» уже сегодня разработаны изолирующие траверсы на напряжение 110 и 220 кВ. Практически завершена подготовка производства для серийного выпуска. Завершаются приемочные испытания, в том числе на специально созданном стенде. В 2011 году ЗАО «Инста» готово начать поставки изолирующих траверс и распорок для компактных ВЛ 110–220 кВ на объекты линейного строительства ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «ФСК ЕЭС». Находятся в стадии разработки изолирующие траверсы на напряжение 330 кВ.

ЭЭ. Что реально могло бы ускорить процесс внедрения компактных линий с использованием новых изоляционных конструкций?

Е.Ю. В идеале – это объединение комплекса работ по созданию компактных ВЛ в рамках целевой программы ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» с привлечением к ее выполнению специализированных организаций, в том числе ЗАО «Инста» и ООО «СКТБ по изоляторам и арматуре». Следующий шаг – это организация опытно-промышленной эксплуатации компактных ВЛ 35–220 кВ на базе полимерных изолирующих траверс, междофазных распорок и линейных ОПН в 2011 г. Именно так в рамках целевой программы ОАО «ФСК ЕЭС» была решена проблема освоения в серийном производстве отечественных стальных многогранных опор и внедрения их в технологию линейного строительства. Таким образом, ряд шагов на пути создания компактных ВЛ в России уже сделан, можно сказать, прошли значительную часть пути. Дело осталось за политическим решением руководителей энергетики.

ЭЭ. Евгений Алексеевич, спасибо за столь подробный рассказ, и будем надеяться, что ситуация в ближайшее время изменится.

Е.Ю. Я тоже очень на это надеюсь. Обидно отставать в вопросах технического уровня линий электропередачи, в то время как со стороны производства мы давно готовы строить в России действительно современные ВЛ.

Беседовал Роман Смирнов

13-я международная выставка **ЭНЕРГЕТИКА. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА.** Энерго- и ресурсосбережение.

РОССИЯ • НИЖНИЙ НОВГОРОД • НИЖЕГОРОДСКАЯ ЯРМАРКА

17-20

мая 2011 года

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ:

Энергетика и электротехника
в промышленности и
коммунально-бытовой сфере.

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

Высоковольтное оборудование,
трансформаторы.

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

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

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

Новые технологии в производстве
и сбережении электроэнергии,
преобразовательные устройства.

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

Альтернативная энергетика.

Технологии и оборудование для
ликвидации аварийных ситуаций.

Генеральный
информационный
спонсор:



ПРОЕКТ ФОРУМА
"БЕЛЫЕ РЕКИ" / ICEF
ICEF



В рамках выставки пройдут тематические семинары, презентации и "круглые столы".

Нижний Новгород, ул. Совнаркомовская, 13

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

ИЗМЕНЕНИЯ В НОРМАТИВНЫХ АКТАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

В последнее время политика государства в сфере электроэнергетики направлена на повышение экономии энергетических ресурсов, снижение энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации, формирование в России энергоэффективного общества. В этой связи законодатели большое внимание уделяют нормам, регулирующим отношения в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ресурсов. Правительством РФ, федеральными министерствами и отраслевыми ведомствами принят ряд нормативных актов, направленных на достижение значимых результатов энергоэффективности. О некоторых из них пойдет речь далее.

Принята Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года»

Распоряжением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 2446-р утверждена государственную Программу «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года».

Мероприятия Программы охватывают основные отрасли экономики и социальную сферу Российской Федерации и должны стать одним из приоритетных направлений модернизации и технологического развития Российской Федерации. Реализация мероприятий Программы должна значительно повысить уровень энергетической эффективности, необходимый для достижения темпов роста экономики, предусмотренных в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р.

В Программе предусмотрены мероприятия по выведению из эксплуатации старых неэффективных мощностей, оборудования, установок, внедрению инновационных технологий и нового прогрессивного оборудования во всех отраслях российской экономики и социальной сфере в процессе нового строительства и модернизации.

Основными задачами Программы определены такие задачи, как существенное снижение доли энергетических издержек; снижение нагрузки по оплате услуг энергоснабжения на бюджетную систему и обеспечение повышения конкурентоспособности и финансовой устойчивости российской экономики; обеспечение населения качественными энергетическими услугами по доступным ценам; снижение выбросов парниковых газов, а также снижение вредных выбросов и укрепление на этой основе здоровья населения; формирование целостной и эффективной системы управления энергосбережением и повышением энергетической эффективности на основе комплексного развития инфраструктуры, обучения и повышения квалификации руководителей и специалистов, занятых в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, пропаганды и внедрения системы энергетического менеджмента; совер-

шенствование нормативной правовой базы для активизации государственно-частного партнерства и привлечения частных инвестиций для реализации проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности; реализация механизмов, стимулирующих энергосбережение и повышение энергетической эффективности, обеспечивающих активизацию деятельности как населения, так и бизнеса по реализации потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности; повышение объемов внедрения разработок российских научных организаций и высших учебных заведений, а также продукции российских производителей при реализации проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности; сохранение и расширение потенциала экспорта энергетических ресурсов и доходной части федерального бюджета за счет сокращения неэффективного потребления энергии на внутреннем рынке; формирование механизмов стимулирования деятельности энергосервисных компаний; подготовка кадров в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Источники и объемы финансирования Программы составляют средства федерального бюджета в размере 70 млрд. рублей, в том числе:

I этап (2011–2015 годы) – 35 млрд. рублей,

II этап (2016–2020 годы) – 35 млрд. рублей;

средства бюджетов субъектов Российской Федерации в размере 625 млрд. рублей, в том числе:

I этап (2011–2015 годы) – 208 млрд. рублей,

II этап (2016–2020 годы) – 417 млрд. рублей;

средства внебюджетных источников в размере 8837 млрд. рублей, в том числе:

I этап (2011–2015 годы) – 3310 млрд. рублей,

II этап (2016–2020 годы) – 5527 млрд. рублей.

Объекты эксплуатации должны обеспечивать достижение показателей, характеризующих выполнение требований энергетической эффективности

Постановлением Правительства РФ от 25 января 2011 г. № 18 утверждены Правила установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооруже-

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



ний и требования к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов.

Требования энергетической эффективности подлежат применению при проектировании, экспертизе, строительстве, вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации построенных, реконструированных или прошедших капитальный ремонт отапливаемых зданий, строений, сооружений, оборудованных теплопотребляющими установками, электроприемниками, водоразборными устройствами и (или) устройствами для использования природного газа, с целью обеспечения потребителей энергетическими ресурсами и коммунальными услугами. Указанные требования устанавливают сферу их применения, показатели, характеризующие выполнение данных требований, обязательные технические требования, обеспечивающие достижение показателей, характеризующих выполнение требований энергетической эффективности, дополнительные технические требования.

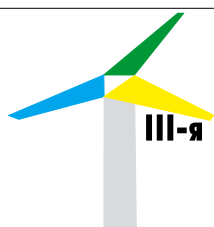
Так, в частности, к показателям, характеризующим выполнение требований энергетической эффективности, относятся показатели, характеризующие годовые удельные величины расхода энергетических ресурсов в здании, строении, сооружении, в том числе нормируемые показатели суммарных удельных годовых расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, включая расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию (отдельной строкой), а также максимально допустимые величины отклонений от нормируемых показателей, показатель удельного годового расхода электрической энергии на общедомовые нужды.

Правила также устанавливают условия применения требований энергетической эффективности. Например, для многоквартирных домов среднего (нормального) и высокого класса энергетической эффективности срок, в течение которого застройщиком обеспечивается выполнение существующих показателей, составляет не менее 5 лет с даты ввода их в эксплуатацию. Для многоквартирных домов наивысших классов энергетической эффективности застройщиком обеспечивается выполнение показателей в течение не менее чем первых 10 лет эксплуатации. При этом в гарантийных обязательствах по вводимому в эксплуатацию зданию во всех случаях предусматривается обязанность застройщика по обязательному подтверждению нормируемых энергетических показателей как при вводе дома в эксплуатацию, так и по последующему подтверждению (в том числе с использованием инструментальных или расчетных методов) не реже чем один раз в пять лет.

Правила определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов устанавливаются Министерством регионального развития Российской Федерации.

Информирование в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

Правительство РФ постановлением от 25 января 2011 г. № 20 утвердило Правила представления федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления информации для включения в государственную информационную систему в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.



20–22 АПРЕЛЯ 2011 года

ДЕЛУМ
ЦЕНТР БИЗНЕС ОБУЧЕНИЯ

III-я ВСЕРОССИЙСКАЯ ОБЪЕДИНЕННАЯ ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

ПРАКТИЧЕСКИЙ ФОРУМ: «Успешный российский опыт повышения энергоэффективности. Промышленность. ЖКХ. Социальный сектор»

РАБОЧАЯ СЕКЦИЯ I: «Конкурсный отбор технологических решений в области энергосбережения компаний энергетического сектора (лидеров отраслей)»

РАБОЧАЯ СЕКЦИЯ II: «Конкурсный отбор технологических решений в области энергосбережения для промышленных предприятий, сектора ЖКХ и социальных учреждений»

**В РАМКАХ КОНФЕРЕНЦИИ ПРОЙДЕТ ВЫСТАВКА:
«ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ»**



КОНФЕРЕНЦИЯ СОСТОИТСЯ ПРИ ОФИЦИАЛЬНОЙ ПОДДЕРЖКЕ:
МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ РФ,
КОМИТЕТА ПО ЭНЕРГЕТИКЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ДУМЫ РФ,
ОБЩЕСТВЕННОЙ ПАЛАТЫ РФ, ПАРТИИ «ЕДИНАЯ РОССИЯ», НП «МАИЭЭТ»

**КОНТАКТЫ: Тел.: +7 (812) 495-91-06, Факс: +7 (812) 495-91-05
E-MAIL: sales@delum.ru WWW.DELUM.RU**

Указанные органы представляют официальную статистическую информацию для включения в государственную информационную систему в форме электронного документа, подготовленного с использованием программных средств государственной информационной системы.

В перечне предоставляемой по утвержденным формам информации, к примеру, содержится информация о сложившейся практике заключения энергосервисных договоров (контрактов), в том числе энергосервисных договоров (контрактов), заключенных для обеспечения государственных и муниципальных нужд, и об объеме планируемой экономии энергетических ресурсов при реализации таких договоров (контрактов), сведения о наиболее результативных мероприятиях по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, перспективные направления, прочая информация в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Установлена периодичность предоставления такой информации.

Некоторые изменения, прямо влияющие на достижение показателей энергоэффективности

Такие изменения находят свое отражение в Федеральном законе № 261-ФЗ от 23 ноября 2009 года «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Так, производимые на территории Российской Федерации, импортируемые в Российскую Федерацию для оборота на территории Российской Федерации товары (в том числе из числа бытовых энергопотребляющих устройств, компьютеров, других компьютерных электронных устройств и организационной техники) должны содержать информацию о классе их энергетической эффективности в технической документации, прилагаемой к этим товарам, в их маркировке, на их этикетках. Указанное требование распространяется на товары из числа бытовых энергопотребляющих устройств с 1 января 2011 года.

Кроме того, с начала года к обороту на территории Российской Федерации не допускаются электрические лампы накаливания мощностью 100 ватт и более, которые могут быть использованы в цепях переменного тока в целях освещения. С 1 января 2011 года не допускается размещение заказов на поставки электрических ламп накаливания для государственных или муниципальных нужд, которые могут быть использованы в цепях переменного тока в целях освещения.

В целях создания организационных, материально-технических, финансовых и иных условий, обеспечивающих реализацию требований к обращению с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп, ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортировка или размещение которых может повлечь за собой причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям, окружающей среде, Правительством Российской Федерации утверждается государственная программа, которая подлежит реализации с 1 января 2011 года.

До 1 января 2011 года собственники зданий, строений, сооружений и иных объектов, которые введены в эксплуатацию и при эксплуатации которых используются энергетические ресурсы

(в том числе временных объектов), за исключением объектов, которые используют для размещения органы государственной власти, органы местного самоуправления, собственники жилых домов, помещений в многоквартирных домах, собственники введенных в эксплуатацию жилых домов, дачных домов или садовых домов, которые объединены принадлежащими им или созданным ими организациям (объединениям) общими сетями инженерно-технического обеспечения, подключенными к электрическим сетям централизованного электроснабжения, и иным системам централизованного снабжения энергетическими ресурсами (для таких собственников правило действует до 1 января 2012 года), обязаны завершить оснащение таких объектов приборами учета воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию.

Об энергетических паспортах

Утверждено Положение о требованиях, предъявляемых к сбору, обработке, систематизации, анализу и использованию данных энергетических паспортов, составленных по результатам обязательных и добровольных энергетических обследований (постановление Правительства РФ от 25 января 2011 г. № 19).

Функции по сбору данных, содержащихся в энергетических паспортах, составленных по результатам обязательных и добровольных энергетических обследований, возложены на Министерство энергетики Российской Федерации.

Стоит напомнить, что энергетическое обследование может проводиться в отношении продукции, технологического процесса, а также юридического лица, индивидуального предпринимателя.

Деятельность по проведению энергетического обследования вправе осуществлять только лица, являющиеся членами саморегулируемых организаций в области энергетического обследования.

Энергетическое обследование проводится в добровольном порядке, за исключением случаев, если в соответствии с законом оно должно быть проведено в обязательном порядке.

Проведение энергетического обследования является обязательным, в том числе для следующих лиц:

- организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности;
- организаций, осуществляющих производство и (или) транспортировку воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, добычу природного газа, нефти, угля, производство нефтепродуктов, переработку природного газа, нефти, транспортировку нефти, нефтепродуктов;
- организаций, совокупные затраты которых на потребление природного газа, дизельного и иного топлива, мазута, тепловой энергии, угля, электрической энергии превышают десять миллионов рублей за календарный год.

Такие лица обязаны организовать и провести первое энергетическое обследование до 31 декабря 2012 года, последующие энергетические обследования – не реже чем один раз каждые пять лет.

Саморегулируемые организации в области энергетического обследования направляют в Министерство энергетики Российской Федерации в установленные сроки данные энергетических паспортов.

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

Минэнерго осуществляет регистрацию копий энергетических паспортов, анализирует представленные копии энергетических паспортов на соответствие требованиям к энергетическому паспорту, установленным законодательством Российской Федерации об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, формирует электронную базу копий энергетических паспортов и обеспечивает ее сохранность.

Результаты анализа данных энергетических паспортов представляются Минэнерго по запросам органов государственной власти Российской Федерации, органов местного самоуправления, организаций, физических лиц и используются ими для подготовки рекомендаций по применению опыта энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций и получения объективных данных об оснащенности приборами учета используемых энергетических ресурсов, об объемах используемых энергетических ресурсов и их изменении, о перечне типовых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, о показателях энергетической эффективности, о величине потерь переданных энергетических ресурсов (для организаций, осуществляющих передачу энергетических ресурсов), о потенциале энергосбережения и оценке возможной экономии энергетических ресурсов, о лицах, достигших наилучших результатов по итогам проведения энергетических обследований, об органах и организациях, имеющих наилучшие показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, об иных получаемых в результате энергетического обследования показателях.

Немного о тарифах

1. Федеральная служба по тарифам РФ в целях исполнения постановления Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 344 «О расчете стоимости электрической энергии (мощности) для потребителей в переходный период на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка» утвердила Правила применения цен (тарифов), определения стоимости электрической энергии (мощности), реализуемой на розничных рынках по регулируемым ценам (тарифам), оплаты отклонений фактических объемов потребления электрической энергии (мощности) от договорных, а также возмещения расходов в связи с изменением договорного объема потребления электрической энергии (мощности) на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка (приказ от 30 ноября 2010 г. № 364-э/4).

Правила применяются при осуществлении расчетов за поставляемую на розничном рынке электрическую энергию и мощность между потребителями (производителями) электрической энергии (мощности) и гарантирующими поставщиками, энергоснабжающими организациями, энергосбытовыми организациями по договорам купли-продажи электрической энергии (энергоснабжения) на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка (на территориях неценовых зон).

Указанные Правила предусматривают порядок применения цен (тарифов), определения стоимости электрической энергии (мощности), реализуемой на розничных рынках по регулируемым ценам (тарифам), оплаты отклонений фактических объемов потребления электрической энергии

III Всероссийская конференция «РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ-2011» состоится 7-8 июня 2011 г. в ГК ИЗМАЙЛОВО (г. Москва) и будет посвящена вопросам модернизации электростанций, новейшим решениям для реконструкции предприятий энергетики, ТЭЦ, ГРЭС, ГЭС, ТЭС, повышению ресурса и эффективности турбин, котлов и другого энергетического оборудования, автоматизации, надежности, безопасности и экологичности энергетики России и стран СНГ.

www.intecheco.ru

Третья Всероссийская конференция РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ-2011

г. Москва, 7-8 июня 2011 г., ГК ИЗМАЙЛОВО

Инновационные технологии для реконструкции и модернизации энергетики:	Экологический инжиниринг. Газоочистка и водоочистка, переработка отходов:	Вопросы промышленной безопасности. Антикоррозионная защита:
--	--	--

Сборники докладов предыдущих конференций на сайте www.intecheco.ru

Спонсоры конференции:

VINCI ENVIRONNEMENT

КРАФТ ЭЛЕКТРОН ЛАБ

т.: +7 (905) 567-8767, ф.: +7 (495) 737-7079 admin@intecheco.ru

(мощности) от договорных, возмещения расходов в связи с изменением договорного объема потребления электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон, а также перечень параметров, предоставляемых организацией коммерческой инфраструктуры для определения предельных уровней цен на розничных рынках электрической энергии в неценовых зонах.

Так, в частности, Правилами установлено, что стоимость электрической энергии (мощности), поставляемой потребителям на розничном рынке, за исключением населения и приравненных к нему категорий потребителей, определяется исходя из цены (тарифа), установленной органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов для данной группы потребителей для покупки электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии (энергоснабжения), и объема всего фактического потребления электрической энергии, в зависимости от изменения стоимости единицы электрической энергии (мощности), покупаемой ГП (ЭСО, ЭСК) на оптовом рынке, относительно индикативной цены на электрическую энергию или мощность, утвержденной федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, а также с учетом возникновения отклонения фактически поставленного объема электрической энергии (мощности) от договорного.

Также приведены методологические положения, определяющие стоимость электрической энергии (мощности), поставляемой потребителям на розничном рынке и формулы ее расчета.

2. Федеральная служба по тарифам РФ приказом от 31 декабря 2010 г. № 655-э утвердила категории потреби-

телей, которые приравнены к населению и которым электрическая энергия (мощность) поставляется по регулируемым ценам (тарифам).

К числу таких потребителей отнесены исполнители коммунальных услуг (ТСЖ, ЖСК, ЖК либо управляющие организации); наймодатели, предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для коммунально-бытового потребления населения в объемах фактического потребления населения и объемах электроэнергии, израсходованной на места общего пользования; садоводческие, огороднические или дачные некоммерческие объединения граждан; физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления в помещениях для содержания осужденных, при условии наличия раздельного учета в указанных помещениях, а также в целях потребления в населенных пунктах, жилых зонах при воинских частях, рассчитывающихся по общему счетчику на вводе; содержащиеся за счет прихожан религиозные организации; гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, в объемах фактического потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей и объемах электроэнергии, израсходованной на места общего пользования.

Материал подготовил Шишков Д. В.

ДРУГИЕ ИЗМЕНЕНИЯ В НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ АКТАХ

- Приказ ФСТ РФ от 16.12.2010 № 440-э/8 «Об интервалах тарифных зон суток для энергозон (ОЭС) России по месяцам 2011 года». С 1 января 2011 года для энергозон России в целях расчета тарифов на электроэнергию установлены «интервалы тарифных зон суток».
- Приказ ФСТ РФ от 07.10.2010 № 246-э/4 «О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям на розничных рынках, за исключением электрической энергии (мощности), поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, на 2011 год». Для территорий России, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка электроэнергии, установлены предельные уровни тарифов на электроэнергию (мощность) на 2011 год.
- Приказ ФСТ РФ от 07.10.2010 № 245-э/3 «О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, на 2011 год». Установлены предельные минимальные и максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъекту Российской Федерации на 2011 год.
- Приказ ФСТ РФ от 07.10.2010 № 243-э/1 «О предельных уровнях тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2011 год».
- Федеральный закон от 23.07.2010 № 171-ФЗ «О внесении изменений в Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях и Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». С 1 января 2011 года усилена административная ответственность за нарушение требований промышленной безопасности.
- Министерство природных ресурсов и экологии РФ утвердило Порядок установления источников выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, подлежащих государственному учету и нормированию и перечень вредных (загрязняющих) веществ, подлежащих государственному учету и нормированию (приказ от 31 декабря 2010 г. № 579).
- Комиссия Таможенного союза в целях реализации Соглашения о единых принципах и правилах технического регулирования в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации от 18 ноября 2010 года утвердила Единый перечень продукции, в отношении которой устанавливаются обязательные требования в рамках Таможенного союза (Решение от 28 января 2011 г. № 526).
- Решение Комиссии Таможенного союза от 08.12.2010 № 494 «Об Инструкции о порядке предоставления и использования таможенной декларации в виде электронного документа».
- Решение Комиссии Таможенного союза от 14.10.2010 № 421 «О структуре и форматах электронных копий таможенных деклараций». С 1 января 2011 года вступают в силу Порядок декларирования таможенной стоимости товаров и Порядок корректировки таможенной стоимости товаров, утвержденные Комиссией Таможенного союза.

15—18 ноября
2011 года
г. Красноярск



сибирь
международный
выставочно-деловой центр
имени Карена Мурадяна

XVIII специализированная выставка

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

энергетика автоматизация светотехника

Электротехника

Автоматизация

Электроника

Робототехника

Приборостроение

Энергетика

Теплоэнергетика

Энерго-
и ресурсосбережение

Светотехника

Официальная поддержка



Генеральный информационный партнер



Официальный информационный партнер



Специальный информационный партнер



Информационная поддержка



XI Всероссийская
научно-практическая конференция
**«Энергоэффективность
систем жизнеобеспечения
города»**

МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19,
тел.: (391) 22-88-401, 22-88-612,
22-88-611 (круглосуточно),
эл. почта: iva@krasfair.ru, vital@krasfair.ru,
kashirina@krasfair.ru,
сайт: www.krasfair.ru

Предлагаем вашему вниманию подборку наиболее актуальных мероприятий, которые будут проводиться в апреле – мае 2011 года

Семинары «ПЭИПК»

г. Санкт-Петербург, ул. Авиационная, д. 23
(812) 364-00-52, 371-83-50. www.peipk.spb.ru

НАЧАЛЬНИКАМ РЕМОНТНЫХ СЛУЖБ

Подготовка начальника цеха электрооборудования ремонтного предприятия к организации и проведению ремонтов

18–30 апреля 2011 г.

- современный этап реформирования энергетики;
- нормативные требования к организации ремонта электроэнергетического оборудования;
- организация ремонтных работ на современном электроэнергетическом предприятии;
- технология ремонта силовых трансформаторов;
- современные технологии ремонта маслонаполненных кабелей, регенерации масла;
- контроль состояния и ремонт ОПН;
- эксплуатация и ремонт воздушных, вакуумных и элегазовых выключателей, элементов КРУЭ;
- ремонт вводов, измерительных трансформаторов тока и напряжения.

СЛУЖБАМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Многофункциональные цифровые терминалы для управления, контроля и защиты электрооборудования до 220 кВ

10–28 мая 2011 г.

- современное состояние и перспективы РЗА;
- нормативно-техническая база РЗА;
- многофункциональные устройства РЗА: назначение, принцип действия и функции, выбор характеристик, выставление установок;
- многофункциональные устройства РЗА фирм «АББ», «Механотроника», «Радиус», «Шнейдер Электрик» и др.;
- автоматизация электрических сетей с использованием цифровых реле;
- цифровые терминалы защиты для городских кабельных сетей 6 и 10 кВ (SPAC 810, SEPAM, Сириус и др.);
- защита ВЛ до 500 кВ («ЭКРА», AREVA, ABB);
- современные автоматизированные системы защиты, управления и контроля в сетях 6–35 кВ для обеспечения надежности электроснабжения;

- вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми устройствами РЗА;
- цифровая регистрация и анализ аварийных процессов в электроэнергетических системах;
- использование ПК для изучения, выполнения расчетов и обслуживания цифровых устройств РЗА.

СПЕЦИАЛИСТАМ СЛУЖБ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Многофункциональные программно-аппаратные комплексы телемеханики

16–28 мая 2011 г.

- основы построения телемеханических систем (ТМС);
- типовые иерархические структуры системы телемеханики;
- комплексы телемеханики: многофункциональный программируемый комплекс телемеханики «Телеканал», информационно управляющие комплексы телемеханики «Гранит-микро», ТМК «Распределенные ТелеСистемы (РТС)», ТМК «Компас», комплект аппаратуры контролируемого пункта «Уктус-ТМ», радиомодем «Телур», центральная приемопередающая станция «SMART-FEP»;
- оперативные информационно-управляющие комплексы, SCADA-системы;
- назначение, особенности, общая структура, состав программно-аппаратных средств, функции, варианты реализации;
- обзор и сравнительные характеристики, находящихся в эксплуатации ОИУК;
- диспетчерские щиты.

Семинары «ИПК госслужбы»

г. Москва, ул. Садовническая, д. 77, стр. 1
(495) 951-11-11, 953-25-83. www.ipkgos.ru

РЕМОНТНЫМ СЛУЖБАМ

Техническое обслуживание и ремонт оборудования, обеспечивающего собственные нужды электростанций

4–8 апреля 2011 г.

- ремонт и техобслуживание трансформаторов, электродвигателей, распределительных устройств, аккумуляторных батарей, кабельного хозяйства и освещения с. н.;
- экономические показатели техобслуживания и ремонта оборудования с. н.,

затраты труда, оснащенность инструментом и средствами малой механизации.

РУКОВОДИТЕЛЯМ РЕМОНТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Расчет экономической эффективности инвестиций в техническое перевооружение, модернизацию и ремонт в энергетике

16–20 мая 2011 г.

- экономические основы инвестиционной деятельности. Инвестиционная программа электроэнергетики;
- итоги реформирования энергетики;
- методы финансирования инвестиционных проектов (бюджетное финансирование, кредитование, лизинг и др.);
- методические основы определения коммерческой эффективности инвестиционных проектов в реконструкции и техническое перевооружение;
- критерии оценки инвестиционных проектов;
- методы расчета чистого приведенного эффекта;
- особенности оценки инвестиционных проектов на конкретных примерах, обмен опытом.

СЛУЖБАМ ОХРАНЫ ТРУДА

Охрана труда на сетевых предприятиях электроэнергетики

11–22 апреля 2011 г.

- российское законодательство в области охраны труда, система организации и управления охраной труда в ОАО «ФСК ЕЭС». Управление охраной труда за рубежом;
- система подготовки и аттестации по охране труда руководителей и специалистов предприятий энергетики;
- отраслевые нормативные документы по охране труда;
- анализ причин возникновения несчастных случаев в энергетике;
- организация и проведение аттестации рабочих мест;
- опасные и вредные производственные факторы и способы защиты от них;
- порядок расследования, оформления и учета несчастных случаев и профзаболеваний на производстве;
- оказание помощи пострадавшим при несчастных случаях и иных повреждениях здоровья;
- государственный надзор за обеспечением охраны труда.

Информационные технологии передачи, диспетчерского контроля и управления в электроэнергетике

X специализированный научно-технический семинар
с 26 по 30 сентября 2011 г., Подмосковье

Организаторы:
журнал «Энергоэксперт» и ОАО «НТЦ электроэнергетики».

Цель семинара – ознакомление с состоянием разработок, перспективами развития и практическим использованием современных средств сбора, передачи, обработки и отображения информации, включающих средства измерительных датчиков-преобразователей, средства телемеханики, АСУ ТП, АСДУ, средства оперативных щитов, видеощитов, рабочих мест оперативно-диспетчерского персонала, технологии отображения информации – для Системного оператора и его подразделений, генерирующих компаний и электростанций, Федеральной сетевой компании и ее подразделений (верхний уровень ФСК, МЭС, ПМЭС), подразделений холдинга МРСК (верхний уровень МРСК, РСК, ПЭС), энергоснабжающих компаний, крупных подстанций.

К участию в семинаре-выставке приглашаются руководители оперативно-диспетчерских и информационно-технологических направлений, руководители и специалисты оперативно-диспетчерских служб, служб телемеханики и связи, служб эксплуатации программно-аппаратного комплекса, служб программного обеспечения АСДУ (АСУ ТП) пунктов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, руководители и специалисты организаций – разработчиков, изготовителей и поставщиков средств телемеханики, средств АСДУ (АСУ ТП), видеосредств коллективного и персонального пользования, щитов управления, руководители и специалисты научно-исследовательских и проектных организаций.

На семинаре будут рассмотрены следующие основные направления развития и использования средств информационного обеспечения пунктов оперативно-диспетчерского управления:

- системы сбора информации на объектах;
- средства АСУ ТП;
- средства измерительных датчиков-преобразователей;
- системы передачи информации;
- отраслевые протоколы передачи информации;
- оперативно-информационные комплексы (SCADA-системы);
- средства рабочих мест и человеко-машинного интерфейса;
- видеосредства коллективного пользования;
- традиционные мнемощиты;
- технология отображения оперативно-диспетчерской информации на средствах коллективного и персонального пользования.

По вопросу участия в семинаре обращаться в редакцию:

125252, г. Москва, ул. Новопесчаная, д. 17/7, корпус 23

Тел./факс: (495) 228-60-05

Меерсон Диля

E-mail: seminar@energyexpert.ru

Сайт: www.energyexpert.ru

По вопросам подготовки докладов и программы семинара:

Тел.: (499) 613-30-09

Штейнбок Леонид Семенович

E-mail: steinbok@vniie.ru

ТЕХНИЧЕСКИМ ИНСПЕКТОРАМ

Осуществление технического надзора и оценка состояния оборудования подстанций

25–29 апреля 2011 г.

- общие положения осуществления технического надзора и проведения инспекторских проверок;
- принципы планирования инспекторских проверок. Критерии выбора объектов инспекторских проверок;
- перечень направлений проведения инспекторских проверок;
- требования к ремонтной и эксплуатационной документации на проверяемых объектах;
- требования к разработке типовых и рабочих программ инспекторских проверок;
- порядок осуществления технического надзора по направлению «Оценка состояния оборудования на действующих ПС».
- порядок осуществления и объем проверок готовности к включению в работу новых объектов, в том числе ПС нового поколения;
- оформление и согласование результатов инспекторских проверок.

Семинары «ЦПК Мосэнерго»

г. Москва, ул. Кировоградская, д. 11, стр. 1
(495) 315-42-29

www.cpk-mosenergo.ru

СПЕЦИАЛИСТАМ ПРОЕКТНЫХ И ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Управление электроэнергетической системой с активно-адаптивной («интеллектуальной») сетью

13–15 апреля 2011 г.

- реформирование электроэнергетики и организационно-экономические предпосылки внедрения новых средств измерения, контроля и управления в электрических сетях;
- современное состояние российской электроэнергетической системы. Актуальность внедрения «интеллектуальной» сети на энергетических объектах;
- зарубежный подход к созданию «интеллектуальной» сети (Smart Grid);
- активно-адаптивная сеть. Система управления энергосистемой с активно-адаптивной сетью;

- сети ЕНЭС. Магистральные транспортные сети;
- оборудование цифровой подстанции. Информационно-измерительные комплексы с электромагнитными и электронными измерительными трансформаторами (ИТ);
- учет электроэнергии и мощности. Традиционные измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), их проблемы и недостатки;
- принципы создания первичных измерительных трансформаторов нового поколения;
- подключение к активно-адаптивной сети нетрадиционных и возобновляемых источников электроэнергии.

РУКОВОДИТЕЛЯМ ПРЕДПРИЯТИЙ

Энергетический менеджмент. Международный стандарт EN 16001:2009 Системы энергоменеджмента

18–19 апреля 2011 г.

- введение в понятие энергоменеджмента;
- базовые законодательные документы;
- сравнительный анализ требований в международной практике;
- роль энергоаудита в системном подходе к энергоменеджменту;
- европейский стандарт EN 16001 — цели и результаты внедрения;
- взаимосвязь законодательных требований и системного подхода к энергоменеджменту;
- интерпретация требований EN 16001 на базе практики;
- европейский стандарт EN 16001:2009;
- новый всемирный стандарт ISO 50001 в области энергоменеджмента.

СПЕЦИАЛИСТАМ ОТРАСЛИ

Международная конференция «Интеллектуальные» электрические сети: мировой опыт и перспективы России (в рамках форума «ТЭК России в XXI веке»)

8 апреля 2011 г.

г. Москва, Манежная пл., 1, ЦВЗ «Манеж»
(495) 664-24-18

www.mief-tek.com

Сопредседатели конференции: Липатов Ю.А. — председатель Комитета Государственной Думы ФС РФ по энергетике, Бударгин О.М. — председатель Правления ОАО «ФСК ЕЭС».

Вопросы для обсуждения:

- концепция развития Единой национальной энергетической сети: от традиционного подхода к инновационным энергоэффективным решениям;
- мировые тенденции в развитии электрических сетей и потребность в развитии «интеллектуальных» электрических сетей: проблема дефицита инвестиций;
- повышение надежности и безопасности функционирования электрических сетей: дополнительные инвестиции или построение «интеллектуальных» электрических сетей;
- генерация электроэнергии и «интеллектуальные» электрические сети: на пороге революционных перемен;
- энергомашиностроение, электротехническая промышленность, телекоммуникации, информационные технологии — инновационный потенциал для «интеллектуальных» электрических сетей.

СПЕЦИАЛИСТАМ ОТРАСЛИ

Международная специализированная выставка Энергетика и электротехника

17–20 мая 2011 г.

г. Санкт-Петербург, ВО, Большой просп., д. 103, ВК «Ленэкспо» в Гавани
(812) 303-88-68/ www.restec.ru

Одна из крупнейших выставок в Европе. Проводится в Санкт-Петербурге с 1993 года. Ежегодно в мероприятии принимают участие более 300 фирм из России и зарубежных стран. Более 75 % экспонентов — постоянные участники, а посетители приезжают практически из всех регионов России, стран ближнего и дальнего зарубежья. Согласно регистрации, в прошлом году выставку посетили около 10 000 специалистов.

Тематические разделы:

- энергетика;
- энергетическое машиностроение;
- электротехническое оборудование;
- системы газоснабжения;
- 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.

Подписка на 2011 год

ТОЛЬКО ПОДПИСЧИКАМ:

- **гарантированное получение** всех выходящих номеров журналов
- **приглашение на мероприятия**, проводимые под эгидой журналов («круглые столы», конференции и т.д.)

Предложение действительно на период подписки

Вы можете оформить подписку на журналы «Энергоэксперт» и «Релейщик» через редакцию, отправив заполненную заявку удобным для Вас способом (по факсу (495) 228-60-05, e-mail mda@energyexpert.ru или почте по адресу: 125252, Москва, ул. Новопесчаная, д. 17/7, корп. 23), либо в любом почтовом отделении через подписной каталог.

По всем вопросам обращайтесь к менеджеру по подписке – тел. (495) 228-60-05

ПОДПИСКА ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ НА ЖУРНАЛЫ:



Количество экземпляров:

Подписной период (отметьте необходимое):

- ☐ Подписка на 2011 г. (6 номеров) – 3300 рублей
☐ Подписка на полугодие 2011 г. (3 номера) – 1650 рублей

Стоимость подписки включает НДС и цену доставки

Стоимость одного номера – 550 рублей

Подписка возможна с любого номера журнала



Количество экземпляров:

Подписной период (отметьте необходимое):

- ☐ Подписка на 2011 г. (4 номера) – 3400 рублей
☐ Подписка на полугодие 2011 г. (2 номера) – 1700 рублей

Стоимость подписки включает НДС и цену доставки

Стоимость одного номера – 850 рублей

Подписка возможна с любого номера журнала

Наименование организации:

Юридический адрес:

ИНН: [] [] [] [] [] [] [] [] [] [] КПП: [] [] [] [] [] [] [] [] [] []

Тел.: () Факс: () E-mail:

Контактное лицо (Ф.И.О.):

Информация для получения журнала по почте

Получатель журнала в организации (должность/отдел, Ф.И.О.):

Адрес для доставки:
(почтовый индекс) (почтовый адрес)

ПОДПИСКА НА ЖУРНАЛЫ В ПОЧТОВОМ ОТДЕЛЕНИИ:

	«Энергоэксперт»	«Релейщик»
Индекс по каталогу Агентства «Роспечать» 	72240	35789
Индекс по каталогу «Межрегиональное агентство подписки» 	11447	16755

СЧЕТ № 181

Поставщик, учредитель, издатель:

Закрытое акционерное общество «Издательский дом «Вся электротехника»

Адрес: 125252, Москва, Новопесчаная, д. 17/7, кор. 23, тел.: (495) 228-60-05

ИНН/КПП 7743626979/774301001

Плательщик:

ИНН/КПП:

№	Наименование товара	Единица измерения	Количество номеров	Цена за единицу без НДС	Сумма
1	Журнал «Энергоэксперт» – подписка на № 1, 2, 3, 4, 5, 6 /2011/	шт.	6	466,10	2796,61
Итого:					2796,61
Итого НДС:					503,39
Всего к оплате:					3300,00

Всего наименований 1, на сумму 3300.00

Три тысячи триста рублей 00 копеек

Оригиналы накладных и счетов-фактур высылаются.

Дополнительная информация – на сайте www.energyexpert.ru

Внимание! Обязательно укажите в графе «Назначение платежа» платежного поручения: № данного счета, юридический адрес, почтовый индекс и полный почтовый адрес плательщика (подписчика), ФИО получателя журнала для доставки, контактный телефон.

Руководитель предприятия (Посошков В.И.)

Главный бухгалтер (Миронова Е.А.)

**Образец заполнения платежного поручения**

ИНН 7743626979	КПП 774301001		
Получатель ЗАО «Издательский дом «Вся электротехника» Тверское ОСБ №7982 г. Москва		Сч. №	40702810338040115349
Банк получателя Сбербанк России ОАО г. Москва		БИК	044525225
		Сч. №	30101810400000000225



Издательский дом «Вся электротехника»

Релейщик

Журнал
с абсолютной
селективностью!

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

ЭНЕРГОМАШ

(Екатеринбург)

УРАЛЕЛЕКТРОТЯЖМАШ

КАЧЕСТВО И 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



Телефон: (343) 324-54-09 / Факс: (343) 324-59-03

tro_cmc@energomash.ru

ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

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



Телефон: (343) 324-51-23 / Факс: (343) 324-58-02

vva_cmc@energomash.ru

ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш»

Екатеринбург, ул. Фронтовых бригад, 22

www.energomash.ru • www.uetm.ru