

ВЕСТИ ELECTRIC POWER'S NEWS

В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

5.2010

Содержание

Перспективы развития электроэнергетики

Ю.А.Липатов
Законодательные вопросы в области электроэнергетики..... 3

Энергетика и устойчивое развитие

(доклад о развитии человеческого потенциала)

С.Н.Бобылев (руководитель коллектива), И.С. Кожуховский
Глава 6. Перспективы возобновляемых энергетических ресурсов 7

К 100-летию со дня рождения

Научно-практическая конференция, посвященная 100-летию
со дня рождения П.С.Непорожного

А.Н.Семенов
Вступительное слово 20

Э.П.Волков
Роль П.С.Непорожного в развитии теплоэнергетики.
Новые технологии и модернизация теплоэнергетики..... 23

Релейная защита и автоматика

В.И.Гуревич
Как не нужно оценивать надежность микропроцессорных устройств
релейной защиты..... 27

О.Г.Захаров
Технологический прогон цифровых устройств релейной защиты..... 30

Материалы НТС

Технологические правила работы электроэнергетических систем
(основные положения) 37

Информационные сообщения

Строительство линии электропередачи для электроснабжения
острова Русский в Приморском крае 49

Экспертная комиссия международного олимпийского комитета
осмотрела электросетевые объекты ОАО «ФСК ЕЭС»
в Сочинском регионе 49

Учредители:

Минэнерго РФ,
ОАО «ФСК ЕЭС»,
ЗАО «Корпорация Единый
Электроэнергетический
Комплекс»,
ЗАО «НТФ «Энергопрогресс»,
НП «НТС ЕЭС»

Издается с сентября 2002 г.
Выходит 1 раз в 2 месяца

Редакционная коллегия:

А.Ф.Дьяков — главный редактор

С.К.Брешин — заместитель
главного редактора
А.Э.Голодницкий — заместитель
главного редактора
В.А.Баринов
А.М.Бычков
М.Ю.Воскресенский
Н.Ф.Кузнецов
Г.П.Кутовой
В.Е.Межевич
В.В.Молодюк
А.С.Некрасов
В.В.Нечаев
Э.М.Перминов
А.Б.Яновский
Я.Ш.Исамухамедов

Адрес редакции:

109044, Москва,
Воронцовский пер., г. 2,
ЗАО «НТФ Энергопрогресс»
Тел. (499) 268-36-26
vesti46@mail.ru
Подписано в печать 05.10.10
Формат 60×84 1/8
Печать офсетная

Редакторы:

Л.Л.Жданова
Н.В.Ольшанская
Верстка Т.А.Коровенковой
Отпечатано в типографии
издательства «Фолиум»,
127238, Москва, Дмитровское ш., 58

© ЗАО «НТФ Энергопрогресс»,
«Вести в электроэнергетике», 2010

ОАО «ФСК ЕЭС» и ООО «Газпром энергохолдинг» заключили соглашение о сотрудничестве	50
Выполнен проект строительства третьего энергоблока Экибастузской ГРЭС-2.....	51
ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» завершил монтаж четырех трансформаторов в республике Саха	52
Впервые исторический максимум потребления мощности региональной энергосистемы достигнут в летний период.....	52
Системный оператор рассмотрел актуальные вопросы оперативно-диспетчерского управления режимами ЕЭС России	53
Масштабные планы по газификации регионов Дальнего Востока.....	54
Светодиодные инновации в действии.....	55
Рост потребления электроэнергии на фоне высокого износа оборудования повышает вероятность техногенной катастрофы	56

Внимание!!!

С 1 сентября 2010 г. **ОАО издательство «Энергоатомиздат»** прекратило свою деятельность. Государство в лице Росимущества приватизировало издательство, продав его ООО «О Проперти». Редакторский состав во главе с бывшим главным редактором С.К.Брешиным возобновил работу в издательстве **«Машиностроение»**, где создана **редакция-направление по энергетике, энерго- и атомному машиностроению.**

Тел. 8 (499) 268-36-26, 107076 Москва, Стромьинский пер., д. 4 (м.Сокольники).
e-mail: vesti46@mail.ru

Надеемся на продолжение сотрудничества на новом месте

На журнал **«Вести в электроэнергетике»** можно подписаться в любом отделении почтовой связи (**Объединенный каталог АРЗИ 2010, том II: Российские и зарубежные газеты и журналы, подписной индекс 87667**) или через ЗАО НТФ «Энергопрогресс»: 105062, г. Москва, Воронцовский пер., д. 2. ЗАО НТФ «Энергопрогресс». Тел. (495) 911-73-24 (Алябьева Наталья Ивановна).

По вопросам размещения статей, рекламы и информационных материалов просим обращаться в редакцию журнала по тел. **(499) 268-36-26, vesti46@mail.ru**

Законодательные вопросы в области электроэнергетики

Выступление на VII профессиональном энергетическом форуме
«Развитие российской электроэнергетики: генерация, сети, сбыт —
от рынка к госрегулированию?» 22.09.10 г.

Ю. А. Липатов, председатель Комитета ГД РФ по энергетике

Уважаемые участники форума!

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики Российской Федерации. Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики, бесперебойное снабжение потребителей — основа поступательного развития экономики страны и неотъемлемый фактор обеспечения цивилизованных условий жизни ее граждан.

Приоритетным вопросом рассмотрения форума является оценка темпов развития электроэнергетики страны, которая на сегодняшний день может быть дана через призму произошедших масштабных преобразований в отрасли.

В результате структурной реформы и формирования системы рыночных отношений в электроэнергетике стало возможным привлечение значительных инвестиций в отрасль, и в феврале 2008 г. Правительством РФ была утверждена Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г, которая содержит научно обоснованный перечень площадок для строительства объектов электроэнергетики. Реализация схемы выводит электроэнергетику России на новый технологический уровень.

Мировой финансовый и экономический кризис безусловно сказался как на работе предприятий отрасли и внес соответствующие коррективы по срокам строительства и ввода в действие объектов электроэнергетики в соответствии с Генсхемой. В июне текущего года Правительство РФ в основном одобрило корректировку Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. с перспективой до 2030 г. В основу корректировки схемы были заложены обоснованные прогнозы электропотребления, в том числе в регионах, оптимизированная структура генерирующих мощностей и уточненный перечень вводов генерирующих и сетевых объектов. Корректировка произведена из расчета необходимости доведения электроэнергетических мощностей с 193,4 ГВт в 2009 г. до 293,8 ГВт к 2020 г. Скорректированная Генсхема увязана с инвестиционными программами генерирующих и сетевых компаний.

В части обеспечения инвестиционного процесса в электроэнергетике важнейшей задачей является

запуск долгосрочного рынка мощности (ДРМ). Постановлением Правительства РФ № 238 от 13.04.10 утверждены ценовые показатели долгосрочного рынка мощности и Постановлением № 89 от 24.02.10 полностью определены Правила функционирования ДРМ. Эти документы позволяют осуществить переход на систему долгосрочных договоров купли-продажи мощности, помогут формированию региональных ценовых сигналов, а также уровней и условий оплаты, стимулирующих модернизацию и выбытие неэффективных мощностей. Введение модели долгосрочного рынка мощности призвано решить ряд задач, важнейших как для развития отрасли, так и для экономики страны в целом. Среди них прежде всего хотел бы отметить:

- обеспечение долгосрочной надежности — предупреждение дефицита в энергосистемах;
- минимизация совокупной стоимости электроэнергии и мощности для потребителей;
- формирование наиболее эффективной структуры генерации;
- повышение инвестиционной привлекательности отрасли через обеспечение долгосрочных гарантий поставщикам;
- стимулирование инвестиционного процесса в создание и модернизацию основных фондов.

Принятые постановления стали знаковым сигналом для участников рынка о продолжении начатых преобразований.

В этом году будут подведены предварительные итоги перехода сетевых компаний в соответствии с РАВ. Исходя из анализа результатов, будет приниматься решение о сроках и формате их распространения на все сетевые организации.

Вопросы **безопасности и надежности**, выведенные на первый план аварией на Саяно-Шушенской ГЭС, напрямую связаны с оснащением отрасли современным электротехническим оборудованием. Одна из актуальнейших задач на сегодня — оснащение в соответствии с Генеральной схемой размещения до 2020 г. строящихся станций и объектов электроэнергетики оборудованием, отвечающим современным требованиям и обеспечивающим надежное и бесперебойное снабжение потребите-

лей электрической энергией и теплом.

Одной из основных задач реформирования электроэнергетики было формирование рыночных отношений в отрасли, поэтому хотел бы остановиться на некоторых проблемах формирования и совершенствования рыночных отношений в электроэнергетике.

Прежде всего следует отметить несовершенство методологических основ формирования устойчивых организационных структур управления в рыночных условиях. А это, в свою очередь оказывает негативное влияние на функционировании системы институционального обеспечения, которая определяет поведение хозяйствующих субъектов и способствует целостности управления.

Работа организаций отраслевой инфраструктуры является индикатором эффективности преобразований, так как именно от согласованных действий системообразующих организаций зависит надежность работы всего отраслевого комплекса.

Проблема реформирования предприятий является основной в условиях становления рыночных отношений. Создание макроэкономических условий, обеспечивающих свободное развитие рыночных сил экономики, оказывается успешным и приводит к росту конкурентоспособности экономики лишь в том случае, когда изменяются и становятся конкурентоспособными сами предприятия.

Главной задачей структурного реформирования предприятий электроэнергетики является согласование объема прав и ответственности участников рынка. Система интересов участников должна быть консолидирована и приведена в соответствие с интересами предприятия как самостоятельного и целостного субъекта экономики. Осознание большинством субъектов рынка необходимости соблюдения существующих законов и принципов функционирования рыночной экономики позволит создать конкурентную среду в энергетике, эффективно распределять ресурсы и создать цивилизованный рынок.

Еще одно приоритетное направление — повышение энергоэффективности нашей экономики. Энергоэффективность и энергосбережение входят в пять стратегических направлений приоритетного технологического развития России, названных Президентом РФ Дмитрием Анатольевичем Медведевым, и являются огромным резервом отечественной экономики. Использование этого резерва возможно только за счет комплексной политики, правовые основы которой заложены в Федеральном законе 261-ФЗ от 23.11.09 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

Учитывая наисложнейшую ситуацию в жилищно-коммунальном хозяйстве, при принятии данного Федерального закона были намеренно установлены сроки реализации первоочередных мер до 1 января 2011 г., чтобы максимально мобилизовать потенциал на решение имеющихся проблем. Для определения полной картины и организации эффективной работы было предусмотрено введение энергетических паспортов, предусмотрен комплекс мер, обеспечивающих для потребителей право и возможность экономить ресурсы, сделав выбор в пользу энергоэффективных товаров и услуг. Сложившаяся в настоящее время ситуация находится под постоянным контролем, проводится мониторинг основных вопросов и проблем.

Теперь по наиболее близкому мне вопросу — законодательное обеспечение функционирования и развития отрасли.

Все мы прекрасно понимаем, любой закон может быть действенным механизмом только тогда, когда он полностью отвечает современным реалиям и решает выявленные на основе мониторинга и анализа проблемы, влияющие на функционирование и развитие отрасли.

В течение весенней сессии Государственной Думы 2010 г. Комитетом Государственной Думы велась большая совместная работа с Министерством энергетики России, субъектами электроэнергетики по рассмотрению существующих проблем работы и развития отрасли. Так, в частности, на расширенных заседаниях Комитета рассматривались вопросы функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии, выполнения программ по снижению потерь в сетях, выполнения инвестиционных программ. Хотел бы отметить конструктивный характер этой работы, что позволило подготовить ряд законопроектов, предусматривающих внесение изменений в законодательство об электроэнергетике и ряд других федеральных законов, в том числе в соответствии с рекомендациями Парламентской Комиссии по расследованию аварии на Саяно-Шушенской ГЭС.

В период весенней сессии Государственной Думы был принят ряд законов, направленных на совершенствование функционирования отрасли и обеспечения бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией, в частности:

- **«О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях в целях обеспечения устойчивого и надежного снабжения электрической и тепловой энергией ее потребителей»**

Законом предусмотрено наделение Правительства или уполномоченного органа правом создания и установления нормативов запасов топлива на тепловых станциях; утверждение положения об оценке готовности субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период (ОЗП) и контроль за его соблюдением.

Законом также установлена ответственность за несоблюдение субъектами электроэнергетики правил вывода объектов в ремонт.

В Кодекс об административных нарушениях внесены изменения в целях установления специальных составов административных правонарушений — за нарушение нормативов запасов топлива на тепловых станциях и за нарушение правил вывода в ремонт объектов электроэнергетики. Предусмотрено наделение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) правом возбуждения дел об административных правонарушениях;

- **«О внесении изменений в статьи 8 и 21 Федерального закона «Об электроэнергетике»**

Законом продлен срок действия права организации по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью передавать в аренду объекты электросетевого хозяйства территориальным сетевым организациям до 1 января 2014 г.

Принятие закона и продление срока аренды мы рассматриваем как одну из мер по сдерживанию роста тарифов на электроэнергию, и поступающие в Комитет ГД по энергетике отзывы говорят о поддержке этого закона всеми субъектами Российской Федерации;

- **«О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и Федеральный закон «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике».**

На этом законе хотел бы остановиться более подробно.

Как вы все знаете, в настоящее время государственное регулирование тарифов в электроэнергетике осуществляется в соответствии с Федеральным законом от 14.04.95 № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации». Положения Федерального закона от 26.03.03 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» применяются к отно-

шениям в области регулирования цен (тарифов) в части, не урегулированной вышеназванным Федеральным законом.

Закон о государственном регулировании тарифов содержит важнейшие принципы и определяет общую методологию ценового регулирования в сфере электроэнергетики, а также закрепляет полномочия Правительства Российской Федерации, федерального органа исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. Действующей редакцией закона об электроэнергетике ряд указанных положений урегулирован не в полном объеме. Кроме того, ряд положений действующей редакции закона об электроэнергетике не отвечает сложившейся в действительности экономической ситуации.

Закон о государственном регулировании тарифов прекращает свое действие с 1 января 2011 г.

В этой связи, для обеспечения дальнейшего функционирования системы тарифного регулирования в сфере электроэнергетики было необходимо внести ряд изменений в действующее законодательство.

Внесенные в закон об электроэнергетике изменения направлены на формирование в рамках указанного закона блока статей, определяющих принципы и методы государственного регулирования цен (тарифов), а также полномочия органов государственной власти в сфере тарифного регулирования, по аналогии с нормами закона о государственном регулировании тарифов.

Базовым принципом данного закона является сохранение государственного регулирования цен (тарифов) на электрическую энергию, поставляемую населению на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, после 1 января 2011 г.

Особо хотел бы отметить принятый Федеральный закон «О теплоснабжении».

Сфера теплоснабжения относится к числу важнейших государственных приоритетов России. При этом основной задачей государства является, по нашему мнению, не контроль за теплоснабжением каждого города и поселения, а создание единой законодательной базы, обеспечивающей скоординированную работу организаций различных форм собственности в интересах потребителей в сфере теплоснабжения. При создании указанной законодательной базы за государством должны остаться функции разработки стратегических направлений развития и организации энергосбережения в сфере теплоснабжения, анализа причин возникающих проблем и разработки методологии для их реше-

ния, а также действенный государственный надзор за безопасностью тепловых станций, сетей и иных объектов теплоэнергетики, за качеством и надежностью теплоснабжения населения.

Созданная в Государственной Думе рабочая группа с участием представителей всех заинтересованных министерств и ведомств, представителей субъектов электроэнергетики, экспертов, всесторонне рассмотрела все поправки и детально проанализировала поступившие замечания и предложения.

В результате этой большой и кропотливой работы был принят закон, который полностью вступает в действие со следующего года. К дате вступления в силу закона Правительству Российской Федерации необходимо разработать нормативно-правовую базу, которая должна обеспечить применение Федерального закона «О теплоснабжении» в полном объеме.

Все вышеперечисленные изменения в законодательство, внесенные в период весенней сессии Государственной Думы, требуют оперативной корректировки нормативно-правовой базы. Прежде всего необходимо внести соответствующие изменения в Правила оптового и розничного рынка детализируя эти изменения. При этом хотелось бы обратить особое внимание на то, что указанные правила должны предусматривать возможность контроля со стороны государства темпов роста конечных цен на электрическую энергию как для населения, так и для прочих потребителей в рамках установленных Правительством темпов изменения уровня цен на электрическую энергию. Необходимо также обеспечить прозрачность механизмов ценообразования на электрическую энергию для конечных потребителей с одновременным повышением ответственности потребителей за оплату потребленной электрической энергии.

Также считаем целесообразным ускорить законодательную инициативу по введению **социальной нормы потребления** электрической энергии населением в целях:

- с одной стороны — помощи со стороны государства потребителям, действительно нуждающимся в поддержке при оплате электрической энергии,
- с другой стороны — снижения объема перекрестного субсидирования населения, оплачиваемого сейчас промышленными потребителями.

В период осенней сессии Государственной Думы мы планируем продолжить работу по совершенствованию законодательной базы отрасли и рассмотреть совместно с Минэнерго предложения по внесению изменений в законодательство об электроэнергетике. Такие предложения в частности поступили к нам от НП «Совет рынка» и Федеральной сетевой компании.

В период осенней сессии Комитет также планирует вынести на рассмотрение Государственной Думы проект Федерального закона «**О внесении изменений в Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях, Уголовный кодекс Российской Федерации и в Федеральный закон «Об электроэнергетике».**

Данным законопроектом в целях совершенствования функционирования розничных рынков электроэнергии предусматривается ряд мер по усилению платежной дисциплины участников рынка.

Законопроектом также предусматривается внести изменения в Кодекс об административных правонарушениях в части привлечения к административной ответственности лиц, нарушающих установленный порядок ценообразования на рынке электрической энергии и мощности, и в Уголовный кодекс в части привлечения к уголовной ответственности за кражу электрической энергии путем самовольного присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям, а также за повреждение линий электропередачи, в том числе путем самовольного присоединения.

В заключение, желаю участникам конференции успешной работы и благодарю за внимание!

Реконструкция в тепловой энергетике Украины

ОАО «ЭМАльянс» стал победителем тендера ООО «Востокэнерго» (Украина) по реконструкции котлоагрегата №8 Кураховской ТЭС. Стоимость работ составит более 950 млн руб. Это крупнейший проект по реконструкции энергообъектов Украины за последние 12 лет.

В соответствии с тендерной документацией ОАО «ЭМАльянс» на условиях генерального подряда проведет реконструкцию энергоблока мощностью 210 МВт, полностью модернизировав кот-

лоагрегат ТП-109. Использование современных российских технологических решений по эффективному сжиганию антрацита позволит значительно повысить маневренные характеристики и надежность работы энергоблока. Кроме того, технологии, предложенные ОАО «ЭМАльянс» украинским партнерам позволят повысить мощность энергоблока № 8 Кураховской ТЭС на 15 МВт. На данный момент установленная мощность станции составляет 1472 МВт.

Энергетика и устойчивое развитие

Доклад о развитии человеческого потенциала

в Российской Федерации 2009 г.

Руководитель авторского коллектива: Сергей Николаевич Бобылев, доктор экон. наук, профессор экономического факультета МГУ им. М. В. Ломоносова

Глава 6. Перспективы возобновляемых энергетических ресурсов

И. С. Кожуховский, генеральный директор ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике»

6.1. Изменение структуры энергетического баланса в мире

По оценкам Международного энергетического агентства (МЭА), для достижения устойчивого развития основными направлениями в функционировании мировой энергетики должны стать: повышение эффективности использования энергоресурсов, снижение энергоемкости мировой экономики, обеспечение энергетической безопасности; а также формирование новой мощной самостоятельной отрасли возобновляемой энергетики, способной играть значительную роль в экологизации топливного сектора и повышении доли чистой энергии в мировом топливно-энергетическом балансе.

Прогноз МЭА показывает тенденцию изменения мировой структуры энергетического баланса в сторону повышения энергоэффективности, увеличения использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), более широкого применения современных технологий улавливания CO₂, а также перехода на новые виды топлива на транспорте. Эти изменения позволят диверсифицировать топливно-энергетические комплексы стран, значительно снизить выбросы парниковых газов.

К возобновляемым источникам энергии относятся: энергия солнца, ветра, вод (в том числе сточных вод), приливов, волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках.

Нарастающий интерес к возобновляемым энергетическим ресурсам связан с неуклонным ростом энергопотребления, а также с ростом выбросов парниковых газов в атмосферу. Запасы ископаемого топлива ограничены, а его использование приводит к загрязнению окружающей среды. Поэтому все более привлекательным становится производство энергии на основе ВИЭ.

Интересно, что не только экономически высокоразвитые страны стали на путь интенсивного развития возобновляемой энергетики, но и развивающиеся страны, такие как Китай и Индия, показывают наиболее высокие темпы развития возобновляемой энергетики в мире.

В странах Европейского сообщества (ЕС-15) доля вырабатываемой на ВИЭ (без ГЭС) электроэнергии в общем энергобалансе стран за 10 лет увеличилась на 4 процентных пункта (рис. 6.1), в абсолютных пока зателях более чем на 130 млрд кВт·ч годовой выработки. За два года (2006 – 2008 гг.) прирост превысил 2 процентных пункта, что показывает высокую динамику развития возобновляемой энергетики в государствах Западной Европы. В отдельных странах мира доля ВИЭ в производстве электроэнергии превышает 10% (Исландия, Дания — 29%; Португалия — 18%; Филиппины — 17%; Испания, Финляндия, Германия — более 12%; Австрия — 11%; Нидерланды — более 10%). Такие государства как Бразилия и Мексика также активно развивают отечественную возобновляемую энергетику: доля ВИЭ (без ГЭС) в производстве электроэнергии превышает 4% (рис. 6.2).

В мировой структуре производства электроэнергии на основе ВИЭ (за исключением ГЭС мощностью более 25 МВт) преобладают установки, использующие биомассу в качестве энергоносителя (56%). Это установки, работающие на отходах лесного и сельского хозяйства, твердых бытовых отходах, на биогазе и биотопливе, свалочном газе и т.д. Благодаря широкой вариации видов биомассы дан-

ный ресурс в той или иной степени имеется в каждой стране мира.

На ветровые станции (ВЭС) приходится около 28% всей производимой на ВИЭ электроэнергии. Наибольшее распространение ветровые установки получили в экономически развитых странах Западной Европы, отдельных штатах США, а в послед-

ние годы в первую пятерку стран по установленной мощности ВЭС вошли Китай и Индия¹.

Доля геотермальных установок в производстве электроэнергии на ВИЭ оценивается в 15%. География их использования ограничена в силу неравномерности распределения геотермальных ресурсов. Доля солнечных установок — менее 1%. Это связано



Рис. 6.1. Структура выработки электроэнергии, % в ЕС-15 в 1996 г. (а); в 2006 г. (б); в 2008 г. (в)
(Составлено по данным Energy Information Association)

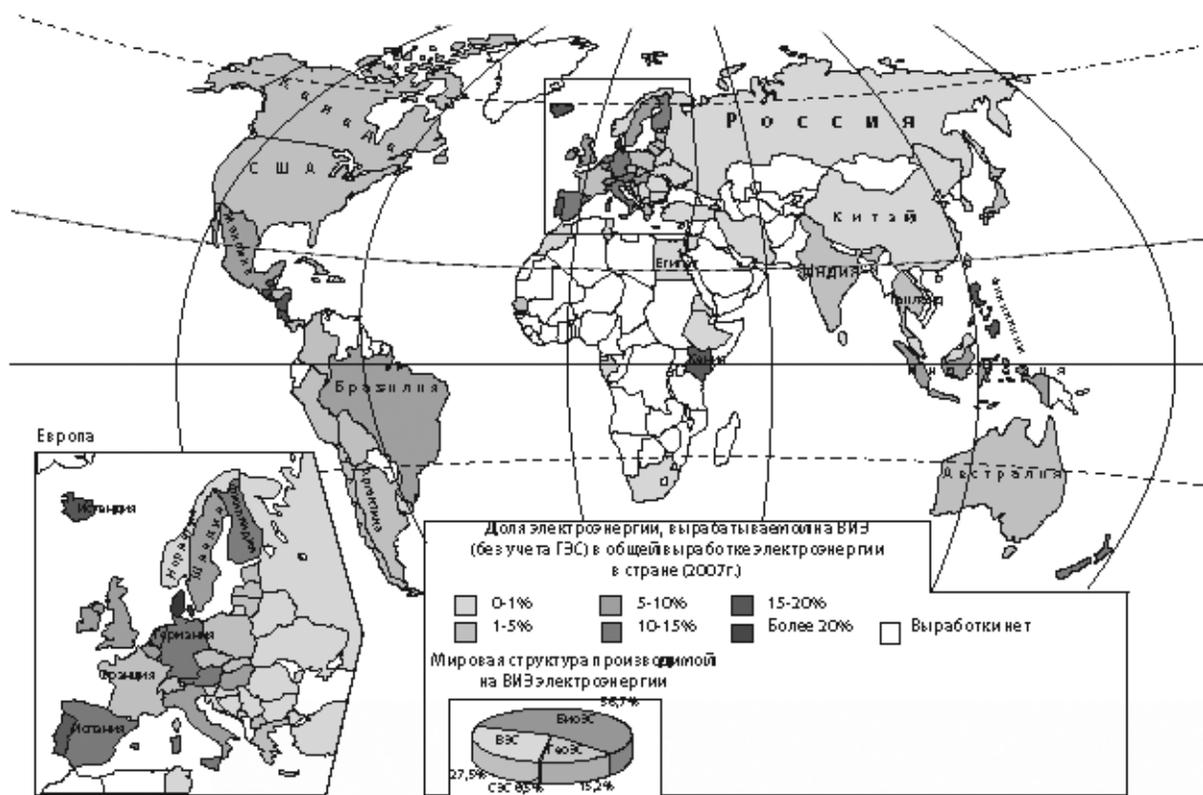


Рис. 6.2. Доля электроэнергии, вырабатываемой на возобновляемых источниках энергии (кроме ГЭС) в общей выработке электроэнергии в странах мира
(Составлено по данным Energy Information Association)

¹ В 2007 г. Германия вышла на первое место в мире по установленной мощности ветровых установок, обогнав США. В 2008 г. США снова стали лидером по уровню развития ветроэнергетики. Третье место по данному показателю принадлежит Испании, затем следуют Китай и Индия, далее — страны Западной Европы: http://www.gwec.net/fileadmin/documents/PressReleases/PR_stats_annex_table_2nd_feb_final_final.pdf

с дороговизной оборудования для использования солнечных ресурсов.

В отдельных странах могут преобладать установки на различных видах ВИЭ: в Дании — ветровые установки; в Германии, при абсолютном большинстве установок на биомассе, на втором месте находятся солнечные фотоэлектрические установки; Исландии и на Филиппинах — геотермальные станции.

Обеспечение энергетической безопасности и экологически сбалансированного экономического роста на сегодняшний день являются приоритетными направлениями развития и для России, а развитие возобновляемой энергетики может стать одним из способов движения страны в данном направлении.

6.2. Стратегическое значение возобновляемой энергетики в России

Причины бурного развития возобновляемой энергетики в мире состоят не только в стремлении стран препятствовать усилению «парникового» эффекта, но и в том, чтобы оптимизировать структуру своих энергобалансов и начать подготовку к новому этапу развития цивилизации, характеризующемуся приоритетом «минимум использования углеродного топлива», создать новые импульсы индустриального развития. Мир пытается построить новую низкоуглеродную экономику.

По мнению Л. А. Ваисберга¹, страна — это производная от того вида деятельности, которым она занимается. Если страна производит относительно простую продукцию — она примитивизируется и развивается гораздо более медленными темпами, нежели страны, которые производят более сложную продукцию. Главная проблема России состоит в том, что «защипываемся» на экспорте сырья, мы «защипываемся» на простых технологиях, из-за которых страна деградирует. При производстве высокотехнологичной продукции все, кто участвует в процессе, добавляют свою стоимость, получая при этом прибыль. Поэтому распределение прибыли становится более дифференцированным, чем при производстве сырья.

Развитие энергетики на базе ВИЭ подразумевает производство и обслуживание высокотехнологичной продукции — оборудования для возобновляемой энергетики. Таким образом, формирование отрасли возобновляемой энергетики способствует диверсификации экономики России в целом и ее топливноэнергетического комплекса в частности.

¹ Интернет-ТВ — Пятый канал — программа «Открытая студия» — «Россия на сырьевой игле?» (интервью)

Помимо экономических аспектов, следует рассмотреть социальные преимущества развития возобновляемой энергетики в России, среди которых основополагающими являются: рост занятости и улучшение уровня жизни населения.

По данным на 2008 г., официальный уровень безработицы в России превысил 6%. Наибольший уровень безработицы наблюдается в республиках Южного Федерального округа, а также в Сибири и на Дальнем Востоке. Наиболее велика безработица в сельской местности, в которой проживает почти половина всех безработных страны (учитывая, что численность сельского населения составляет 26%).

Технологии возобновляемой энергетики более трудоемки по сравнению с традиционной энергетикой (в расчете на единицу произведенной энергии), благодаря этому их внедрение позволяет создавать дополнительные рабочие места на всех стадиях: от исследований и демонстрации до производства и установки оборудования, эксплуатации и обслуживания станций². Рост занятости максимален для технологий, использующих биомассу, которые создают предпосылки повышения занятости в сельскохозяйственном секторе и лесной промышленности (табл. 6.1).

Таблица 6.1. Уровень занятости в энергетических технологиях, рабочее место/МВт

Технологии	Стадия строительства	Стадия эксплуатации
Ветровые ЭС	2,6	0,2
Геотермальные ЭС	4,0	1,7
Солнечные фотоэлементы	7,2	0,1
Солнечные тепловые панели	5,7	0,2
Биомасса (в среднем)	3,7	2,3
Технологии на природном газе	1,0	0,1

Источник: Heavner B., Churchill S. «Renewables work (2002): Job Growth (rom Renewable Energy Development in California)»

Неравенство доходов в России — одна из наиболее острых социальных проблем, стоящих сегодня перед обществом. Доходы сельского населения существенно ниже, чем городского. При этом условия жизни в сельской местности значительно тяжелее, чем в городе. В связи с тем что электроснабжение во многих сельских районах нестабильно,

² За исключением технологий малых ГЭС, а также солнечных фотоэлементов, которые создают максимальное количество дополнительных рабочих мест на стадиях разработки и строительства и меньшее — на стадиях эксплуатации и обслуживания установки.

с частыми перебоями (ряд отдельных поселений вообще не имеют доступа к электричеству, многие хозяйства не имеют возможности пользоваться водопроводом), обычные бытовые нужды, такие как уборка, стирка, мытье посуды, приготовление пищи, требуют значительных затрат времени и усилий.

Технологии возобновляемой энергетики способны улучшить качество жизни людей в сельских отдаленных районах. Эти технологии являются наиболее эффективным, а часто и единственным средством электрификации отдаленных сельских поселений. Помимо освещения, электричество дает возможность пользоваться электрическими бытовыми приборами (что позволяет сократить временные затраты на реализацию бытовых нужд) и средствами коммуникации (радио, телевидение, телефон, Интернет), дает возможность использовать современное медицинское оборудование, позволяет улучшить водоснабжение и повысить эффективность сельского хозяйства.

Одним из главных экологических преимуществ возобновляемой энергетики является уменьшение выбросов парниковых газов, достигаемое за счет замещения мощностей, работающих на ископаемом топливе.

В России энергетика и ее отрасль электроэнергетика вносят наибольший вклад в общие антропогенные выбросы парниковых газов в России (соответственно 60 и 25%). Основная доля выбросов связана со сжиганием добываемого в России природного топлива (нефти, природного и попутного газа, угля, торфа и горючих сланцев) и продуктов их переработки. К энергетике относятся также летучие выбросы, происходящие при добыче, хранении, транспортировке, пере работке и потреблении нефти, угля и газа, а также выбросы от сжигания топлива в тех случаях, когда энергия сжигания не используется (сжигание попутного газа на нефтепромыслах, сжигание технологических газов различных производств и т. д.).

Большинство систем возобновляемой энергетики вносят вклад в выбросы парниковых газов только в период их изготовления и не выделяют CO₂ (или выделяют незначительное количество) во время их эксплуатации. Системы, работающие на биомассе и геотермальные системы с открытым циклом являются исключением, так как они выделяют парниковые газы в процессе производства энергии. Однако технологии, использующие биомассу, могут рассматриваться как «нейтральные» с точки зрения выбросов углекислого газа, так как все количество выделяемых при сжигании биомассы парниковых газов равно тому их количеству, которое было поглощено в процессе жизнедеятель-

ности растений. Выбросы парниковых газов при работе геотермальной установки с открытым циклом в десятки раз меньше выбросов при производстве того же количества энергии с использованием традиционного топлива.

Концентрация в атмосфере вредных веществ максимальна в крупных городах с высокой плотностью населения. Это отрицательно влияет на здоровье населения (особенно детей), большая часть которого проживает как раз в больших и средних городах.

Таким образом, использование ВИЭ для производства энергии способствует развитию собственной базы высокотехнологичного машиностроения и созданию новых рабочих мест в регионах России. Увеличение использования технологий возобновляемой энергетики в России могло бы способствовать снижению безработицы, улучшению условий жизни, прекращению оттока населения из сельской местности, северных и восточных районов страны. Развитие возобновляемой энергетики приводит к снижению уровня деградации окружающей среды и улучшению состояния здоровья и благополучия населения.

Необходимость преодоления отставания в масштабном освоении возобновляемых источников энергии является политической задачей и диктуется стремлением России поддерживать статус мировой державы, играть важную роль в решении мировых энергетических проблем.

6.3. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в России

В настоящее время доля ВИЭ в общей выработке электроэнергии в стране крайне мала (около 0,9%), несмотря на то что Россия обладает их колоссальными ресурсами. Статистика производства тепла из ВИЭ отсутствует, однако, согласно экспертным оценкам, тепло от ВИЭ составляет 4 % общего производства тепла в России.

Технический потенциал ВИЭ (без учета потенциала больших рек) оценивается в 24 млрд т у. т./год, что более чем в 20 раз превышает ежегодное внутреннее потребление первичных энергоресурсов в стране. Экономический потенциал ВИЭ зависит от существующих экономических условий; стоимости, наличия и качества запасов ископаемых топливно-энергетических ресурсов; цен на электрическую и тепловую энергию в стране и регионах; регионального распределения технического потенциала и других региональных особенностей и т. д. Указанный потенциал меняется во времени и должен специально оцениваться в ходе подготовки и реализации конкретных программ и про-

ектов по развитию возобновляемой энергетики. На сегодняшний день он составляет порядка 300 млн т у. т./год (это 30 % ежегодного потребления первичных энергоресурсов в России).

Столь незначительная на настоящий момент роль возобновляемых источников в энергетике страны объясняется рядом факторов, в числе которых: высокие капитальные затраты на строительство объектов возобновляемой энергетики, отсутствие конкретных финансовых механизмов государственной поддержки, низкая квалификация кадров, а также недостаток надежной информации о доступности и экономических возможностях возобновляемой энергетики, который испытывают общественность, деловые круги и правительство.

Изобилие запасов горючих ископаемых наряду с избыточной генерирующей мощностью в электроэнергетике часто указываются в качестве других сдерживающих факторов развития возобновляемой энергетики в России.

В настоящее время в России можно найти достаточное количество сфер применения, где ВИЭ можно использовать эффективно. Сочетание богатых российских ресурсов возобновляемой энергии и существующих на сегодняшний день передовых технологий в мире дает определенные преимущества для России при расширении использования ВИЭ. Одна из таких сфер применения — внесетевые поставки электроэнергии и использование местных источников энергии для получения тепла.

Практически во всех регионах России имеется по крайней мере один вид возобновляемых ресурсов, а в большинстве — несколько видов ВИЭ. Это небольшие реки, отходы сельскохозяйственного и лесопромышленного комплексов, запасы торфа, значительные ветровые и солнечные ресурсы, низкопотенциальное тепло Земли. В ряде случаев их эксплуатация является коммерчески более привлекательной по сравнению с использованием ископаемого топлива, если поставки последнего дороги и ненадежны.

Примерно 10 млн жителей России, которые не имеют доступа к электрическим сетям, в настоящее время обслуживаются автономными системами, работающими на дизельном топливе или бензине. Около половины таких установок работает ненадежно, что связано с перебоями в поставках топлива и/или высокими ценами на привозное топливо. В отдаленные районы Крайнего Севера и Дальнего Востока топливо доставляется по железным или автомобильным дорогам, а иногда и вертолетом, а также речным и морским транспортом с ограниченным сроком навигации. Такие поставки ненадежны и дороги.

Внесетевые поставки электроэнергии на базе ВИЭ доказали свою экономическую эффективность во многих странах, они позволяют избежать часто высоких затрат, связанных с прокладкой линий электропередачи. В России было бы эффективно использовать гибридные ветродизельные системы, котельные, работающие на биомассе, и малые гидроэлектростанции, которые могут оказаться конкурентоспособными по сравнению с традиционными технологиями на основе ископаемого топлива.

Для обеспечения населения теплом и горячей водой целесообразно:

- прямое использование геотермальной энергии для обогрева помещений, производства горячей воды, обогрева парников, сушки зерна и т. д. (на Камчатке, Северном Кавказе и в других регионах со значительными геотермальными ресурсами);
- перевод районных котельных, работающих на привозном топливе, на биомассу (отходы сельского хозяйства и лесопромышленного комплекса);
- в южных регионах России эффективное использование солнечных коллекторов.

Особого внимания заслуживают широко распространенные в мире технологии на основе тепловых насосов. Коэффициент преобразования возобновляемой низкопотенциальной теплоты источника в тепло, используемое в системах теплоснабжения, может составлять 4–6 и выше. Источниками низкопотенциальной теплоты могут быть: очищенные воды станций аэрации в крупных городах с температурой 16–22 °С; циркуляционные воды систем охлаждения конденсаторов турбин тэц, ГРЭС и АЭС имеющие круглый год температуру 12–250 °С; теплые шахтные воды выведенных из эксплуатации угольных шахт; геотермальные воды; морская вода Черноморского побережья Кавказа и другие водоемы; наружный воздух, горные породы и грунт; гелиоустановки и аккумуляторы теплоты. Стратегической задачей является освоение на отечественных предприятиях промышленного производства тепловых насосов, нормативно-правовое и нормативно-техническое обеспечение их широкого внедрения в ближайшие годы.

Мировая практика показывает, что объекты возобновляемой энергетики (солнечные фотоэлектрические элементы, малые ветровые турбины и т. д.) показали себя экономически более эффективными, чем традиционные электростанции, и в некоторых секторах промышленного производства: морская и речная навигация, катодная защита трубопроводов и устьев скважин, энергоснабжение морских газовых и нефтяных платформ, энергоснабжение

телекоммуникационных устройств и т.д. Область применения возобновляемой энергетики в мировой промышленности постоянно расширяется, затрагивая все новые направления. Помимо выработки электроэнергии при относительно более низких затратах в специфических условиях, промышленное использование ВИЭ способствует созданию нового рынка возобновляемой энергетики, что стимулирует ускоренное развитие инновационных технологий для нестандартной области применения.

Россия имеет значительный потенциал возобновляемой энергетики в промышленности, однако его использование находится практически на нуле.

В России также целесообразно применение ВИЭ для снижения экологической нагрузки в городах и населенных пунктах со сложной экологической обстановкой, а также в местах массового отдыха и лечения населения, и на особо охраняемых природных территориях

Развитие энергетических технологий на основе ВИЭ должно стать одним из ключевых направлений инновационного развития российского научно-технического комплекса и энергетики.

На сегодняшний день российские технологии в области возобновляемой энергетики по своим рабочим и научно-техническим характеристикам сопоставимы с зарубежными технологиями. Россия обладает колоссальным опытом в строительстве и использовании малых ГЭС (мощностью менее 25 МВт), по уровню развития технологий использования энергии приливов и геотермальных источников опережает страны ЕС и США. По технологиям ветровых турбин, а также солнечных фотоэлементов, тепловых насосов Россия уступает развитым странам Запада.

Большая часть российских технологий находится на стадии научно-технических разработок или демонстрационных объектов, в то время как аналогичные западные технологии уже в той или иной степени используются на коммерческих рынках. За счет этого цены на электроэнергию, производимую на традиционных и возобновляемых источниках, имеют колоссальный разрыв. Поэтому, если России удастся построить жизнеспособный рынок оборудования возобновляемой энергетики на основе имеющегося технического и научного опыта, это даст толчок развитию возобновляемой энергетики в России в широких масштабах.

Среди всех факторов, определяющих развитие возобновляемой энергетики, стоимостной фактор в настоящее время является основополагающим.

Рассмотрим два основных стоимостных показателя, из которых складывается эффективность производства электроэнергии: это капитальные

затраты при строительстве электростанции, работающей на ВИЭ, и себестоимость электроэнергии, производимой такой электростанцией.

На электростанциях на базе традиционных источников энергии удельные капитальные затраты, а также себестоимость производства электроэнергии существенно ниже, чем на электростанциях на базе ВИЭ.

Себестоимость электроэнергии, производимой на ВИЭ, на 92% определяется инвестиционным фактором. Затраты на эксплуатацию установки возобновляемой энергетики значительно ниже, чем при использовании ТЭС или АЭС, а топливная составляющая затрат ВИЭ отсутствует. Издержки производства электроэнергии на ВИЭ не чувствительны к изменению конъюнктуры на рынках энергоносителей.

В то же время доля топливной составляющей в отпускной цене электроэнергии на угле весьма значительна (36%), а на газовых электростанциях она преобладает (64%). Учитывая сложившуюся ситуацию на рынке ископаемого топлива (постоянное удорожание энергоносителей, в особенности нефти), можно ожидать, что с ростом цен на органическое топливо существенно вырастет конкурентоспособность ВИЭ. Себестоимость производимой на ВИЭ электроэнергии вплотную приблизится к себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на традиционных электростанциях. Учитывая более благоприятные экологические характеристики возобновляемой энергетики и другие ее преимущества по отношению к традиционной, в ближайшие годы ожидается рост спроса среди населения развитых стран на «чистую электроэнергию», вследствие чего ВИЭ могут стать полностью конкурентоспособными во многих странах мира.

Понятно и то, что потенциальные инвесторы относятся с неохотой и недопониманием к финансированию развития альтернативной энергетики: зачем вкладывать огромные средства в более дорогие производства, перспективы которых до конца не ясны, если можно инвестировать новый проект ТЭС или АЭС, гарантированно получив от этого прибыль. Однако в истории существовало немало случаев «прорыва» таких отраслей.¹ К тому же примером может служить уже имеющийся опыт ЕС, США и других развитых стран, где при поддержке

¹ Средняя стоимость 1 кВт установленной мощности на американских АЭС вводимых в эксплуатацию в середине 80-х годов, составляла 3500–4000 дол. США, а для атомных энергоблоков, ввод в строй которых ожидается в краткосрочной перспективе, этот показатель (по данным фирм-производителей) не будет превышать 1500 дол. США/кВт.

государства инвестирование таких проектов является прибыльным.

Стоит отметить, что в странах Западной Европы и в некоторых штатах США отдельные виды ВИЭ уже сегодня достигли уровня полной конкурентоспособности по сравнению с традиционными видами топлива. В результате осуществления крупномасштабных проектов, технологических усовершенствований и внедрения более эффективных способов производства себестоимость вырабатываемой на ветровых установках электроэнергии в настоящее время снизилась до 4 евро-центов за 1 кВт·ч.

Стоимость электроэнергии, производимой с использованием ВИЭ, в России значительно выше, чем в странах с высоким уровнем развития возобновляемой энергетики. Об этом свидетельствует рис. 6.3. При этом разрыв в себестоимости электроэнергии, вырабатываемой в нашей стране на ВИЭ и на ископаемом топливе, значительно больше, чем аналогичный показатель в Западной Европе и США.

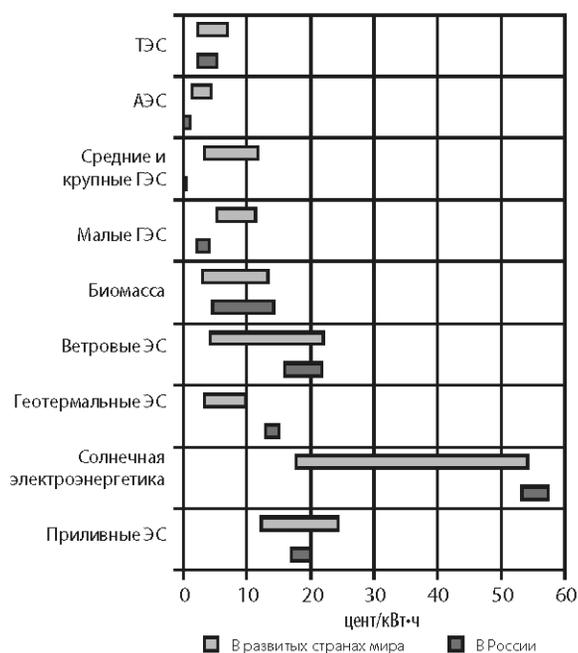


Рис. 6.3. Себестоимость производства электроэнергии в развитых странах мира и в России (2007 г.)

Источники: МЭА ЗАО «АПБЭ», ОАО «РусГидро».

6.4. Примеры лучших практик ВИЭ в России

Правительством РФ заданы высокие темпы развития возобновляемой энергетики: доля ВИЭ в производстве электроэнергии в стране должна увеличиться с 0,9 до 4,5% в 2020 г. Возобновляемая

энергетика пока затратный проект, но необходимый в современных условиях.

Возобновляемая энергетика нуждается в государственной поддержке, а поскольку производство электроэнергии и тепла практически полностью находится в частных руках, реализация проектов в области возобновляемой энергетики должна осуществляться на принципах государственно-частного партнерства.

В России работает несколько объектов возобновляемой энергетики, которые могли бы служить технической основой дальнейшего развития отрасли.

В стране с 1968 г. действует Кислогубская приливная электростанция (ПЭС) на Кольском полуострове мощностью 0,4 МВт. Строительство ПЭС и ее опытная эксплуатация позволили определить и отработать основные направления научно-технического прогресса в приливной энергетике (вставка 6.1).

Вставка 6.1. Приливные электростанции

Капитальные затраты при строительстве ПЭС в значительной степени определяются стоимостью плотины. При сооружении Кислогубской ПЭС впервые в мире использован наплавной метод создания плотины. Секции плотины из железобетонных конструкций изготавливаются на берегу и буксируются к месту установки по морю. Это дает существенную экономию капитальных вложений. Этот метод признан в мире как наиболее эффективный способ при строительстве плотин ПЭС.

Другой параметр, определяющий затраты на строительство ПЭС — это гидротурбинное оборудование. На Кислогубской ПЭС работает ортогональный агрегат. Ось вращения гидротурбины перпендикулярна потоку. Вне зависимости от направления движения воды (прилив или отлив), турбина всегда вращается в одну и ту же сторону.

Благодаря простоте конструкции и меньшей металлоемкости удалось сократить затраты и сроки изготовления и монтажа гидросилового оборудования почти в 2 раза.

В дальнейшем технологии и конструкции, отрабатанные на Кислогубской ПЭС, будут применены при создании перспективных ПЭС (Северной — в губе Долгой, Мезенской и Тугурской ПЭС).

В области геотермальной энергетики Россия также обладает значительным опытом, технологиями и собственным оборудованием.

В 1999 г. была пущена в эксплуатацию Верхне-Мутновская геотермальная электростанция (ГеоЭС) мощностью 12 МВт. Главным достоинством этой опытно-промышленной электростанции является

то, что тепловая схема ГеоЭС позволяет реализовать экологически чистое использование геотермального теплоносителя, исключая его прямой контакт с окружающей средой, за счет применения воздушных конденсаторов и системы 100%-ной закачки геотермального теплоносителя в землю.

На станции использована блочно-модульная концепция строительства ГеоТЭС. Блоки (модули) турбогенераторов, электротехнического оборудования, пульт управления полностью в собранном виде с завода-изготовителя поставлены на строительную площадку. Это позволило в очень короткие сроки собрать электростанцию и привести ее в готовность в сложных климатических условиях.

На станции используются высокоэффективные технологии удаления воды и примесей, содержащихся в геотермальном теплоносителе. Благодаря этому достигается высокое качество подготовки пара для его использования на турбине (содержание влаги на выходе из сепаратора не превышает 0,1%). Попадание геотермальных газов в атмосферу сводится до минимума, таким образом реализована концепция экологически чистой станции.

Большой интерес представляют собой ГеоЭС с бинарным циклом (вставка 6.2).

Вставка 6.2. Геотермальные электростанции

Большинство геотермальных районов содержат воду умеренных температур (ниже 2000 °С). На электростанциях с бинарным циклом производства эта вода используется для получения энергии. Горячая геотермальная вода и другая дополнительная жидкость с более низкой точкой кипения, чем у воды, пропускаются через теплообменник. Тепло геотермальной воды выпаривает вторую жидкость, пары которой приводят в действие турбины. Так как это замкнутая система, выбросы в атмосферу практически отсутствуют. Воды умеренной температуры являются наиболее распространенным геотермальным ресурсом, поэтому большинство геотермальных электростанций будущего будут работать на этом принципе.

Проект создания бинарного энергоблока реализуется на Паужетской ГеоЭС. В проекте используются уникальные отечественные разработки и уникальное низкокипящее рабочее тело марки R-134a, которое помимо повышенного КПД имеет практически нулевую пожароопасность, взрывоопасность и токсичность.

Создание и строительство геотермальных станций позволило решить ряд практических и научных

задач. В настоящее время геотермальные электростанции обеспечивают до 30% энергопотребления центрального Камчатского энергоузла. Это позволяет значительно ослабить зависимость полуострова от дорогостоящего привозного мазута.

6.5. Продвижение вперед. Нормативно-правовые и финансовые механизмы поддержки развития возобновляемой энергетики в России

В ответ на глобальный вызов многие развитые страны приняли программы поэтапного увеличения доли ВИЭ в энергетическом балансе в долгосрочной перспективе и законы, обеспечивающие поддержку их реализации.

23 января 2008 г. Еврокомиссия выдвинула план на 2020 г. по снижению уровня выбросов CO₂ в атмосферу за счет рационального и полномасштабного использования ВИЭ. Указанные предложения ставят перед Европейским союзом следующие задачи к 2020 г.:

- обязательная выработка 20% общей выработки стран ЕС с использованием ВИЭ;
- снижение уровня выбросов CO₂ на 20%;
- обязательное использование биотоплива в размере 10% общего потребления энергии.

В течение последних нескольких лет Правительство России уделяет большое внимание развитию возобновляемой энергетики. В ноябре 2007 г. Президент Российской Федерации В.В. Путин подписал Федеральный закон «Об электроэнергетике» (в редакции 250-ФЗ), в котором введено понятие ВИЭ, а также обозначены основные меры поддержки и развития возобновляемой энергетики.

В развитие Федерального закона разработан комплект нормативно-правовых актов, направленных на поддержку возобновляемой энергетики. А первым документом Правительства РФ, подписанным в 2009 г., стало Распоряжение «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2020 г.», которым утверждены целевые показатели объема производства электрической энергии с использованием ВИЭ. Эти показатели устанавливают темп развития ВИЭ в России и предусматривают увеличение их доли ВИЭ в общем производстве электроэнергии в 5 раз — до 4,5% в 2020 г.

Это очень оптимистичные цифры для России, так как для решения поставленной задачи необходимо к 2020 г. ввести 22 ГВт новых мощностей (это составляет примерно две трети суммарной мощ-

ности всех ТЭС, работающих в Центральном Федеральном округе). Однако если сравнивать с Западной Европой, то цифра не столь велика: в одной только Германии установленная мощность всех ветроустановок в 2007 г. составила более 22 ГВт.

Целевые показатели также заложены в Концепцию долгосрочного социально-экономического развития России до 2020 г. Концепция предусматривает расширение производства электроэнергии на основе ВИЭ (без учета ГЭС мощностью более 25 МВт) с 8,0 млрд кВт·ч. В 2008 г. до 80 млрд кВт·ч в 2020 г.

В настоящее время принята Энергетическая стратегия России до 2030 г. В данный документ включен целевой ориентир по выработке электроэнергии на ВИЭ в 2030 г. в объеме не менее 80–100 млрд кВт·ч.

Несмотря на высокую активность правительства и других заинтересованных лиц, за последние несколько лет в нашей стране не произошло никаких значительных изменений в развитии возобновляемой энергетики. Причиной стагнации является задержка принятия ряда подзаконных актов, определяющих конкретные механизмы стимулирования возобновляемой энергетики. К данным механизмам относятся, в первую очередь, применение надбавок для определения цены реализации энергии ВИЭ, компенсация стоимости технологического присоединения к электросетям для генерирующих объектов ВИЭ и другие меры.

Достижение прогнозных показателей по производству электроэнергии с использованием ВИЭ является главной целью разработки и совершенствования нормативно-правовой базы России по возобновляемой энергетике.

Для реализации поставленных задач Россия должна разработать комплексную государственную политику, направленную на развитие использования ВИЭ, а также конкретные практические шаги, обеспечивающие ее реализацию.

6.6. Выводы

Энергетика на ВИЭ пока не может полностью заменить традиционную энергетику России (государства — одного из крупнейших обладателей топливных энергетических ресурсов в мире), но, выбирая для каждой местности оптимальное сочетание возобновляемых (и традиционных) источников энергии, можно улучшить социальную, экономическую и экологическую ситуацию в целом в стране.

Для развития возобновляемой энергетики в России, как и во многих других странах, необходима активная поддержка отрасли государством, по крайней мере на начальном этапе ее развития.

Однако для стимулирования развития возобновляемой энергетики в России недостаточно ее прямой поддержки. Необходима комплексная система сдерживания выбросов CO₂, повышения энергоэффективности и расширения использования ВИЭ.

Целевые показатели по доле ВИЭ в топливно-энергетическом балансе, энергосбережению (повышению энергоэффективности) и сокращению эмиссии CO₂ необходимо устанавливать совместно и взаимоувязанно. Только в этом случае Россия получит сильный, дифференцированный и эффективный топливно-энергетический комплекс.

Поддержка государства, безусловно, имеет приоритетное значение в развитии возобновляемой энергетики в нашей стране, однако определяющую роль должно играть и само общество. Осознание того, хотим ли мы видеть окружающую нас среду чистой, а близких здоровыми, является основополагающим мотивом развития чистой энергетики. «Все великое зависит от малого», поэтому от каждого из нас зависит будущее нашей страны, а переход к экологически устойчивому будущему нужно начинать с воспитания детей, с прививания им чувства ответственности за окружающий их мир.

Вставка 6.3. Перспективы атомной энергетики¹

Атомная энергетика не относится к возобновляемым энергетическим ресурсам. Тем не менее, ее часто рассматривают как альтернативу традиционной энергетике, базирующейся на углеводородных ресурсах. Интересы экономического развития, обострение ситуации на рынках энергоресурсов, глобальное изменение климата и многие другие проблемы привели к «ренессансу» атомной энергетики в мире. Так, Президент России Д. А. Медведев в связи с глобальным изменением климата отметил в своем блоге, что «принято решение о поэтапном увеличении доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе страны. Доля атомной энергии будет увеличена к 2030 г. на 25 %².

Главный урок — безопасность. В 70-е годы казалось, что ничто не сможет остановить стремитель-

¹ Авторы вставки Р. В. Арутюнян, доктор физ.-мат. наук, профессор, первый заместитель директора, И. Л. Абалкина, канд. экон. наук, с.н.с. Лаборатории системного анализа (Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН).

² www.kremlin.ru

ный рост мировой атомной энергетики. Прогнозы исходили из того, что в 1990 г. установленная мощность АЭС в СССР составит 110 ГВт, а в мире — более 1000 ГВт (из которых 530 ГВт придется на США)¹. Программа развития атомной энергетики, принятая в СССР в 1980 г., предусматривала доведение суммарной установленной мощности АЭС до 100 ГВт В 1990 г. Это поступательное движение прервалось двумя тяжелыми авариями — на АЭС Три-Майл-Айленд (США) в 1979 г. и на Чернобыльской АЭС (СССР) в 1986 г.

В результате к 1990 г. не только не оправдались прогнозы роста, но и были поставлены под сомнение перспективы ее дальнейшего развития. Отдельные страны принимали решения о свертывании атомной энергетики, другие — об отказе от строительства новых блоков.

Жизнь оказалась сложнее. И дело здесь не только в том, что многие страны просто не смогли отказаться от АЭС из-за высокой доли в производстве электроэнергии, но и в том, что кризис в конечном счете пошел на пользу отрасли. Она смогла извлечь нужные уроки из тяжелого опыта и сменить парадигму — на первый план вышла безопасность как неперемное условие функционирования и развития отрасли и ее приемлемости в глазах общества.

Было много сделано:

- вложены огромные средства в программы повышения безопасности и модернизации реакторов первого поколения;
- стал рассматриваться весь жизненный цикл атомной энергетики, включая вывод из эксплуатации и обращение с отходами;
- требования к безопасности стали предметом не только национального, но и международного регулирования.

За эти годы существенные изменения претерпели экономические показатели АЭС. Ранее несомненным преимуществом атомных энергоблоков были более низкие издержки, связанные с топливной составляющей, по сравнению со станциями, работающими на органическом топливе. Когда цены на нефть стабилизировались, резко возросшие затраты на безопасность в атомной энергетике в значительной мере «съели» конкурентное преимущество в виде более низкой топливной составляющей. С другими производителями электроэнергии пришлось конкурировать «на равных», имея при этом в качестве «груза» еще и негативный общественный фон.

¹ **Ядерная энергия.** Экспертные оценки развития. Курчатовский институт, 1949–2008 годы. М.: ИздАТ, 2008, с. 29.

На протяжении десятка лет мировая атомная энергетика пыталась адаптироваться к новым реалиям, обрести свое лицо и найти точки роста. Это стало приносить свои плоды. Если еще несколько лет назад новые АЭС были востребованы в основном в странах с быстро развивающейся экономикой — Китае, Индии, то сегодня на пороге атомного «ренессанса» стоят и развитые страны.

Заметную роль в переосмыслении роли АЭС сыграли новые экологические приоритеты: изза проблемы глобального изменения климата простое наращивание мощностей тепловой энергетики стало менее приемлемым, по крайней мере, в европейских странах. Свой вклад вносит и напряженная ситуация на рынке органического топлива, сложившаяся в последние годы.

Атомная энергетика сегодня — это 17% производства электроэнергии в мире и 372 ГВт установленной мощности, из которых более половины приходится на три страны — США, Францию и Японию (100, 63 и 47 ГВт соответственно). Масштабы нового строительства пока относительно скромны, но заявленные планы развития весьма амбициозны. Только Китай, имеющий АЭС установленной мощностью 9 ГВт, поставил цель нарастить мощности до 40 ГВт К 2020 г. и сейчас рассматривает возможность увеличения до 70 ГВт к этому сроку.

Проблемы наследия. Задачи, которые сегодня приходится решать, связаны не только с будущим, но и с прошлым. Основные ядерные державы, прежде всего США и Россия, имеют тяжелый груз «ядерного» наследия — последствий оборонной деятельности в годы гонки вооружений. К «наследию» собственно атомной энергетики можно отнести вопросы обращения с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ) и радиоактивными отходами (РАО). Практически до 1980-х годов повсеместно использовалась практика отложенных решений — происходило накопление ОЯТ и РАО, но вопросы их окончательной изоляции не были решены ни организационно, ни технически, ни экономически.

За прошедшие годы многие страны приняли соответствующее законодательство, внедрили финансовые механизмы и стали реализовывать программы строительства объектов по обращению с ОЯТ и РАО. Сегодня этим вопросам уделяется первостепенное внимание не только в национальном законодательстве. Соответствующие обязательства вытекают из положений «Объединенной конвенции о безопасности обращения с отработавшим топливом и о безопасности обращения с радиоактивными отходами» (принята в г. Вене 5 сентября 1997 г. на дипломатической конференции Между-

народного агентства по атомной энергии). Россия ратифицировала Конвенцию в 2005 г.

В России практические мероприятия в области «наследия» реализуются в рамках Федеральной целевой программы (ФЦП) «Обеспечение ядерной и радиационной безопасности на 2008 год и на период до 2015 года», которой предусмотрено создание инфраструктуры обращения с РАО и ОЯТ тепловых реакторов. Наряду с этим идет развитие законодательных подходов. Важное место должен занять Федеральный закон «Об обращении с радиоактивными отходами», проект которого находится в Госдуме. Его основная цель — создание финансовых механизмов долгосрочного обращения с РАО, а также регистрация всех имеющихся отходов, мест и условий их размещения для принятия решений о дальнейшем обращении с ними.

Долгосрочные вызовы. Проекты современных реакторов предусматривают достаточно длительные сроки эксплуатации — 50–60 лет. Однако заглядывать приходится гораздо дальше. Ведь сегодня необходимо учитывать этапы всего жизненного цикла, включая вывод из эксплуатации, который будет иметь место после окончания работы, сооружение объектов инфраструктуры для безопасного обращения с РАО, создание элементов замкнутого топливного цикла, а также системы финансового обеспечения этой деятельности на годы вперед.

Атомная энергетика — наукоемкая и высокотехнологичная отрасль. Производство электроэнергии с использованием реакторов на тепловых нейтронах освоено в промышленном масштабе, и в этом смысле можно сказать, что это «старая» технология, хотя она и относится к области высоких. И ее дальнейшее усовершенствование, прежде всего оптимизация экономических и технологических параметров, имеет свои ограничения. Топливный «резерв» реакторов на тепловых нейтронах определяется запасами урана-235, а они в значительной мере ограничены. Такие реакторы используют менее 1% урана, и, как следствие, на «выходе» имеется значительный объем неиспользованного ОЯТ. Обращение с ОЯТ в технологии тепловых АЭС значительно «удорожает» заключительный этап топливного цикла, а с ним и цикл в целом.

Решая задачи развития в среднесрочном плане, атомная энергетика должна уже сегодня думать и о своих долгосрочных перспективах. Дело в том, что в этой отрасли разработка и промышленное освоение новой технологии идет длительное время и может потребовать нескольких десятилетий. Фактически эта задача решается на протяжении жизни нескольких поколений. И вряд ли кто-то может с уверенностью сказать, какая именно из технологи-

ческих идей или наработок окажется наиболее перспективной и востребованной десятки лет спустя.

Курс — на развитие. Для того чтобы Россия могла сохранить достигнутый уровень выработки электроэнергии, требуется вводить новые мощности взамен выбывающих. Сегодня, например, 40% установленной мощности тепловых электростанций — это устаревшее оборудование. К 2020 г. уже 57% действующих тепловых электростанций отработают свой ресурс.

Российская атомная энергетика — это 31 энергоблок установленной мощностью 23 ГВт и 16% электроэнергии, вырабатываемой в стране. Ее доля в производстве электроэнергии в европейской части страны почти в 2 раза выше — 30%. Проектный срок службы, который закладывался при строительстве энергоблоков, 30 лет. Хотя он рассчитан с большим запасом и может быть сегодня продлен на 10–20 лет, строительство новых энергоблоков необходимо просто потому, что старые будут выводиться из эксплуатации.

Однако страна не может обречь себя на нулевое развитие, а без энергетика экономический рост невозможен. Чтобы обеспечить будущий рост, решения в области электроэнергетики необходимо принимать и реализовывать задолго до того, как такие потребности возникнут. Новые объекты не могут быть созданы немедленно и с нуля по чисто техническим причинам, не говоря уже про все остальные. Например, в атомной энергетике 5–6 лет — это минимальный срок сооружения нового энергоблока при условии, что исследовательские и подготовительные работы на площадке уже выполнены, а на это могут уйти годы. Поэтому тот облик, который может приобрести российская атомная энергетика через 10–20 лет, уже во многом определен вчерашними и сегодняшними решениями.

Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. разработана на основе различных базовых сценариев социально-экономического развития страны. Официальная энергетическая стратегия страны исходит из необходимости оптимизации топливно-энергетического баланса и предусматривает, что увеличение потребности экономики страны в электроэнергии целесообразно в значительной степени покрывать за счет атомной энергетика (в основном в европейской части). Выработка электроэнергии на АЭС должна возрасти со 130 млрд кВт·ч в 2000 г. до 300 млрд кВт·ч в 2020 г. при оптимистическом и благоприятном сценариях и до 230 млрд кВт·ч — при умеренном. При этом мощность атомных станций практически удвоится, а доля атомной энергетика в производстве электроэнергии увеличится до 23%.

Одним из основных принципов, заложенных в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г., является предельно возможное развитие доли не использующих органическое топливо источников электроэнергии — атомных и гидроэлектростанций.

Планы развития атомной энергетики были бы невозможны без следующих предпосылок:

- конструктивно-технологической готовности;
- достигнутого уровня безопасности в отрасли;
- некоторых экологических преимуществ АЭС перед энергетикой на органическом топливе.

В настоящее время Россия строит девять блоков АЭС в стране и за рубежом. Основой развития атомной энергетики в ближайшее десятилетие будет новый типовой серийный энергоблок с реакторной установкой типа ВВЭР-1200 (АЭС-2006).

Новая технологическая платформа. В числе пяти приоритетов технологического развития российский президент Дмитрий Медведев назвал сохранение и поднятие на новый качественный уровень ядерных технологий¹. Благодаря широкомасштабным исследованиям, проводившимся в предыдущие годы, Россия имеет высокую степень готовности к созданию новой технологической платформы атомной энергетики.

Новая технологическая платформа атомной энергетики должна отвечать нескольким ключевым требованиям. Это:

- безопасность технологий;
- их конкурентоспособность;
- неограниченность топливных ресурсов;
- экологичность;
- решение задач нераспространения.

Таким комплексным требованиям отвечают новые реакторные технологии на основе быстрых реакторов в замкнутом топливном цикле.

Быстрые реакторы, или реакторы на быстрых нейтронах, одно из стратегических инновационных направлений в атомной энергетике. Наиболее продвинулись в разработках этой технологии пять стран — кроме нас, это Франция, Япония, Индия и Китай. Промышленный опыт этой технологии уже есть, и Россия здесь безусловный лидер. Белоярская АЭС — первая в мире и единственная действующая станция, на которой используется реактор на быстрых нейтронах БН-600. Следующий этап развития этой технологии — реактор БН-600, строительство которого ведется на станции в настоящее время. Он сконструирован таким образом, чтобы можно было использовать его для работы на смешанном уран-плутониевом оксидном топливе (МОКС-топливо),

сырьем для которого может служить плутоний, нарабатываемый в реакторах на тепловых нейтронах. Сооружение завода по производству МОКС-топлива идет параллельно со строительством реактора БН-800, планируется, что они должны быть запущены в 2014 г.

Идея МОКС-топлива не нова, это топливо в настоящее время используется на АЭС ряда европейских стран, прежде всего во Франции. Преимущество этой технологии состоит в использовании более энергоемкого плутония и одновременном решении вопроса с его утилизацией.

Быстрые реакторы дают возможность воспроизводства топлива и его многократной рециркуляции. Это основа замкнутого топливного цикла, позволяющего решить два принципиальных вопроса:

- обеспечения атомной энергетики топливом на длительную перспективу;
- снижения количества удаляемого ОЯТ и соответствующих затрат на обращение.

Однако быстрые реакторы с натриевым теплоносителем — не единственное инновационное направление. Также разрабатываются конструкции быстрых реакторов с использованием тяжелых жидких металлов (свинца и свинца-висмута). Здесь важна не только технология, но и сфера ее применения. Современные АЭС — это очень крупные объекты, а реакторы с тяжелыми металлами — это также проекты для малой и средней энергетики, которые могут быть использованы в труднодоступных районах или же там, где нет потребностей в строительстве крупных энергетических объектов. Также в настоящее время прорабатываются альтернативные технологии топлива для быстрых реакторов, рассматриваются проекты использования ядерных реакторов для «неэлектрических» целей, например, для опреснения воды.

Диверсификация исследований и создание широкого спектра реакторных и топливных технологий, находящихся на различных этапах своего освоения, — это неременное условие поддержания инновационного потенциала отрасли. Именно на решение этих задач направлена Федеральная целевая программа «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010–2015 годов и на перспективу до 2020 года». Целью ФЦП является создание новой технологической платформы ядерной энергетики на базе замкнутого ядерного топливного цикла с быстрыми ректорами для атомных электростанций, обеспечивающей потребности страны в энергоресурсах и повышение эффективности использования природного урана и отработавшего ядерного топлива.

¹ Дмитрий Медведев. «Россия, вперед!». 10.09.09

Кадровый потенциал — вызов времени. Атомный «ренессанс» со всей остротой поставил перед ведущими странами вопрос о сохранении и развитии человеческого потенциала отрасли. В годы стагнации негативный общественный фон и весьма туманные перспективы в будущем обусловили тот факт, что работа в атомной науке, энергетике и промышленности перестала считаться престижной и привлекательной сферой деятельности. По сути, атомная энергетика за это время потеряла целое поколение молодых специалистов, которые не пришли в отрасль.

Практически все страны в той или иной мере ощутили этот «провал» и активно занялись программами подготовки и привлечения кадров, а такие страны как Китай и Индия сумели за последние годы значительно увеличить кадровый потенциал в этой области. Россия также испытала на себе все последствия стагнации отрасли, к которым добавилось сокращение оборонных и исследовательских программ. Свою, безусловно негативную, роль сыграли и кризисные 90-е годы. Падение интереса к инженерной профессии как таковой привело к ситуации, в которой многие российские отрасли, не только атомная, сейчас живут «старыми» кадрами. Вместе с тем, и задача строительства новых АЭС, и реализация новой технологической платформы ставят в качестве приоритетного вопроса кадровое обеспечение отрасли на длительную перспективу.

В этих условиях наращивание кадрового потенциала стало сейчас неотложной и критической задачей. Передача знаний и навыков от одного поколения специалистов другому является неременным условием сохранения и развития высокотехнологичной отрасли. Фактически, если упустить время и пустить процесс на самотек, то передавать знания молодежи будет практически некому. Поэтому сегодня в центре внимания отрасли — вопросы ядерного образования и подготовки кадров, а также создания системы при-

влечения и закрепления молодежи в организациях отрасли, обеспечения профессионального и социального развития специалистов, приходящих в отрасль.

Заключение. Технологическим локомотивом мировой атомной энергетики являются несколько стран из элиты «ядерного клуба», которым под силу вести обширные научные исследования и реализовывать демонстрационные проекты в этой области. Фактически это те страны, которые сегодня присутствуют на мировом рынке ядерных технологий. Беря на себя бремя соответствующих расходов, они во многом определяют пути развития атомной энергетики для всех остальных.

Сегодня также очевидно, что решение ряда задач просто не под силу одной стране. Поэтому во многих вопросах речь идет о создании эффективной международной кооперации для решения общемировых задач. Яркий пример этому — исследования в области термоядерного синтеза. На повестке дня и создание международных центров по обогащению урана, производству и переработке ядерного топлива. Такие центры позволят укрепить режим нераспространения и, вместе с тем, сохранить открытый доступ для всех стран к технологиям мирного атома.

В России реализуемая сегодня государственная политика в области атомной энергетики носит комплексный характер, обеспечивая решение вопросов наследия, задач развития и создания новой технологической платформы. Россия является одной из немногих стран, которая имеет задел практически по всем направлениям ядерных исследований и может предложить наработки по самому широкому спектру видов атомной деятельности: от производства топлива и его переработки до новых реакторных технологий. Поддерживая и развивая этот инновационный потенциал, Россия может стать лидером по ряду направлений и усилить свое присутствие на мировом рынке ядерных технологий.

Российские разработки для греческой энергетики

ОАО «ЭМАльянс» и компания «Integro LTD» (республика Греция) 01.10.10 подписали договор по реконструкции ТЭС «Керацини» общей установленной мощностью 200 МВт. Стоимость работ по проекту оценивается в 260 тыс. евро. Срок выполнения работ — 8 мес.

В соответствии с условиями договора предполагается поставка подогревателя высокого давления спирального типа, разработанного специалистами ОАО «ЭМАльянс» для энергоблока №8 ТЭС «Керацини». В ходе проведения торгов специалистами ОАО «ЭМАльянс» было предложено заме-

нить действующие подогреватели высокого давления камерного типа подогревателями высокого давления спирального типа российского производства. Заказчик, рассмотрев предложения крупнейших компаний Чехии, Германии, Франции и Италии, признал российские предложения наиболее эффективными.

Необходимо отметить, что оборудование ОАО «ЭМАльянс» ранее уже успешно поставлялось в Грецию для ТЭС «Керацини» (газомазутный котел П-56), ТЭС «Флорина» (ПН-600), ТЭС «Кардия» (ПН-550), ТЭС «Агиос-Димитриос» (ПН-550).

Научно-практическая конференция, посвященная 100-летию со дня рождения П.С.Непорожнего

13 июля 2010 г. состоялась Научно-практическая конференция, посвященная 100-летию со дня рождения выдающегося советского энергетика П. С. Непорожного, который почти четверть века (1962–1985 гг.) возглавлял энергетическую отрасль страны. Под его руководством были реализованы грандиозные программы строительства ГЭС, ТЭС и АЭС в СССР и за рубежом, создана Единая энергетическая система. В конференции приняли участие крупнейшие специалисты-энергетики России и бывших союзных республик.

Ниже мы публикуем выступления председателя Советов ветеранов войны и труда энергетиков А.Н.Семенова и генерального директора ОАО «ЭНИН» им. Г.М. Кржижановского академика РАН Э.П. Волкова

Вступительное слово

А. Н. Семенов, председатель Совета ветеранов энергетики

Уважаемые коллеги, друзья!

Сегодня, проводя научно-практическую конференцию, мы отдаем дань памяти Петру Степановичу Непорожному — министру энергетики и электрификации СССР.

Это имя известно миллионам людей в России и за рубежом, связанным с энергетикой, промышленным развитием страны.

Развитие советской энергетики началось с плана ГОЭЛРО в 1920 г., которым предусматривалось строительство 30 электростанций общей мощностью 1750 тыс. кВт.

Непосредственным участником тех исторических событий был молодой П.С. Непорожный — в 1928 г. он работал бурильщиком на строительстве ДнепроГЭС. Именно участие в строительстве самой крупной в те годы ГЭС на всю жизнь пробудило в Петре Степановиче любовь к энергетике.

После окончания гидроэнергетического факультета Ленинградского института инженеров водного транспорта в 1933 г. он прошел путь от рядового специалиста до руководителя крупных энергетических строек. В разные годы П.С. Непорожный был главным инженером Свирьстроя, Каховской ГЭС, работал в Главгидроэнергострое, Среднеазиатском отделении института «Гидропроект».

В 1953 г. он был назначен главным инженером Днепростроя. Здесь произошла его встреча с Н.С. Хрущевым, который курировал важнейшую стройку страны. Талантливый инженер, уверенный в себе руководитель Днепростроя произвел благоприятное впечатление и был выдвинут Н.С. Хрущевым сначала заместителем председателя Совета Министров Украины, а затем (в 1959 г.) первым заместителем министра строительства электростанций СССР.

С первых же дней работы в Министерстве строительства электростанций П.С. Непорож-

ний предложил и стал продвигать на всех уровнях идею создания единого энергетического хозяйства страны с формированием Единой энергетической системы.

В результате усилий Петра Степановича идея создания единого энергохозяйства была поддержана руководством страны и в 1962 г. было учреждено Министерство энергетики и электрификации СССР во главе с П.С. Непорожным.

Министр в течение короткого времени сформировал «штаб» Министерства, в который вошли выдающиеся энергостроители и эксплуатационники, имевшие огромный опыт работы в отрасли.

Опираясь на труды научно-исследовательских и проектных организаций Министерства, под руководством Петра Степановича был разработан перспективный (до 1970 г.) план развития электроэнергетики.

В результате реализации намеченного плана, энергетика сделала большой качественный рывок. Годовое производство электроэнергии уже к 1965 г. составило 507 млрд кВт·ч, что вдвое больше, чем в 1958 г., а установленная мощность достигла 115 млн кВт (в конце 1958 г. — 54 млн кВт).

За годы его руководства общая генерирующая мощность выросла с 30 млн кВт (в 1960 г.) до 270 млн кВт (в 1984 г.). Практически при нем была создана большая энергетика, которая и в настоящее время — через четверть века — продолжает обеспечивать страну электроэнергией и теплом.

Столь интенсивному развитию отрасли сегодня можно только удивляться. Это произошло во многом потому, что П.С. Непорожный добился понимания у высшего руководства страны в том, что электроэнергетика, чтобы не тормозить рост экономики, должна развиваться опережающими темпами по сравнению с другими отраслями народного хозяйства.

В итоге, несмотря на огромные трудности в стране с капитальными вложениями и материальными ресурсами, Совет Министров СССР, Госплан старались выделять их Минэнерго СССР в первую очередь.

Было развернуто мощное строительство крупных тепловых электростанций с блоками 300, 500 и 800 тыс. кВт.

В крупных городах был взят курс на централизованное теплоснабжение, что позволило избавиться от сотен тысяч мелких котельных, значительно улучшить экологию.

В эти же годы широким фронтом велось сетевое строительство. Линии электропередачи напряжением 220, 330, 500 и 750 кВ сооружались по всей огромной территории страны. В результате протяженность линий напряжением до 110 кВ выросла в 7 раз, а напряжением свыше 220 кВ — в 9 раз.

Петр Степанович был вдохновителем и организатором программы строительства гидроэлектростанций в створах с напорами от 10 до 250 м в самых разнообразных природных условиях. Были построены — каскад Волжско-Камских ГЭС, крупнейшие в мире сибирские станции (Братская, Красноярская, Усть-Илимская, Саяно-Шушенская), в республиках Средней Азии (Нурекская, Токтогульская), на Кавказе — Ингури ГЭС.

Системный подход Петра Степановича к решению проблем проявился и в инициировании создания крупных территориально-промышленных комплексов (Братско-Усть-Илимского, Экибастузского, Канско-Ачинского), как мощных узлов Единой энергосистемы страны. Он, как и наш гениальный Михаил Васильевич Ломоносов, считал, что «богатство земли русской будет прирастать Сибирью».

В качестве примера активного освоения силами Министерства регионов Сибири можно привести создание Братско-Усть-Илимского энергопромышленного комплекса (ТПК).

До создания ТПК на этой территории проживало около 44 тыс. человек, после создания — до 500 тыс. человек.

Вопрос заселения слабо обжитых регионов Восточной Сибири, Дальнего Востока особо обострился после распада Советского Союза, когда этому вопросу практически не уделялось никакого внимания.

Робкие попытки миграционных служб переселить людей в указанные регионы успеха не имеют и носят практически рекламный характер. Такое отношение привело к тому, что почти за 20-летний период численность жителей Дальневосточного федерального округа уменьшилось на 18%, а Сибирского на 5%. Для исправления положения надо использовать все возможности, в частности, и Сам-

мит глав государств входящих в АТЭС, который пройдет во Владивостоке в 2012 г.

Совет ветеранов энергетики считает, что Правительству РФ, Минэнерго РФ следует использовать возможности саммита и пригласить всех его участников к сотрудничеству в строительстве ряда объектов в этом регионе.

Сегодня использование гидропотенциала Сибири и Дальнего Востока не превышает 8%.

На наш взгляд, следует обсудить возможность различных форм участия организации стран-участников встречи в достройке, как незавершенных объектов (таких как Нижне-Бурейская и Нижне-Зейская ГЭС), так и в сооружении новых гидроэлектростанций, например ГЭС Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса в увязке с разработанной программой развития зоны БАМа до 2030 г. и освоения уникальных природных ресурсов, таких как Эльгинское угольное и Удоканское медное месторождения.

Привлечение внимания к гидроэнергетике Дальнего Востока, таких опытных строителей, как китайцы, на наш взгляд, позволило бы не только увеличить приток капиталов в эту отрасль (как отечественных, так и зарубежных), но и способствовало бы прекращению оттока населения из этого важного в стратегическом отношении района. Вопрос не простой, главное не упустить время. А пока ведутся изыскания, проектирование, строительство объектов на острове Русский и во Владивостоке для создания комфортабельного проведения саммита в 2012 г., для чего следует построить более 300 тыс. м² помещений разного назначения.

Я, трижды в разные годы был в Китае, на строительстве самой крупной в мире гидроэлектростанции «Три ущелья», и как гидростроитель отмечу, что китайские строители гидростанций сегодня сильнейшие в мире.

В период руководства П. С. Непорожного Министерство имело очень сильное и маневренное строительное крыло, способное в короткие сроки создать на новом необжитом месте серьезный строительный потенциал. Эти возможности Министерства хорошо понимали в руководстве страны, поручая Минэнерго строить все новые и новые промышленные объекты. К 70-м годам уровень промышленного строительства в Министерстве приблизился к 50%.

В качестве примеров можно привести строительство Министерством Волжского и Камского автозаводов, Надеждинского металлургического комплекса в Норильске, Братского и Усть-Илимского лесопромышленных комплексов, Братского алюминиевого завода, завода «Атоммаш» в г. Волгодонске и других крупнейших промышленных объектов.

Огромный объем промышленного строительства безусловно снижал возможности Министерства по вводу новых энергетических мощностей и Петру Степановичу приходилось затрачивать очень много сил, чтобы переломить эту тенденцию и увеличить темпы ввода объектов электроэнергетики.

Сегодня такой структуры нет. А утвержденная Генеральная схема развития энергетики до 2030 г. требует для своей реализации, освоения более 20 трлн руб.

Совет ветеранов энергетики в данной ситуации считает, что наши крупные энергетические компании, имеющие государственный статус, такие как РусГидро, ФСК ЕЭС, Холдинг МРСК, Интер РАО, ОАО «РАО Энергетические системы Востока» должны озаботиться созданием в своем составе крепких инжиниринговых подразделений, которым можно доверить строительство любого самого сложного объекта. Надо торопиться, не было бы поздно.

Решающее значение в развитии отрасли министр придавал ядерной энергетике. Для обеспечения энергоснабжения Европейской части СССР необходимо было ввести на период до 1990 г. — 100 млн кВт новых мощностей на АЭС.

В период руководства П. С. Непорожного были построены Армянская, Балаковская, Белоярская, Запорожская, Курская, Нововоронежская, Ровенская, Смоленская и другие АЭС. Необходимо отметить, что все оборудование АЭС было отечественным.

Для обеспечения скоростного строительства атомных станций была разработана уникальная технология строительства, примененная впервые на Запорожской АЭС. Ее основу составлял заводской метод изготовления и подготовки укрупненных монтажных блоков массой в сотни тонн, монтируемых затем мощными кранами непосредственно на площадках сооружения реакторных отделений, машинных залов и других сложных объектов.

Как заместитель министра, курирующий в ту пору строительство атомных электростанций, скажу, что принятые достаточно серьезные меры позволили сделать резкий рывок по вводу новых АЭС, в 1983 — 1985 гг. было введено 11 млн кВт — это уже успех.

К сожалению, после Чернобыльской катастрофы и многих лет невнимания к энергетике, сегодня возможности отечественной промышленности не соответствуют требованиям принятой программы строительства АЭС в России. В России в настоящее время в эксплуатации находится 31 энергоблок на десяти АЭС. Их общая установленная мощность составляет 23,2 млн кВт. Одной из важнейших задач является срочное восстанов-

ление завода «Атомаш», который находится в плачевном состоянии.

Как я уже отмечал выше, Петр Степанович активно продвигал в правительстве страны идею создания Единой энергетической системы страны. По его инициативе Госплан СССР в 1965 г. рассмотрел подготовленную Министерством Генеральную схему развития ЕЭС. В результате было получено согласие на строительство ряда важнейших линий электропередачи высокого напряжения. Несмотря на постоянные трудности с финансированием, Минэнерго приступило к строительству в западных районах страны межсистемных ВЛ 330 — 750 кВ и в восточных, включая Сибирь, ВЛ 220 — 500 кВ, что позволило создать ЕЭС страны от западных границ до Забайкалья.

Следует отметить, что общий экономический эффект от создания ЕЭС оценивался снижением капиталовложений в электроэнергетику более чем на 2 млрд руб. (в ценах 1984 г.) и уменьшением ежегодных эксплуатационных затрат на 1 млрд руб. Выигрыш в снижении суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС оценивается порядка 15 млн кВт. В стране не было крупных системных аварий с погашением большого числа потребителей, какие имели место в то время в США, Франции, Канаде и других старанах.

Единая энергосистема страны, до распада СССР, объединяла энергосистемы Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Юга, Урала, Северного Кавказа, Казахстана и Сибири. Подобный уровень интеграции был в то время уникален. По мощности, надежности и маневренности Единой энергосистеме страны не было равных в мире.

Огромный опыт и авторитет советских специалистов-энергетиков завоевали широкое международное признание. Под руководством П. С. Непорожного в 50 странах Европы, Азии, Африки и Латинской Америки было сооружено более 400 объектов — тепловые, атомные и гидравлические электростанции, линии электропередачи и подстанции. Суммарная установленная мощность этих объектов превышает 85 млн кВт, а общая протяженность линий электропередачи — более 30 тыс. км.

Петр Степанович воспитал целую плеяду талантливых соратников, высококвалифицированных специалистов и руководителей. Его роль в подготовке и формировании кадров отрасли огромна.

К концу 70-х годов в системе Минэнерго СССР насчитывалось 42 энергетических и энергостроительных техникума. В них занималось свыше 70 тыс. человек, в 1980 г. на предприятия и стройки было направлено более 10 тыс. молодых специалистов со среднетехническим образованием. В результате

усилий Петра Степановича специалистов энергетического профиля стали готовить в 45 вузах страны. Только в 1980 г. в организации Министерства было направлено более 8 тыс. молодых специалистов с высшим образованием.

Минэнерго СССР принимало самое активное участие в распределении специалистов, обеспечивая им на местах нормальные условия труда и жизни. Это позволяло избегать текучести молодых специалистов, вырастить достойную смену старшему поколению энергетиков.

Бережное отношение к кадрам проявилось и в решении Петра Степановича об учреждении в 1967 г. Совета старейших энергетиков (получившего затем наименование Совет ветеранов войны и труда энергетиков).

Решение о создании Совета старейших было принято министром в связи с тем, что из отрасли по возрасту стали уходить на заслуженный отдых высококвалифицированные специалисты, которые участвовали еще в претворении в жизнь плана ГОЭЛРО и в послевоенном восстановлении электроэнергетики. Бесценные знания этих людей и профессиональный опыт могли еще послужить делу развития отрасли.

Именно поэтому, чтобы задействовать потенциал ветеранов, наш мудрый патриарх — Петр Степанович Непорожный — и создал Совет старейших энергетиков.

В первый состав Совета вошли как действующие руководители Минэнерго, так и ветераны. Несмотря на исключительную занятость, Петр Степанович всегда был душой Совета старейших энергетиков — он возглавлял Совет в течение 32 лет до дня своей кончины.

Совет занимался проработкой наиболее сложных перспективных вопросов развития отрасли

и подготовкой рекомендаций по их решению. Совет давал экспертные оценки проектов крупнейших энергетических объектов, участвовал в разработке Единой энергетической системы страны.

При активном участии Совета была разработана схема размещения электроэнергетических объектов на территории СССР.

Уважаемые коллеги! Совет ветеранов энергетики при поддержке Министерства энергетики России, ОАО «ФСК ЕЭС», Холдинга «МРСК», ОАО «Русгидро», других организаций отрасли подготовил к 100-летию П. С. Непорожного целый ряд мероприятий — разработана и выпущена памятная медаль, завтра, т. е. 14 июля будет открыта мемориальная доска на здании бывшего Минэнерго, подготовлена и издана очень интересная книга воспоминаний ветеранов с названием «П. С. Непорожный и энергетика великой страны».

И сегодня, в память о Петре Степановиче мы проводим эту научно-практическую конференцию. В 20 числах июля торжества, связанные со 100-летием со дня рождения П. С. Непорожного, будут перенесены на Украину, где также разработан целый комплекс встреч, в том числе, на Каховской ГЭС имени П. С. Непорожного и торжества у памятника П. С. Непорожного на родине.

Светлая память о П. С. Непорожном навсегда сохранится в миллионах сердец тех, кто его знал и под его руководством многие десятилетия участвовал в развитии электроэнергетики.

В заключение позвольте мне, от имени президиума Совета ветеранов энергетики, поблагодарить всех за участие в данной конференции и пожелать всем участникам конференции, и особенно молодым поколениям энергетиков, больших творческих успехов и здоровья.

Роль П. С. Непорожного в развитии теплоэнергетики. Новые технологии и модернизация теплоэнергетики

Э. П. Волков, генеральный директор ОАО «ЭНИН им. Г. М. Кржижановского», академик РАН

13 июля 2010 г. мы отмечаем важную в деле развития электроэнергетики страны дату — 100-летие со дня рождения выдающегося энергетика, министра энергетики страны — Петра Степановича Непорожного.

Под его руководством осуществлялся этап интенсивного развития электроэнергетики страны, связанный с проведенной после войны модернизацией отрасли. Была создана Единая электроэнерге-

тическая система страны и, на этой основе, началось поступательное развитие электроэнергетики по всем направлениям. В этот период осуществлялось серийное строительство по новым технологиям и с использованием нового оборудования тепловых электростанций (конденсационные блоки 300, 500 и 800 МВт на сверхкритические параметры пара, теплофикационные блоки мощностью 250 МВт и другие новые энергоустановки), гидроэлектро-

станций (блоки 400, 500 и 640 МВт) и атомных электростанций (блоки по 1000 МВт).

Прошедшее время показало и доказало, что Петр Степанович с задачами государственной важности справился блестяще. Именно под его руководством Минэнерго превратилось в тот штаб, в ту структуру, которая, поняв масштабы и сложность стоящих задач, организовала их решение очень эффективным технологическим, экономическим и административным путем.

Петр Степанович организовал также мощнейший строительно-монтажный комплекс, позволявший быстро и качественно осуществлять все необходимые строительные работы, связанные как с развитием электроэнергетики страны, так и с развитием промышленности и экономики.

Хотелось бы остановиться на роли Петра Степановича Непорожного в развитии теплоэнергетики страны — этого важнейшего сектора электроэнергетики (около 80% производства электроэнергии, включая производство электроэнергии на АЭС).

Только по новой технике были разработаны, доработаны и введены в строй: опытный энергоблок мощностью 100 МВт с котельным агрегатом паропроизводительностью 710 т/ч на суперсверхкритические параметры пара: 31,5 МПа, 650 °С; крупнейший в Европе энергоблок 800 МВт на Славянской ГРЭС; головной теплофикационный энергоблок мощностью 250 МВт на давление 24 МПа на ТЭЦ-22 Мосэнерго; первая опытно-промышленная парогазовая установка ПГУ-200-130 на Невинномысской ГРЭС (между прочим, самая мощная на тот период в мире); первый энергоблок Билибинской АТЭЦ (первая в мире атомная ТЭЦ); первый в мире реактор на быстрых нейтронах БН-600 мощностью 600 МВт и другие передовые образцы энергетической техники, включая современное в тот период вспомогательное энергооборудование.

Если к этому добавить, что в 1967 г. была запущена Паужетская геотермальная электростанция, проведены все работы и пущена в эксплуатацию Крымская солнечная электростанция мощностью 5 МВт, были сооружены в металле две принципиально новые энерготехнологические установки по переработке угля (Красноярская установка ЭТХ-175) и сланца (Эстонская установка УТТ-3000), позволяющие производить искусственную нефть и опередившие по использованным технологиям весь мир (что остается в силе до сих пор), широким фронтом велись работы по принципиально новому методу получения электроэнергии — МГД-методу, который потребовал исследования многих физических процессов при предельных для теплоэнергетики температурах, станет ясным весь огромный

охват всех направлений теплоэнергетики, высокое научное содержание этих работ, технологическое совершенство, вся мощь и потрясающая работоспособность Минэнерго и министра энергетики Петра Степановича Непорожного. Даже сейчас, когда это все известно, поражает многонацеленность и результативность работы громадного коллектива людей электроэнергетического комплекса.

В это время были разработаны и изготовлены и прекрасные газовые турбины ГТ-25 (чуть раньше), и ГТ-100 (самая крупная и современная в Европе газовая турбина). Электроэнергетика СССР работала на технологиях и энергооборудовании, которое ни в чем не уступало мировым образцам, а с использованием сверхкритических параметров, ультравысоких напряжений и работой в Единой энергосистеме мы опережали все страны мира, включая и наиболее развитые.

Как дела обстоят в настоящее время? Какие стоят задачи и как их решать? Сегодня ситуация похожа на ту, которая складывалась в преддверии разработки плана ГОЭЛРО. Конечно на другом уровне, конечно, другие проблемы, но очень много похожего. Снова старое, неэффективное оборудование, устаревшие, по сравнению с теми, которые используются в развитых странах мира, технологии, неадекватная времени и развитию техники система управления, большие затруднения в финансировании развития электро- и теплоэнергетики страны.

За годы реформ ухудшились экономические показатели работы отрасли. С 1991 г. более чем в 1,5 раза увеличились относительные потери электроэнергии в электрических сетях на ее транспорт, более чем в 1,5 раза выросла удельная численность персонала в отрасли, более чем в 2,5 раза снизилась эффективность использования капитальных вложений. С 1992 г. по 2006 г. существенно сократился ввод новых и замещающих генерирующих мощностей. На электростанциях России введено немного более 20 тыс. МВт, в среднем около 1400 МВт в год, что значительно (примерно в 5 раз) меньше, чем в 60–80-х годах прошлого столетия.

Существенно выросли в последние годы тарифы на электрическую энергию. Они приблизились к тарифам США и других стран, при том, что цена на природный газ для электростанций в России пока значительно ниже. Вместе с тем, намечается дальнейшее повышение цен на электроэнергию. Помимо этого, произошла негативная деформация структуры тарифов в сторону резкого увеличения сетевой составляющей. В целом можно констатировать, что после распада СССР существенно снизились экономическая эффективность функционирования и темпы развития электроэнергетики в России.

Что делать? Нужна программа модернизации. Но какая она должна быть? Что понимать под модернизацией и как ее проводить? Эти вопросы стоят перед отраслью, и отдельные организации начали над ними работать. В частности, ЭНИН им. Г.М. Кржижановского совместно с Теплоэлектропроектом, Энергосетьпроектом, ВТИ, ВНИПИэнергопромом, НИИПтом, ИСЭМ им. Л.А. Мелентьева и рядом других организаций под руководством Минэнерго начинают работать над программой «Модернизация электроэнергетики России», которая позволила бы к 2025–2030 гг. превратить электроэнергетику России в отрасль адекватную, а по некоторым параметрам превосходящую уровень мировой электроэнергетики на тот же период времени. Это, безусловно, очень сложная, очень комплексная и, вообще говоря, трудно решаемая задача. Но ее необходимо решать.

Модернизация электроэнергетики должна включать не только вывод из эксплуатации старого, физически и морально устаревшего оборудования, реконструкцию низкоэффективного оборудования и замену низкоэффективных технологий на современные, но и создание принципиально нового перспективного оборудования и новых «прорывных» энерготехнологий. Кроме того, исключительное значение приобретает и модернизация Единой энергетической системы страны с оптимальным сочетанием централизованного энергоснабжения от крупных электростанций с мощными блоками (более 200 МВт), соединенными высоковольтными магистральными электрическими сетями напряжением 220 кВ и выше, и энергоснабжения потребителей от локальных энергетических систем с распределенной генерацией.

Комплекс мер по модернизации электроэнергетики является существенной составной частью Генеральной схемы развития электроэнергетики России на период до 2020 г.

При модернизации тепловой энергетики является сектор производства электроэнергии с использованием газа. В настоящее время электроэнергия в этом секторе в нашей стране производится по низкоэкономичному паросиловому циклу (средний КПД производства электроэнергии в стране в этом секторе — 36,5%). Замена технологического цикла на парогазовый дает увеличение КПД производства электроэнергии на 50–60% в зависимости от типа и мощностного ряда оборудования, что приводит к соответствующей экономии газа. По предварительным расчетам средняя годовая экономия газа в рамках данного сектора на уровне 2020 г. составит около 35 млрд м³ в год.

Реконструируются блоки 800 МВт, расположенные в центральной части России (Сургут, Нижневартовск на данном этапе не входят в список по причине дешевого газа), конденсационные

блоки мощностью 150, 200 и 300 МВт и теплофикационные мощностью 250 МВт. Для всех типов оборудования разрабатываются типовые проекты для обеспечения серийного заказа энергомашиностроительным заводам. Это направление модернизации обеспечивается за счет уже имеющихся лицензионных ГТЭ-160 (выпуск ЛМЗ по лицензии фирмы «Сименс»), ГТЭ-110 (разработка Николаевского завода (Украина), выпуск завода «Рыбинские моторы» (при этом необходимо осуществить доводку турбины) и ГТЭ-65 (отечественная разработка ЛМЗ, необходимо осуществить пуск турбины в эксплуатацию на ТЭЦ № 9 и ее доводку).

Кроме модернизации существующих электростанций проводится модернизация крупных котельных путем их перевода в режим когенерации с установкой предвключенных газовых турбин мощностью от 2,5 до 40 МВт в зависимости от тепловой мощности водогрейных котлов. Данная модернизация позволяет дополнительно вырабатывать около 200 млрд кВт·ч электроэнергии на уровне 2020 г. с КПД более 47%.

Важным при модернизации тепловой энергетики является создание нового типа пиковых электростанций с использованием газотурбинных установок для покрытия пиковой части графика нагрузок. Низкая удельная стоимость подобных электростанций (которые могут быть и мобильными) позволяет организовывать работы высокоэффективных установок (атомных, парогазовых и мощных угольных блоков) в стационарном режиме и существенно снизить стоимость производства электроэнергии и увеличить надежность работы оборудования. Кроме того, данные установки могут использоваться для регулирования уровня напряжения в узловых точках ЕНЭС России.

В секторе угольной энергетики главным при модернизации электростанций является реконструкция существующих мощных блоков (более 200 МВт) с повышением КПД от 34–36% до 43–44% (пионерный блок Рефтинская ГРЭС — КПД после не слишком глубокой модернизации равен 41%). Для угольных ТЭЦ ближайшая модернизация будет осуществляться также путем установки котлов с циркулирующим кипящим слоем. Однако в этом сегменте необходима разработка проекта новой современной угольной ТЭЦ с пылеугольным котлом, отвечающей всем современным и перспективным требованиям, включая природоохранные, и разработка ПГУ с внутрицикловой газификацией угля.

Большая часть низкоэкономических установок с параметрами пара перед турбиной 90 ата будут выведены из эксплуатации и заменены современными установками до 2020 г. в соответствии с приоритетами из условий обеспечения надежного

функционирования объединенных энергосистем и имеющихся резервов.

Одновременно с модернизацией газовой теплоэнергетики должен быть проведен комплекс работ по созданию пилотных образцов энергетического инновационного оборудования и разработки современных отечественных технологий при работе электростанций на газе. В первую очередь, речь идет о создании мощной газотурбинной установки (ГТУ 300–350 МВт) с начальной температурой газа 1500–1600 °С, которая позволит наращивать мощности с помощью высокоэкономичных парогазовых установок с КПД более 60%. Необходимо также воссоздать на новой технологической базе установки с суперсверхкритическими параметрами пара (270 ата/610 °С/620 °С и 350 ата 700/720 °С). У нас в стране такие установки работали, начиная с 50-х годов до конца прошлого столетия, однако по существу эта технология на сегодняшний день не существует.

Для твердого топлива актуальна разработка мощной парогазовой установки (600–800 МВт) с внутренней газификацией угля с газовыми турбинами (200–250 МВт).

Особая роль в современной электроэнергетике принадлежит так называемым энерготехнологическим установкам и технологиям. Подобные технологии позволяют, кроме электроэнергии получать из твердого топлива товарные продукты в виде жидкого топлива (искусственная нефть) и калорийного

газа и твердого остатка (полукокс и зола). В идеальном случае такие технологии дают возможность практически полного использования исходного твердого топлива — угля или сланца.

С использованием вышеперечисленных технологий в целом возможна разработка программы модернизации теплоэнергетики, самого крупного сектора электроэнергетики страны.

Вышеназванные разработки позволят при тех же общих условиях существенно увеличить инвестиционную составляющую в тарифе на электроэнергию, дающую возможность устойчиво развивать электроэнергетику на базе новейших технологий и переходить к политике стабилизации тарифов на электроэнергию.

Для таких разработок потребуется проведение широкого круга фундаментальных и прикладных работ в области создания новых материалов и технологий, включая и использование «нанотехнологий», не только для употребления этого слова, а по существу.

Все эти вопросы требуют неординарного подхода, широкого фронта научных работ и серьезного финансирования. Но тот опыт, который нам продемонстрировали наши предшественники и их лидер — Петр Степанович Непорожний — говорит о том, что решение даже сложнейших задач возможно, нужно только также отдаваться делу как они, быть ответственными как они и делать это в память о них.

Развитие ЕНЭС в Томской области

ОАО «ФСК ЕЭС» и Администрация Томской области подписали Соглашение о сотрудничестве по вопросам развития Единой национальной электрической сети на территории региона. Свои подписи под документом поставили губернатор Томской области Виктор Кресс и председатель Правления ОАО «ФСК ЕЭС» Олег Бударгин.

Документ направлен на развитие сотрудничества в вопросах развития ЕНС и повышения эффективности ее функционирования и надежности ЕНЭС на территории Томской области.

По условиям соглашения ОАО «ФСК ЕЭС» в 2010–2017 гг. в рамках нового строительства и реконструкции электросетевых объектов введет на территории региона 1 871 МВ·А трансформаторной мощности (из них объектов нового строительства 1336 МВ·А, реконструкции 535 МВ·А соответственно) и построит 812 км линий электропередачи. Инвестиции Федеральной сетевой компании в развитие электросетевого комплекса Томской области в период с 2010 по 2014 г. составят порядка 17 млрд руб.

В частности, в 2011 г. ОАО «ФСК ЕЭС» приступит к строительству межсистемного транзита 500 кВ Томская — Парабель — Советско-Соснинская — Нижневартовская ГРЭС между Объединенными энергосистемами Урала и Сибири, протяженностью 745 км. Новый межсистемный транзит 500 кВ, окончательный ввод которого намечен на 2016 г., обеспечит возможность перетока электроэнергии между энергосистемами Урала и Сибири и повысит надежность энергоснабжения потребителей Томской области, в том числе нефтегазодобывающих предприятий.

Также в 2014 г. ОАО «ФСК ЕЭС» начнет строительство линии электропередачи 220 кВ Томская — Асино протяженностью 67 км, которая позволит повысить надежность электроснабжения восточных районов Томской области и г. Асино.

Кроме того, соглашением предусмотрена реализация планов компании по внедрению новой техники и инновационных технологических решений.

Как не нужно оценивать надежность микропроцессорных устройств релейной защиты

В. И. Гуревич, начальник сектора Центральной лаборатории электрической компании Израиля, канд. техн. наук

Введение

В соответствии с ГОСТ 27.002-89 [1] надежность трактуется как свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции **в заданных режимах и условиях применения**, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования. Как видно из определения, надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его пребывания может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенное сочетание этих свойств.

Важнейшими показателями надежности являются:

наработка до отказа (*Operating Time To Failure, OTTF*) — наработка объекта от начала эксплуатации до возникновения первого отказа;

наработка между отказами (*Operating Time Between Failures, OTBF*) — наработка объекта от окончания восстановления его работоспособного состояния после отказа до возникновения следующего отказа;

средняя наработка до отказа (*Mean operating Time To Failure, MTTF*) — математическое ожидание наработки объекта до первого отказа;

средняя наработка на отказ или **наработка на отказ** (*Mean operating Time Between Failures, MTBF*) — отношение суммарной наработки восстанавливаемого объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки.

В западной технической литературе используется несколько дополнительных показателей надежности, одним из которых является *Mean Time Between Unit Replacement (MTBUR)* — средняя наработка на отказ сменного элемента. Именно этот показатель и рекомендуется использовать в отраслевом РД 34.35.310-97 [2], хотя он и не предусмотрен в ГОСТ 27.002-89.

Неправильное использование этих понятий и рекламируемые некоторыми авторами попытки ревизии и упрощения руководящих документов в области оценки надежности может привести к серьезным негативным последствиям.

Предлагаемые некоторыми авторами методы оценки надежности

В русскоязычной технической литературе в последнее время появился ряд публикаций, рассматривающих вопросы оценки надежности микропроцессорных устройств релейной защиты (МУРЗ) [3, 4]. В частности, в [3] автором критикуется отраслевой стандарт РД 34.35.310-97 и предлагается в упомянутом выше определении заменить выражение «сменный элемент»:

«В связи с тем, что капитальный ремонт, позволяющий полностью и частично восстановить ресурс, для современных ЦРЗА не производится, наличие в РД [...] характеристики «средний срок службы сменного элемента до капитального ремонта» нельзя признать обоснованным. В современных цифровых устройствах сменной частью является съёмный модуль, как это реализовано во многих изделиях различных предприятий [...], а не какой-либо элемент схемы. Вызвано это, прежде всего, тем, что в условиях эксплуатирующего предприятия при существующих требованиях к оснащению и технологии выполнения ремонта невозможно заменить какой-либо отказавший SMD элемент — резистор, транзистор, микросхему и т.п. Учитывая сказанное, предлагается в РД [...] вместо первой характеристики установить грубую, описывающую надежность блока в целом — средняя наработка блока на отказ $T_{\text{б}}$, а третью характеристику — средний срок службы сменного элемента до капитального ремонта — исключить. При этом предполагается, что средняя наработка сменных модулей на отказ такая же, как средняя наработка блока в целом. Предлагаемый подход к установлению характеристик надежности реализован в документации на многие ЦРЗА».

В этой цитате намешано все: и «сменный элемент», и «блок в целом», и «съёмный модуль». Что есть что понять трудно. Например, в РД не расшифровано определение «сменного элемента». Исходя из обычно человеческой логики, можно предположить, что это какой-то элемент МУРЗ, который можно снять и заменить новым в процессе эксплуатации. Автор [3], понимая, что «SMD элементы — резистор, транзистор, микросхему» невозможно

заменить в процессе эксплуатации, почему-то считает, что составители РД были настолько глупы, что именно эти элементы назвали «съёмными»... То есть он сам придумал проблему и сам же пытается ее решить, рекомендуя «съёмный элемент» заменить «блоком в целом», не объясняя, что он имеет виду под словом «блок», которое может трактоваться и как МУРЗ в целом, и как отдельный его блок.

Из другой публикации того же автора в соавторстве [4] можно сделать вывод о том, что имеется в виду все же МУРЗ в целом, как единый «блок». В этой публикации автор со своим соавтором использует предложенное им же ранее изменение РД так, как будто бы оно уже принято и узаконено. Вместе с тем, следует отметить, что современные тенденции развития МУРЗ опровергают вывод авторов о необходимости изменения существующего Руководящего документа. В [5] показано, что перспективной тенденцией развития современных МУРЗ является продажа их на рынке в виде законченных функциональных модулей, стандартизированных по размерам и присоединениям. Такие конструкции МУРЗ уже существуют. Они поставляются в виде набора печатных плат (функциональных) модулей и корпуса с кросс-платой. Готовый к вводу уставок и функций МУРЗ собирается из таких модулей в течение нескольких минут. Очевидно, что при наличии на рынке таких модулей, не требуется демонтаж и отсылка отказавшего МУРЗ изготовителю. Достаточно лишь заменить «съёмный элемент» на месте. В этой связи, данные, полученные авторами в [4] и относящиеся к целому МУРЗ, сегодня уже не представляют интереса. Кроме того, в этой публикации допущен целый ряд дополнительных «погрешностей» снижающих ее ценность.

Как известно, для оценки надежности используются расчетные и экспериментальные методы, оговоренные в нормативных документах [6, 7]. Ни те, ни другие методы показали авторам непригодными. Первые — из-за отсутствия необходимых данных, вторые — из-за отсутствия денежных средств у компании. И вот, они решают оценивать надежность по результатам так называемой «подконтрольной эксплуатации», не требующей ни знания параметров надежности элементов, используемых в МУРЗ, ни вложения денежных средств на проведение настоящих испытаний на надежность, как того требует стандарт [6]. Используемый авторами метод основан лишь на информации, получаемой ими на основе опросов потребителей. При этом, сам производитель решает, принять ли во внимание тот или иной отказ МУРЗ:

«При всех дальнейших расчетах в случае определения количества претензий учитывались только

замечания по работе блоков, признанные производителем».

Во-первых, совершенно непонятно, как можно учитывать «претензии» потребителей без их классификации и присвоения им весового коэффициента, ведь отказы и повреждения МУРЗ могут быть разных видов и они могут по-разному влиять на способность МУРЗ выполнять те или иные (более важные или менее важные) функции МУРЗ.

Во-вторых, в ситуации, когда потребитель полностью зависим от производителя в вопросе о признании претензий и бесплатном ремонте, какой же потребитель станет выдавать производителю объективную информацию, которая может не понравиться последнему. Но, в таком случае, какова ценность и надежность всей этой информации? Тем не менее, именно на основе этой информации, имеющей весьма сомнительную надежность, авторы строят все свои дальнейшие расчеты и делают все свои выводы.

На этом слабость доводов авторов не исчерпывается. Они рассчитывают «суммарную наработку всей выборки блоков типа А и Б» простым арифметическим суммированием наработки блоков А и наработки блоков Б, хотя это блоки различных типов, имеющие различные интенсивности отказов.

Далее, в своих расчетах авторы принимают допущения, противоречащие не только реальному положению дел:

«При обработке данных учитывалось, что независимо от места установки все цифровые устройства релейной защиты во время эксплуатации находятся в одинаковых условиях в отношении электрических нагрузок на входы и выходы», но также и элементарной логике:

«Превышение уровня нагрузок на входы и выходы сверх номинальных значений происходит всего несколько раз за всё время эксплуатации и поэтому не может оказать воздействия на надёжность изделия. В силу этого при проведении контрольных испытаний на надёжность оказалось возможным учитывать только время наработки изделий и не регистрировать электрические параметры защищаемых установок».

Ведь совершенно очевидно, что условия эксплуатации оказывают очень значительное влияние на интенсивность отказов. Очевидно также, что даже единственный случай «превышения уровня нагрузок на входы и выходы сверх номинальных значений» может привести к необратимому отказу МУРЗ, поэтому предлагаемый авторами подход, при кото-

ром электрические воздействия на объект никак и ничем не регистрируются, в корне ошибочен.

Упрощенчество, предлагаемое авторами, идет вразрез с требованиями стандарта ГОСТ 27.301-95 [8], предусматривающего тщательную идентификацию объектов, надежность которых исследуется. Под идентификацией в этом стандарте понимается информация, включающая данные не только о самом объекте, но и об условиях его эксплуатации:

- назначение, области применения и функции объекта;
- критерии качества функционирования, отказов и предельных состояний, возможные последствия отказов (достижения объектом предельного состояния) объекта;
- структура объекта, состав, взаимодействие и уровни нагруженности входящих в него элементов, возможность перестройки структуры и/или алгоритмов функционирования объекта при отказах отдельных его элементов;
- наличие, виды и способы резервирования, используемые в объекте;
- типовая модель эксплуатации объекта, устанавливающая перечень возможных режимов эксплуатации и выполняемых при этом функций, правила и частоту чередования режимов, продолжительность пребывания объекта в каждом режиме и соответствующие наработки, номенклатуру и параметры нагрузок и внешних воздействий на объект в каждом режиме;
- планируемая система технического обслуживания (ТО) и ремонта объекта, характеризующаяся видами, периодичностью, организационными уровнями, способами выполнения, техническим оснащением и материально-техническим обеспечением работ по его ТО и ремонту.

В погоне за упрощением и удешевлением процедуры авторами полностью проигнорированы эти требования стандарта.

Не выдерживает никакой критики утверждение авторов о том, что:

«Полученные для перечисленных выборок оценки наработки на отказ превысили значение 100 000 ч, что позволяет утверждать следующее: при условиях эксплуатации, соответствующих установленным изготовителем, отличия внешних механических и климатических воздействующих факторов на разных объектах практически не оказывают влияния на значение наработки на отказ рассматриваемых в данной работе устройств».

Такой подход противоречит ГОСТ 27.002-89, требующему соблюдения «заданных режимов и условий

применения» (см. выше). Нарботка на отказ любого количества часов в неопределенных и не оговоренных условиях эксплуатации изделий никоим образом не может служить свидетельством того, что эти изделия будут работать надежно в конкретных диапазонах температур, влажности, вибраций, ударов и других климатических воздействий, оговоренных в технической документации изготовителя. Предлагаемая авторами подмена реальных испытаний в климатических камерах (которые, по мнению авторов, слишком дороги) результатами работы в совершенно неопределенных и весьма далеких от установленных в документации пределов является, по нашему мнению, совершенно недопустимой.

Озабоченность авторов экономией средств на испытания:

«Полученный экономический эффект обусловлен отсутствием длительных испытаний изделий на стендах, воспроизводящих реальные условия эксплуатации, и исключением затрат на изготовление испытательных образцов, утилизируемых после окончания испытаний на надежность»

можно понять, но нельзя принять непонимание авторами того, что климатические испытания предназначены для воспроизводства вовсе не реальных условий эксплуатации, как думают авторы, а предельных, которые и указываются в технической документации. Поэтому-то и полученные авторами результаты не многого стоят. Косвенным подтверждением этому является отсутствие в статье данных о точности предлагаемой методики, что предусмотрено ГОСТ 27.301-95 [8].

Рекомендуемый показатель надежности МУРЗ

По нашему мнению, фундаментальной ошибкой предлагаемой методики является выбор в качестве критерия оценки надежности релейной защиты параметра, называемого «наработкой на отказ» (МТВФ). Этот параметр предполагает многократные отказы оборудования с последующим его восстановлением (ремонт) и фактически равен частному от деления суммарной наработки на отказ на суммарное количество отказов, происшедших за весь период эксплуатации. По нашему мнению, этот показатель можно использовать во многих случаях, когда отказы оборудования не могут привести к каким-то катастрофическим последствиям (типа системных аварий в электроэнергетике) или к особо значительным убыткам. В случае же с релейной защитой, существует опасность того, что даже единичный отказ многофункционального микропроцессорного терминала может привести к очень

большим убыткам и даже к техногенным катастрофам. В этом случае, по нашему мнению, вместо показателя «наработка на отказ» должен использоваться показатель «наработка до отказа» (наработка до первого отказа), который больше подходит в качестве показателя надежности для релейной защиты в частности и для многофункциональных МУРЗ особенно. Если быть более точным, то это должен быть показатель, называемый **гамма-процентной наработкой до отказа**, представляющий собой наработку, в течение которой отказ объекта не возникает с вероятностью, выраженной в процентах (например, 95%). Некоторые авторы ранее уже приходили к выводу о том, что МТBF является не лучшим показателем для оценки надежности отдельных видов техники и предлагали использовать для такой оценки гамма-процентную наработку до отказа [9].

По нашему мнению, пришло время ввести в обращение этот показатель и для оценки надежности МУРЗ.

Заключение

Предлагаемые некоторыми авторами упрощенные методы оценки показателей надежности многофункциональных МУРЗ нельзя признать удовлетворительными поскольку они не учитывают (или учитывают недостаточно корректно) слишком много важных факторов. В качестве основного показателя надежности МУРЗ предлагается использовать «гамма-процентную наработку до отказа» вместо используемого сегодня показателя «наработка на отказ».

1. **ГОСТ 27.002-89** Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1989.

2. **РД 34.35.310-97**. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики. М.: ОРГРЭС, 1997.

3. **Захаров О. Г.** Корректировка требований к надежности цифровых устройств релейной защиты, автоматики и сигнализации. (http://tdleoton.ucoz.ru/publ/korrektirovka_trebovanij_k_nadezhnosti_cifrovых_ustrojstv_relejnoj_zashhity_avtomatiki_i_signalizacii/8-1-0-200).

4. **Гондуров С.А., Захаров О.Г.** Способ оценки наработки на отказ по результатам эксплуатации для устройств релейной защиты и автоматики // СТА. 2010. № 3. С. 60 – 63.

5. **Гуревич В. И.** Новая концепция построения микропроцессорных устройств релейной защиты // Компоненты и технологии. 2010. № 6. С. 12 – 15.

6. **ГОСТ 27.410-87**. Надёжность в технике. Методы контроля показателей надёжности и планы контрольных испытаний на надёжность. М.: Изд-во стандартов, 2000.

7. **РД 50-690-89**. Методические указания. Надёжность в технике. Методы оценки показателей надёжности по экспериментальным данным. М.: Изд-во стандартов, 1990.

8. **ГОСТ 27.301-95**. Межгосударственный стандарт. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения, М.: Изд-во стандартов, 1995.

9. **Нетес В.** Нарботка на отказ жесткого диска: истоки заблуждений и ошибок // PC Week/Russian Edition. № 14 (572). 24 – 30 апреля 2007.

Технологический прогон цифровых устройств релейной защиты

О. Г. Захаров (г. Санкт-Петербург)

С начала производства цифровых устройств релейной защиты (ЦРЗА) в 1996 г. на нашем предприятии был внедрен этап технологического прогона (далее — ТП) — работа изделия перед проведением приёмо-сдаточных испытаний в целях обнаружения скрытых дефектов. Для усиления негативного влияния внешних воздействующих факторов работа изделия на этапе ТП происходит при повышенной температуре окружающей среды.

Для изделий бытового назначения этап ТП регламентирован в стандарте [1]. Обращение к опыту других предприятий показало, что на многие из них в производственный процесс изготовления изде-

лия включен этап технологического прогона [2, 3, 4 и др.].

Для оценки показателей надежности изделий на этапе ТП¹ воспользуемся рекомендациям, изложенным в руководящем документе [7]. При выборе плана испытаний на этапе ТП было учтено, что продолжительность испытаний T каждого изделия уже задана в технологической инструкции по выполне-

¹ Статистические данные о надежности ЦРЗА в период эксплуатации, проанализированы ранее в работах [5, 6], а в данной работе приведены результаты более чем полугодичного систематического наблюдения за процессом прохождения ТП.

нию этапа ТП, а объём выборки N — планом выпуска изделий, поэтому выбор был остановлен на плане испытаний [NMT], рекомендованном в стандарте [8] для восстанавливаемых изделий:

7. План испытаний [NMT] План испытаний [NMT]	План испытаний, согласно которому одновременно испытывают N объектов, после каждого отказа объект восстанавливают, каждый объект испытывают до истечения времени испытаний или наработки T .
---	--

Буквы в обозначении плана указывают степень и характер восстановления изделия по время испытаний:

M — объекты, восстанавливаемые во время испытаний;

N — объём выборки;

T — время испытаний или наработка.

В качестве основной экспериментальной исходной информации для оценки показателей надёжности используются данные о наработке и отказах изделий, полученные на этапе ТП.

В связи с тем, что перед началом испытаний закон распределения отказов неизвестен, показатель надёжности оценивается с помощью непараметрического метода и непосредственной оценкой показателей надёжности. Такая оценка показателей надёжности допустима потому, что все оцениваемые изделия находятся в одинаковых условиях при проведении этапа ТП, а номенклатура показателей надёжности всех изделий, выпускаемых НТЦ «Механотроника», полностью совпадают.

По результатам наблюдений все проверенные на этапе ТП за этот период изделия были разделены на две большие группы. В **первую группу** включены блоки типов B и E , которые отвечают двум требованиям:

- в изделиях не было обнаружено ни одного дефекта в период ТП;
- используются модули, не применяемые в изделиях других типов.

Определим суммарную наработку этих блоков на этапе ТП за прошедший период, учитывая, что через некоторый промежуток времени после начала наблюдений произошло сокращение продолжительности ТП изделий типа E до 72 ч, а типа B до 48 ч.

Информация по этим блокам сведена в табл. 1, где в числителе приведено количество блоков, прошедших этап ТП в данный промежуток времени. Цифра 0 в знаменателе подчёркивает отсутствие в изделиях дефектов, выявленных на этом этапе.

Таблица 1. Изделия, в которых во время ТП не были выявлены дефекты

Изделие	$T_{BE} = 96$ ч		$T_B = 48$ ч, $T_E = 72$ ч		Итого	
	шт.	T_{Σ} , ч	шт.	T_{Σ} , ч	шт.	T_{Σ} , ч
B	300/0	28800	192/0	9216	492/0	38016
E	36/0	3456	5/0	360	41/0	3816
Сумма	336/0	32256	197/0	9576	533/0	41832

Наблюдения за работой изделий на этапе ТП позволяют утверждать, что суммарная наработка на отказ всех изделий типа B составила не менее 38 016 ч, что превосходит указанное в технических условиях значение. За указанный период времени не было выявлено ни одного отказа в этих изделиях.

Из-за небольшой программы выпуска изделий типа E их суммарная наработка не достигла значения, указанного в технических условиях. Но отказов изделий этого типа также не было выявлено.

Вторая группа составлена из изделий, в которые вошли устройства несколько типов.

Главное отличие изделий, объединённых в эту группу — во время проведения этапа ТП в изделиях был обнаружен хотя бы один дефект. Информация по количеству изделий и их наработке на этапе ТП сведена в табл. 2¹.

Изделия типов A и $Ж$ собирают из однотипных модулей, поэтому они рассматриваются в данной работе как одно изделие типа $AЖ$.

Изделия типа $Б$ независимо от исполнения собирают из однотипных модулей, конструкция которых отличается от модулей, используемых в изделиях $AЖ$.

Изделия типа $Д$ отличаются тем, что в них не применяются модули, используемые в изделиях типов $AЖ$ и $Б$.

Таблица 2. Изделия, в которых на этапе ТП были выявлены дефекты

Изделие	$T_{AJ} = 96$ ч		$T_{AJ} = 96$ ч, $T_{БД} = 72$ ч		Итого	
	шт.	T_{Σ} , ч	шт.	T_{Σ} , ч	шт.	T_{Σ} , ч
$AЖ$	1670/0	160320	1047/3	100512	2717/3	260832
$Б$	615/1	59040	227/1	16344	842/2	75384
$Д$	81/2	7776	80/1	5760	161/3	13536
Сумма	2366/3	227136	1354/5	122616	3720/8	349752

Решение о сокращении продолжительности этапа ТП до 48 ч для изделий типа $Б$, $В$, $Д$ и $Е$ было принято после анализа всей информации, получен-

¹ В числителе приведено количество блоков, прошедших ТП в данный промежуток времени, а в знаменателе — количество выявленных на этапе ТП дефектов.

ной от потребителей по результатам эксплуатации (см. также [5, 6] где изложена методика получения и обработки этой информации). В связи с тем, что одной из задач при контроле этапа ТП было сокращение затрат времени, оценим экономию, полученную в результате сокращения длительности ТП.

Суммарная продолжительность пребывания всех 4253 изделий на стенде во время проведения этапа ТП при стандартной продолжительности прогона составила бы:

$$T_1 = (533 + 3720) \cdot 96 = 408288 \text{ ч.} \quad (1)$$

Фактически же для ТП этого числа изделий потребовалось $(41382 + 349752) = 391134$ ч. Таким образом, экономия времени составила:

$$\Delta_1 = (408288 - 391134) = 17154 \text{ ч.} \quad (2)$$

За данный промежуток времени в зависимости от продолжительности ТП можно испытать не менее:

- 170 изделий (при продолжительности ТП 96 ч);
- 238 изделий (то же, 72 ч);
- 357 изделий (то же, 48 ч).

Согласно данным табл. 2, в изделиях типа АЖ на этапе ТП за весь период наблюдений выявлено три отказа, в том числе:

- отказ модуля пульта;
- отказ выходного реле;
- дефект одной из клавиш.

Реле и модуль пульта были заменены на исправные.

Причиной дефекта клавиши (внешнее проявление — устройство не реагировало на нажатие клавиши) послужило попадание влагозащитного покрытия на соединитель, через который проходит сигнал от клавиши на блок.

Согласно информации, приведенной в табл. 2, суммарная наработка изделий типа АЖ всех исполнений на этапе ТП, составила:

$$T_{\Sigma 1} = N_1 T_{\text{пр}} = 2717 \cdot 96 = 260832 \text{ ч.} \quad (3)$$

При таком значении суммарной наработки $T_{\Sigma 1}$ интенсивность отказов изделий типа АЖ составит:

$$\Lambda_1 = d_1 / T_{\Sigma 1} = 3 / 260832 = 0,012 \cdot 10^{-3} \text{ ч}^{-1}. \quad (4)$$

Средняя наработка на один отказ:

$$T_{1 \text{ ср}} = 260832 / 3 = 86944 \text{ ч.} \quad (5)$$

Полученное значение средней наработки на отказ $T_{1 \text{ ср}}$ получилось несколько меньше,

чем определенное по результатам эксплуатации (100 000 ч).

Доля отказов для изделий типа АЖ всех исполнений, прошедших ТП, %, равна:

$$\delta_1 = d_1 / N_1 = 3 / 2717 = 0,11 \%. \quad (6)$$

Суммарная наработка изделий типа Б на этапе ТП, составила:

$$T_{\Sigma 2} = T_{\Sigma 21} + T_{\Sigma 22} = 59040 + 16344 = 75384 \text{ ч.} \quad (7)$$

Значение $T_{\Sigma 2}$ определено так потому, что во время наблюдений произошло сокращение продолжительности ТП для изделий типа Б.

Согласно данным табл. 2, в изделиях типа Б на этапе ТП за весь период наблюдений выявлено два отказа, в том числе:

- непрой вывода трансформатора;
- неправильная установка конденсатора при ручном монтаже (несоблюдение полярности).

В связи с выявлением на этапе ТП изделий типа Б только двух отказов, средняя наработка на отказ составила:

$$T_{2 \text{ ср}} = 75384 / 2 = 37692 \text{ ч.} \quad (8)$$

При суммарной наработке $T_{\Sigma 2}$ интенсивность отказов изделий типа Б:

$$\Lambda_2 = d_2 / T_{\Sigma 2} = 2 / 75384 = 0,027 \cdot 10^{-3} \text{ ч}^{-1}. \quad (9)$$

Доля отказов для изделий типа Б всех исполнений, прошедших ТП, %, равна:

$$\delta_2 = d_2 / N_2 = 2 / 842 = 0,24 \%. \quad (10)$$

Суммарная наработка изделий типа В на этапе ТП составила:

$$T_{\Sigma 3} = T_{\Sigma 31} + T_{\Sigma 32} = 28800 + 9216 = 38016 \text{ ч.} \quad (11)$$

Отсутствие отказов на этапе ТП не позволяет сделать таких оценок, как это сделано для изделий типов АЖ и Б. Единственный вывод, который можно сделать: суммарная наработка на отказ изделий типа В — не менее 38000 ч.

Суммарная наработка изделий типа Д на этапе ТП:

$$T_{\Sigma 4} = T_{\Sigma 41} + T_{\Sigma 42} = 7776 + 5760 = 13536 \text{ ч.} \quad (12)$$

Согласно данным табл. 2, в изделиях типа Д на этапе ТП за весь период наблюдений выявлено три отказа, в том числе:

- отказ конденсатора;
- отказ дисплея (2 случая);

При таком значении суммарной наработки $T_{\Sigma 2}$ интенсивность отказов изделий типа Д составит:

$$\Lambda_4 = d_4/T_{\Sigma 4} = 3/13536 = 0,22 \cdot 10^{-3} \text{ ч}^{-1}. \quad (13)$$

Средняя наработка на один отказ изделий типа Д составила:

$$T_{4 \text{ ср}} = 13536/3 = 4512 \text{ ч}. \quad (14)$$

Доля отказов для изделий типа Д всех исполнений, прошедших ТП, %, равна:

$$\delta_4 = d_4/N_4 = 3/161 = 1,9\%. \quad (15)$$

Суммарная наработка изделий типа Е на этапе ТП составила:

$$T_{\Sigma 5} = T_{\Sigma 51} + T_{\Sigma 52} = 3456 + 360 = 3816 \text{ ч}. \quad (16)$$

Отсутствие отказов изделий типа Е на этапе ТП не позволяет сделать таких оценок, как это сделано выше для изделий типов АЖ, Б и Д.

Единственный вывод, который можно сделать — суммарная наработка на отказ изделий типа Е за период наблюдения составила не менее 3816 ч.

Такое значение наработки обусловлено небольшим количеством изделий данного типа, испытанных на этапе ТП.

Результаты проведенных расчетов сведены в табл. 3.

По данным, приведенным в табл. 3, построены диаграммы (рис. 1), наглядно иллюстрирующие некоторые характеристики надежности разных изделий. Следует отметить, что небольшая программа выпуска ряда изделий и отсутствие отказов во время этапа ТП, в особенности изделий типов В и Е, не позволяет произвести оценку некоторых характеристик.

Таблица 3. Некоторые характеристики надежности на этапе ТП

Характеристика	Изделие				
	АЖ	Б	В	Д	Е
T_{Σ} , ч	260832	75384	38016	13536	3816
Λ , ч ⁻¹	$0,012 \times 10^{-3}$	$0,027 \times 10^{-3}$	—	$0,22 \times 10^{-3}$	—
δ , %	0,11	0,24	—	1,90	—
$T_{\text{ср}}$, ч	86944	37692	38016	4512	3816
d , шт.	3	2	—	3	—

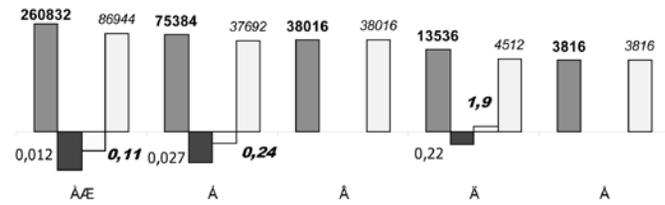


Рис. 1. Расчетные и экспериментальные характеристики для изделий

Во время наблюдений за изделиями, проходящими этап ТП, особое внимание было уделено определению времени обнаружения дефекта. С этой целью осмотр изделий после установки на стенд ТП в первые сутки проводился через 1 ч после включения, а затем через каждые 2 ч после включения. Во вторые и последующие сутки наблюдения проводились каждые 2 ч. Во вторую смену и в выходные дни наблюдения за работой изделий не проводилось.

В результате наблюдения было установлено, что восемь дефектов (см. табл. 3) по времени их выявления от начала этапа ТП распределялись следующим образом:

- три дефекта были выявлены через 1 ч;
- два дефекта были выявлены через 2 ч;
- два дефекта были выявлены через 4 ч;
- один дефект был выявлен через 30 ч.

Небольшое количество дефектов и различный их характер не позволяют отнести их к **приработочным**. Ведь три дефекта из восьми вызваны ошибками исполнителей — неправильной установкой элемента, несоблюдением режима пайки, небрежностью при нанесении влагозащитного покрытия.

Поэтому определение продолжительности этапа ТП по методикам, рекомендованным стандартом [1], не проводилось. Новые значения продолжительности этапа для изделий разных типов были определены на основе информации, полученной от эксплуатирующих предприятий [5, 6].

Отсутствие претензий от эксплуатирующих организаций и дефектов на всех этапах производства изделий типа В позволило предложить радикальное сокращение продолжительности их испытаний на этапе ТП до 24 ч.

Из-за наличия единичных претензий от эксплуатирующих организаций и выявление одного дефекта после 30 ч испытаний на этапе ТП, было предложено сократить продолжительность этапа ТП изделий типов Б, Д, Е до 48 ч.

В связи со значительным расширением объема производства изделий типа АЖ и сменой контрагента, поставляющего основные модули данных изделий, продолжительность этапа ТП была остав-

лена прежней — 96 ч. Для обеспечения непрерывного контроля за состоянием изделий, проходящих этап ТП, была разработана и внедрена программа наблюдения за изделиями, рассчитанная на применение многопортовых интеллектуальных плат RS-232/422, обеспечивающих установку до 128 последовательных портов в один компьютер и не требующих организации сети. Переход на программный контроль блоков, находящихся на стенде ТП, позволяет не только задавать необходимую частоту опроса блока, но и фиксировать результаты опроса,

а также хранить их в виде электронного файла, освобождая исполнителя от необходимости вести записи параметров.

Для того, чтобы не загружать исполнителей вводом сетевого номера блока и не организовывать на стенде ТП сеть АСУ через порты RS-485 или ВОЛС (в зависимости от исполнения блока), на стенде использованы многопортовые интеллектуальные платы RS-232/422 производства Муха Technologies (рис. 2).

Для исключения записи в память блока сетевого адреса, программа контроля для этапа ТП пре-

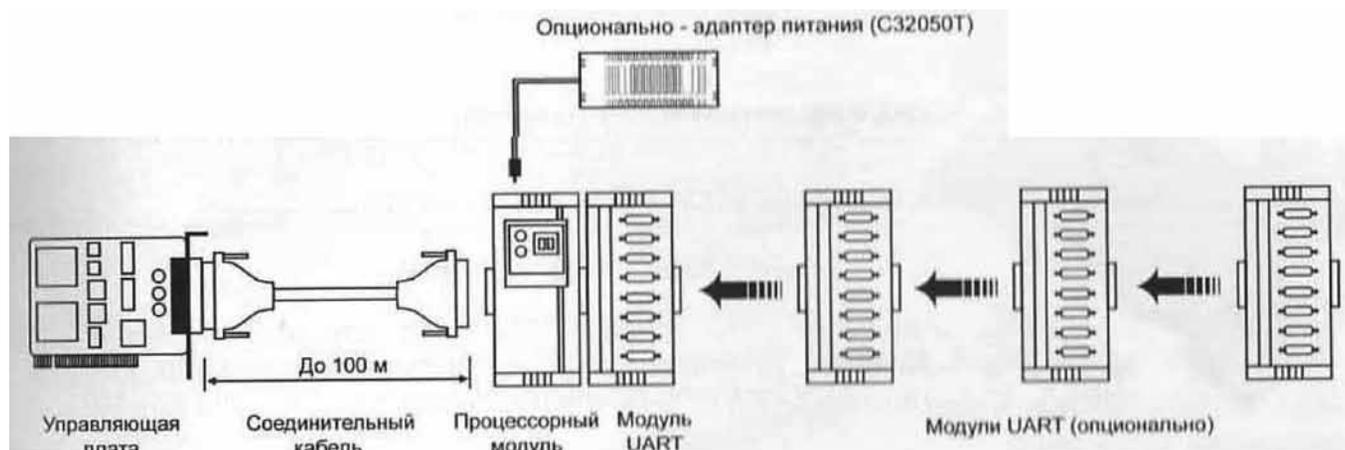
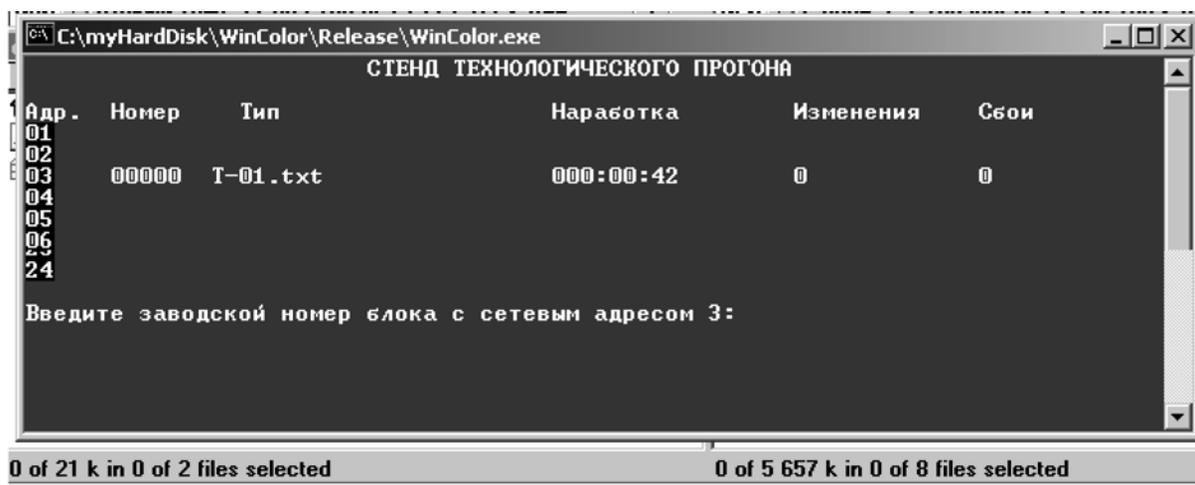
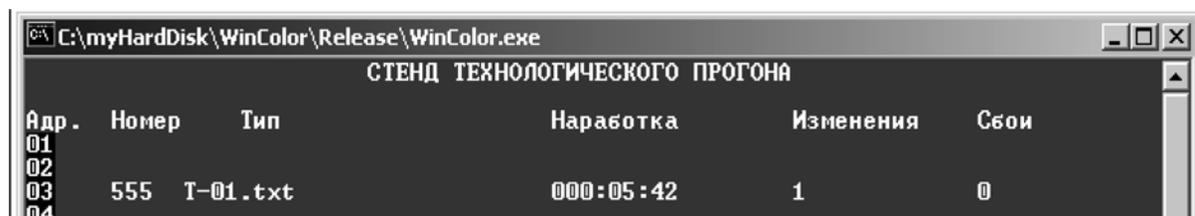


Рис. 2. Дополнительное оборудование для стенда ТП



а)



б)

Рис. 3. Окно для записи заводского номера блока

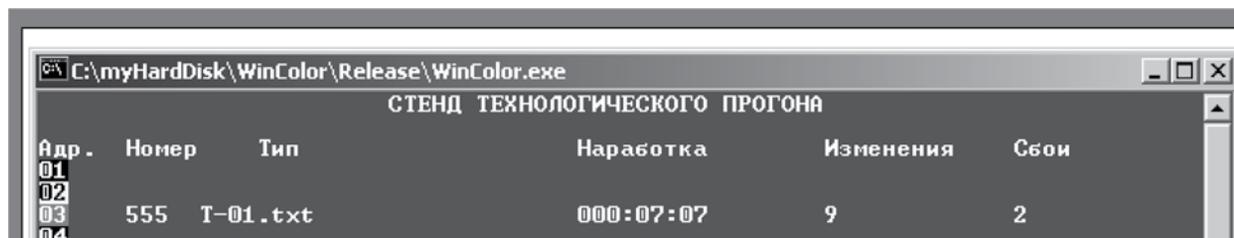


Рис. 4. Основное окно программы с информацией о появившемся сбое

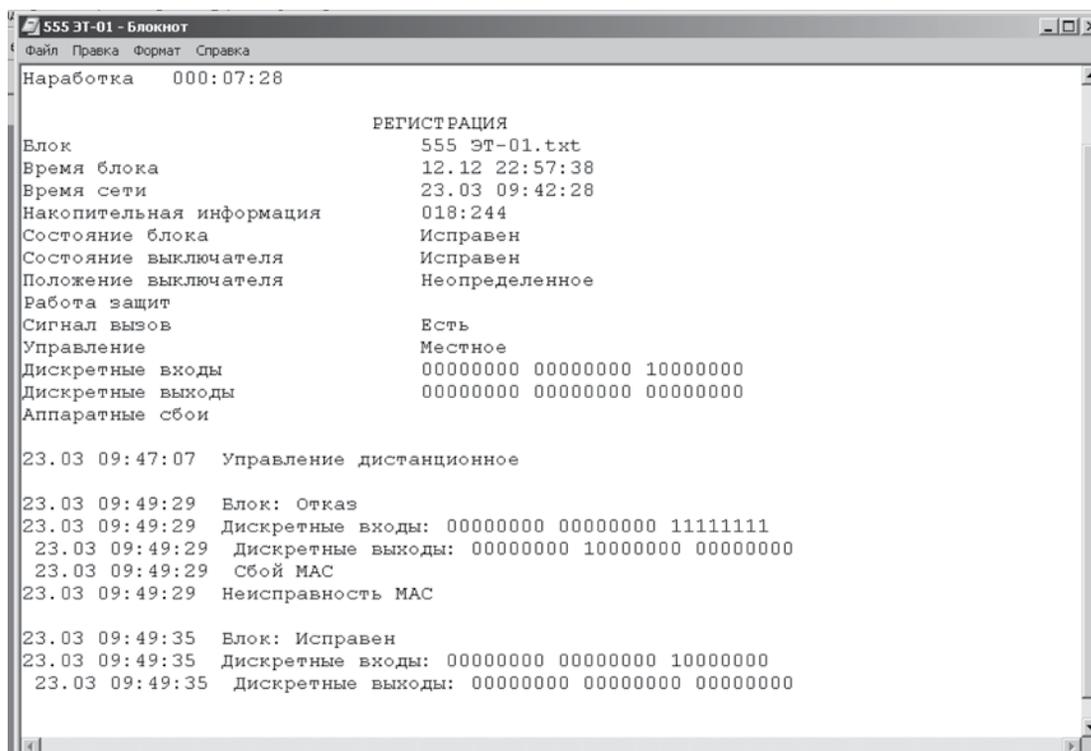


Рис. 5. Запись информации в блокноте

дусматривает другую процедуру. После установки на стенде ТП блока и подключения соединителя к порту RS-232 в соответствующем окне программы появляется надпись с просьбой ввести заводской номер блока (рис. 3, а).

После введения заводского номера окно изменяется и в нем в строке, соответствующей месту установки блока, появляется соответствующая запись (рис. 3, б). Кроме этого, в строке появляется запись о наличии изменения и времени наработки блока после его подключения.

После регистрации заводского номера блока программа организует соответствующую страничку (рис. 4) на которой содержится информация о блоке — время, показываемое часами блока, накопительная информация, состояние блока, состояние выключателя, положение выключателя, вид управления, информация по состоянию дискретных вхо-

дов и выходов и др. Здесь же записана информация о переводе блока в режим дистанционного управления.

Для иллюстрации работы программы принудительно переведем изделие в режим дистанционного управления и выдвинем модуль аналоговых сигналов МАС. После этого в основном окне программы появилась запись о сбое с указанием времени (рис. 4).

В блокноте при очередном опросе данного блока записывается соответствующая информация об изменениях, происшедших в блоке, занимающем позицию 3 на стенде ТП (рис. 5).

После установки модуля МАС на место в блокноте записывается соответствующая информация о новом состоянии блока — блок исправен.

Таким образом, если блок снимался со стенда для ремонта отказавшего модуля, то в блокноте

будет зафиксирована соответствующая информация без участия исполнителя.

Литература

1. **ГОСТ 23502–79.** Обеспечение надежности на этапе производства. Технологический прогон изделий бытового назначения. М.: Изд-во стандартов, 1979, 22 с.

2. **Сайт НПО ООО «Автоматика-Д»** — <http://www.avtomatika-d.omskcity.com/Usluge/mo.htm>

3. **Сайт ЗАО «4С»** — <http://www.zao4c.ru/about/>

4. **Сайт фирмы TREI GMBH®** — <http://www.trei-gmbh.ru/k5b04.htm>

5. **Гондуров С.А., Захаров О.Г.** Надёжность блоков частотной автоматики БМАЧР в цифрах и фактах//Материал размещен по адресу <http://www.elec.ru/articles/nadyozhnost-blokov-chastotnoj-avtomatiki-bmachr/>

риал размещен по адресу <http://www.elec.ru/articles/nadyozhnost-blokov-chastotnoj-avtomatiki-bmachr/>

6. **Гондуров С.А., Захаров О.Г.** Определение наработки на отказ по результатам эксплуатации//Вести в электроэнергетике, № 1, 2010, С. 22.

7. РД 50–690–89. Руководящий документ по стандартизации. Методические указания. Надежность в технике. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным. М.: Изд-во стандартов, 1991.

8. **ГОСТ 27.410–87.** Надежность в технике. Методы контроля показателей надежности и планы контрольных испытаний на надежность. М.: Изд-во стандартов, 2000.

9. **ГОСТ 25804.2–83.** Аппаратура, приборы, устройства и оборудование систем управления технологическими процессами атомных электростанций. М.: Изд-во стандартов, 1983.

Acti 9 – модульная система 5-го поколения для конечного распределения электроэнергии

Система Acti 9 аккумулирует опыт пяти поколений модульного оборудования, производимого компанией Schneider Electric на протяжении последних 40 лет, и реализует 21 запатентованное ноу-хау.

Acti 9 представляет собой гибкую и открытую систему, спроектированную по принципу «всё в одном» и способную обмениваться данными с любой системой управления зданием. Поэтому при введении новых правил и технических требований, предъявляемых к построению электроустановок, Acti 9 может быть легко изменена и адаптирована.

Высокий уровень надежности и безопасности Acti 9 обеспечивается за счет функции VisiSafe, миниатюрного выключателя iC60 и дифференциального выключателя нагрузки серии iID. Передняя панель класса II, исключающая соприкосновение внутренних деталей Acti 9 и поверхностей выключателя, гарантирует уровень безопасности, превышающий более чем 2 раза самые высокие промышленные стандарты. Это обеспечивает безопасное прохождение тока в цепи вне зависимости от перенапряжения и опыта оператора даже в самых жестких условиях эксплуатации.

Функция Acti 9 VisiTrip позволяет оперативно проводить диагностику установки, идентифицировать все линии повреждения с первого взгляда, быстро устранять неисправности и повторно подключать потребителей к сети, что обеспечивает эффективное управление установками и сокращение времени простоев. При этом свёрхпомехоустойчивость дифференциального устройства Acti 9

гарантирует самый высокий уровень бесперебойности работы и электрическую стойкость аппарата, даже если он подвергается электромагнитному или химическому воздействию.

В Acti 9 впервые применено новое автоматическое устройство повторного включения (ARA iC60), позволяющее сокращать расходы на эксплуатацию электроустановок на отдаленных объектах инфраструктуры. Благодаря ему управлять зданием становится проще, простои ликвидируются, а бизнес становится более конкурентоспособным.

Кроме того, в Acti 9 интегрировано устройство Reflex iC60, которое объединяет в себе автоматический выключатель и встроенный привод, что в совокупности позволяет коммутировать, например, осветительную нагрузку. Reflex iC60 может управляться программируемым логическим контроллером и легко вписывается в систему управления зданием, не требуя для этого дополнительных устройств или модернизации. Таким образом, продукт позволяет гибко перестроить электроустановку при изменении требований к системам управления освещением промышленных и административно-коммерческих объектов.

Acti 9 полностью изготовлен из утилизируемых и повторно используемых материалов, что доказывает его 100%-ное соответствие экологическим требованиям. Система может подстраиваться и изменяться согласно требованиям в области энергоэффективности и охраны окружающей среды.

Технологические правила работы электроэнергетических систем (основные положения)

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», председатель Научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. А. Ф. Дьяков
« 06 » августа 2010 г.

ПРОТОКОЛ № 4/10

совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»

28 июля 2010 г.

г. Москва

На совместном заседании выступили:

Со вступительным словом:

председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», председатель научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. А. Ф. Дьяков.

С докладом:

«Технологические правила работы электроэнергетических систем» (основные положения) — первый заместитель председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Н. Г. Шульгинов.

1. Актуальность разработки и принятия Технологических правил работы электроэнергетических систем.

Единая энергетическая система (ЕЭС) России является сложнейшей распределенной технической системой непрерывного действия. Она охватывает практически всю территорию страны и включает 306 тепловых, 9 атомных и 87 гидравлических электростанций общей установленной мощностью более 210 тыс. МВт и 2 млн км линий электропередачи всех классов напряжения, объединенных единым процессом производства, передачи и распределения электрической энергии. В составе ЕЭС работают семь объединенных энергосистем (ОЭС): Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга, Сибири и Востока.

Особенности работы ЕЭС определяются быстротой протекания переходных процессов и невозможностью складирования и накопления основ-

ного производимого ею продукта — электрической энергии. Эти особенности превращают множество территориально распределенных технических объектов, которые могут быть удалены друг от друга на тысячи километров, в единый функциональный комплекс, все элементы которого влияют друг на друга и взаимодействуют.

Функционируя как единый технологический комплекс, все компоненты которого находятся во взаимосвязи и взаимообусловленности, электроэнергетическая система (ЭЭС) может отвечать требованиям надежности и безопасности только при условии установления требований ко всем уровням системы — от отдельных объектов и отдельных подсистем, например, подсистем технологической связи объектов электроэнергетики с центрами управления, до энергосистемы в целом.

Подход, при котором в электроэнергетике устанавливаются только пообъектные обязательные требования, не учитывает указанной принципиальной особенности электроэнергетики, обусловленной физической системностью и характером технологической организации отрасли.

Установление соответствующих правил и требований к работе ЭЭС, являющихся обязательными для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, на нормативном уровне необходимо как для дальнейшего развития рыночных отношений в отрасли, так и для обеспечения ее надежного и безопасного функционирования.

По итогам расследования обстоятельств, связанных с возникновением чрезвычайной ситуации техногенного характера на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г. в соответствии с Итоговым докладом Парламентской комиссии Правительству РФ рекомендовано в целях обеспечения безопасности и надежности Единой энергетической системы России разработать нормативно-правовой акт, регламентирующий правила технологической работы электроэнергетических систем (п. 7.4.1., п. 1 главы 14 Итогового доклада).

Министром энергетики РФ подготовка проекта Технологические правила работы электроэнергетических систем возложена на ОАО «СО ЕЭС» (протокол поручений от 25–26.11.09 № СШ-071/01–48вн).

Следует отметить, что развитие рыночных отношений в электроэнергетике сопровождается серьезной нормативной и институциональной поддержкой, в то время как в технологической сфере, базовым производственным звеном которой является ЕЭС, наблюдается явное отставание в развитии нормативно-технической базы.

Недостаточность действующего законодательства для целей установления требований к энергосистеме состоит в следующем.

Федеральный закон от 26.03.03 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и практически принятые в соответствии с ним нормативно-правовые акты:

- сводят электроэнергетику к комплексу экономических отношений и не определяют технологические правила работы и ответственность за их невыполнение;
- не формализуют понятия надежности ЭЭС на этапах ее функционирования и развития;
- противопоставляют ЕЭС России и Единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть (ЕНЭС) как объекты регулирования.

В отношении ФЗ «О техническом регулировании» сложился следующий комплекс обстоятельств:

- технические регламенты, устанавливающие обязательные требования к продукции и процессам ее производства, эксплуатации и другим неприменимы для целей установления обязательных требований к функционированию ЭЭС;
- практически нереализуемым для нормальной работы отрасли является положение ФЗ «О техническом регулировании», в соответствии с которым не включенные в технические регламенты требования, в том числе к объектам электроэнергетики и условиям их работы в составе энергосистемы, не могут носить обя-

зательного характера и могут быть только добровольными;

- к настоящему времени в отрасли не разработано ни одного технического регламента в соответствии с ФЗ «О техническом регулировании», имеющего системное значение.

Кроме того, ФЗ «О техническом регулировании» и система технического регулирования в целом:

- рассчитаны на установление требований только к продукции (в материально-вещественной форме) и процессам ее производства, хранения, перевозки, реализации, утилизации;
- сужают спектр опасностей (устанавливают только требования, обеспечивающие безопасность);
- не учитывают специфики электроэнергетики, не позволяют сформулировать требований к техническим системам, в том числе к ЭЭС как сложному технологическому комплексу;
- направлены на защиту интересов потребителей и фактически исключают возможность предъявления к потребителям каких-либо требований;
- не предусматривают механизмов для придания обязательного характера не включенным в технические регламенты требованиям;
- предполагают перевод всех стандартов, включая национальные, и сводов правил в разряд документов добровольного применения;
- после вступления в силу ФЗ «О техническом регулировании» (ст. 46) ключевые для отрасли нормативно-технические документы (ПТЭ, ПУЭ и др.) имеют неопределенный правовой статус.

Разработка нормативно-технических документов (НТД) существенно отстает от темпов реформирования отрасли:

- более 1700 НТД, утвержденных приказами ОАО РАО «ЕЭС России» и ведомственными актами, остались вне правового пространства;
- действующие НТД не учитывают прогрессивных технологий в электротехнической и электроэнергетической сферах, не отвечают современным задачам развития отрасли и требуют актуализации;
- в отрасли отсутствует дееспособная система стандартизации, нет механизмов присоединения к НТД уровня стандартов организации всех участников технологического процесса в ЭЭС.

Таким образом, значительное количество существующих в отрасли НТД на сегодняшний

день, помимо неопределенности их статуса, разрозненности, кардинально устарело и требует переработки, укрупнения, адаптации к новым отношениям в отрасли и меняющейся структуре органов государственного управления и контроля.

Объективное усложнение задач обеспечения надежности ЭЭС в условиях углубления рыночных отношений состоит в следующем:

- постоянное «давление» рынка, нацеленного на минимизацию издержек и получение прибыли в ущерб обеспечению надежности;
- преобладающее развитие сферы нормативно-правового обеспечения работы рынков по отношению к сфере технического регулирования.

Действующее российское законодательство не рассчитано на установление требований к ЭЭС как единому многофункциональному технологическому комплексу, надежность и безопасность работы которого зависят от согласованной работы всех входящих в его состав элементов.

2. Анализ зарубежного опыта.

В странах Западной Европы существует многолетняя практика применения общих обязательных правил функционирования и планирования развития энергосистем.

В Великобритании действует Системный кодекс (Grid Code, который пересмотрен в 2009 г.), включающий в себя:

- Кодекс планирования;
- Условия технологического присоединения;
- Эксплуатационный кодекс;
- Кодекс балансирования;
- Кодекс регистрации данных;
- Общие условия.

В Германии действуют:

- Кодекс магистральных сетей (Transmission Code, пересмотрен в 2007 г.);
- Кодекс распределительных сетей (Distribution Code, 2007 г.);
- Правила присоединения электрических станций к сетям среднего напряжения (2008 г.).

В Дании, Финляндии, Норвегии и Швеции принят Nordic Grid Code, 2007 г., включающий в себя:

- Кодекс планирования;
- Эксплуатационный кодекс;
- Кодекс технологического присоединения;
- Кодекс информационного обмена.

В Нидерландах действуют:

- Системный кодекс (System Code, 2007 г.);
- Сетевой кодекс (Network Code, 2007 г.).

В Италии принят Системный кодекс (Terna Grid Code, 2007 г.).

Образованная 01.07.09 Европейская сеть операторов электропередачи ENTSO-E объединяет

системных операторов континентальной Европы, (Великобритании, Ирландии, Скандинавский стран и стран Балтии).

Проведена систематизация (кодификация) существующих оперативно-технологических правил и стандартов работы электроэнергетических систем 22 стран — приняты Эксплуатационные правила работы UCTE (UCTE Operation Handbook, 2009 г.).

В Северной Америке (США, Канада) действует свод Стандартов надежности (NERC Reliability standards, 2009 г.), состоящий более чем из 130 стандартов по 14 направлениям (балансирование генерации и потребления, эксплуатация, релейная защита и автоматика (РЗА), координация надежности, действия в чрезвычайных ситуациях, планирование, проектирование, телекоммуникация, информационная безопасность, напряжение и реактивная мощность и др.)

Североамериканская организация по надежности электроэнергетики (NERC):

- является независимой саморегулируемой организацией;
- разрабатывает и контролирует исполнение стандартов надежности;
- осуществляет мониторинг балансовой и режимной надежности с оценкой функционирования энергосистемы за отчетный период и прогнозом на предстоящий сезон и перспективу до 10 лет.

После Калифорнийского энергетического кризиса (1999–2000 гг.) и системной аварии в 2003 г. с погашением энергосистемы Нью-Йорка были разработаны:

- Национальная энергетическая политика США (2001 г.);
- Закон о новой энергетической политике ЕРАст (2005 г.).

Министерство энергетики (DOE) обязано проводить (с 2006 г.) анализ ограничений в основной электрической сети США, влияющих на надежное и экономичное электроснабжение потребителей или угрожающих национальной безопасности.

Федеральная энергетическая комиссия (FERC):

- является независимым регулятором при Министерстве энергетики США;
- несет ответственность за обеспечение надежности основной электрической сети (межсистемных связей);
- обладает полномочиями по утверждению обязательных (с 2007 г.) стандартов надежности.

3. Выводы и предложения.

Во всех ведущих западноевропейских странах и США реформирование отношений в сфере элект-

троэнергетики сопровождалось формированием на национальном уровне развернутой системы нормативного обеспечения функционирования и развития энергосистемы и надежного электроснабжения.

В Российской Федерации существует значительное отставание формализации технологических правил работы объектов электроэнергетики по сравнению с правилами функционирования рынков.

Требования к ЭЭС как сложному технологическому комплексу невозможно установить только в рамках существующего законодательства о техническом регулировании.

Существует неурегулированность целого комплекса системообразующих для отрасли отношений, связанных с обеспечением надежного и безопасного функционирования и развития ЭЭС, как законодательством об электроэнергетике, так и законодательством о техническом регулировании.

С учетом изложенного, единственным эффективным выходом из ситуации на сегодняшний день является переоценка и систематизация на уровне отдельного нормативного акта всех базовых правил и требований к работе электроэнергетической системы, являющихся обязательными для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии.

Требуется разработать и принять комплексный документ общеобязательного (нормативного) характера — Технологические правила работы электроэнергетических систем (далее — Технологические правила), которые включают:

- обязательные требования к функционированию и развитию ЭЭС, обеспечивающие ее надежность, устойчивость, живучесть и безопасность как в текущий период, так и в перспективе;
- требования к работе оборудования, объектов и устройств в составе ЭЭС.

При этом Технологические правила:

- не заменяют систему технического регулирования, ПТЭ, ПУЭ и другие НТД ни по предмету регулирования, ни по характеру требований;
- разрабатываются не «вместо» технических регламентов, ПТЭ, ПУЭ и других НТД, а «вместе» с ними (с учетом пересмотра последних);
- должны стать фундаментом нормативно-технического и нормативно-правового регулирования и обеспечения единства технической политики в отрасли;
- компенсируют недостатки существующей системы технического регулирования и правил работы рынков.

Как показывает зарубежная и отечественная практика, Технологические правила не могут быть заменены суммой НТД, подлежащих обязательному применению, и утверждением их перечня, а включают в себя частичную кодификацию, системные требования и инновации.

Отсутствие Технологических правил не может быть компенсировано:

- принятием стандартов организаций;
- урегулированием отношений на двух- или многосторонней основе путем заключения договоров или создания саморегулируемых организаций.

4. Цели, задачи, принципы, предмет регулирования и структура Технологических правил.

Цели:

- формирование механизмов обеспечения надежного функционирования ЭЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем;
- формализация требований к ЭЭС и ее элементам с учетом требований надежности и безопасности, включая все объекты инфраструктуры электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии.

Задачи:

- разработка проекта комплексного нормативного акта, устанавливающего обязательные для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии базовые минимально необходимые требования, обеспечивающие надежное функционирование ЭЭС;
- установление правовых и технологических основ функционирования и развития ЭЭС;
- определение порядка и условий взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии в целях обеспечения устойчивого функционирования электроэнергетики, надежного и качественного снабжения потребителей электрической энергией;
- установление требований к инфраструктурным организациям, субъектам электроэнергетики и потребителям, обеспечивающих выполнение требований к функционированию и развитию ЭЭС.

Принципы:

- системный характер требований;
- обеспечение баланса экономических интересов и ответственности субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии за обеспечение надежной работы ЭЭС (в том числе путем распространения новых

правил и требований, для реализации которых необходима реконструкция, модернизация оборудования и существенные финансовые затраты, только на вновь сооружаемые и комплексно реконструируемые объекты электроэнергетики).

Предмет регулирования Технологических правил.

По своему содержанию Технологические правила включают:

- минимально необходимые технические требования, правила, принципы и условия совместной синхронной работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей в составе электроэнергетической системы;
- требования к объектам электроэнергетики и энергопринимающим установкам потребителей, их оборудованию и устройствам, которые составляют основу энергосистемы и являются системообразующими элементами, в том числе:

Единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС);

не входящие в ЕНЭС объекты электросетевого хозяйства высшим номинальным напряжением 110 кВ и более (в том числе принадлежащие потребителям, например, ОАО «РЖД»);

электростанции, работающие синхронно с энергосистемой (включая так называемые блок-станции), технологический режим и эксплуатационное состояние которых влияют (могут повлиять) на электроэнергетический режим работы энергосистемы;

- общие и специальные требования организационно-технического характера к субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии;
- порядок и условия взаимодействия (в том числе информационного) субъектов отрасли в целях выполнения вышеуказанных требований, распределение обязанностей по их выполнению.

Разработка Технологических правил осуществляется с использованием следующих методов:

- обобщения и анализа системных требований, содержащихся в большом массиве отраслевых НТД с точки зрения их достаточности и актуальности текущему состоянию развития отрасли;
- анализа функционирования ЕЭС России и перспектив ее развития;
- анализа и обобщения зарубежного опыта (США, Западная Европа, Великобритания,

Скандинавия) в части практики применения системных кодексов энергосистем и энергообъединений, требования в которых имеют обязательную силу для всех участников процесса;

- оценки накопленного практического опыта работы в новой структуре отрасли.

Избранная методология и подход к разработке Технологических правил позволяют рассматривать Технологические правила не как простую компиляцию ранее принятых НТД, а как нормативный акт, устанавливающий впервые базовые системные требования, направленные на обеспечение функционирования и развития ЕЭС России в современных условиях.

Технологические правила состоят из девяти разделов, содержащих как общепринятые, так и новые нормы с учетом сложившейся практики ликвидации крупных аварий (Московская — 2005 г., Саяно-Шушенская ГЭС — 2009 г. и др.), анализа опыта функционирования ЕЭС России в «постреформенный» период и необходимости решения актуальных задач, стоящих перед отраслью.

Структура Технологических правил ЭЭС включает в себя следующие базовые разделы:

1. Общие положения.
2. Системные требования и условия работы ЭЭС.
3. Системы технологического управления ЭЭС.
4. Требования к системе планирования развития ЭЭС.
5. Требования к системе планирования режимов работы ЭЭС.
6. Оперативно-диспетчерское управление ЭЭС и оперативно-технологическое управление.
7. Управление работой ЭЭС в особых условиях.
8. Требования к готовности персонала, обеспечивающего функционирование ЭЭС.
9. Контроль надежности функционирования ЭЭС.

В рамках каждого из указанных разделов регламентированы как общие вопросы, обеспечивающие формирование понятийной основы и единых принципов регулирования, так и специфицированные требования по каждому из направлений, с учетом особенностей определенной стадии жизненного цикла энергосистемы и входящих в ее состав объектов, а также особенностей их функционирования.

5. Основные положения Технологических правил работы электроэнергетических систем.

Раздел 1 включает общие положения.

Раздел 2 содержит системные требования и условия работы ЭЭС, а именно, правила и требования в части:

- классификации режимов работы ЭЭС;
- обеспечения устойчивости ЭЭС, включая определение расчетных условий, нормативных возмущений, требований к максимально допустимым и аварийно допустимым перетокам активной мощности, минимальных коэффициентов запаса статической аperiodической устойчивости в контролируемых сечениях, минимальных коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению;
- обеспечения системной надежности и живучести ЭЭС;
- обеспечения допустимых токов короткого замыкания, включая в том числе учет отключающей способности выключателей, требования к координации уровней ТКЗ и мероприятиям по их ограничению;
- общих принципов режимного и противоаварийного управления, в том числе принципов регулирования частоты и перетоков активной мощности, регулирования напряжения и реактивной мощности, противоаварийного управления;
- системных условий и режимов работы объектов электроэнергетики и основного оборудования электрических станций и электрических сетей в составе ЭЭС, а также требований к энергопринимающим установкам потребителей электрической энергии.

В разделе 3 содержатся требования к системам технологического управления:

- релейной защите и автоматике, противоаварийной автоматике и режимной автоматике энергосистем;
- системам мониторинга переходных режимов по данным синхронизированных измерений параметров (СМПП);
- информационно-технологической инфраструктуре оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления (ИТ-инфраструктуре).

Данный раздел также определяет порядок создания (модернизации) систем технологического управления, в том числе на объектах разных собственников (проблема «обратных концов»).

Излагаются требования к созданию систем релейной защиты и автоматики (РЗА) и противоаварийной автоматики (ПА), организации их эксплуатации, выполнению расчетов и выбору параметров настройки устройств РЗА и ПА. Сейчас такие требования содержатся более чем в 60 документах, многие из которых требуют пересмотра.

Установлены повышенные требования к системам телемеханики и связи, обеспечивающим фун-

кционирование систем РЗА, ПА, РА и передачу их управляющих воздействий.

Определен состав ИТ-инфраструктуры оперативно-диспетчерского управления ЭЭС и оперативно-технологического управления как совокупности программно-технических средств для построения АСДУ, АСТУ и АСУ ТП. В систематизированном виде установлены требования к каждому элементу ИТ-инфраструктуры.

В разделе 4 содержатся требования к системе планирования развития ЭЭС на период от 2 до 7 лет и на период свыше 7 лет, включая требования:

- к определению структуры, месторасположения, типа и параметров генерирующих мощностей;
- к структуре и пропускной способности межсистемных связей, ЕНЭС и распределительных электрических сетей;
- к резервированию при планировании развития энергосистемы;
- к планированию балансов электрической энергии и мощности на период от 2 до 7 лет и на период свыше 7 лет¹.

Определен порядок и условия ввода в эксплуатацию объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей, в том числе с учетом недопустимости ввода в эксплуатацию объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) без выполнения технических условий на их технологическое присоединение, в том числе в части РЗА, ПА, компенсации реактивной мощности, телемеханики и связи.

В разделе 5 сформулированы требования к системе планирования режимов ЭЭС в части планирования:

- электроэнергетических режимов на 1 год, месяц, неделю, сутки и менее;
- размещения первичного, вторичного и третичного резервов мощности;
- ремонтов ЛЭП, оборудования электрических станций и сетей и технического обслуживания устройств РЗА и средств диспетчерского и технологического управления (СДУ).

Данный раздел также содержит требования к информационному обмену при решении задач планирования и определяет общие принципы (правила) планирования с использованием расчетных математических моделей электроэнергетической системы и комплекса информационно-технического обеспечения.

¹ В соответствии с ПП РФ «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» от 17.10.09 № 823.

В разделе 6 содержатся требования:

- к организации оперативно-диспетчерского управления (ОДУ) ЭЭС и оперативно-технологического управления (ОТУ) объектами электроэнергетики и энергопринимающими установками потребителей, в том числе принципы взаимодействия субъектов электроэнергетики, осуществляющих ОТУ, с субъектами оперативно-диспетчерского управления и собственниками смежных объектов; требования к организации оперативного обслуживания объектов электроэнергетики;
- к производству переключений в электроустановках, в том числе требования по производству переключений оперативным персоналом центра управления электрическими сетями (ЦУС);
- к организации параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств, в том числе правила совместного регулирования частоты и перетоков активной мощности по межгосударственным ЛЭП.

Кроме того, данный раздел определяет порядок осуществления ОДУ и ОТУ с использованием средств телеуправления, в том числе определение объема, структуры и параметров телеуправления объектами диспетчеризации, а также распределения между диспетчерским центром и ЦУС функций по телеуправлению двусторонним документом, согласованным собственником объекта и субъектом ОДУ.

Раздел 7 устанавливает правила при управлении работой ЭЭС в особых условиях (ОЗП, режимы высоких рисков — РВР, паводок, высокие температуры окружающего воздуха, минимальные нагрузки ЭЭС, вынужденные режимы) с учетом технологических особенностей.

Кроме того, установлены:

- правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части энергосистем (в том числе разворот электростанций (энергоблоков) и подъем электростанций с нуля);
- системные аспекты энергоснабжения крупных городов и мегаполисов с учетом их теплофикационного характера (в том числе обеспечения надежности электроснабжения жизнеобеспечивающих инфраструктурных объектов и организаций; концентрации мощности на электростанциях и подстанциях; резервирования территорий для развития электроэнергетической инфраструктуры);
- требования к разработке графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

- правила подготовки и проведения системных экспериментов (в том числе требования к надежности и безопасности проведения экспериментов; порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики, участвующих в проведении эксперимента).

В разделе 8 устанавливаются требования к готовности персонала, обеспечивающего функционирование ЭЭС.

Содержатся требования к субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии по организации работы с различными категориями персонала (управленческий персонал и специалисты, диспетчерский, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный, вспомогательный персонал, другие специалисты, служащие, рабочие).

Определены обязательные формы работы с персоналом различных категорий (включая проведение подготовки по новой должности, проверки знаний, дублирования, контрольных тренировок, специальной подготовки, прохождения государственной аттестации, повышения квалификации).

Установлены требования к основным формам работы с персоналом, поддержанию и повышению квалификации персонала.

В разделе 9 применительно к организации контроля надежности функционирования ЭЭС определены состав контролируемых показателей надежности, задачи контроля технического состояния оборудования, зданий и сооружений, основные способы его осуществления и установлены требования к собственнику по выполнению работ для продления назначенного ресурса тепломеханического оборудования и назначенного срока службы электротехнического оборудования, установлены требования к представлению отчетной информации о надежности функционирования ЭЭС.

В части организации и контроля ремонтной деятельности установлены требования к различным видам организации ремонта (ремонту по техническому состоянию и планово-предупредительному ремонту) и условия перехода к организации ремонта основного оборудования ТЭС по техническому состоянию.

Сказанное выше свидетельствует о комплексности и широте предмета регулирования ТПР ЭЭС, а также о насущной потребности отрасли в их скорейшем принятии.

6. Мероприятия по разработке и продвижению Технологических правил и первоочередные НТД, обеспечивающие их реализацию.

Предложения.

Обеспечить внесение изменений в ФЗ «Об электроэнергетике», направленных на наделение:

- Правительства РФ полномочиями по принятию Технологических правил работы электроэнергетических систем;
- Минэнерго России полномочиями по установлению обязательных требований к объектам электроэнергетики и энергопринимающим установкам в условиях их работы в составе электроэнергетической системы.

Разработать и утвердить на уровне постановления Правительства РФ Технологические правила работы электроэнергетических систем.

Разработать и утвердить на уровне Минэнерго России комплекс обеспечивающих реализацию Технологических правил отраслевых НТД, содержащих общеобязательные требования к ЭЭС, конкретизирующих и развивающих положения Технологических правил.

Организация разработки Технологических правил.

П. 7.4.1 и п. 1 гл. 14 Итогового доклада Парламентской комиссии по расследованию обстоятельств, связанных с возникновением чрезвычайной ситуации техногенного характера на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г. — в целях обеспечения безопасности и надежности ЭЭС России Правительству РФ рекомендовано разработать нормативно-правовой акт, регламентирующий правила технологической работы электроэнергетических систем.

П. 11 Поручений по итогам совещания у министра энергетики РФ (протокол от 25–26.11.09 № СШ-071/01 – 48 вн) — подготовка проекта Технологических правил возложена на ОАО «СО ЕЭС».

Во исполнение поручения министра энергетики РФ в ОАО «СО ЕЭС» приказом от 14.05.10 № 145 создана экспертная рабочая группа под руководством первого заместителя председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Н. Г. Шульгинова по формированию Технологических правил.

В состав рабочей группы, наряду с ОАО «СО ЕЭС», вошли представители:

- Минэнерго России;
- инфраструктурных организаций (ОАО «ФСК ЕЭС»);
- ключевых проектных и научных институтов отрасли (ОАО «Институт «Энергосеть-проект», ОАО «Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского», ОАО «ВТИ», ОАО «НТЦ Электроэнергетики», ОАО «ВНИИР», ГОУ ВПО «Московский энергетический институт (Технический университет)»).

Приказом Минэнерго России от 02.04.10 № 137 создана Межведомственная рабочая группа по совершенствованию нормативно-технических

документов и принципов технического регулирования в электроэнергетике в целях:

- разграничения вопросов регулирования технических регламентов и Технологических правил;
- подготовки предложений по внесению изменений в законодательство РФ в целях наделения Правительства РФ полномочиями по утверждению Технологических правил.

Планируемые мероприятия по разработке и продвижению Технологических правил. Правила работы российской электроэнергетической системы и входящих в нее объектов должны вывести на качественно новый уровень нормативное регулирование принципиально важных для электроэнергетической отрасли отношений, связанных с обеспечением согласованной работы всех входящих в состав электроэнергетической системы объектов электроэнергетики как единого технологического комплекса.

С учетом изложенного для принятия такого уровня основополагающего для отрасли нормативного документа необходимо:

- включение законопроекта о наделении Правительства РФ полномочиями по утверждению Технологических правил в план законопроектной деятельности Минэнерго России (2010 г.);
- внесение изменений в ФЗ «Об электроэнергетике» в части наделения Правительства РФ полномочиями по утверждению Технологических правил и наделения Минэнерго России дополнительными полномочиями по принятию в области электроэнергетики НТД обязательного применения (Минэнерго России, III кв. 2010 г.);
- включение разработки Технологических правил в план нормативной деятельности Правительства РФ и Минэнерго (Минэнерго, 2010 г.);
- разработать проект Технологических правил (ОАО «СО ЕЭС» и экспертные организации, IV кв. 2010 г.);
- принятие постановления Правительства РФ об утверждении Технологических правил работы электроэнергетических систем и внесение сопутствующих изменений в действующие постановления (Минэнерго России, I кв. 2011 г.);
- организация разработки первоочередных НТД обязательного применения, конкретизирующих отдельные положения Технологических правил.

Первоочередные НТД, обеспечивающие реализацию Технологических правил.

Необходимо регламентировать на уровне отраслевых нормативных документов обязательного характера НТД по следующим направлениям:

- проектирование развития ЭЭС;
- надежность и устойчивость ЭЭС;
- регулирование частоты и активной мощности;
- регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности;
- предотвращение и ликвидация нарушений нормального режима в электрической части энергосистем;
- противоаварийное управление режимами;
- релейная защита и автоматика;
- переключения в электроустановках;
- ремонты и техническое обслуживание;
- информационно-управляющие комплексы.

С заключениями от экспертирующих организаций выступили:

от ОАО «Институт «Энергосетьпроект» — заместитель генерального директора **В. И. Чемоданов**;

от ЗАО «АПБЭ» — директор дирекции технологического развития электроэнергетики **В. В. Нечаев**;

от ОАО «НТЦ Электроэнергетики» — генеральный директор **В. В. Дорофеев**;

от ОАО «ВНИИР» — ведущий научный сотрудник **А. А. Наволочный**;

от ОАО «РусГидро» — управляющий директор **Р. М. Хазиахметов**;

от ОАО «ФСК» — заместитель председателя Правления — главный инженер **Д. Б. Гвоздев**;

от ОАО «Холдинг МРСК» — член Совета директоров **В. В. Кудрявый**.

В дискуссии выступили:

академик РАН **К. С. Демирчян**, первый заместитель заведующего кафедрой РЗИА МЭИ (ТУ) проф. **Б. К. Максимов**, заведующий отделением ОАО «ЭНИН им. Г. М. Кржижановского» **В. А. Джангиров**, заместитель заведующего отделением ОАО «ЭНИН им. Г. М. Кржижановского» **А. С. Маневич**, директор по развитию энергосистем ОАО «Институт «Энергосетьпроект» **Н. Н. Утц**, доктор техн. наук **Ф. Л. Коган**, заместитель генерального директора НП «ИНВЭЛ» **Л. А. Левина**, научный руководитель ОАО «НИКИЭТ» **Е. О. Адамов**.

С заключительным словом и по проекту решения выступил председатель научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЭЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А. Ф. Дьяков**.

В докладах экспертов и в выступлениях по представленному проекту «Технологических

правил работы электроэнергетических систем (Основные положения)» высказаны следующие предложения и замечания.

1. В настоящее время в электроэнергетике страны не сформирована целостная система нормативно-технического регулирования. Поэтому разработка «Технологических правил работы электроэнергетических систем», инициированная ОАО «СО ЭЭС», является чрезвычайно актуальной и заслуживает всемерной поддержки. Разработка Технологических правил ликвидирует существенный пробел в нормативной базе по обеспечению надежного и безопасного функционирования ЭЭС России.

2. В глоссарии представленных материалов не определены понятия: ЭЭС России, ОЭС, энергосистема, территориальная энергосистема (в том числе технологически изолированная), субъект электроэнергетики, которые используются в Технологических правилах, в том числе при формулировании требований разд. 5 (Планирование режимов...) и разд. 6 (Оперативно-диспетчерское ... управление). В то же время ЭЭС характеризуется как «сложнейшая распределенная техническая система непрерывного действия». Рекомендуется дать четкие определения по приведенным выше понятиям, при этом использовать определения ЭЭС России и территориальной энергосистемы, установленные в Федеральном законе «Об электроэнергетике».

3. Поскольку Технологические правила должны стать новым нормативным документом высокого уровня (в форме Постановления Правительства) в электроэнергетике, в обосновании следует более четко определить место Технологических правил в существующей системе нормативно-технического регулирования в электроэнергетике, а также их взаимосвязь с действующими НПА, устанавливающими требования к работе и организации эксплуатации оборудования в ЭЭС.

4. Технологические правила не могут в полном объеме решить задачи системы нормативно-технического регулирования. Поэтому, разрабатывая Технологические правила, содержащие общеобязательные, минимально необходимые требования, рекомендуется дополнительно выработать механизмы придания легитимности существующим отраслевым нормативно-техническим документам (ПУЭ, ПТЭ и др.) с учетом их актуализации и пересмотра.

5. Необходимо более четко определить механизм распределения ответственности за выполнение требований Технологических правил между субъектами электроэнергетики, включая потребителей. Рекомендуется избегать положений запрете-

тительного характера и предусмотреть меры достижения компромисса, что облегчит исполнение требований.

6. В Технологических правилах справедливо указаны недостатки Федерального закона «О техническом регулировании» и ограничения в его применении в целях обеспечения надежности ЕЭС России и ее составных частей, а также Федерального закона «Об электроэнергетике», в котором не сформулированы требования к технологической инфраструктуре электроэнергетики, в том числе понятие надежности ЭЭС и принципы распределения ответственности за надежность среди субъектов электроэнергетики.

С принятием Технологических правил Постановлением Правительства РФ для обеспечения их эффективной реализации рекомендуется внести необходимые корректировки в указанные федеральные законы с учетом роли Технологических правил.

7. Направленность Технологических правил только на обеспечение надежной работы электроэнергетических систем в ряде случаев вступает в противоречие с задачей повышения эффективности работы ЕЭС России и ее отдельных элементов. Так, требование разд. 4 по участию планируемых к вводу парогазовых установок (ПГУ) преимущественно в покрытии суточной неравномерности графика нагрузки ведет к снижению эффективности работы ПГУ. Поэтому целесообразно ввести в Технологические правила специальный раздел требований к созданию и использованию в ЕЭС России маневренных установок (ГТУ, ГАЭС).

8. Требование обеспечения работы ПГУ на резервном топливе при прекращении подачи газа должно оговариваться продолжительностью этой работы. Полный переход в период до 2030 г. на парогазовый цикл существующих КЭС и ТЭЦ (в соответствии с Энергостратегией РФ), работающих на газовом топливе, вызывает целый ряд проблем режимного характера и требует специальной проработки в целях учета в Технологических правилах.

9. В разд. 2.5 «Токи короткого замыкания» целесообразно:

- отразить возможность использования автоматизированных средств для расчета токов короткого замыкания и сформулировать основные требования к таким средствам;
- рассмотреть возможность использования динамических моделей для уточненного расчета токов короткого замыкания (при настройке системы РЗА и противоаварийной автоматики таких объектов как АЭС), а также

в случае необходимости — точного учета подпитки места повреждения током вращающихся машин);

- рассмотреть основные требования к токоограничивающим устройствам, области применения, методам учета в расчетной модели;
- сформулировать требования к расчетам не только режимов короткого замыкания, но и других видов повреждений (например, неполнофазных режимов).

10. Существующие в Российской Федерации требования к категоричности надежности электроснабжения потребителей неоднозначны и не содержат конкретных количественных показателей. Необходимо требования к потребителям (разд. 2.7) дополнить требованием к допустимым перерывам электроснабжения потребителей (длительность и количество в году) с разделением по категории надежности схемы электроснабжения, что позволит решить многие проблемы, в том числе исключить необоснованные претензии со стороны потребителей, а также выполнять экономически обоснованные мероприятия по повышению надежности. Рассмотреть возможность введения дополнительного требования по допустимой длительности провалов напряжения (разд. 2.7).

11. Рекомендуется в разд. 3.2 «Релейная защита и автоматика» уточнить редакцию используемых новых терминов, например, «принцип разнообразия», «принцип одиночного отказа».

Содержание п. 3.2.3 «Принципы выполнения РЗА» необходимо упорядочить, сформулировав от общего к частному принципы организации системы РЗА.

Содержание п. 3.2.4 «Общие требования по оснащению электроэнергетических систем РЗА» необходимо упорядочить как по видам объектов электроэнергетики, так и по уровням напряжения.

Требования по определению мест повреждений на линиях электропередачи и положений по электромагнитной совместимости должны быть изложены более полно в соответствии с современными условиями.

Рекомендуется сформулировать требования к РЗА блоков генератор-трансформатор.

12. В разд. 3.6 «Информационно-технологическая инфраструктура оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления» рекомендуется привести требования по обеспечению безопасности информации. Включение в ИТ-инфраструктуру системы управления рынком (MMS) требует обоснования.

13. Представленные материалы по основным положениям Технологических правил не в полном

объеме подкреплены приложениями с конкретным изложением требований. Качественно выделяется раздел по планированию электроэнергетических режимов на год (разд. 2.5.1 — приложение 2.5). Рекомендуется используемый методический подход применить при формулировании требований разд. 4.4 «Планирование балансов электрической энергии и мощности на период от 2 до 7 лет» с учетом специфики вопроса.

14. В основных положениях разд. 4 «Требования к системе планирования развития ЭЭС» указано, что при разработке балансов мощности на перспективный период объем резерва мощности для ОЭС должен составлять не менее 17% максимума нагрузки данной ОЭС. Рекомендуется в дальнейшей работе над данным разделом требования к резерву мощности в ОЭС связать со структурой генерирующих мощностей электростанций, что особенно важно для ОЭС Сибири и ОЭС Дальнего Востока, а также иными факторами, влияющими на резерв мощности.

Важно учесть опыт ликвидации аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, в том числе рассмотреть условия резервирования полной или частичной потери крупнейшей электростанции или подстанции региона (области управления).

15. В том же разделе установлено, что долгосрочные балансы электрической энергии и мощности разрабатываются с учетом перспективных планов по вводу в эксплуатацию (выводу из эксплуатации) АЭС, электростанций установленной мощностью более 500 МВт, а также ГЭС, ГАЭС и электростанций на основе ВИЭ установленной мощностью более 100 МВт и т. д. Предлагается разрабатывать долгосрочные балансы электрической энергии и мощности с учетом вводов мощности всех электростанций.

16. В характеристике разд. 4 «Требования к системе планирования развития ЭЭС» представлены требования к схемам выдачи мощности электростанций только для электрических сетей 110–220 кВ. При дальнейшей разработке данного раздела необходимо также сформулировать требования к схемам выдачи мощности электростанций разного типа, включая АЭС, на других классах напряжения — 330 кВ и выше.

17. Там же приведено требование по ограничению концентрации мощности отдельно взятой электростанции: установленная мощность сооружаемых конденсационных ТЭС и АЭС не должна превышать 4800 МВт, ТЭЦ — 1000 МВт. Такого рода требование подлежит обоснованию.

18. Отмечая важность введения более крупных расчетных возмущений (потеря электростанции,

подстанции, коллектора кабельных линий) в схемах электроснабжения крупных городов и мегаполисов, а также в целом более высокие требования к надежности энергоснабжения в мегаполисах, рекомендуется учесть эти требования в разд. 4 Технологических правил.

Рекомендуется выработать требования о закреплении территориальной ответственности за развитие ЭЭС.

19. Требования обеспечения минимально возможного суммарного годового ремонтного периода, суммарного ремонтного периода в осенне-зимний период, минимальных объемов ремонтов энергоблоков с наибольшей величиной регулировочного диапазона в период паводка вступают в противоречие с возрастающим объемом ремонтов из-за старения оборудования и длительным выводом его из работы при реконструкции и модернизации. Целесообразно установить в качестве обязательного требования создание на электростанциях или в энергосистемах замещающих мощностей, позволяющих проводить эти работы без снижения надежности.

20. В разрабатываемом документе с учетом предложенной структуры рекомендуется обратить особое внимание на информационный блок с формулированием требований к составу исходной информации, порядку ее получения и степени открытости.

Заслушав доклад, выступления представителей экспертных организаций, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специалистов, выступивших в дискуссии, Совместное заседание РЕШИЛО:

1. Отметить, что в настоящее время в Российской Федерации не сформирована система нормативно-технического регулирования в электроэнергетике. Комплекс отношений, связанных с обеспечением надежного и безопасного функционирования ЭЭС России, выпал из сферы законодательства как об электроэнергетике, так и о техническом регулировании. Необходимо установить требования к функционированию и развитию электроэнергетической системы.

2. Поддержать необходимость скорейшей разработки «Технологических правил работы электроэнергетических систем». Разработка такого документа направлена на ликвидацию существенного пробела в нормативной базе и на обеспечение надежного функционирования и развития ЭЭС как единого технологического комплекса.

3. Одобрить структуру и основные положения представленного ОАО «СО ЕЭС» проекта «Технологических правил работы электроэнергетических систем».

4. Рекомендовать ОАО «СО ЕЭС» доработать проект «Технологических правил работы электроэнергетических систем» с учетом предложений, изложенных в экспертных заключениях организаций, членов Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и приглашенных специалистов.

5. Рекомендовать внести доработанный проект «Технологических правил работы электроэнергетических систем» на обсуждение Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики (I квартал 2011 г.).

*Заместитель председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», доктор техн. наук, проф.
В. В. Молодюк*

*Ученый секретарь Совета РАН по проблемам
надежности и безопасности больших систем
энергетики, заведующий отделением
ОАО «ЭНИН им. Г. М. Кржижановского»,
доктор техн. наук, проф.*

В. А. Баринов

6. Поддержать планируемые мероприятия по разработке и продвижению «Технологических правил работы электроэнергетических систем» с внесением изменений в Федеральный закон от 26.03.03 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», предусматривающих наделение Правительства РФ полномочиями по утверждению «Технологических правил работы электроэнергетических систем» и наделение Минэнерго России полномочиями по установлению обязательных требований к объектам электроэнергетики и энергопринимающим установкам, работающих в составе электроэнергетической системы.

*Ученый секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», канд. техн. наук
Я. Ш. Исамухамедов*

Закон о Росатоме позволит снизить вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций

На пленарном заседании 24 сентября 2010 г. Госдума заслушала в первом чтении проект федерального закона №426193-5 «О внесении изменений в Федеральный закон «О Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» и отдельные законодательные акты Российской Федерации», внесенный Правительством Российской Федерации.

Как заявил председатель Комитета ГД РФ по энергетике Юрий Липатов, законопроект уточняет ряд положений Федерального закона «О Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» в части обеспечения более эффективного исполнения Госкорпорацией закрепленных за ней полномочий и функций, а также вносит изменения в законы: «О ведомственной охране», «О приватизации государственного и муниципального имущества», «О морских портах в Российской Федерации и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», Градостроительный кодекс Российской Федерации, а также Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации».

Законопроект закрепляет полномочия Корпорации в части осуществления контроля за обес-

печением ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности ядерных установок, радиационных источников и пунктов хранения при использовании ядерной энергии в учреждениях Корпорации, ее акционерных обществах, их дочерних и зависимых обществах, а также подведомственных предприятиях.

Законопроект расширяет права Корпорации в части управления федеральным имуществом в установленной сфере деятельности, приобретения и реализации ценных бумаг и предоставления займов, закрепляет за ней функции государственного заказчика новых программ, расширяет функции Корпорации по обеспечению деятельности в области имущественного и неимущественного права, в том числе использования результатов интеллектуальной деятельности в качестве имущественных взносов Российской Федерации.

Реализация положений законопроекта позволит повысить эффективность организации производственного процесса на предприятиях атомной отрасли, снизить вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций, а также обеспечить поступательное развитие ядерного комплекса страны.

Строительство линии электропередачи для электроснабжения острова Русский в Приморском крае

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» — Магистральные электрические сети (МЭС) Востока — приступил к строительству линии электропередачи 220 кВ Зеленый угол — Русская протяженностью 16,8 км в Приморском крае. Строительство ведется в рамках инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» и Федеральной целевой программой «Социальное и экономическое развитие Дальнего Востока и Забайкалья на период до 2013 года». Новая линия предназначена для электроснабжения потребителей острова Русский: объектов саммита стран Азиатско-Тихоокеанского экономического сотрудничества (АТЭС) 2012 г., Дальневосточного федерального университета, океанариума, Дальневосточного отделения Российской Академии наук. Объем инвестиций в строительство линии электропередачи 220 кВ Зеленый угол — Русская составит 3,5 млрд руб.

Линия электропередачи 220 кВ Зеленый угол — Русская соединит строящиеся на материковой части города Владивостока подстанции 220 кВ Зеленый угол и Патрокл с подстанцией 220 кВ Русская, которая возводится на одноименном острове. С учетом городской застройки линия электропередачи пройдет по территории Владивостока в воздушном исполнении с кабельной вставкой. Материковую часть с островом соединит кабельная линия, которая пройдет по дну пролива Босфор Восточный. Среди магистральных сетевых энергообъектов, предназначенных для электроснабжения стро-

ящихся объектов саммита АТЭС, строительство линии электропередачи 220 кВ Зеленый угол — Русская с подводным переходом через пролив Босфор Восточный станет самым сложным в техническом решении объектом.

В настоящее время работы по строительству линии электропередачи 220 кВ Зеленый угол — Русская ведутся на материковой части. В районе пересечения кабельной трассы 220 кВ со строящейся автомагистралью поселок Новый — полуостров Де-Фриз — Седанка — бухта Патрокл выполнен один из девяти запланированных переходов. Также продолжается рубка просеки в районе Артемовская ТЭЦ шириной 10 м. Прокладку кабеля по дну пролива Босфор Восточный планируется провести летом 2011 г. Полностью работы по строительству линии электропередачи будут завершены в декабре 2011 г.

Кроме линии электропередачи 220 кВ Зеленый угол — Русская в 2010 г. во Владивостоке Федеральная сетевая компания в рамках Федеральной целевой подпрограммы «Развитие города Владивостока как центра международного сотрудничества в Азиатско-Тихоокеанском регионе» и инвестиционной программы компании приступила к строительству подстанций 220 кВ Русская, Зеленый угол и Патрокл, поставила под напряжение подстанцию 220 кВ Аэропорт. Идет строительство трех линий электропередачи 220 кВ общей протяженностью более 100 км.

Экспертная комиссия Международного олимпийского комитета осмотрела электросетевые объекты ОАО «ФСК ЕЭС» в Сочинском регионе

Делегация Международного Олимпийского Комитета (МОК) осмотрела электросетевые объекты Сочинского региона, предназначенные для электроснабжения олимпийских объектов. Это подстанции 220 кВ Псоу, Поселковая, подстанции 110 кВ Лаура, Роза Хутор, Ледовый Дворец, Имеретинская, Мзымта, а также строящиеся распределительные сети 10 кВ, кабельные линии 10 и 110 кВ. Данные энергообъекты обеспечат надежное электроснабжение более 200 новых спортивных и санаторно-

курортных объектов, строящихся к Олимпийским играм 2014 г.

ОАО «ФСК ЕЭС» осуществляет проектирование, строительство и реконструкцию в Сочинском регионе 21 электросетевого объекта, предназначенного для энергоснабжения Зимних Олимпийских игр 2014 г. Работы ведутся в строгом соответствии с утвержденным графиком.

В 2009 г. в Сочинском регионе были построены подстанция 220 кВ Поселковая трансформатор-

ной мощностью 170 МВ·А и линия электропередачи 220 кВ Псоу — Поселковая протяженностью 46,8 км. Они стали первыми новыми объектами для электроснабжения курортного поселка Красная Поляна — основного места проведения Олимпийских игр 2014 г. В настоящее время выполнено технологическое присоединение к подстанции Поселковая энергоустановок ОАО «РЖД», что позволяет вести строительство уникального объекта — совмещенной автомобильной и железной дороги «Адлер — горно-климатический курорт «Альпика-Сервис». Также в прошлом году Федеральная сетевая компания ввела в эксплуатацию заходы линии электропередачи 220 кВ Дагомыс — Псоу на Сочинскую ТЭС.

На сегодняшний день завершены основные работы на подстанциях 110 кВ Лаура и Роза Хутор суммарной мощностью 160 МВ·А. Ведутся работы на подстанциях 110 кВ Имеретинская, Ледовый Дворец, Мзымта, а также идет сооружение распределительных сетей 10 кВ для электроснабжения горнолыжного курорта «Роза Хутор». Данные энергообъекты предназначены для электроснабжения строящихся олимпийских объектов, объектов связи и инженерной инфраструктуры для обслуживания

Зимних Олимпийских игр 2014 г. Питание новых энергообъектов будет осуществляться от подстанции 220 кВ Псоу, мощность которой к концу 2010 г. в результате реконструкции возрастет с 300 до 400 МВ·А. Для соединения подстанций между собой, а также с объектами генерации (Адлерская, Джубгинская и Кудепстинская ТЭС) планируется построить порядка 100 км кабельных и воздушных линий электропередачи.

В ходе работ на энергообъектах «олимпийского» назначения ОАО «ФСК ЕЭС» широко применяются инновационные технические решения. Соединять новые подстанции будут подземные кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена — экологичные, безопасные и надежные в работе. Применение комплектных распределительных элегазовых устройств (КРУЭ) позволит значительно сократить площадь подстанций, сделать их работу бесшумной. Компактное закрытое помещение, в котором устанавливается КРУЭ, исключает воздействие оборудования на окружающую среду, а также защищает оборудование от внешних факторов. Кроме того, новые подстанции оснащены автоматизированными системами управления технологическими процессами и системами видеонаблюдения.

ОАО «ФСК ЕЭС» и ООО «Газпром энергохолдинг» заключили соглашение о сотрудничестве

15 августа 2010 г. в Сургуте ОАО «ФСК ЕЭС» и ООО «Газпром энергохолдинг» заключили соглашение о долгосрочном сотрудничестве и координации деятельности в рамках реализации инвестиционных программ компаний. Соглашение было заключено в рамках совещания, прошедшего под председательством министра энергетики РФ Сергея Шматко. В совещании приняли участие заместитель министра энергетики РФ Андрей Шишкин, губернатор ХМАО Наталья Комарова, руководители российских генерирующих и сетевых компаний, имеющих предприятия на территории округа.

Документ, в частности, предусматривает развитие взаимовыгодного сотрудничества по синхронизации инвестиционных программ и их реализации, а также в рамках выполнения программ перспективного развития субъектов электроэнергетики.

Взаимодействие будет осуществляться в соответствии с планами-графиками мероприятий по синхронизации инвестиционных программ ком-

паний в части ввода генерирующих мощностей и сооружения электросетевых объектов для выдачи мощности и электроэнергии в Единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть (ЕНЭС).

В настоящее время соответствующие планы-графики приняты в отношении девяти инвестиционных проектов по вводу генерирующих мощностей и синхронизированного с ними электросетевого строительства: Правобережная ТЭЦ-5 (450 МВт, ОАО «ТГК-1»), ТЭЦ-22 (450 МВт, ОАО «ТГК-1»), Серовская ГРЭС (420 МВт, ОАО «ОГК-2»), Ставропольская ГРЭС (420 МВт, ОАО «ОГК-2»), Троицкая ГРЭС (660 МВт, ОАО «ОГК-2»), Киришская ГРЭС (800 МВт, ОАО «ОГК-6»), Новочеркасская ГРЭС (330 МВт, ОАО «ОГК-6»), Череповецкая ГРЭС (420 МВт, ОАО «ОГК-6»), ТЭЦ-26 (420 МВт, ОАО «Мосэнерго»).

Кроме того, стороны договорились разработать и согласовать аналогичный план-график в отношении строящейся Адлерской ТЭС.

Выполнен проект строительства третьего энергоблока Экибастузской ГРЭС-2

12 августа 2010 г. проект по строительству энергоблока № 3 Экибастузской ГРЭС-2 (Республика Казахстан, Павлодарская обл.) сдан в органы государственной экспертизы. Проект расширения Экибастузской ГРЭС-2 мощностью 500 МВт является одним из приоритетных инвестиционных энергетических проектов, имеющих важнейшее значение для устойчивого развития двух государств. В июле 2010 г. в ходе рабочей встречи президентов России и Казахстана состоялось подписание кредитного соглашения для финансирования проекта «Расширение и реконструкция Экибастузской ГРЭС-2 с установкой энергоблока № 3».

Генеральным проектировщиком по проекту выступает Группа компаний «КОТЭС», подразделения которой расположены как в Казахстане, так и в России. За 5 мес. специалисты компании «КОТЭС» совместно с субподрядными организациями разработали основные технические решения и утверждаемую часть проекта. «Мы благодарны всем коллегам, принимавшим участие в разработке проекта, — говорит генеральный директор «КОТЭС» Дмитрий Серант. — Среди них такие ведущие проектные организации из Казахстана и России, как КазНИПИЭнергопром и Лонас Технологии».

По словам Дмитрия Серанта, в разработанном проекте предусмотрено применение самых современных технологий по повышению эффективности и экологичности работы станции. «В целях снижения выбросов оксидов азота в уходящих дымовых газах, — говорит Дмитрий Серант, — нами заложены новейшие технические решения по конструкции низкоэмиссионных горелочных устройств и ступенчатому сжиганию. Эти решения опробованы и внедрены на ряде зарубежных объектов и показали высокую эффективность их использования. Также на новом энергоблоке предполагается установка современной системы сероочистки, которая позволит снизить выбросы оксидов серы и довести их до требуемых показателей». Основное оборудование на третьем энергоблоке будет аналогично работающему сегодня на двух предыдущих.

При этом предполагается серьезная модернизация котельного и турбинного оборудования в целях максимального повышения КПД энергоблока. Блок будет оснащен современной системой автоматизации.

Проект энергоблока выполнен с использованием программы трехмерного проектирования PDMS. «Для нас очень важна возможность использования в работе самого современного программного продукта трехмерного проектирования — PDMS компании AVEVA, — говорит Дмитрий Серант. — Проектирование сегодня невозможно без построения трехмерных моделей, которые не только значительно повышают эффективность и качество выполнения проектных и строительных работ, но и способны обеспечить сопровождение жизненного цикла объекта при эксплуатации. На ГРЭС-2 планируется реализовать такие возможности».

Особенностью проекта, отчасти осложняющей ход выполнения работ, генеральный проектировщик называет необходимость использования существующих строительных конструкций для нового энергоблока. «По сути, нам надо вписать новые, современные технические решения и оборудование в уже существующие, заданные старым проектом рамки строительной площадки, — говорит Дмитрий Серант, — а это зачастую значительно сложнее, чем проектировать и строить заново. Кроме того, возникает необходимость проведения большого количества дополнительных работ. Так, например, имеющиеся сегодня фундаменты были построены 15–20 лет назад, а значит, они нуждались в дополнительном обследовании и оценке возможности дальнейшего использования».

В связи с необходимостью скорейшего введения новых мощностей в регионах Северного Казахстана и Сибири сроки проекта строительства третьего блока Экибастузской ГРЭС-2 крайне ограничены. Уже в ближайшее время на объекте будут развернуты работы по подготовке площадки строительства энергоблока. Пуск третьего энергоблока в эксплуатацию планируется в декабре 2013 г.

ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) — Уралэлектротяжмаш» завершил монтаж четырех трансформаторов в республике Саха

В рамках строительства объекта «Мирный—Сунтар—Нюрба» (Республика Саха, Якутия) ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)—Уралэлектротяжмаш» отгрузил и смонтировал четыре трансформатора на строящемся объекте.

Предприятием спроектированы и произведены два модернизированных автотрансформатора АДЦТН-63000/220 УХЛ1 и два трансформатора — ТДТН-25000/110 УХЛ1. Модернизация была проведена в целях как усовершенствования отдельных узлов трансформатора, так и перехода на комплектующие от ведущих мировых производителей. На трансформаторах установлены вводы BRIT с полимерной RIP изоляцией (ABB, Швеция), газовое реле Бухгольца с устройством отбора проб газа с уровня установки трансформатора (ЕМБ, Германия), клапаны избыточного давления (Qualitrol), защищающие трансформаторы от разгерметизации при внутренних повреждениях и т.д. Для контроля температуры применяются микропроцессорные приборы мониторинга ТМ-1.

Кроме того, в трансформаторах применены переключающие устройства типа (ННІ, Болгария) и UZFRN (ABB, Швеция) с ресурсом, соответствующим требованиям ОАО «ФСК ЕЭС».

Впервые в России трансформатор ТДТН-25000/110 оборудован устройством РПН приставного типа UZ фирмы ABB. Все оборудование, необходимое для работы устройства, размещено в одном шкафу, который монтируется снаружи

бака, что позволяет уменьшить размеры бака трансформатора и облегчить процедуру монтажа.

Мощности новой ПС «Сунтар» обеспечат надежное энергоснабжение нефтеперекачивающих станций трубопроводной системы «Восточная Сибирь—Тихий океан» и перевод населенных пунктов Сунтарского района на централизованное электроснабжение.

Стоит отметить, что подстанция «Сунтар» спроектирована на четыре класса напряжения и будет расположена на 4,7 га промышленной застройки (для сравнения на такой территории можно разместить 6,5 стандартных футбольных поля).

Финансирование строительства ПС 220/110/35/6 кВ «Сунтар» ведется в рамках федеральной программы «Экономическое и социальное формирование Дальнего Востока и Забайкалья».

Сжатые сроки строительства (всего 18 мес.), сложная логистика, климатические особенности региона становятся серьезным вызовом для компании, организующей строительные работы.

Генеральным подрядчиком проекта выступило ОАО «АЛРОСА-ВГС», а проектировщиком — группа компаний «ЭнТерра».

Впервые исторический максимум потребления мощности региональной энергосистемы достигнут в летний период

По оперативным данным ОАО «СО ЕЭС», 11 августа 2010 г. в часы вечернего пика при среднесуточной температуре воздуха +31 °С потребление мощности в Кубанской энергосистеме достигло значения 3558 МВт, что на 17 МВт превысило исторический максимум потребления в энергосистеме, установленный 26 января 2010 г. при среднесуточной температуре –16 °С.

За всю историю существования ЕЭС России это первый случай, когда рекордное значение максимума потребления мощности в энергосистеме достигается в летний период. Исторические максимумы других региональных систем датированы зимними месяцами.

Рекордные показатели потребления электрической мощности в энергосистеме Кубани фиксировались начиная с июля 2010 г. Предыдущий

летний исторический максимум потребления мощности в энергосистеме Кубани, зафиксированный 25 августа 2008 г. на уровне 3148 МВт, был превышен 20 июля. В этот день, во время вечернего максимума, потребление мощности составило 3212 МВт при среднесуточной температуре +28,0 °С.

По мнению директора Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Кубани» (Кубанское РДУ) Юрия Степа-

ньяна, одной из причин роста уровня потребления мощности стала установившаяся аномально высокая, даже для Кубани, температура воздуха. Средняя температура воздуха в Краснодарском крае и Республике Адыгея, входящих в операционную зону Кубанского РДУ, в дни прохождения летнего максимума потребления мощности выше средней многолетней температуры августа на 7 °С.

«Другими, не менее важными причинами, являются интенсивное развитие курортно-рекреационного комплекса побережья Черного и Азовского морей, набирающее темпы формирование инфраструктуры олимпийских объектов в городе Сочи и, как следствие, связанное с ними наращивание электрических нагрузок при строительстве и вводе объектов», — отметил Юрий Степаньян. По его словам, на увеличение уровня потребления также оказало влияние увеличение числа туристов, приехавших на Кубань из регионов центральной России, где аномальная жара привела к значительному ухудшению экологической обстановки.

Увеличение до рекордных показателей летнего максимума нагрузок 2010 г. в условиях аномально высоких температур наружного воздуха привело к снижению пропускной способности распределительных сетей классов напряжения 6/10/35/110 кВ ОАО «Кубаньэнерго» и ОАО «НЭСК-Электросети». Снижение пропускной способности распределительного комплекса могло привести к возникновению технологических нарушений на объектах энергетики Кубани и нарушению нормального режима работы региональной энергосистемы. В целях недопущения возникновения технологических наруше-

ний и стабилизации работы энергосистемы Кубани в июле-августе вводился режим ограничения электропотребления. Незначительные ограничения вводились в относящемся к регионам с высокими рисками нарушения электроснабжения Юго-Западном районе и Центральном энергорайоне энергосистемы Кубани. В частности, в Краснодаре объем ограничений составлял от 1,8 до 7 МВт, а в городах Анапа и Геленджик — от 3 до 7 МВт.

По словам Юрия Степаньяна, риски надежности электроснабжения потребителей Анапы создает отставание развития сетевого комплекса 110–220 кВ в Анапском энергоузле. Для их устранения приказом Минэнерго РФ от 22.09.09 № 417 утверждены проекты по реконструкции и вводу новых объектов. В их число вошли технические мероприятия по реконструкции ВЛ 110 кВ Варениковская—Гостагаевская с заменой провода на большее сечение и ввод в работу ПС 220 кВ Бужора. Завершение реализации этих проектов запланировано соответственно ОАО «Кубаньэнерго» и ОАО «ФСК ЕЭС» в 2011 г.

«Однако, несмотря на высокий уровень потребления мощности, значительный объем реконструкции действующих энергообъектов и нового сетевого строительства, отставание развития сети 110–220 кВ, продолжающуюся ремонтную компанию в зоне ответственности ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Кубаньэнерго», Кубанская энергосистема в основном функционирует стабильно, без серьезных технологических нарушений, влияющих на системную надежность», — отметил директор Кубанского РДУ.

Системный оператор рассмотрел актуальные вопросы оперативно-диспетчерского управления режимами ЕЭС России

Под председательством первого заместителя председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Николая Шульгинова состоялось техническое совещание заместителей генеральных директоров и директоров по развитию технологий диспетчерского управления филиалов ОАО «СО ЕЭС» объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) и руководителей технологического блока исполнительного аппарата Системного оператора.

На совещании особое внимание было уделено обсуждению ситуации в Единой энергосистеме России в связи с аномальными погодными условиями июля — августа 2010 г.

«Аномально высокие температуры наружного воздуха, державшиеся на протяжении длитель-

ного времени, и пожароопасная обстановка привели к сложной режимно-балансовой ситуации как в ряде объединенных энергосистем, так и в ЕЭС России в целом. Системному оператору пришлось управлять режимами в условиях заметного роста потребления электрической энергии и мощ-

ности при значительном снижении располагаемой мощности электростанций, а также высокой аварийности на электростанциях и в электрических сетях», — отметил Николай Шульгинов. Он заявил о необходимости проведения специальных организационных и технических мероприятий для подготовки энергосистем к прохождению летнего периода, который в ряде регионов характеризуется столь же сложными схемно-режимными условиями, как и осенне-зимний период.

Важной темой совещания стал анализ первых результатов реализации новых функций, возложенных на ОАО «СО ЕЭС» в 2009–2010 гг. В частности, в ходе совещания были проанализированы и обсуждены результаты участия филиалов ОАО «СО ЕЭС» региональных диспетчерских управлений (РДУ) в процессе разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации на пятилетний период.

Кроме того, участники совещания обсудили подготовительные мероприятия по проведению долгосрочных конкурентных отборов мощности и запуску рынка системных услуг и принятые Правительством РФ изменения стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии.

Одной из тем совещания стали итоги плановых целевых проверок филиалов ОАО «СО ЕЭС», проведенных в июне — августе 2010 г., мониторинга соблюдения диспетчерскими центрами требований надежного управления электроэнергетическим режимом работы энергосистем и промежуточные результаты выполнения мероп-

приятий по подготовке к прохождению осенне-зимнего периода 2010/2011 г.». На совещании было отмечено, что по результатам контрольных мероприятий вынесен ряд замечаний, требующих устранения в период подготовки к прохождению ОЗП.

Подводя итоги технического совещания, первый заместитель председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Николай Шульгинов отметил важность взаимодействия служб технологического блока исполнительного аппарата Системного оператора, филиалов компании — ОДУ и РДУ с представителями органов исполнительной власти, субъектами электроэнергетики и крупнейшими потребителями и подчеркнул необходимость повышения эффективности такого взаимодействия.

По итогам совещания руководством технологического блока ОАО «СО ЕЭС» сформированы поручения руководителям технологических блоков ОДУ. Поручения направлены на решение актуальных вопросов по всем направлениям деятельности технологического блока. Итоги выполнения поручений и других решений совещания будут рассмотрены на очередном техническом совещании, проведение которого планируется в декабре.

На регулярно проводимых технических совещаниях ОАО «СО ЕЭС» разрабатываются единые подходы к реализации функций оперативно-диспетчерского управления, организации взаимодействия с субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, а также обсуждаются способы решения актуальных проблем повышения надежности и качества управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

Масштабные планы по газификации регионов Дальнего Востока

1 октября 2005 г. в, объекты энергосистемы Хабаровского края, полностью или частично газифицированные к тому времени (ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, котельная «Дземги» в г. Комсомольск-на-Амуре и ТЭЦ-1 в г. Амурск), получили природный газ с сахалинского месторождения Чайво. Тремя годами позже Хабаровский край первым из регионов Дальнего Востока завершил создание опорной сети газопроводов, в чем активно участвовало ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК). И сегодня природный газ в топливном балансе региональной энергосистемы составляет свыше 40 %, обеспечивая большую экологичность, эффек-

тивность и надежность энергетического производства.

«Это стало возможным благодаря беспрецедентному контракту, заключенному при поддержке Правительства Хабаровского края между консорциумом «Сахалин-1» и ОАО «Хабаровскэнерго», преемником которого в 2007 г. стало ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК), — говорит генеральный директор ДГК Михаил Шукайлов. — Контракт был заключен сразу на 20 лет вперед. Он гарантирует стабильность поставок природного газа на наши электростанции в требуемых объемах и по прогнозируемой цене вплоть до 2025 г. А это своего

рода гарантия надежного энергоснабжения населения и промышленности региона».

Увеличение поставок природного газа на электростанции края шло поэтапно — синхронно с увеличением потребностей. В 2006 г. энергетиками была частично газифицирована Хабаровская ТЭЦ-1, а в 2008 г. ДГК, построив 245 км магистрального и распределительного газопроводов, полностью перевела на газ два крупных энергоисточника — Николаевскую ТЭЦ и Хабаровскую ТЭЦ-2, которые работали до этого на дорогостоящем мазуте.

«Идея привести большой газ в большую энергетику, возникшая у руководившего в то время Хабаровским краем Виктора Ивановича Ишаева, ныне полпреда президента в ДФО, была дальновидной, — вспоминает заместитель генерального директора ДГК Александр Цымбал. — Руководство энергосистемы поддержало ее. Время подтвердило все преимущества газового топлива для ТЭЦ края».

«Самое главное, — говорит он, — произошло улучшение экологической обстановки в Хабаровске и Николаевске-на-Амуре вследствие заметного сокращения выбросов вредных веществ электростанциями ДГК, переведенными на голубое топливо. К примеру, угольная Хабаровская ТЭЦ-1, на которой поэтапно реконструировали под природный газ четыре котла из шестнадцати, уменьшила выбросы загрязняющих веществ в атмосферу с декабря 2006 г. на 6,5 тыс. т в год, Николаевская ТЭЦ с октября 2008 г. — почти на 2 тыс. т ежегодно».

Среди других положительных эффектов газификации специалисты ДГК отмечают улучшение

технико-экономических показателей и рост эффективности производства электрической и тепловой энергии, прежде всего, за счет внедренных современных технологий и оборудования с большей степенью автоматизации и более высоким коэффициентом полезного действия при работе на газе — на 3–4% выше, чем, к примеру, на угле. Уменьшились затраты на топливо в целом. Газ не надо разгружать, складировать, подготавливать к сжиганию (измельчать, как уголь, или подогревать, как мазут) и т.д. В результате появилась возможность решения застарелых проблем станций: дополнительных затрат на ремонт и модернизацию основного оборудования, зданий и сооружений.

С развитием газификации в Хабаровском крае возросла надежность энергоснабжения потребителей. За пять лет сотрудничества энергетиков с консорциумом «Сахалин-1» поставки газа осуществляются без сбоев, поскольку договорные отношения двух компаний продуманы до мелочей. Весной ДГК выйдет на максимальные объемы потребления газа, согласно контракту. В планах — перевести на голубое топливо пиковую водогрейную котельную и один энергоблок Хабаровской ТЭЦ-3.

Свой опыт по газификации энергокомпания применяет и в других регионах. Летом нынешнего года специалисты участвовали в пусконаладочных работах на ТЭЦ г. Петропавловск-Камчатский, переоборудованной «под газ». Кроме того, ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» осуществляет крупный инвестпроект по переводу на голубое топливо своих энергоисточников в г. Владивосток: ТЭЦ-2, ТЭЦ-1 и котельной «Северная».

Светодиодные инновации в действии

В ноябре 2009 г. Россия взяла курс на энергосбережение: согласно закону об энергосбережении, в ближайшие четыре года с территории РФ должны полностью исчезнуть лампы накаливания. На замену лампам «Ильича» должны прийти современные, энергоэффективные источники света. Компания «Сименс» сегодня задаёт тон в области инноваций: уже в начале 2011 г. Данный проект реализован при сотрудничестве с компанией OSRAM — подразделением концерна «Сименс АГ». В освещении офисного пространства были использованы светодиодные светильники OSRAM LEDVANCE XL холодного белого света с цветовой температурой 4000 К. Преимущества светодиодов перед другими источниками света сегодня становятся всё более очевидным фактом. Светодиоды

обладают более длительным сроком службы, меньшим энергопотреблением, являются экологически безопасными, что позволяет сохранять окружающую среду.

OSRAM LEDVANCE XL является эффективной заменой светильников с компактными люминесцентными лампами 2x26 Вт. Светильники OSRAM LEDVANCE оснащены современными светодиодами OSRAM OSOLON с высокой световой отдачей 100 лм/Вт (к примеру, световая отдача лампы накаливания ~14 лм/Вт). OSRAM LEDVANCE обладает превосходными техническими характеристиками: отличным показателем цветопередачи (более 80), большим сроком службы — 50 000 ч, при этом срок службы лампы накаливания — 1000 ч, низким слепящим действием. Использование данных светиль-

ников поможет сэкономить компании «Сименс» до 50 % электроэнергии.

«Сегодня в области светотехники перед Россией стоят амбициозные задачи: переход от ламп накаливания к светодиодным технологиям. Мы понимаем, что светодиодные технологии обладают большим потенциалом, и наша компания будет рада представить в России свои инновации в области све-

тотехники» — заявил генеральный директор ОАО «ОСРАМ» Йозеф Мартин.

Экономия и долговечность — это ещё не все преимущества светодиодов. Их использование также позволит компании «Сименс» сократить затраты, связанные с утилизацией источников света, так как светильники LEDVANCE со светодиодами, в отличие от люминесцентных ламп, не содержат ртути.

Рост потребления электроэнергии на фоне высокого износа оборудования повышает вероятность техногенной катастрофы

В 2010 г. аналитики ИА «INFOLine» ожидают увеличения потребления электроэнергии на 2%. По оценке специалистов агентства, к 2011–2012 гг. потребление электроэнергии выйдет на докризисный уровень. Аналитики ИА «INFOLine» в отраслевом исследовании «Холдинг МРСК: операционная деятельность и инвестиционные проекты 2010–2012 гг.» подчеркивают, что увеличение нагрузки на электростанции происходит на фоне высокого износа оборудования и небольшого ввода новых мощностей, что приводит к снижению надежности электроснабжения, а иногда к техногенным катастрофам.

В 2009 г. в связи с кризисом произошло снижение потребления электроэнергии на 4,6%, и оно могло бы быть еще существеннее, если бы не аномально низкие температуры отопительного периода 2009–2010 гг. В настоящее время наблюдается улучшение экономических показателей по сравнению с концом 2008 и 2009 гг. По итогам 2010 г. Минэнерго и Системный оператор прогнозируют рост энергопотребления на уровне 2%. Аналитики ИА «INFOLine» ожидают к 2012 г. увеличения потребления электроэнергии, которое выйдет на докризисный уровень. По данным первого варианта сводного баланса производства и потребления на 2011 г., который подготовила Федеральная служба по тарифам (ФСТ), энергопотребление в ЕЭС России вырастет относительно данных прогнозного энергобаланса 2010 г. на 3,4% до 1011,3 млрд кВт·ч, производство увеличится на 3,3% до 1026, 4 млрд кВт·ч.

Структура генерирующих мощностей на протяжении 15 лет в России существенно не менялась, ввод новых и реконструируемых электроэнергетических объектов сократился в несколько раз и составил в среднем около 1,5 МВт в год (в 60-х — 80-х годах прошлого столетия — 6–7 МВт в год).

По оценке специалистов ИА «INFOLine», на сегодняшний день степень износа мощностей в российском секторе электроэнергетики составляет примерно 65%, но при этом степень амортизации не является одинаковой в разных сегментах отрасли. Наименее изношены активы магистрального сетевого комплекса, который находится под управлением ФСК — 50%. Следующим идет сегмент генерации, износ мощностей которого составляет примерно 60–70%. Наиболее изношенными являются мощности распределительного сетевого сегмента — до 70%.

Износ электросетевого оборудования Холдинга МРСК составляет около 69%, что в 2 раза больше, чем показатели крупных зарубежных электросетевых компаний, которые составляют 30–45%. Острая необходимость реконструкции и модернизации оборудования стала главной причиной роста инвестиций. Инвестиционная программа Холдинга МРСК за I полугодие 2010 г была профинансирована в объеме около 30 млрд руб., а всего в 2010 г. планируется освоить около 106 млрд руб. Более высокий уровень инвестиций в 2010 г. среди компаний с государственным участием в уставном капитале предусмотрен только для ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Высокий износ оборудования приводит к снижению надежности электроснабжения, увеличение энергопотребления в перспективе обострит дефицит, который не смогут покрывать установленные мощности. Замена изношенного оборудования электросетевого хозяйства России — одна из первоочередных задач энергетической отрасли. На её решение будут направлены беспрецедентные средства: 10,2 трлн руб. до 2020 г. или около 47% общей суммы инвестиций в электроэнергетический сектор.