

ВЕСТИ ELECTRIC POWER'S NEWS

В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

2.2011

Содержание

Перспективы развития электроэнергетики

Об итогах деятельности топливно-энергетического комплекса
Российской Федерации в 2010 г. и задачах на 2011 г
Вступительное слово В.В.Путина 3

М.М. Пчелин

Ближайшее будущее электроэнергетики.
Состоится ли оно и когда? 6

К 25-летию аварии на ЧАЭС

В.А. Сидоренко

Замечания к урокам чернобыльской аварии 10

А.В. Кочерга

Неусвоенный урок..... 16

Надежность и безопасность

В.И. Гуревич

Кибероружие, уран и энергетика..... 20

Рыночные отношения

В.П. Басов

Что мешает развитию когенерации 24

Стандарты в электроэнергетике

Э.М. Перминов, Д.С. Савваитов

Система добровольной сертификации Корпорации
«Единый электроэнергетический комплекс»..... 28

Материалы НТС

Стабилизация напряжения электрической сети высокого напряжения
внутрисетевыми управляемыми источниками реактивной мощности ин-
дуктивно-емкостного типа..... 33

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 05.04.11
Формат 60×84 1/8
Печать офсетная

Редакторы:

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

© ЗАО «НТФ Энергопрогресс»,
«Вести в электроэнергетике», 2011

Разработка программы модернизации электроэнергетики России
на период до 2030 г. 38

Научные заметки

Альтернативная энергетика пришла в Москву..... 50

О.Г. Захаров
Надежность цифровых устройств — беспредметная дискуссия..... 51

Н.С. Александрова
Анализ эффективности применяемой оценки надежности и качества
поставляемых товаров и оказываемых услуг электросетевыми
организациями..... 53

Д.Э. Кронгауз, В. И. Пантелеев
Асинхронный двигатель как регулятор реактивной мощности..... 54

Информационные сообщения

Встреча С.И.Шматко с деятелями науки и ветеранами энергетики..... 57

Россия производит энергию из угольного метана; вредный газ
послужит безопасным топливом для производства энергии 58

Подстанции ОАО «ФСК ЕЭС» будут обеспечены источниками
бесперебойного питания на основе инновационных компонентов..... 59

Обзор новых изобретений в электротехнике и электроэнергетике..... 60

Об итогах деятельности топливно-энергетического комплекса
Российской Федерации в 2010 г. и задачах на 2011 г.

Вступительное слово В.В.Путина

09.02.11

Москва

Оценивая итоги и тенденции работы отрасли по всем её направлениям в 2010 г., и конечно, наши задачи на 2011 г., отмечу, что удалось обеспечить рост всех — хочу это подчеркнуть: всех! — ключевых показателей работы ТЭКа в 2010 г.

Увеличилась добыча нефти и газа. По газу прирост добычи составил почти 12%. Что касается нефти, то мы впервые (впервые!) вышли на уровень добычи 505 млн т в год, и это самый лучший показатель в мире: Россия сегодня занимает 1-е место в мире по добыче. Это как раз тот оптимальный объём, который покрывает и внутренние, и экспортные потребности. И такой уровень добычи нефти мы должны удерживать в предстоящие годы. Удерживать!

Обращаю внимание: прирост добычи нефти в основном был достигнут за счёт ввода крупных месторождений в Восточной Сибири, таких как Ванкорское, Талаканское, Верхнечонское. Также начата добыча на месторождении имени Корчагина на Каспии.

Кроме того, полным ходом идёт освоение новых газовых месторождений — Бованенковского, Заполярного. Продвигаются проекты по сжиженному природному газу (СПГ) и освоению шельфа.

Меняется и структура поставок нефти и газа. Российские компании выходят на новые экспортные маршруты, укрепляют свои позиции на внешних рынках, прежде всего в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР). Так, благодаря пуску первой очереди нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО) в 2010 г. нам удалось нарастить экспорт нефти в страны АТР практически на 45%.

Активно выходят на международный рынок такие нефтяные компании, как «Лукойл», «Роснефть». На внутреннем рынке увеличились объёмы нефтепереработки.

Мы и дальше будем стимулировать глубокую переработку сырья, выпуск качественных нефтепродуктов, отвечающих самым строгим экологическим требованиям. Такие производства с высокой добавленной стоимостью дают нам новые рабочие места, увеличивают налоговые поступления в бюджет, позволяют рачительно использовать природные богатства нашей страны.

Напомню, что уже с 2011 г. все наши НПЗ переходят на выпуск бензина стандарта «Евро-3».

Кроме того, заводам, на которых глубина нефтепереработки меньше 70%, запрещено подключаться к магистральным нефтепроводам. Такую политику, подталкивающую компании, бизнес к качественному развитию, внедрению инноваций, будем проводить и впредь.

Это касается и угольной промышленности. Вы помните, как было много разговоров о её бесперспективности несколько лет назад. Я всегда считал такую точку зрения поверхностной и просто ошибочной, тем более что мы не могли оставить десятки тысяч людей без поддержки, без работы, просто свалить на них весь груз проблем (и как бы они решались — ещё неизвестно), и потому пошли на программу масштабной реорганизации отрасли: государство потратило на эти цели 133 млрд руб.

К концу 2015 г. мы планируем завершить программу реструктуризации — она продолжается. Будем направлять средства на переобучение шахтёров, на ликвидацию аварийного жилья и бараков, на переселение людей из посёлков вокруг выработанных шахт и разрезов. Добавлю, что в 2010 г. угольная промышленность практически вышла на докризисный уровень. Ну мелочь какая-то осталась — практически это докризисный уровень. Было добыто 323 млн т угля. Костяк отрасли составляют рентабельные и успешные предприятия.

Вместе с тем особое внимание мы должны и впредь уделить вопросам безопасности в угольной отрасли — предотвращению аварий, созданию эффективной системы реагирования на чрезвычайные ситуации. Так, в июле прошлого года были внесены поправки в так называемый закон «Об угле», устанавливающие обязательные требования по дегазации шахт.

Повышается ответственность собственников предприятий. Расширены полномочия Ростехнадзора. Его инспекторы смогут приостанавливать работу предприятий, отстранять от работы их руководителей за грубые нарушения в сфере безопасности до вступления в силу решения суда.

Теперь о ситуации в электроэнергетике. В прошлом году выработка электроэнергии в России увеличилась на 4,3%. Произведено более 1 трлн кВт·ч электроэнергии. Это практически тоже сопоставимо с докризисным уровнем. Восстановлены и начали

На журнал «Вести в электроэнергетике» можно подписаться в любом отделении почтовой связи (**Объединенный каталог АРЗИ 2011, 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**

работу четыре гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС. Они сейчас дают примерно 50% среднегодовой плановой выработки. Всё уже смотрится вполне солидно.

Были запущены такие новые крупные энергообъекты, как блок № 7 на Шатурской ГРЭС, 2-й энергоблок на Калининградской ТЭЦ-2. Реализуются программы в атомной энергетике. Так, в прошлом году запущен блок № 2 Ростовской АЭС. Идёт строительство Ленинградской АЭС-2, Нововоронежской и Балтийской АЭС. В общей сложности ввод новых генерирующих мощностей в 2010 г. составил более 3,2 ГВт. Подчеркну, это один из самых высоких показателей за последние 10 лет. Такой же объём мы вводили только в 2005 г. Но задачи на 2011 г. в 2 раза больше: нужно будет ввести 6,5 ГВт. А в целом, в 2011 г., в большой энергетике должно быть введено 32 объекта.

Кроме того, прошу Минэнерго постоянно отслеживать график реализации инвестиционных программ и ввода энергоблоков, особенно тех, которые строятся в рамках договоров на поставку мощностей. Здесь срывов быть не должно. Мы же с вами договаривались в своё время: мы идём на определённые льготы, а компании своевременно инвестируют и вводят эти объекты.

Такие масштабные планы развития, ввод большого количества новых станций и энергоблоков потребуют серьёзной работы от российских машиностроителей. Мы, конечно же, рассчитываем, что наши машиностроители, энергомашиностроители, обеспечат выпуск современной техники, отвечающей всем мировым стандартам и требованиям. В ближайшее время в рамках отдельного совещания посмотрим, какие меры необходимо принять для поддержки нашего энергомашиностроения. Мы в ближайшие две-три недели такую встречу проведём, поговорим на все эти темы и обсудим все проблемы в энергомашиностроении.

В конце 2010 г. — начале 2011 г. мы столкнулись и с масштабными авариями. Без света и электричества остались многие регионы центральной России. Энергетики, ремонтники делали всё, чтобы восстановить линии. Однако для ликвидации последствий аварий в некоторых районах и посёлках потребовались не один день, и не одна неделя. Были случаи рассогласованных действий, отсутствия должной координации между ведомствами и территориальными энергетическими компаниями.

Произошедшие чрезвычайные происшествия — это не только следствие аномальной погоды. Конечно, это ещё и серьёзный сигнал, показывающий положение дел в сетевом хозяйстве. Оно у нас сильно устарело. По оценкам, физический износ распределительных сетей достигает 70%.

Например в Калининграде выяснилось, что некоторые вышки (опоры) стоят более 60 лет без замены и ремонта. Немцы ещё строили. Нужно обновлять сети, оборудование, создавать резервные линии, отстраивать чёткую работу региональных энергетических компаний, наводить порядок с лесными просеками вдоль ЛЭП, в том числе решить проблемы с выдачей разрешений на вырубку леса. В целом надо урегулировать все вопросы земельно-имущественных отношений, возникающие при строительстве и ремонте электросетевых и других линейных объектов ТЭКа.

Обращаю внимание: следующую зиму мы должны пройти без повторения подобных аварий. Нужно провести детальный мониторинг и заранее локализовать все проблемные места в электросетевом хозяйстве, инфраструктуре. Прошу Министерство энергетики, ФСК, МРСК, а также «Ростехнологии», не откладывая, заняться всеми организационными и техническими вопросами.

Параллельно с этим нужно готовить планы общего обновления сетей. Считаю, что здесь нужна специальная долгосрочная программа. Прошу Минэнерго представить свои предложения на этот счёт. Мы с руководителем МРСК говорили: там цифры колоссальные. Но надо делать, надо программу создавать и постепенно начинать её осуществление, изыскивать источники. Работать надо!

Сегодняшнее совещание — повод обсудить ещё одну очень важную проблему. Это ситуация с ценами. Надёжное обеспечение внутреннего рынка должно служить для нас безусловным приоритетом. Нужно создать надёжную страховку от разного рода скачков, от немотивированного и ничем не обоснованного вздутия цен, а сам механизм ценообразования должен быть максимально прозрачным.

В этой связи не могу не остановиться на ситуации с ценами на дизельное топливо, тем более что это один из ключевых ресурсов для сельхозпредприятий, начавших, по сути, весенне-полевые работы. Обращаю внимание, уважаемые коллеги: с декабря 2010 г. по январь 2011 г. рост цен на дизельное топливо составил более 35% (это отпускные цены с НПЗ). Средняя цена на солярку в январе перевалила за 28 тыс. руб. за 1 т. Минэнерго, ФАС, Российская академия наук провели анализ факторов, оказавших влияние на такой бурный рост. И что выявилось на деле? Объективные факторы роста тоже есть, но они оказались совсем не основными.

По данным Минэнерго и ФАС, получается, что более 50% в увеличении цены (или в абсолютных цифрах — в январе 3902 руб., а в феврале 3500 руб.) приходится на так называемый фактор роста спроса.

Именно этим объясняют рост цен представители нефтяных компаний. С этим, вы понимаете, никто не может согласиться. Такая постановка вопроса может привести к оправданию дефицита, а затем, на втором этапе, и к его искусственному созданию. Не хотелось бы думать, что причина скачка цен такая банальная — просто грубо извлечь необоснованную максимальную прибыль.

Минэнерго, другие ведомства сейчас ведут работу по стабилизации рынка, взаимодействуют с нефтяными компаниями. В результате такой работы ряд компаний уже позитивно отреагировал: «Сургутнефтегаз», например, снизил отпускные цены с НПЗ на 2 тыс. руб., «Роснефть» — на 1,5 тыс. руб., «Лукойл» снизил цены. Вместе с тем пока нет реакции ни от «Газпром нефти», ни от «ТНК-ВР».

В этой связи даю команду ФАС незамедлительно начать антимонопольное расследование по любым фактам необоснованного завышения цен на топливо.

Также считаю, что нам необходимо подумать о формировании резервов на нефтепродукты для сглаживания сезонных колебаний. И прошу Минэнерго поговорить с коллегами и с нашими ведущими компаниями — «Транснефтью», НПЗ — выяснить, где, какие возможности на этот счёт существуют, сделать соответствующие предложения.

Кроме того, НПЗ должны согласовывать с Минэнерго и Ростехнадзором свои планы ведения текущих ремонтов и регламентных работ, чтобы заводы не останавливались на ремонт одновременно, как это бывает сегодня. И в связи с этим не возникал бы дефицит поставок. Соответствующее решение мы примем в самое ближайшее время. Согласовывайте теперь с Минэнерго ваши регламентные и другие ремонтные работы.

Сегодня могу сообщить, что мы приняли принципиальное, согласованное с вами, уважаемые коллеги, с нефтяными компаниями решение: в текущем году продлить льготную цену на ГСМ для сельхозпроизводителей. Скидка должна составить, как мы с вами договорились, 10% от цены, которая сложилась на 1 ноября 2010 г. Это значит, что от сегодняшней цены скидка составит где-то 30%, чуть больше. В абсолютных цифрах это значит, что сельхозпроизводители получат поддержку порядка 10 млрд руб.

Проекты соответствующих постановлений Правительства подготовлены, завтра будут вынесены на заседание Правительства, приняты и подписаны. Есть ещё один документ — распоряжение Правительства: оно будет подписано сегодня.

Агропромышленный комплекс, который пережил трудный, очень трудный 2010 г., нуждается

в поддержке. Нужно дать возможность нормально провести весенние полевые работы, заложить базу для будущего урожая. И конечно, нам нужны системные решения, которые позволят сделать механизм ценообразования на рынке предсказуемым и объективным. Речь идёт и об использовании прямых контрактов на поставку нефтепродуктов, и о широком внедрении механизмов биржевых торгов, которые позволяют установить справедливую цену.

Напомню, для стимулирования торговли через биржевые площадки мы договорились об обязательной продаже через биржу до 15% сырья и нефтепродуктов. В 2010 г. через механизм биржевых торгов было продано 7,6 млн т нефтепродуктов — рост более чем в 3 раза по сравнению с 2009 г. По экспертным оценкам, такой же рост ожидается в 2011 г. Но всё же этого пока явно недостаточно, мало.

Нам нужно и дальше расширять биржевую торговлю, внедрять различные финансовые инструменты, в том числе фьючерсы, организовывать торговлю не только нефтепродуктами, но и сырой нефтью. И, безусловно, должна быть обеспечена транспортировка всех углеводородов, которые реализованы через биржу, т. е. для нефтяных компаний должна быть гарантирована работа с транспортом. И вы, и потребители, конечно, должны быть уверены в том, что купленные на бирже нефтепродукты будут поставлены в полном объёме и чётко в срок.

Хочу проинформировать, что приняты дополнительные решения, направленные на сохранение благоприятных условий для развития биржевой торговли и нефтепродуктов, и эти решения тоже будут завтра приняты на заседании Правительства. Теперь регистрироваться на бирже будут не только сделки, проходящие через биржевую площадку, но и внебиржевые сделки с нефтью и нефтепродуктами, в том числе и долгосрочные контракты. Это также будет способствовать, как нам кажется, созданию прозрачных и понятных правил при формировании цен на нефтепродукты. В целом надо стимулировать заключение на рынке прямых долгосрочных договоров без посредников.

Прошу также Минэнерго, ФАС с участием нефтяных компаний, а также ключевых потребителей нефтепродуктов подумать над созданием, условно скажем так, биржевого комитета — саморегулирующей организации. Эта структура могла бы заниматься системным мониторингом ценовой ситуации на внутреннем рынке нефтепродуктов, давать объективную картину тенденций на рынке.

Ещё одно замечание. ТЭК, нефтянка в целом объективно несут высокую налоговую нагрузку. Кроме того, фактически субсидируют другие

отрасли экономики. Поэтому на предприятия ТЭКа не должны ложиться дополнительные издержки, в том числе транспортные. К любым решениям по тарифам на перевозку нефтепродуктов нужно относиться предельно аккуратно — искать оптимальные решения.

Мы с вами не раз обсуждали подходы к разработке эффективной модели налогообложения. Это налоговый режим для новых месторождений, выработанных и низкодебитных скважин, а также дифференциация НДС и выравнивание пошлин на светлые и тёмные нефтепродукты. Считаю, что дискуссия вокруг налогов явно затянулась. Это мешает компаниям выстраивать долгосрочные стратегии развития и планы. Поэтому прошу максимально оперативно проработать вопросы по налогообложению отрасли и представить возможные варианты

для рассмотрения на правительственной комиссии по ТЭКу в самое ближайшее время. Весной эту работу надо закончить.

И последнее. Прошу Минэнерго совместно с «Газпромом» проработать возможности обеспечения паритетного доступа к трубопроводному транспорту всех независимых производителей в целях заключения долгосрочных договоров поставок газа на энергообъекты, сооружаемые в рамках наших договоров на поставку мощности. Здесь тоже не могу не согласиться с энергетиками. Как же они будут вкладывать сейчас инвестиции, стройки осуществлять, будучи неуверенными в том, что они получат газ на эти объекты? И прошу Министерство энергетики вместе с «Газпромом» обязательно доработать этот вопрос и решить без всяких проволочек.

Ближайшее будущее электроэнергетики. Состоится ли оно и когда?

М.М. Пчелин, ветеран энергетики, лауреат премии Совета министров СССР

В течение последнего пятнадцатилетия на различных уровнях управления многократно разрабатывались, утверждались и, как правило, не реализовывались или не были готовы к реализации различные схемы и программы развития электроэнергетики. Однако 15 июля 2010 г. Минэнерго РФ приказом № 333 утвердило Схему и программу развития ЕЭС России на 2010–2016 гг. (далее Схема). Такой подход министерства к разработке целевых программных документов развития отрасли казалось бы явился шагом вперёд, так как на рассматриваемом отрезке времени могут и должны были бы быть получены максимально достоверные результаты реализации намеченных планов.

Этот документ разработан в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.09 № 823 «О схемах и программах развития электроэнергетики». Его основной целью «является содействие развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность»

Основными задачами Схемы являются обеспечение надежной работы ЕЭС России в долгосрочной перспективе на основе скоординированного разви-

тия объектов электроэнергетики, а также информационное обеспечение деятельности энергетических организаций различных форм собственности с учётом государственной политики, проводимой в сфере электроэнергетики.

Рассматриваемый документ действителен до первого марта 2011 года, после чего схема будет утверждаться на 2011–2017 год. Согласования в правительстве РФ и других органах государственной власти документ не требует. В то же время он является основой для разработки региональных программ развития электроэнергетики, которые будут утверждаться органами исполнительной власти субъектов РФ.

Что же получается в действительности при рассмотрении отдельных наиболее важных положений разработанной Схемы, а также итогов выполнения заданий по вводу энергетических мощностей в 2010 г.

1. На с. 3 Схемы и ниже в тексте приведен прогноз потребления электрической энергии по ЕЭС России на 2010–2016 гг. (см. рис.). Однако этот прогноз не подкреплён ни расчётными, ни аналитическими данными и требует уточнения исходя из потребностей экономики. **Фактическое потребление электроэнергии в 2010 г. составило 988,96 млрд кВт·ч, выработка — 1004,72 вместо предусмотренных 982,718 млрд кВт·ч.**



Прогноз потребления электроэнергии по ЕЭС

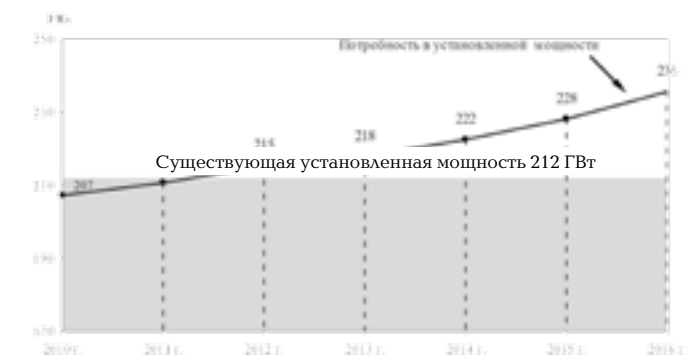
2. На с. 7 Схемы приведено соотношение потребления электрической энергии по объединённым энергосистемам (ОЭС) к ЕЭС России в 2009 и 2016 гг. Приведенные данные указывают на то, что региональная структура экономики по отношению к электроёмкости продукции и внедрению энергосбережения остаётся неизменной. Следовало бы это проанализировать и предложить меры по снижению электроёмкости.

3. На с. 21 Схемы приведена потребность в установленной мощности электростанций ЕЭС России (см. рис.). При её формировании на 2010–2016 гг. «учтены новые вводы объектов по производству электрической энергии, а также мероприятия по демонтажу, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующего генерирующего оборудования, согласно предложениям генерирующих компаний».

Резерв мощности в ЕЭС России на уровне 2010 г. «должен составить 24,8 млн кВт, на уровне 2016 г. — 29,2 млн кВт». Суммарные значения прогнозируемых ограничений мощности в 2010 и 2016 гг. оцениваются соответственно на уровне 24,7 и 22,4 млн кВт. С учетом перечисленных факторов, а также экспорта электроэнергии «потребность в генерирующей мощности электростанций составит 207,2 млн кВт на уровне 2010 г. и 235,7 млн. кВт на уровне 2016 г.». При этом основную часть потребности в генерирующей мощности составляет прогнозируемый на 2010–2016 гг. максимум потребления мощности по ЕЭС России.

При принятых уровнях и режимах потребления мощности суммарный максимум потребления (без учёта экспорта) по ЕЭС России на уровне 2010 г. составит 151,5 млн кВт и возрастет к 2016 г. до 177,3 млн кВт.

Следует особо отметить, что при формировании потребности в установленной мощности электростанций не был проведен анализ реальности сроков ввода новых объектов по производству электрической энергии, которые дают наиболее значительную часть прироста установленной мощности. Другие составляющие её прироста также не имеют необходимых расчётных и аналитических обоснований.



Потребность в установленной мощности электростанций ЕЭС России

4. Представленные на с. 26 планируемые объёмы демонтажа мощности на электростанциях ЕЭС России на 2010–2016 гг. в объёме 8,4 млн кВт, в том числе на АЭС — 0,6 млн кВт и на ТЭС — 7,8 млн кВт не имеют расчётного и адресного обоснования и представляются заниженными, исходя из реального состояния основных фондов, физического и морального износа основного и вспомогательного оборудования. При этом не учитывается, что в 1961–1990 гг. было введено более 80 % мощностей всех электростанций России. **И тем не менее в 2010 г. было демонтировано лишь 1006,7 МВт вместо предусмотренных 2650,7 МВт.**

5. На с. 31 Схемы без каких-либо веских оснований делается вывод, что «вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2010–2016 гг. предусматриваются в объёме 42,85 млн кВт, и в том числе: на АЭС — 9,87 млн кВт, на ГЭС — 3,52 млн кВт, на ГАЭС — 0,98 млн кВт, на ТЭС — 28,48 млн кВт». Далее в табл. 4.4 на стр. 32 приводятся вводы мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2010–2016 гг. (см. табл.). При этом нигде в схеме не указываются конкретные сроки вводов и конкретные привязки большинства вводимых объектов, а также объективная оценка возможности их ввода в установленные сроки.

Ввод мощности на электростанциях ЕЭС России в 2010–2016 гг., МВт

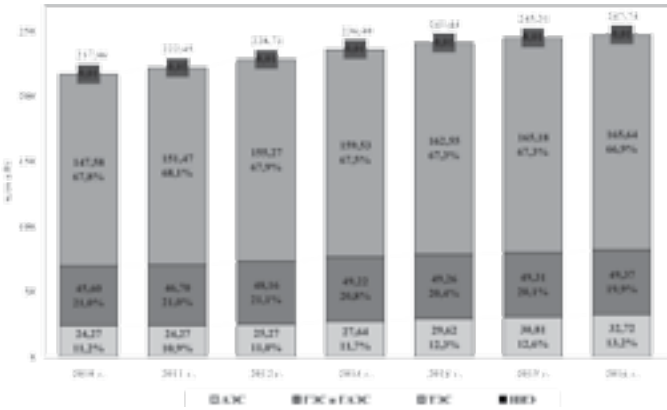
ЭС	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Всего за 2010–2016 гг.
ЕЭС России, всего	7618,9	5612,9	6587,9	8816,0	5970,0	5019,0	3225,0	42849,7
АЭС	1000,0		1000,0	2369,0	1980,0	1199,0	2320,0	9868,0
ГЭС	1079,0	999,9	999,9	442,0				3520,8
ГАЭС			420,0	560,0				980,0
ТЭС	5539,9	4613,0	4168,0	5445,0	3990,0	3820,0	905,0	28480,9
В том числе ТЭЦ	4253,9	1583,0	1943,0	2920,0	2200,0	960,0	265,0	14124,9

И это несмотря на то, что уже в настоящее время многие из объектов должны находиться в стадии высокой готовности. Особенно это касается вводов мощности на ТЭС, составляющих более половины всех вводов мощностей в рассматриваемом периоде. Что касается приведенных в схеме сроков ввода отдельных агрегатов АЭС и ГЭС, то реальность многих из них вызывает также сомнение и требует более глубокого анализа. Достаточно сказать, что из запланированных в Схеме и программе вводов на 2010 г. в объёме 7618,9 МВт, **вводы по ЕЭС России по итогам работы за 2010 г. с учётом электростанций промпредприятий составили лишь 2886,2 МВт**. Следует отметить, что уже после утверждения Схемы и программы развития ЕЭС России на 2010–2016 гг. вводы мощностей на 2010 г. были уменьшены до 5964,9 МВт.

6. Несмотря на отсутствие реальной оценки вводов, продолжающиеся процессы стагнации в энергетике и машиностроении, резкое ослабление кадрового и интеллектуального потенциала организаций, призванных решать задачи, поставленные руководством страны и Минэнерго России, авторы утверждённой Схемы делают вывод, что «установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет к 2016 г. на 35,89 млн кВт (16,9%) и составит 247,74 млн кВт. При этом утверждается, что в период 2010–2016 гг. в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России возрастет доля АЭС с 11,1 до 13,2%, доля ГЭС незначительно снизится с 21,0 до 19,9%, доля ТЭС снизится с 67,9 до 66,9%».

Прежде чем делать такой вывод, разработчикам Схемы следовало бы реально оценить происходящее в проектных организациях, на площадках строительства, на заводах — поставщиках основного и вспомогательного оборудования, а также в монтажных, пусконаладочных и эксплуатационных организациях, причастных к реализации утверждённой Схемы. Нужна нормальная, практическая, целенаправленная работа на достижение заплани-

рованных результатов, а не очередная схема и программа развития ЕЭС России, обречённая на очередную провал.



Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.11 с учётом вводов нового и модернизации действующего, а также вывода из эксплуатации генерирующего оборудования составила 214868,6 МВт вместо предусмотренных Схемой 217453,8 МВт.

7. Одной из важнейших задач развития современной энергетики является совершенствование топливного баланса объектов энергетики в направлении постоянного снижения ими доли расхода газа со значительным повышением эффективности его использования. Затянувшаяся «газовая пауза» создаёт в настоящее время реальную угрозу энергетической безопасности России, несмотря на имеющиеся запасы газа. Однако этот тезис не нашёл реального отражения в Схеме, и в стране практически прекращены все работы по эффективному сжиганию и энерготехнологической переработке углей в высокосортное топливо и сырьё для химии.

На с. 61 схемы в табл. 6.2 приведена «потребность тепловых электростанций ЕЭС России в органическом топливе в 2010–2016 гг.» (см. табл.). Из этой таблицы следует, что в течение всего рассматриваемого периода доля использования газа остаётся практически неизменной, на уровне 68–68,5%, что выше, чем в отчётном, 2009 г. — 65,4%. При этом в ОЭС Центра доля газа сохраняется на уровне 87–88%, а в ОЭС Юга на уровне 96,6–97%.

По итогам работы за 2010 г. доля использования газа в энергетике составила 71%, угля — 26% и мазута 3%.

Следует особо отметить, что в рассматриваемой схеме и программе развития ЕЭС России не уделено никакого внимания решению проблем повышения эффективности использования газа. Это можно было бы осуществить за счёт реконструкции и модернизации конденсационных электростанций с блоками мощностью 150–200–300 и 800 МВт, а также ТЭЦ с агрегатами различной мощности на основе современных технологий, позволяющих экономить до 30% топлива. Одновременно это позволило бы увеличить мощность и маневренность действующих электростанций, особенно с блоками 300 МВт, при сохранении основных параметров и инфраструктуры станций.

8. Рассматриваемая Схема и программа развития ЕЭС России страдает многими другими недоработками. Так, не нашлось места ни единому слову о развитии и модернизации сетей высокого напряжения; не отражены проблемы совершенствования структуры топливного баланса в электроэнергетике; не рассмотрены вопросы внедрения научно-технических достижений на отрезке рассматриваемого периода развития электроэнергетики; не нашлось места рассмотрению проблем эффективности и внедрения энергосбережения непосредственно в сфере электроэнергетики; вопросам инвестиционной и тарифной политики, проблем восстановления и максимального использования возможностей отечественного энерго- и электромашиностроения и многим другим.

Схема и программа развития ЕЭС России слабо увязана с показателями развития экономики страны и разрабатываемым **очередным коллективом авторов** проектом модернизации электроэнергетики России **на очередной период до 2030 г.** Нельзя не отметить также низкое качество редакции, повторы и наличие ненужной информации, обеспечившей схеме бумажный вал.

9. Предварительно в 2011 г. предусматривается увеличение установленной мощности на 8458,3 МВт, в том числе за счёт новых вводов на 8383,55 МВт и за счёт модернизации действующего оборудования — на 74,75 МВт. Однако Схемой и программой развития ЕЭС России на 2010–2016 гг. её установленную мощность в 2011 г. предполагалось увеличить до 222445 МВт, в том числе за счёт новых вводов только на **5612,9 МВт**.

Если учесть, что в 2010 г. было введено лишь **2886,2 МВт** мощностей, то ввод в 2011 г. **8383,55 МВт**, из которых более 40% намечается в IV квартале, практически нереален. При принятом порядке ежегодного переутверждения показателей Схемы и программы развития ЕЭС России, участь срыва вводов энергетических мощностей может постигнуть как 2012 г. так и последующие за ним годы. При этом руководители и ведущие акционеры генерирующих и других энергетических компаний по-прежнему, не осознают меру своей ответственности перед обществом за надёжное и эффективное электро- и теплоснабжение отраслей экономики и населения страны, несмотря на имеющиеся у них обязательные инвестиционные и другие обязательства по развитию электроэнергетики.

Чтобы этого не случилось, **необходимо прямое, пусть временное, жёсткое управление организацией функционирования и развития электроэнергетики со стороны первых лиц государства.** Для этого у них есть всё: административный и финансовый ресурс, законодательная база, нормативно-правовое обеспечение. Всё остальное, к сожалению, уже было, но не помогло...

Потребность тепловых электростанций ЕЭС России в органическом топливе в 2010–2016 гг., тыс. т у.т.

Топливо	ФАКТ		ПРОГНОЗ						
	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Всего	303318	280381	293059	292349	297919	304917	307225	313960	323065
Газ	207090	192307	199410	200549	204831	207259	208211	213166	221338
Нефтепродукты	5324	5399	5123	4069	3853	3819	3798	3820	3874
Прочее топливо	9141	8477	8576	8824	8862	8852	8892	8949	9007
Уголь	81763	74198	79950	78907	80373	84987	86324	88026	88846

Замечания к урокам чернобыльской аварии

**В.А. Сидоренко, чл. -корр. РАН, профессор, доктор техн. наук
(Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт»)**

Чернобыльская авария глубоко потрясла наше общество и продолжает оставаться предметом анализа, обсуждений и воспоминаний. К сожалению часто это проявляется в форме обязательного ритуала либо истерии, далеких от взвешенной и квалифицированной оценки катастрофы и сопутствующих ей событий.

О необходимости такой оценки жестко напомнила авария на Саяно-Шушенской ГЭС, поскольку ее системные причины оказались полностью аналогичными системным причинам чернобыльской аварии.

В 2002 г. я подготовил в составе сборников по истории ядерной энергетики Советского Союза и России специальный выпуск, посвященный урокам чернобыльской аварии. В него я включил наиболее представительные и квалифицированные документы, связанные с этим событием:

- Доклад Правительственной комиссии по расследованию причин аварии на Чернобыльской АЭС 26 апреля 1986 г. (июнь 1986 г.);
- Объяснительная записка в КПК при ЦК КПСС В.А. Сидоренко (июль 1986 г.);
- Авария на Чернобыльской АЭС и ее последствия. Информация, подготовленная для совещания экспертов МАГАТЭ (25–29 августа 1986 г., Вена);
- Авария на Чернобыльской АЭС: год спустя (28 сентября — 2 октября 1987 г., Вена);
- Итоговый доклад о совещании по рассмотрению причин и последствий аварии в Чернобыле. Доклад Международной консультативной группы по ядерной безопасности (1988 г., Вена, INSAG-1);
- Международный чернобыльский проект. Экспертиза радиологических последствий и оценка защитных мероприятий. Доклад международного консультативного комитета (1991 г.);
- Причины и обстоятельства аварии на IV блоке Чернобыльской АЭС. Меры по повышению безопасности АЭС с реакторами РБМК (заключение экспертов Минатомэнергопрома СССР, 1991 г.);
- О причинах и обстоятельствах аварии на IV блоке Чернобыльской АЭС 26 апреля 1986 года. Доклад комиссии Госпроматомнадзора СССР (1991 г.);
- Чернобыльская авария: Обновление INSAG-1. Доклад Международной консультативной

группы по ядерной безопасности (INSAG-7, 1992 г., Вена);

- 10 лет чернобыльской катастрофы. Итоги и проблемы преодоления ее последствий в России. Российский национальный доклад (1996 г.);
- Международная конференция «Десять лет после Чернобыля: Подведение итогов по последствиям аварии». Краткое изложение результатов конференции (1996 г., Вена);
- Чернобыльская катастрофа. Итоги и проблемы преодоления ее последствий в России. 1986–2001 гг. Российский национальный доклад (2001 г.).

В 70-е годы в среде специалистов стало формироваться понимание возможности и последствий крупных аварий на АЭС. Значительным продвижением в этом комплексе проблем стало опубликование в 1974 г. доклада проф. Расмуссена, посвященного анализу вероятности возникновения и возможных последствий тяжелых аварий на атомных станциях, приводящих к разрушению активной зоны реактора.

Внимание к тяжелым авариям переросло на Западе в систематическую и организованную работу по их изучению и предотвращению после аварии на АЭС «Три-Майл-Айленд».

Много внимания стали уделять подготовке эксплуатационного персонала и тренажерной базе.

Официальная реакция в Советском Союзе сводилась, в первую очередь, к игнорированию возможности подобных событий на наших станциях, что проявилось в отсутствии каких-либо серьезных действий в этом направлении.

В Институте атомной энергии была проведена оценка масштаба возможного радиационного воздействия на население в случае тяжелой аварии на какой-либо из действующих АЭС. Был сопоставлен уровень риска для населения в районах различных станционных площадок.

В общем отношении к проблеме угрозы тяжелых аварий на АЭС превалировал фактор малой плотности населения в условиях Советского Союза и значительного расстояния от больших скоплений населения (крупных городов) до АЭС.

Условия в странах Западной Европы, развивавших ядерную энергетику, были существенно более напряженными, и это служило некоторой мораль-

ной базой определенно меньшего внимания к техническим мерам предотвращения тяжелых аварий на АЭС в нашей стране. «Фактор расстояния» всегда присутствовал в нормировании и обеспечении приемлемого уровня безопасности.

В то же время (еще до аварии на АЭС «Три-Майл-Айленд») начались разработки атомных энергоисточников с высокой «внутренней безопасностью», с очень малой вероятностью тяжелых аварий, риск от применения которых был не чувствителен к фактору размещения. Пионерами в этих разработках стали атомные станции теплоснабжения.

В формировании такой стратегии на первом плане стояли факторы возможного прямого влияния излучения и радиоактивных веществ на здоровье и жизнь людей. Оглядываясь назад и имея за плечами трагический опыт чернобыльской аварии, можно сказать, что специалисты в области безопасности, в том числе и медики, сильно недооценивали роль общественных (социальных) факторов, формирующих последствия аварии. Сам факт крупной аварии и сопровождающие действия по ликвидации ее последствий могут оказывать больший вред и разрушительное влияние на общество, чем прямой ущерб здоровью людей, подвергнувшихся аварийному облучению.

В 70-е годы наиболее четко на социальные последствия возможных тяжелых аварий на АЭС обратил внимание проф. Фармер из Великобритании (F.R. Farmer. Выбор обоснованных норм риска. Доклад на симпозиуме МАГАТЭ. 1973г.).

Оценивая возможные радиационные последствия предполагаемых тяжелых аварий, можно признать, что предельному приемлемому уровню риска нанесения ущерба индивидууму (на уровне 10^{-5} на одно лицо в год) соответствует вероятность крупных аварий в пределах 10^{-3} — 10^{-4} на реактор в год. Приемлемый коллективный риск общества оценивается автором значением меньшим 10^{-4} (т.е. общественный ущерб ставит более жесткие ограничения, чем индивидуальный), исходя из следующих соображений: «Если крупная авария произойдет в течение следующих 10 лет (оценка делалась в 1973 г.!) или около этого, тогда дальнейшее развитие ядерной энергетики может быть задержано, работающие АЭС будут остановлены. В результате население какое-то время будет испытывать нехватку электроэнергии и будет вынуждено оплачивать по более высокой цене другие источники энергии. Обычно говорят, что подобное событие не должно случиться. Это означает, что вероятность совершения подобного события должно быть очень малой.

Если крупная авария произойдет в следующие 20–30 лет, тогда ряд стран, которые будут сильно

зависеть от развития ядерной энергетики, вряд ли легко воспримут последствия остановки работающих АЭС. Можно предвидеть вероятность резких ограничений в правилах эксплуатации, проведение дополнительных мероприятий по модификации оборудования и инспекционных осмотров. Отсюда следует необходимость создания таких условий, чтобы событие имело малую вероятность совершения применительно по всем АЭС, строящимся по существующей технологии, и, по крайней мере, применительно к тем АЭС, строительство которых запланировано до 1980 года. К тому времени будут эксплуатироваться или строиться около 500 АЭС, так что суммарный опыт эксплуатации к тому времени составит свыше 10 тыс. реакторо-лет».

Отсюда как приемлемая появляется вероятность крупной аварии менее 10^{-4} на реактор в год — как верхний предел. Если поставить цель из соображений снижения социального риска снизить уровень вероятности тяжелой аварии в 10 или 100 раз, тогда задача сводится к достижению значений вероятности аварии в расчете на реактор в год до 10^{-5} — 10^{-6} .

Можно напомнить, что в момент аварии на Чернобыльской АЭС общий опыт эксплуатации АЭС составлял около 400 реакторо-лет, т. е. событие реализовалось с частотой около $2 \cdot 10^{-4}$.

Общественные последствия известны: приостановка намеченного развития ядерной энергетики в Советском Союзе, резкий рост оппозиции такому развитию в ряде других стран с принятием ряда политических решений по постепенному закрытию ядерной энергетики.

Еще более болезненный круг социальных последствий в Советском Союзе оказался связан с населением, попавшим в зону радиационного воздействия аварии. Непосредственно радиационное поражение оказалось меньшим, чем можно было ожидать для тяжелой аварии (т.е. превалирование общественного ущерба над индивидуальным оказалось еще большим, чем оценивал проф. Фармер). Подробнее об этом будет сказано далее.

В то же время, анализируя характер чернобыльской аварии, трудно представить более крупную аварию по масштабам разрушения реактора и выходу радиоактивности в окружающую среду. Можно сказать, что реализовалась практически предельная авария.

Возможность подобной аварии в существующей конструкции реактора РБМК не в гипотетическом плане, а как возможное следствие недостатков в конструкции органов управления реактора, была рассмотрена в отчете ИАЭ им. Курчатова, выпущен-

ном в 1983 году («Расчет выбега нейтронной мощности в РБМК-1500 при аварии с потерей теплоносителя»).

Развитие событий вокруг этого отчета фактически отражало это чрезмерно спокойное отношение к недопустимости серьезной аварии на АЭС.

Возможность положительного выбега реактивности при опускании органов СУЗ, связанная с особенностью конструкции исполнительных органов, очевидная физически и экспериментально зафиксированная на пускаемых АЭС, беспокоила специалистов ИАЭ, занимавшихся физикой РБМК. Был проведен расчетный анализ аварийных процессов при возможных неблагоприятных состояниях активной зоны и эксплуатационных режимах. Результат испугал расчетчиков, поскольку характер возможной аварии выходил далеко за рамки рассматривавшихся аварийных процессов. Письмо о полученных результатах, направленное в министерство и главному конструктору, было составлено без панических интонаций и с признанием того, что опасное состояние активной зоны далеко от обычных эксплуатационных состояний, однако с четким указанием на необходимость устранения выявленного недостатка конструкции.

Главный конструктор, поддержанный Главным управлением министерства, делал упор на то, что этот недостаток известен, практически реализация опасного режима маловероятна, и откладывал кардинальное решение проблемы на будущее, когда планировалось изменить конструкцию органов управления. Настойчивости со стороны научного руководства, достойной реальной опасности работающей конструкции органов управления, проявлено не было. Круг замкнулся.

Психологическая неготовность воспринять масштаб произошедшей аварии, сама возможность которой оставалась для эксплуатационников и большинства разработчиков за рамками реальности, полностью проявилась в первые минуты и часы после аварии.

Судя по последующей информации, свидетельствам и воспоминаниям, руководство и персонал станции при первых же осмотрах аварийного блока увидели полностью разрушенный реакторный зал, разбросанные на значительном расстоянии графитовые блоки замедлителя, другие признаки, свидетельствующие о неординарном характере аварии. Тем не менее, информация с места долго оставалась в рамках «хлопки в реакторном зале» и т.п. Непрерывная связь со станцией из кабинета начальника Главатомэнерго Веретенникова, переговоры с главным инженером Фоминым создавали картину ограниченной аварии, что вызывало упор-

ные советы подавать охлаждающую воду в реактор и др. В результате вся подаваемая вода попадала в приемки и лишь затопляла минусовые отметки сообщающихся помещений всех блоков станции. Любая вразумительная информация о характере и масштабе разрушения неизбежно сформировала бы распоряжение сверху если не о немедленной эвакуации города Припяти и окружающих населенных пунктов, то, во всяком случае, о немедленной подготовке к эвакуации.

Реальное осознание произошедшего у членов правительственной комиссии, добравшейся до окрестностей станции к вечеру 26 апреля, появилось лишь при виде зарева пожара над IV блоком.

После первой же информации от членов группы аварийной поддержки, прибывшей на станцию ранее, и информации о радиационной обстановке и пострадавших стал ясен масштаб аварии и характер первоочередных действий. На заседании комиссии еще до полуночи было принято однозначное решение об эвакуации Припяти и выданы необходимые распоряжения по ее обеспечению. Как известно, все было подготовлено к середине следующего дня.

Реальная неподготовленность к подобной аварии проявлялась на всех стадиях ее нейтрализации и ликвидации последствий и во всех слоях и звеньях участников и руководства.

Формально существовавшая система аварийного планирования и мер аварийной защиты совершенно неэффективной, и в этой связи из всех служб наиболее бесполезной оказалась служба гражданской обороны, создававшаяся как центральная служба для действий в подобных ситуациях.

Системные действия формировались правительственной комиссией на ходу на основании текущего анализа событий и накапливающейся информации, эффективность действия каждой службы определялась грамотностью руководства и профессиональными навыками участников соответствующих команд.

Это относится к эксплуатационному персоналу, пожарным, медикам, дозиметристам, метеорологам, летчикам и другим конкретным специализированным группам.

Психологическая неготовность к действиям в реальных условиях аварии неожиданно проявилась, например, у руководства санитарной службы страны. Формально пользуясь «критериями аварийного вмешательства», представители этой службы практически последними признали необходимость срочной эвакуации, хотя динамика изменения радиационной обстановки и понимание характера аварии делали ситуацию предельно очевидной.

Достаточно за прошедшие годы было сказано о неготовности всей системы власти, вплоть до ее верхних этажей, к реальному восприятию случившегося и практическому реагированию.

Прямой противоположностью этому исходному состоянию неготовности стала уникальная способность централизованной системы управления хозяйством и различными службами страны мобилизовать ресурсы и людей для решения всех проблем и задач, которые возникали и формировались в ходе ликвидации аварии.

Аналогично тому, как при рассмотрении возможности тяжелой аварии недооценивали ее возможные социальные последствия (другими словами можно сказать — «системные» последствия), так и при анализе причин уже случившейся аварии в центре внимания оказывались непосредственные причины и на второй план уходили более глубокие, системные причины. На мой взгляд, при изучении уроков чернобыльской аварии последние заслуживают повышенного внимания.

Не выходя на уровень общественно-политических категорий и оценок, я бы выделил ряд системных факторов, сделавших аварию возможной.

- переход АЭС из полуголодного атомного ведомства в гражданское общезыбергетическое. Признавая многие недостатки закрытой системы Министерства среднего машиностроения, можно утверждать, что отдаление эксплуатации атомных электростанций от квалифицированной базы со своим набором «компенсационных» механизмов, настроенных на специфику ядерной технологии, сыграло свою отрицательную роль;
- форсирование развития ядерной энергетике при объективной ограниченности располагаемых средств создавало хроническую недостаточность технической базы, на которую опиралось обоснование принимаемых проектных и конструкторских решений. Примеров этому можно привести очень много. Обращу внимание лишь на один, напрямую связанный с катастрофическим развитием чернобыльской аварии. Недостаточность вычислительных средств, которыми располагали разработчики АЭС, не позволили получить достоверные значения парового коэффициента реактивности реактора. Все проектные и эксплуатационные решения опирались на сравнительно «неопасный» вид зависимости этого коэффициента от паросодержания. Экспериментальные исследования на стадии проектирования не могли исправить этот недостаток из-за чрезмерной дороговизны

представительных экспериментов. После аварии правильный вид зависимости парового коэффициента был получен довольно быстро на ранее недоступной вычислительной базе;

- система независимого государственного надзора за безопасностью ядерной энергетике была организована слишком поздно. К моменту аварии эта система еще не успела сформироваться и квалифицироваться. Конкретной иллюстрацией тому стали действия инспектора — резидента по ядерной безопасности на Чернобыльской АЭС, который никак не отреагировал на совершенно неприемлемую по канонам ядерной безопасности программу испытания турбогенератора в режиме выбега. При этом следует подчеркнуть, что образованная в Средмаше десятилетие ранее ведомственная служба Госатомнадзора не могла бы также «отловить» чернобыльскую аварию на стадии подготовки испытания, так как круг ведения этого комитета ограничивался лишь проблемами безопасности цепной реакции деления, не рассматривая станцию как цельную ядерно-опасную систему.

При рассмотрении в послеаварийный период прямых причин аварии (причин как «аварийного события», так и «катастрофического развития аварии») совокупность этих причин обобщалась понятием низкой «культуры безопасности», что можно заменить выражением низкой «культуры ядерной технологии». Это проявилось и на стадии эксплуатации, и на стадии разработки, а также и сфере административного управления. Этот фактор по его сути следует отнести к системным факторам (или «системным причинам аварии»).

Более остро и заинтересованно обсуждались в послеаварийный период непосредственные причины аварии, поскольку их разбор прямо переходил к выявлению виновных, а затем и к наказаниям.

Постоянным напоминанием об этой стороне дела стал и суд над эксплуатационниками (включая инспектора по ядерной безопасности Госатомнадзора), которые были обвинены в нарушениях, обусловивших возникновение самого факта аварии. Судебный процесс проходил на несовершенной юридической базе, когда из-за отсутствия других статей в законодательстве подсудимые обвинялись в нарушении правил работы на «взрывоопасном производстве». Суд принял решение вынести на отдельное рассмотрение виновность разработчиков реактора, однако такое рассмотрение не состоялось. Остался в тени механизм, по которому это решение было «спущено на тормозах». Безусловно то, что верхние эшелоны власти не были заинтере-

сованы в дальнейшем раскручивании юридической стороны событий. Помимо этого выпячивание технических причин катастрофического развития аварии могло дискредитировать всю технологическую основу отечественной ядерной энергетики.

Эти позиции однозначно проявились в представлении причин аварии советской делегацией на специальной конференции МАГАТЭ в Вене. Серия нарушений эксплуатационным персоналом оказалась на первом плане, а неблагоприятные характеристики реактора явились лишь базой для этих нарушений и фоном, определившим катастрофическое развитие аварии. Наиболее психологически неприятный недостаток конструкции реактора — положительная реактивность при срабатывании аварийной защиты — вообще замалчивался. Этот недостаток пытались замолчать даже через год на повторном рассмотрении чернобыльской аварии в МАГАТЭ. Это было явно неразумно, поскольку зарубежные эксперты на основании собственного анализа опубликованных деталей конструкции уже разобрались в этом недостатке. Специальные усилия потребовались, чтобы убедить председателя правительственной комиссии Б.Е. Щербину снять запрет партийного аппарата на опубликование в годовом докладе советской делегации фактора «положительной реактивности аварийной защиты». При всем этом следует иметь в виду, что в основном документе правительственной комиссии (секретном) все обстоятельства аварии были названы достаточно полно, хотя в деталях, выделяющих роль каждого из факторов аварии, единодушия у членов комиссии не было.

Различные группы советских специалистов по-разному оценивали влияние конструктивного дефекта органов аварийной защиты на ход аварии, и расхождение сохраняется до настоящего времени. По крайнему суждению сам катастрофический разгон реактора был вызван срабатыванием аварийной защиты. Разработчики реактора многие годы проводили расчетное моделирование аварийного процесса, в результате которого делали вывод о том, что количественное влияние «положительного АЗ» недостаточно для реализации случившегося. Для этого должен был сработать дополнительный механизм ввода положительной реактивности. Такая направленность послеаварийного анализа определена была вызвана потребностью реабилитации и подталкивалась «дамокловым мечом» наказания.

Выдвижение в первый ряд причин аварии выявленных нарушений предписанного порядка эксплуатации блока, описанных в докладе советской делегации, отразилось и на содержании доклада группы экспертов МАГАТЭ INSAG-1. Впоследствии,

после дополнительного анализа всех обстоятельств аварии, группа ИНСАГ была вынуждена опубликовать дополнение к своему первоначальному докладу (INSAG-7), где уточнила свое понимание значения каждого из обсуждаемых факторов.

Попытки выработать объективное суждение о причинах аварии, ее развитии и последствиях продолжались несколько лет.

Результаты этих анализов появились, в том числе, и в форме документов официальных комиссий Минатомэнергопрома СССР и Госатомнадзора СССР. Акценты в этих документах также были представлены по-разному.

Комиссия Госатомнадзора подчеркивала преобладающую роль недостатков конструкции и характеристик реактора, неполноту и несовершенство эксплуатационной документации и обращала внимание на «некритичность» или отсутствие влияния на возникновение и развитие аварии многих нарушений эксплуатационным персоналом предписанного порядка эксплуатации, которые в первичных заключениях преподносились как причина случившегося.

Существовало, отражено в документах и имеет серьезное основание более строгое суждение по оценке действий эксплуатационного персонала, поскольку при эксплуатации такого сложного и потенциально опасного объекта ни в какой мере не допустимы произвольные действия, нарушающие заранее установленный порядок, обеспечивающий безопасность управления этого объекта. Оказавшееся нейтральным в одних условиях нарушение предписанного порядка в других условиях может оказаться критичным. Каноны безопасности в ядерной технологии требуют неукоснительного исполнения. В этом смысле строгость оценки действий эксплуатационного персонала следовало бы признать оправданной, а вывод из-под юридического удара конструктивных факторов аварии остается лишь историческим фактом.

Необычность аварии породила многочисленные фантазии о возможных причинах аварии, в том числе такие, как заранее спланированные диверсии, локальные землетрясения и проявление принципиально новых, ранее не учитывавшихся физических явлений. Исчерпывающий анализ реальных событий не оставляет почвы для подобных «открытий», однако некоторые из них продолжают до сих пор, как например версия рокового землетрясения, которая упорно пропагандируется авторами, невзирая на многократные отрицательные заключения экспертиз, решения ученых советов и т.п.

Изучение развития аварийного процесса, конкретных его деталей позволяет уточнить механизм разрушения реактора и дает некоторый дополни-

тельный материал для оценки роли различных факторов, влиявших на ход аварии и ее последствия, однако эти материалы не охватываются настоящей публикацией.

Многokrатно при обсуждении недостатков АЭС с реакторами РБМК обращалось внимание на отсутствие над реактором защитной оболочки («контейнмента»). При этом часто выражалась надежда, что ее наличие нейтрализовало бы аварию. Объективное суждение невозможно получить без конкретных и обоснованных проектных работ, однако качественная оценка позволяет предложить такое логическое заключение. Любое проектное решение по защитному «колпаку» не закладывало бы в качестве максимальной проектной аварии событие, аналогичное случившемуся, поскольку такая возможность должна была быть исключена по имевшимся нормативным требованиям. Следовательно, строительные конструкции «колпака» были бы неизбежно разрушены. Расхождение энергии взрыва на разрушение защитного устройства изменило бы характер выброса радиоактивности. Скорее всего, была бы уменьшена высота проникновения радиоактивных веществ в атмосферу и уменьшен масштаб их разноса по поверхности земного шара. Одновременно с этим могло бы существенно увеличиться заражение прилегающей территории, включающей и близлежащие населенные пункты. Более определенное суждение требует упомянутой выше выверенной математической модели аварии, а также детальных и объемных проектных и расчетных работ, которые не проводились.

Практически пережив реальные социальные последствия чернобыльской аварии, важно представить при этом масштаб ее прямых последствий.

За прошедшее годы выпущены обстоятельные материалы по загрязнению территорий ближних областей и дальних стран. По итогу 10 и 15 лет, прошедших после аварии, проведен анализ медицинских последствий облучения населения и участников ликвидации аварии. На международном уровне итог подводился в форме специальных проектов и программ и в форме специальной международной конференции 1996 года.

Можно выделить некоторые принципиальные положения.

Ущерб здоровью населения, связанный со стрессами, изменениями условий жизни в результате неоправданных переселений существенно превышает прямой ущерб от облучения.

Конференция 1996 года продемонстрировала, что в результате многочисленных исследований и анализа фактических данных по медицинским и экологическим последствиям чернобыльской ава-

рии сложилось достаточно взвешенное представление, что эти последствия далеки от тех представлений, которые навязывались людям на базе шока и истерии первых лет, многократно усиленных давлением политических факторов.

Данные Российского государственного регистра, который содержит индивидуальную медико-дозиметрическую информацию примерно на 570 тыс. чел, свидетельствуют о том, что радиационное воздействие обусловило увеличение заболеваемости лейкозами среди ликвидаторов, а также раком щитовидной железы у детей, что в достаточной степени подтверждает прогноз заболеваемости, сделанный в первые годы после аварии.

В 1992—1995 гг., т. е. после окончания латентного периода, было зарегистрировано примерно двойное увеличение частоты заболеваемости лейкозами среди ликвидаторов над ожидаемым (спонтанным) уровнем. В 1996—2000 гг. частота вновь выявленной заболеваемости лейкозами среди ликвидаторов уменьшается. Всего среди ликвидаторов выявлено 145 лейкозов, из которых 50 случаев обусловлены радиационным фактором.

Кроме того, у ликвидаторов наблюдается повышение заболеваемости раком щитовидной железы. Из 55 выявленных случаев заболевания 12 отнесены к воздействию радиационного фактора.

На основе прямых эпидемиологических методов не удалось однозначно доказать превышение частоты заболеваемости ликвидаторов другими видами онкологических заболеваний, так называемыми солидными раками, над спонтанным уровнем. Эта ситуация прогнозировалась ранее.

Показатель смертности ликвидаторов от всех причин, включая онкологические заболевания, не превышает аналогичного показателя для мужского населения страны.

В то же время именно ликвидаторы аварии составили ту значительную группу населения, которая получила максимальные дозовые нагрузки, организованно регулируемые и выводимые на объявленный допустимый уровень. Остается спорным вопрос, в какой мере оправданным был тот сознательный дополнительный риск, который определялся характером работ, преследовавших определенные политические цели. К таким работам можно отнести форсированную очистку и подготовку к пуску III блока, соседствовавшего с аварийными. Я могу утверждать, что по крайней мере, два участника состоявшихся обсуждений, помимо автора этих строк, Л.Д. Рябев и Л.А. Ильин, пытались безрезультатно убедить председателя правительственной комиссии Б.Е. Щербину избежать неоправданного облучения участников ликвидации аварии и не фор-

сировать ввод в строй III блока. Аргументом за проведение этих работ в высоком радиационном поле (помимо демонстрации факта введения в работу энергоблоков на аварийной АЭС) было улучшение общей радиационной обстановки на вводимой в работу станции.

Сравнительно умеренные масштабы прямого радиационного ущерба жизни и здоровью людей, затронутых аварией, масштабы которой квалифицируются как «крупнейшая техническая катастрофа», обусловлены весьма значительным разрывом между уровнями облучения, регламентирующими защитные меры и рассматриваемые как неприемлемые, и уровнями облучения, вызывающими реальные изменения здоровья.

Неусвоенный урок

А.В.Кочерга, генеральный директор ЗАО «Энергопроминдустрия», участник ликвидации аварии на Чернобыльской АЭС

Так совпало, что я пишу эти строки и каждые пятнадцать минут слушаю сообщения об аварии на атомной станции «Фукусима-1» в Японии в результате землетрясения. Безусловно эта авария наложит свой отпечаток на развитие ядерной энергетики в мире, возникнут новые трудности, но они не будут сопоставимы с Чернобылем.

За прошедшие 25 лет после чернобыльской аварии, которая многому научила, в мире много сделано в части безопасности ядерной энергетики. Давно не строятся энергоблоки РБМК, да и строились они только в СССР, а блоки нового поколения типа ВВЭР имеют несравненно большую степень безопасности. Очередная авария даст толчок для размышления ученых, конструкторов, инженеров, заставит их еще раз задуматься над безопасностью атомных блоков. На это уйдет какое-то время, но, как и чернобыльская авария, она не сможет остановить развитие ядерной энергетики в мире. У человечества нет альтернативы, и оно будет вынуждено думать, как найти безопасные решения в ядерной энергетике.

Чернобыльскую аварию часто называют катастрофой. Так ли это?

Катастрофа это событие со множеством человеческих жертв. По количеству человеческих жертв Чернобыль уступает рукотворной аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, но эту аварию катастрофой по нынешним меркам никто не считает, а виновные в ней не попали даже в свидетели, виновных ищут

Проблема отношения к «малым дозам» является длительное время предметом научных дискуссий и ненаучных спекуляций, но в реальных последствиях чернобыльской аварии на первый план выходят объективные данные, базирующиеся на строгих медицинских методах анализа.

В то же время хотелось бы предостеречь от чрезмерно оптимистичного отношения к радиационным последствиям чернобыльской аварии. Судьба распорядилась так, что «по жизни» реализовались не самые худшие возможности. Окажись направление ветра в момент аварии в сторону города Припять, масштаб человеческих жертв оказался бы намного большим. Объективная опасность требует к себе серьезного отношения.

среди стрелочников. По материальным затратам Чернобыль действительно катастрофа, но мощная страна сумела с ней справиться. По телефонному звонку предприятия грузили эшелоны с нужными материалами, машинами, механизмами, конструкциями. Случись такое сегодня, основная масса участников быстро сообразила бы, как на этой беде можно нажиться, а потом грузить, по согласованной цене с предоплатой.

Какие бы трудности ядерная энергетика ни переживала и наверное еще будет переживать, но без нее человечество в будущем не сможет существовать. Электроэнергия нужна людям сегодня и будет нужна завтра, наоборот завтра ее нужно больше, какие бы меры по ее экономии ни принимались. А если учесть, что основной объем ее производства падает на тепловую энергетiku, в том числе ядерную, то без нее не обойтись. Можно конечно развивать тепловую энергетiku на базе сжигания угля, нефти и газа, но все эти запасы конечны, особенно нефть и газ. Предлагал Чубайс больше строить парогазовых установок — легче строить, быстрее окупаются, но это равносильно предложению строить мост по берегу реки, чтобы не намочиться.

Уже сегодня, по данным ученых, запасов нефти и газа хватит на срок, исчисляемый десятилетиями, а запасов ядерного топлива — на срок, исчисляемый столетиями. Не следует забывать и то, что в условиях ухудшения экологической обстановки на планете из всех источников тепловой электроэ-

нергетики только ядерная энергетика не выжигает кислород. С каждым годом лесов на планете становится меньше, а кислорода выжигается больше. В этом случае вспоминается одна китайская притча: «Китаец решил построить дом на берегу реки, и ему понадобилась глина. Глиняный карьер был на противоположном берегу, и он глину возил лодкой. В одну из поездок поднялся ветер, его деревянная лодка опрокинулась и глина ушла на дно реки. Он выбрался на берег, вытащил лодку сел и горько заплакал. Прохожий спросил его, о чем он так горько плачет, на что он ответил, что он уронил глину. Прохожий и говорит: «Сам ты цел, лодка цела, поезжай и набери себе глины». Китаец ему ответил: «Если мы так не по-хозяйски будем расходовать глину, то что мы оставим потомкам?»

Богата Россия и газом, и нефтью, но если продолжать такими темпами их распродавать, то наши потомки могут оказаться первыми без нефти и газа. Беда даже не в том, что массово снижаются запасы этих ископаемых, а в том, что, зарабатывая на продаже ископаемых, мы практически разучились делать что-нибудь другое, в том числе и строить АЭС, а они нам нужны уже сегодня, тем более в будущем они будут просто необходимы.

Россия не только богата ресурсами, но и территорией, на которой размещены эти ресурсы. Основные потребители электроэнергии находятся в европейской части страны, а ресурсы — в азиатской. Можно строить и гидроэлектростанции, и тепловые на востоке, благо и гидроресурсы и запасы угля там не ограничены. Однако передача электроэнергии на такие расстояния дорого стоит, особенно если учесть, что сегодня потери в сетях достигли 16 %, хотя раньше были 6 %. Можно строить угольные станции в европейской части, возить уголь из Кузбасса, засорять атмосферу в европейской части, но при сегодняшней цене перевозки киловатт будет золотой. Только цена перевозки ядерного топлива в цене киловатта близка к нулю. Этот вопрос остро встал еще в 70—80-е годы, когда стало ясно, что дефицит электроэнергии в европейской части покрывать нечем. Специальным постановлением Правительства СССР было разрешено на переходный период использовать в этом регионе мазут и газ, и одновременно форсировать строительство АЭС. И уже в 1982—1985 гг. на АЭС было введено 12,9 млн кВт мощностей. Над решением этой задачи работала вся страна. Правительством были даны поручения с конкретными сроками Минэнерго по вводу блоков, Минэнерго-машу, Минэлектротехпрому, Минприбору по своевременному комплектованию их оборудованием, кабельной продукцией, приборами. Но главное не

в том, что эти поручения были даны. За их исполнением был установлен постоянный, с высочайшей требовательностью, контроль.

Основная нагрузка по решению этой задачи легла на Минэнерго, выступавшего и заказчиком, и подрядчиком. В системе министерства были проведены кардинальные организационные мероприятия. Были созданы новые производственные структуры, специализированные организации, ориентированные на атомное строительство, перепрофилировались организации, ранее занятые на тепловых электростанциях.

Для того, чтобы построить любой объект, независимо от его сложности, не говоря об АЭС, необходимо решить как минимум два вопроса: первый — иметь качественный высокотехнологичный проект, второй — создать и обучить коллектив, который способен этот проект осуществить. Все остальное прикладное. В системе Минэнерго, имевшего в своем распоряжении мощный потенциал проектировщиков и высококвалифицированных строителей и монтажников, в сравнительно короткие сроки эти вопросы были решены. Институтом «Атомэнергопроект» был разработан по тем временам новый, унифицированный блок ВВЭР-1000. Проект позволял тиражировать его в серию, компоновка генплана позволяла организовать на любой площадке поток по строительству энергоблоков.

Самое главное, конструктивные решения, заложенные в проект и доработанные в ходе строительства, позволяли вести весь процесс сооружения блоков высокоиндустриальным методом.

На каждой площадке формировался постоянный коллектив строителей в составе управления строительства (генподрядчик), который выполнял строительные работы и открывал фронт работ для монтажа технологического оборудования. Генподрядчик собственными силами обеспечивал объектами жилья, питания, оборудования, медицины, обеспечивал перевозку рабочих и т.д.

Для ускорения формирования постоянных строительных коллективов в Минэнерго было создано специализированное объединение «Союзэнергожилстрой», которому было поручено строительство жилья на площадках АЭС. На любой объект строительства приезжают люди, но обольщаются те, кто думает, что к ним приехали готовые специалисты, их очень мало, поэтому главное при формировании коллектива — это непрерывное обучение людей.

Подготовка специалистов велась в ведомственных техникумах, профессионально-технических училищах, на каждой стройке были организованы

учебные комбинаты. Для решения любого дела нужны профессионалы. Профессионал делает то, что надо, а непрофессионал — то, что может. Эффективнее всего учит действующий профессиональный коллектив. Новичок, попавший в бригаду, звено обучается практической работе быстрее всего. Когда появился индустриальный проект, были созданы базы для его осуществления, сформировались строительно-монтажные коллективы, результаты были обеспечены.

В 1984 — 1985 гг. было введено по 4 млн кВт мощностей на АЭС, а на Запорожской АЭС, где отрабатывался новый проект, был осуществлен классический поток (конвейер), позволивший ввести четыре блока подряд с шагом один год. Такой результат был первым и единственным в мире, его не повторили даже французы — лидеры атомного энергостроительства.

К 1985 г. в стране сформировалась система строительства АЭС, способная совершенствоваться, расширяться, и с каждым годом увеличивать ввод новых атомных блоков. На строительстве АЭС работало около 100 тыс. высококвалифицированных строителей, монтажников, наладчиков. Эксплуатационники успешно осваивали вновь введенные мощности. 26 апреля 1986 г. все изменилось. О чернобыльской аварии много написано и повторяться нет смысла. Известны и ее причины, и ее последствия, они ощущаются до сих пор. Авария нанесла громадный материальный ущерб, но еще более — моральный. На многие годы остановилось атомное строительство, разрушена создававшаяся многие годы система. Нет сегодня и Чернобыльской АЭС, она умерла.

Прошло время, шок прошел, успокоилось общественное мнение, а потребность в электроэнергии осталась. Вопрос поставила обстановка — необходимо возобновить строительство атомных станций.

В 1998 г. Правительство России утверждает «Программу развития атомной энергетики Российской Федерации на 1998—2005 гг. и на период до 2010 г.». По этой программе намечено до 2005 г. ввести 5,7 млн кВт, до 2010 г. 8 млн кВт. С тех пор и по сегодняшний день идет бурная бумаготворческая работа. Очередным постановлением Правительства в 2006 г. программа корректируется: ввести до 2010 г. не менее 9,6 млн кВт.

Закончился 2010 г. Введено 2 млн кВт, притом, что это — достроенные блоки, начатые строительством до чернобыльской аварии. Это давно освоенные площадки, с нормальными базами, остаточным коллективом, жилым фондом и всей инфраструктурой. Блоков построено два, а документов издано — минимум 20. Как они только не называются: и схемы раз-

вития атомной энергетики и программы развития ядерной энергетики, то до 2011 г., то до 2016 г., то до 2020 г., есть уже обширная программа до 2030 г. А вот со строительством дело обстоит гораздо хуже. Да иначе оно и быть не может.

Росатом, выступающий заказчиком по строительству АЭС, взял себе в генподрядчики проектный институт «Атомэнергопроект». Изобретение уникальное, в мире не использованное. Получается, что Атомэнергопроект, как генподрядчик, сам себе спроектировал объект.

Проект вдвое более трудоемкий, чем проект ВВЭР-1000, который выполнял этот же Атомэнергопроект.

Почему так произошло? Да потому, что в проектом институте работают проектировщики, ни один из них ничего не строил. Строитель и проектировщик — разные профессии.

Вот и получается, что людям поручили работу, которую они никогда не делали, а, следовательно, и не умеют делать. Но проект-то они, и только они, могли сделать по образцу проекта ВВЭР-1000. Ответ на вопрос к работникам института, почему они так поступили, простой — нам такой заказали. А кто заказчик? Росатом.

Почему та громадная работа, проведенная на ВВЭР-1000, та технология, которую и сегодня использует большинство стран, активно строящих АЭС, оказалась невостребованной в России? Дело в том, что подавляющее число людей, пришедших к руководству строительством АЭС в стране, не только не знает, что и как в этой области делалось раньше, но вообще, как у Паркинсона, «восемь из десяти, включая председателя, не знают, что это такое».

К руководству атомным строительством пришли менеджеры, которые «умеют все». Первое, что они решили на всех уровнях — укомплектовали штаты менеджеров и решили неплохое собственное обеспечение, правда, за счет строителей. На сегодняшний день штат тех, кто «руководит строительством», укомплектован. Эти руководители купили у Атомэнергопроекта проект, который был выполнен по заказу Индии и отличается громадной трудоемкостью, требующий привлечения на период строительства десятки тысяч рабочих на многие годы на каждой площадке. Индию это устраивает. А Россию? Заказать проект для России «руководители» не сумели. Как результат, сегодня на новых площадках с этим проектом некем руководить. Вопросом создания коллективов на площадках никто не озадачен. Решение Росатома строить атомные станции вахтовым методом — утопия.

Даже если очень хорошо работать, то на строительство АЭС из двух блоков требуется 10—12 лет и если возить вахту все годы, то это будет проходной двор, это будут постоянно новые люди, не имеющие опыта и квалификации, с удостоверениями, приобретенными в переходах метро, а следовательно и качество работ и сроки их выполнения будут по факту, как получится.

Что получается «на отлично», то это обман общественности и руководства страны об успехах

менеджеров в строительстве АЭС. По их докладом 31 блок мы строим за рубежом, 28 блоков в стране и удивительно, что их слушают и верят. Может мы и построим в Венесуэле и Турции станции по 4 млн кВт за 10 лет, а вот построим ли два блока на Нововоронежской АЭС-2 за 10 лет — очень сомнительно.

Пока строительством АЭС руководят менеджеры, а не профессионалы-атомщики, никаких успехов ожидать не приходится, а вот нажить неприятностей вполне возможно.

Установка инновационных мультикамерных разрядников на линии электропередачи 220 кВ

ОАО «ФСК ЕЭС» завершает реализацию первого в южном регионе пилотного проекта по установке мультикамерных разрядников на линии электропередачи 220 кВ Цимлянская ГЭС — Шахты-30 в Ростовской области. Мультикамерные разрядники — уникальная российская разработка, это принципиально новые устройства молниезащиты, сочетающие в себе свойства изолятора и разрядника. Их применение позволяет защитить воздушные линии электропередачи от прямых ударов молнии, от грозовых воздействий и их последствий.

Период грозовой активности в южном регионе — самый протяженный в стране. Он длится около восьми месяцев. Ранее основным средством молниезащиты на высоковольтных линиях южного региона являлся грозозащитный трос. В то же время зимой он часто становился объектом интенсивного гололедообразования, иногда его приходилось даже временно демонтировать. Применение мультикамерных изоляторов-разрядников (ИРМК) позволяет решить одновременно и проблемы грозы, и проблемы предупреждения гололедообразования. Всего на линии 220 кВ Цимлянская ГЭС — Шахты-30 протяженностью 140,8 км, будет установлено 4600 мультикамерных разрядников. Срок их эксплуатации не менее 30 лет.

Новый изолятор-разрядник уникален тем, что осуществляет рассеивание энергии грозовых перенапряжений и гашение токов короткого замыка-

ния сети при помощи множества небольших дугогасящих камер, обеспечивающих эффективное ограничение разрядного тока. Его применение в электрических сетях позволит отказаться от применения грозозащитного троса, что снизит стоимость строительства линий, уменьшит эксплуатационные затраты и повысит надежность электроснабжения, сведя к минимуму грозовые отключения линий электропередачи.

Для подтверждения возможности работы ИРМК в условиях гололедообразования были проведены специальные климатические испытания в шведской лаборатории STRI, одной из немногих в мире, где проводится такого рода тестирование. В ходе испытаний изолятор-разрядник был помещен в специальную камеру, создающую условия гололедообразования (на тестируемом устройстве был нарашен слой льда толщиной 30 мм). В результате проведенных испытаний было получено подтверждение, что различные степени обледенения не влияют на изолирующие свойства, а также на разрядные характеристики ИРМК. Испытания доказали возможность использования ИРМК в гололедоопасных регионах.

Линия 220 кВ Цимлянская ГЭС — Шахты-30 построена в 1953 г. Она обеспечивает электроснабжение многих крупных промышленных предприятий региона, среди которых ООО «РосТехМаш», Шахтинский завод «Гидропривод», ООО «Роспромресурсы» и другие.

Кибероружие, уран и энергетика

В.И. Гуревич, канд. техн. наук

Каменный век может вернуться на сияющих крыльях науки
Уинстон Черчилль

В последнее время в Интернете и в средствах массовой информации появилось много публикаций, включая и публикации откровенно спекулятивного характера, обсуждающих новую реальность нашего времени: кибернетические войны в виртуальном пространстве. Вот, например, по утверждению автора статьи [1] «первая кибервойна уже началась: она развязана правительствами США и Израиля против Бушерской АЭС в Иране». Интересно, чем это так не понравился чисто гражданский объект: электростанция «правительствам США и Израиля», когда в том же Иране, в Натанзе, построен целый комплекс газовых центрифуг по обогащению урана до значительно более высокого уровня, чем тот, который необходим для производства электроэнергии (рис. 1). На электростанциях используется уран U^{235} обогащенный до 2–4%, а для производства атомного оружия степень обогащения урана должна быть значительно более высокой: от 80% и выше.



Рис. 1. Завод по обогащению урана в Натанзе

Впервые технология газового центрифугирования была разработана в Германии, во время второй мировой войны, но промышленно нигде не применялась до начала 50-х годов. Процесс обогащения урана по этой технологии заключается в том, что газообразную смесь изотопов пропускают через высокоскоростные центрифуги. При этом центробежная сила разделяет легкие и тяжелые частицы на слои, где их и собирают. Рабочим веществом, в котором собственно и происходит разделение молекул с атомами разных изотопов в данной технологии, является гексафторид урана (UF_6) — газообразное соединение природного урана, получаемое на специализированных химических предприятиях (например, на заводе по конверсии урана в иранском городе Исфахан, рис. 2) в результате операции химической конверсии природной закиси-окиси урана. Большое преимущество центрифугирования состоит в зависимости коэффициента разделения от абсолютной разницы в массе, а не от отношения масс.



Рис. 2. На химическом заводе по производству гексафторида урана (UF_6) в иранском городе Исфахан.

Центрифуга одинаково хорошо работает и с легкими, и с тяжелыми элементами. Степень разделения пропорциональна квадрату отношения частоты вращения к скорости движения молекул в газе. Отсюда очень желательно как можно быстрее раскрутить центрифугу. Типичные линейные скорости вращающихся роторов 250–350 м/с, а в усовершенствованных центрифугах более 600 м/с. Вращение центрифуги происходит в вакууме. Частота

вращения может быть ниже первой резонансной частоты центрифуги (при которой она может разрушиться от возникающих огромных механических усилий), и тогда такая центрифуга называется «подкритической».

При увеличении оборотов центрифуга последовательно проходит частоты, на которых возникают резонансные колебания, обусловленные механическими свойствами вращающейся системы. Центрифуга, работающая на частоте вращения ротора выше резонансной, называется «надкритической». При таких больших частотах важнейшую роль играют стабилизированные по частоте источники питания для электродвигателей, устройства автоматики для управления работой и автоматической остановки центрифуг и т.д. Отсюда становится понятным, что любое нарушение запрограммированной частоты вращения центрифуги (как увеличение, так и внезапный сброс или снижение частоты до резонансной, а также ее колебания) приведет к механическому разрушению центрифуги. На этом и была основана идея выведения из строя центрифуг путем вмешательства в алгоритм работы контроллера, управляющего частотой вращения. Именно этим и занимался компьютерный червь Win32/Stuxnet, обнаруженный в контроллерах, управляющих центрифугами на заводах в Натанзе. Согласно опубликованным отчетам международных инспекторов, с 2009 г. Иран вынужден был заменить сотни выведенных из строя центрифуг.

Совершенно очевидно, что все это не имеет никакого отношения к электростанции в Бушере, несмотря на многочисленные спекуляции на эту тему. Другое дело, что атакам вируса оказываются подверженными и другие сложные системы, в первую очередь автоматические, управляющие целыми заводами, а также объектами городской инфраструктуры, включая водопровод и системы электроснабжения. Путём изменения кода логических контроллеров (Programmable Logic Controllers — PLC) вирус пытается перепрограммировать устройства управления промышленных систем, в особенности, контроллеры фирмы Siemens, чтобы незаметно от операторов систем «захватить» над ними контроль.

По некоторым опубликованным данным этот вирус совершает по всему миру несколько тысяч атак в сутки на контроллеры, работающие под управлением программ Siemens. Вот на это стоило бы, по нашему мнению, обратить внимание технической общественности и в первую очередь руководителей энергетической отрасли, восхищенно и без оглядки ринувшихся в освоение технологий так называемых Интеллектуальных Сетей (Smart Grid), широкое развитие которых в России приобрело статус

Государственной программы. Тем более, что случай с заражением опасным вирусом системы управления энергосистемой уже имел место. В 2009 г. власти США признали, что обнаружили вирус, который мог отключить энергетические объекты страны.

Речь идет о резком увеличении уязвимости энергосистем, выполненных по технологии Smart Grid, для хакерских атак [2]. Действительно, если все элементы Smart Grid будут управляться по командам, передаваемым по сети Ethernet по протоколам TCP/IP или по беспроводным радиоканалам (как это и предусмотрено концепцией Smart Grid), то возникает огромная потенциальная опасность внешнего вмешательства в работу энергетической системы. На это обращают внимание многие эксперты. Этой теме посвящаются многие международные конференции. Одни лишь апологеты Smart Grid «не замечают» этих проблем. Что же мы слышим в ответ от апологетов Smart Grid? Обычные отговорки о необходимости изоляции внутренней сети управления Smart Grid от внешней сети Интернет (как это и было сделано, между прочим, в Иране), об использовании паролей доступа и тому подобных тривиальных мер по обеспечению безопасности. Все мы хорошо понимаем, что все эти меры защиты могут ограничить доступ к Smart Grid рядовых обывателей, но отнюдь, не опытных хакеров, проникающих даже в очень хорошо защищенные сети министерств обороны и банков.

Да что там хакеры, если в армиях многих стран мира появились специальные подразделения, состоящие из высококласных профессионалов, предназначенные для ведения кибернетических войн, т. е. для проникновения в защищенные компьютерные сети противника и выведения их из строя.

Можно с уверенностью утверждать, что компьютерная сеть Smart Grid будет целью номер один для таких подразделений. «Добро пожаловать на войну XXI века, — говорил в одном из своих выступлений Ричард Кларк, в недавнем прошлом советник бывшего президента США Джорджа Буша по вопросам кибербезопасности. — Вообразите себе вспыхивающие электрогенераторы, сходящие с рельсов поезда, падающие самолеты, взрывающиеся газопроводы, системы вооружения, вдруг перестающие работать, и войска, которые не знают, куда им двигаться» [3]. Перед вами не пересказ эпизода из очередного голливудского блокбастера — это краткое описание высококласного американского эксперта тех последствий, к которым может привести война нового формата — кибервойна.

Активнее всех здесь действуют американцы. В октябре 2010 г. в полную силу заработало Киберкомандование США (US Cyber Command), возглав-

ляемое генералом Китом Александером. Структура, ставшая частью сверхсекретного Агентства Национальной Безопасности (АНБ), объединила все существовавшие ранее подразделения киберзащиты Пентагона. Уже сейчас в системе Киберкомандования работают около тысячи человек, но военные уже объявили о начале масштабной программы рекрутирования специалистов соответствующего профиля. Часть из них будут обеспечивать безопасность не только военной и государственной инфраструктуры, но и наиболее важных коммерческих объектов страны. Об этом было сообщено накануне запущенной в начале февраля программы «Кибервызов для США», в рамках которой планируется отыскать 10 тыс. юных компьютерных гениев [4].

Нынешний глава Киберкомандования генерал Александер даже заявил на слушаниях Комитета по делам Вооруженных Сил США Палаты Представителей Конгресса, что кибероружие имеет эффект, сравнимый с эффектом применения оружия массового уничтожения. «Кибероружие развивается с большой скоростью. Многие страны, включая США, Россию, Китай, Израиль, Великобританию, Пакистан, Индию, Северную и Южную Корею, развили сложное кибероружие, которое может неоднократно проникать в компьютерные сети и способно разрушать их, утверждают специалисты по кибербезопасности», — пишут авторы статьи Шивон Горман и Стивен Фидлер [5]. Некоторые представители американской разведки и аналитики опасаются, что кибероружие может попасть в руки террористов. «Вопрос стоит так: когда это попадет к «Аль-Каиде»?» — говорит Джеймс Льюис, специалист по кибербезопасности Центра стратегических и международных исследований [5].

А один из бывших сотрудников АНБ — Чарльз Миллер — даже подсчитал, что на организацию киберструктуры, способной успешно атаковать Америку и полностью парализовать деятельность США, потребуется всего лишь 98 млн дол. «Для нас это одно из основных перспективных направлений, — подчеркнул на брифинге с журналистами вице-президент подразделения по разработке разведывательных и информационных систем компании Raytheon Стивен Хокинс. — Мы прогнозируем рост объемов рынка на два порядка, его стоимость составит миллиарды долларов» [4]. Бороться есть за что — кибербюджет в текущем году достиг 8 млрд дол., а к 2014 г. вырастет до 12 млрд дол. При этом, если ежегодное увеличение расходов по другим направлениям в среднем в ближнесрочной перспективе будет на 3—4%, то в отношении кибербезопасности — не менее чем на 8% ежегодно.

Ведущая роль в войне нового типа, естественно, отведена военным, им же достанется и львиная доля кибербюджета: более 50% из 8 млрд дол. в 2010 г. получил Пентагон. В 2011 г. США планируют принять новую доктрину кибербезопасности. О ее направленности можно судить по опубликованной в сентябре программной статье заместителя главы Пентагона Уильяма Линна III с символическим названием «Защищая новое пространство». Ее главная мысль: отныне США будут считать киберпространство таким же потенциальным полем боя, как сушу, море и воздух.

Параллельно над созданием концепции коллективной киберобороны начали работать и в НАТО. На ноябрьском 2010 г. саммите альянса было решено разработать «План действий в области киберобороны». Документ должен быть подготовлен к апрелю 2011 г., а подписан в июне. Важное место в нем будет отведено созданию центра НАТО по реагированию на киберинциденты. Изначально его предполагалось запустить в 2015 г., но по настоянию США срок сократили на три года, пишет газета «Коммерсант».

Парализация систем управления, масштабные отключения целых энергосистем, хаос в системах контроля за воздушным и наземным транспортом, нарушение работы банков и бирж, отключение интернета и сотовой связи — так, по мнению американских апологетов выглядит сценарий применения кибероружия.

Еще более осложняет ситуацию тот факт, что современные технологии позволяют создать микрочипы или записать специальные тайные команды в управляющих программах электронной аппаратуры, работающей на основе микропроцессоров, которые по определенному сигналу сделают ее эффективное использование невозможным. Приобретая и устанавливая ответственные **импортные** электронные системы управления для промышленности и энергетики на основе микропроцессоров сегодня уже нельзя быть абсолютно уверенным, что оно не перестанет функционировать при определенных обстоятельствах или, что еще хуже, не станет функционировать разрушающе на управляемое им оборудование, как это произошло недавно в Иране.

Никакие международные договоры по ограничению кибернетического оружия (такое предложение уже высказывалось Россией и было вежливо отклонено США) не могут быть эффективными по той простой причине, что контролировать их выполнение невозможно. Что же остается? Необходимость оценивать не только преимущества модных технологий, но и тщательно изучать последствия

широкого распространения таких технологий, трезво взвешивать потенциальные опасности, особенно в такой чувствительной и важной области, как электроэнергетика, загодя разрабатывать меры по предотвращению преднамеренных разрушающих воздействий и восстановлению поврежденных систем.

Литература

1. **Фридрих Б.** Кибервойны XXI века // Энергетика и промышленность России, 2011. № 3 (167).

2. **Гуревич В.И.** Интеллектуальные сети: новые перспективы или новые проблемы? // Электротехнический рынок, 2010, № 6 (часть 1); 2011, № 1 (часть 2).

3. **Щербаков В.** Пространство виртуальное, борьба реальная // Военно-промышленный курьер. № 40 (356). 13.10.2010.

4. **Усов А.** США и НАТО мобилизуют 10 тысяч юных хакеров. Гонка кибервооружений стала новым хобби Пентагона // РИА Новый Регион, 15 февраля 2011.

5. **Gorman S., Fidler S.** Cyber Attacks Test Pentagon, Allies and Foes // Wall Street Journal, September 25, 2010.

Энергокомпании России и Грузии подписали Договор о параллельной работе энергосистем

ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС») и ООО «Грузинская государственная электросистема» (ООО «ГТЭ») подписали договор о параллельной работе электроэнергетических систем России и Грузии. Подписи под документом поставили заместитель председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» Роман Бердников, первый заместитель председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Николай Шульгинов и Управляющий по реабилитации ООО «ГТЭ» Сулхан Зумбуридзе.

Договор подписан во исполнение Меморандума о взаимопонимании между Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством энергетики Грузии о мерах по обеспечению параллельной работы Единой энергетической системы Российской Федерации и энергетической системы Грузии от 01.03.11.

Договор заключен в целях повышения надежности и экономичности электроснабжения потребителей двух стран и использования преимуществ параллельной работы. Ранее параллельная работа энергосистем России и Грузии регулировалась договором от 2000 г., который после подписания нового документа утратил силу.

Договор о параллельной работе энергосистем России и Грузии определяет ответственность и взаимодействие сторон, включая согласование действий по планированию и обеспечению выполнения согласованных почасовых графиков сальдо перетоков электрической энергии (мощности), регулированию мощности при поддержании частоты, эксплуатации межгосударственных линий электропередачи и оказанию услуг по передаче электрической энергии (транзиту).

Согласно достигнутым договоренностям ОАО «ФСК ЕЭС» и ООО «ГТЭ» осуществляют кругло-

суточное оперативно-технологическое управление параллельной работой энергосистем России и Грузии, формируют предварительные почасовые графики сальдо объемов поставок электроэнергии, а также взаимодействуют в вопросах эксплуатации и технического обслуживания межгосударственных линий электропередачи, осуществляют коммерческий учет и таможенное оформление электроэнергии, оказывают услуги по передаче электроэнергии.

Среди основных обязанностей ОАО «СО ЕЭС» и ООО «ГТЭ» — планирование режимов параллельной работы национальных энергосистем и поддержание частоты переменного тока в допустимых значениях, регулирование сальдо перетоков электроэнергии и мощности, координация действий по предотвращению и ликвидации технологических нарушений.

Договор также предусматривает осуществление обмена технологической информацией, необходимой для организации и осуществления параллельной работы энергосистем России и Грузии, а также обязанность взаимного информирования о намечаемых мероприятиях по техническому перевооружению и реконструкции энергообъектов, влияющих на параллельную работу энергосистем.

Переток мощности между ЕЭС России и энергосистемой Грузии осуществляется по линиям электропередачи класса напряжения 110, 220 и 500 кВ. Параллельная работа энергосистем двух государств позволяет достичь ряда преимуществ, среди которых оказание взаимопомощи в аварийных и ремонтных режимах, восполнение дефицита электроэнергии в грузинской энергосистеме в условиях осенне-зимнего периода, выдача мощности Ингури ГЭС во время паводка.

Что мешает развитию когенерации

В.П. Басов, главный эксперт ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (ЗАО «АПБЭ»)

Принцип отбора пара из турбин на внешнее теплоснабжение используется в теплоэнергетике с 1920-х годов. Покрытие прямо на месте тепловых и электрических нагрузок при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии есть главное преимущество, которое определяет полезность и эффективность когенерации. Нагрузка отборов на внешнее теплоснабжение полностью зависит от потребителей тепла. Однако, как известно, тепловая нагрузка ТЭЦ за последние два десятилетия резко упала. С 1992 по 2009 г. отпуск тепла с коллекторов тепловых электростанций (ТЭС) снизился в 1,5 раза. При этом уже в 2008 г. отпуск электроэнергии с шин ТЭС после спада 90-х годов вновь вышел на докризисный уровень 1990 г. Вследствие этого доля электроэнергии, выработанной на базе комбинированной выработки тепловых электростанций России, упала с 40% в 1985 г. до 30% в конце 2000-х. В период увеличения электронагрузки ТЭС эта доля понижается до 28% (рис. 1) — это уровень начала 80-х годов. В результате работы ТЭЦ в конденсационном режиме средний по стране коэффициент полезного использования топлива на ТЭС снизился с 57 до 52%. При том, что доля тепловой генерации в электроэнергетике России около 70% (с учетом блок-станций), в общем национальном объеме производства электроэнергии доля выработки в режиме когенерации составляет только 20%.

За тот же период Финляндия, не располагая значительными собственными топливными ресурсами, увеличила долю выработки электроэнергии тепловых электростанций на основе когенерации до 82% объема производства электроэнергии на ТЭС. Это почти 39% всего объема национального производства электроэнергии¹ без учета импорта.

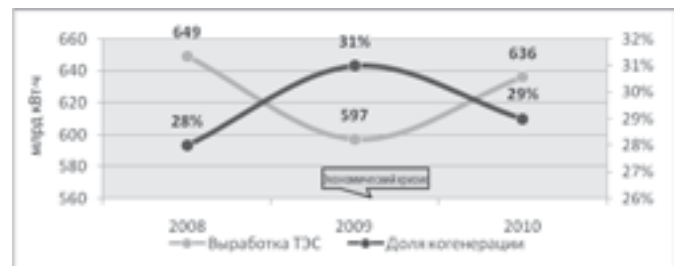


Рис. 1. Выработка электроэнергии на ТЭС и доля когенерации в 2008–2010 гг.

¹ Finnish Energy Industries//Energy Year 2005, Press Conference on Jan 17, 2006

Причинами падения когенерации в стране стали следующие факторы:

- снижение в 2,5 раза по сравнению с уровнем 1992 г. потребления тепла крупной промышленностью;
- замещение сбросного тепла ТЭС теплом котельных и электронагревом;
- прекращение развития крупных тепловых сетей, рост потерь тепла и аварийности в тепловых сетях;
- изменение предпочтений муниципалитетов и промышленных предприятий в пользу газификации и теплоснабжения за счет дешевых мелких газовых котельных в связи с поддержанием низких регулируемых цен на газ и доступностью газового топлива;
- сокращение числа крупных районных котельных мощностью более 20 Гкал/ч, которые ранее планировалось использовать в тепловом кольце с ТЭЦ;
- ухудшение эксплуатации распределительных тепловых сетей, большое число брошенных, бесхозных сетей в запущенном состоянии;
- и другие, в том числе институциональные причины.

Предполагалось, что ситуацию с когенерацией должен исправить и упорядочить Закон «О теплоснабжении». Однако принятый закон на самом деле будет мало способствовать возрождению когенерации, поскольку из общего комбинированного энергетического цикла закон выделяет только одну его тепловую составляющую. Самое существенное, о чем говорит закон в отношении когенерации — это призыв отдавать приоритет теплоснабжению на базе комбинированной выработки, но при этом добавлено — с учетом экономической обоснованности. А вот о том, что такое экономическая обоснованность, что экономически обоснованно, а что нет, можно ведь рассуждать по-разному. Например, налоговики полагают, что расходы, не направленные на получение доходов, необоснованны. Но мы же знаем, что теплоснабжение сегодня в подавляющем числе случаев убыточно. При оценке экономической обоснованности можно, например, не учитывать углеродный след тепловой энергетики — тепловое загрязнение, выбросы вредных веществ и избыточные траты невозобновляемых природных топливных ресурсов. Многозначность толкования понятия «экономическая обоснованность» в отно-

шении субъектов теплоснабжения может свести на нет благие пожелания о приоритете когенерации. В результате законами «О теплоснабжении» и «Об электроэнергетике» не удалось объединить в единое целое эффект от комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Со времен СССР в тепловой энергетике было принято разделять общий расход топлива на ТЭС между двумя продуктами — теплом и электричеством, хотя в подобном разделении никакой особой экономической целесообразности не было. В период плановой экономики тарифы на тепло и электричество устанавливались директивно. Это разделение использовалось исключительно для калькуляции себестоимости на ТЭЦ в целях оценки эффективности её работы.

По этому поводу в своё время С.Л. Прузнер в «Экономике теплоэнергетики СССР» писал: «... многие затраты в комплексном производстве являются общими для всех (или части) получаемых продуктов. При этом даже самый тщательный анализ технологического процесса не дает оснований для непосредственного отнесения затрат на отдельные продукты». И после этого заключал: «Из самого характера задачи, когда известна только одна величина — суммарные затраты, — а неизвестных много (столько, сколько получается продуктов, себестоимость которых отыскивается), вытекает условность метода распределения затрат. Этим и объясняется, что из множества предлагаемых и применяемых в комбинированном производстве методов ни один не свободен от недостатков.»¹ С тех времен и по сей день об эту проблему сломали немало копий, но так ни к чему и не пришли.

В период рыночной экономики ситуация для теплоэнергетики изменилась. С удельными расходами топлива b_z и b_r на каждый из продуктов ТЭС (электроэнергию и тепло), рассчитанными на основе исторически сложившихся со времен СССР методик, стали связывать цену (тариф) на данный продукт.

До 1996 г. в отрасли действовал физический принцип распределения топлива на ТЭС между электрической и тепловой энергией. В среднем по отрасли до 1996 г. удельные расходы условного топлива на ТЭС составляли: $b_r = 173$ кг/Гкал; $b_z = 326$ г/(кВт·ч).

Начиная с 1996 г., в целях спасения ТЭЦ от потери тепловой нагрузки потребителей был введен пропорциональный метод разделения топлива, приведший к увеличению удельных расходов топлива на электроэнергию и уменьшению на тепло.

¹ Прузнер С.Л. Экономика теплоэнергетики СССР. М.: Высшая школа, 1975.

По данным технико-экономических показателей работы тепловых электростанций, которыми располагает ЗАО «АПБЭ», динамика изменения удельных расходов топлива на электроэнергию и тепло с 1996 по 2010 гг. приведена на рис. 2, 3.



Рис. 2. Средний удельный расход топлива на электроэнергию на ТЭС России



Рис. 3. Средний удельный расход топлива на тепловую энергию на ТЭС России

После спада 1990-х, начиная с 1998 г., наблюдался последовательный рост загрузки тепловых электростанций. Выход на более высокий режим способствовал повышению их эффективности и удельные расходы снижались. В период 2002–2007 гг. среднеотраслевой удельный расход топлива, относимый на тепло, по отчетным данным тепловых электростанций составлял 143 кг/Гкал. Это обстоятельство свидетельствует об искусственном регуляторном перераспределении расходов топлива ТЭС с тепла на электроэнергию, поскольку согласно вышеуказанных отчетных удельных расходов топлива, относимых на тепло в этот период, расчетный КПД котельных установок ТЭС должен был бы составлять не менее 100%. Однако, на самом деле, по тем же отчетным данным компаний средний КПД энергетических котлов в этот период составлял около 87%. Это привело к серьезному нарастанию объемов перекрестного субсидирования между тепловыми и электрическими тарифами, последствие

которых не заставило себя долго ждать на новом рынке мощности, запущенном в конце 2010 г. По результатам конкурентного отбора мощности, проведенного в декабре 2010 г. в соответствии с новыми правилами рынка мощности, в 2011 г. 87 ТЭЦ общего пользования отнесены к так называемым «вынужденным генераторам», для 45 ТЭЦ утверждены специальные высокие цены на мощность. Это более половины числа ТЭЦ общего пользования России.

Согласно отчетным данным в 2010 г. по сравнению с 2008 г. удельный расход топлива на электроэнергию на ТЭС снизился на 7 г/(кВт·ч), с 336 до 329 г/(кВт·ч). Однако это вовсе не связано с повышением эффективности ТЭС. Удельный расход топлива на электроэнергию упал в связи с перенесением части топливных затрат ТЭЦ с электричества на тепло, поскольку при этом удельный расход топлива на тепло ТЭС вырос со 144 кг/Гкал в 2008 г. до 152 кг/Гкал в 2010 г., т. е. на 8 кг/Гкал. В 2010 г. начался возврат многих тепловых электростанций к физическому методу разделения топлива в связи с неконкурентоспособностью ТЭЦ на ОРЭМ.

То, что произошло в 2010 г., когда удельный расход условного топлива отдельные компании несколько приподняли по теплу и опустили по электричеству, было осуществлено теперь ради того, чтобы спасти ТЭЦ уже на электрическом рынке, а не на тепловом (как это было в 1996 г.), потому что $\frac{3}{4}$ своей выручки они получают на этом электрическом рынке. На тепловом рынке, их выручка, как правило, даже не компенсирует затраты. Недобор выручки и убытки от продаж тепла ТЭЦ вынуждены покрывать за счет объёмов и цены продаж электричества (электроэнергии и мощности) на ОРЭМ, вне собственного региона.

Посмотрим, например, на структуру среднотараслевого тарифа на тепло, сложившуюся для ТЭЦ в 2010 г. (табл. 1). На первый взгляд в ней нет ничего необычного. Она примерно такова как и структура цены на электроэнергию, где около 60% — это топливные затраты, а 30–40% — условно-постоянные затраты. Однако в тарифе на тепло должны присутствовать теплосетевые затраты, включая потери тепла в сетях. Как видно из табл. 1 условно-постоянные затраты (УПЗ) у ТЭЦ по теплу не так уж и велики.

Если средний тариф на тепло ТЭЦ сравнить с тарифами на теплоснабжение от котельных, кото-

рые достигают от 1500 руб./Гкал и выше, то тут возникает много вопросов. Допустим можно предположить, что топливные затраты в тарифе на тепло от котельных не намного больше, чем на ТЭЦ, тогда что же составляют остальные 75% затрат? Это условно-постоянные затраты на содержание оборудования котельных и сетей, а также на персонал. Большая часть этих затрат, конечно же, приходится на тепловые сети и потери в них.

При установлении по муниципальной территории усредненных тарифов на тепло, ограниченных допустимой верхней планкой, определенной ФСТ России, дешевые тарифы ТЭЦ позволяют иметь высокие тарифы котельных для субсидирования содержания неэффективной тепловой инфраструктуры муниципального образования. В конечном счете неэффективность тепловой муниципальной инфраструктуры оплачивают все потребители электроэнергии данной зоны оптового рынка.

Почему же в настоящее время происходит фактически неуправляемый переход на физический метод распределения топлива на ТЭС, ведь это приведет к резкому скачку удельных расходов топлива на тепло и росту стоимости тепла ТЭЦ, что, по сути, убивает теплофикацию.

Однако на самом деле убивает теплофикацию не сам метод распределения топлива, а неучет того обстоятельства, что ТЭЦ производят на месте потребления одновременно два вида энергии — электричество и тепло, в едином цикле. Для ТЭЦ тепло и электроэнергия — связанные продукты. Однако рынки электроэнергии и тепла, в которых участвуют ТЭЦ, сегодня глубоко разделены между собой, имеют совершенно разные правила управления и разные центры ответственности: оптовый рынок электроэнергии — федеральный уровень, розничные рынки электроэнергии и тепла — региональный уровень. Сферы обращения продуктов ТЭЦ поделены между экстерриториальным оптовым рынком, где действуют либеральные цены на электроэнергию, и местным розничным рынком, где установлено жесткое регулирование тарифов на тепло и тарифов на электроэнергию для населения.

При этом как раз и происходит тот конфликт, который на самом деле убивает ТЭЦ, не позволяя им полностью реализовать энергетические пре-

имущества теплофикации. Единый организм ТЭЦ живет двумя своими «как бы» независимыми полувинками.

Рассуждать о тарифах на тепло и электроэнергию при комбинированной выработке, необходимо исходя из оптимизации коэффициента полезного использования топлива при совместной выработке электричества и тепла и доли электроэнергии, выработанной на базе теплового потребления. Именно это является главным преимуществом комбинированной выработки по сравнению с отдельной. Это способствует снижению общих энергетических и топливных затрат на энергоснабжение местной территории, потому что для работы котельных и тепловых сетей всё равно требуется электричество. А вот уж как делить общие затраты при комбинированной выработке между теплом и электроэнергией — это вопрос, который не связан с разделением топливных затрат.

Если известна рыночная цена на электроэнергию, то по определенному принципу можно определить цену и на тепло. И наоборот, если установить цену на тепло, то остаточная необходимая выручка должна быть распределена на электричество. Региональные и местные муниципальные органы власти совместно с энергоснабжающими компаниями, руководствуясь определенной методологией, экономической целесообразностью и, наконец, здравым смыслом, должны решать вопросы развития систем теплоснабжения своих территорий, связанных цен на электрическую и тепловую энергию, производимую ТЭЦ на месте, поскольку именно на подведомственной им территории они получают от этого производства совокупный эффект для потребителей.

Рынок тепла конкурентен с точки зрения долгосрочности. На нем конкурируют разные игроки за место на этом рынке. Наверное, два теплогенератора будут близки к реальной конкуренции при

наличии возможности выбора приоритетной оперативной загрузки установок в соответствие с их реальной эффективностью. Однако практически обеспечить такие условия крайне трудно и чрезвычайно затратно. Такую конкуренцию не реализуют даже финны, которые построили закольцованную, удивительную по гибкости и эффективности систему централизованного теплоснабжения г. Хельсинки с развитой тепловой сетью.

Вместе с тем в нынешней псевдоконкуренции на рынке тепла ТЭЦ, входящие в крупные экстерриториальные ТГК, почти всегда проигрывают котельным в борьбе за потребителей. Это происходит во многом по причине того, что сложилась такая ситуация, когда на одной и той же территории сосуществуют два вида образований, занимающихся одним и тем же делом: структуры, функционирующие на основе рынка, где цена свободная и никто не вправе вмешиваться в оперативную деятельность, и жестко, административно-регулируемые структуры. Цена на электроэнергию не регулируется, а тариф на тепло и на электричество для населения остается административно регулируемым. Экстерриториальные рыночные субъекты (ТГК) могут рассчитывать только на собственные силы и ресурсы, а административно регулируемые (котельные и муниципальные теплоснабжающие организации) в основном на административный ресурс местной власти. Поэтому такой конфликт надо убрать, либо максимально сгладить. Как это сделать? Это предмет отдельного разговора. Тогда возможно реальное формирование условий справедливой конкуренции различных субъектов теплоэнергетики на региональном тепловом рынке за своё место и, как результат, повышение энергоэффективности систем энергоснабжения территорий, сдерживание роста тарифов, улучшение качества и надежности теплоснабжения.

ООО «Русинжиниринг» завершило строительство линии № 2 электропередачи 220 кВ Демьянская—Снежная в Тюменской области

ООО «Русинжиниринг» разработало рабочую документацию, осуществило поставку оборудования, выполнило строительно-монтажные работы на ВЛ 220 кВ Демьянская—Снежная и сооружение ВОЛС, а также пусконаладочные работы.

На подстанции Снежная смонтированы системы РЗА, ПА, АИИС КУЭ, ВЧ-связи и внутриобъектовой связи. Кроме того, выполнены мероприятия по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ,

проведена проверка требований электромагнитной совместимости в соответствии с нормативными требованиями. На 90 км линии было установлено 31 анкерно-угловых и 225 промежуточных опор.

Высоковольтная линия № 2 электропередачи 220 кВ Демьянская—Снежная обеспечит надежное электроснабжение потребителей Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа.

Таблица 1

Средний тариф тепла ТЭЦ, руб./Гкал	Средняя цена газа, руб./м ³	Стоимость топлива в тарифе, руб./Гкал	УПЗ и потери сети в тарифе, руб./Гкал	Доля топлива в тарифе, %	Доля УПЗ в тарифе, включая потери, %
614	2,346	355	259	58	42

Система добровольной сертификации Корпорации «Единый электроэнергетический комплекс»

**Э.М. Перминов, канд. техн. наук, Д.С. Савваитов, канд. техн. наук
(ЗАО НПО «Нетрадиционная электроэнергетика»)**

1. Исходные положения

В Корпорации «Единый электроэнергетический комплекс» («ЕЭЭК») создана Система добровольной сертификации (СДС), располагающая большими полномочиями и возможностями.

Повышение роли добровольной сертификации связано с тем, что «качество», «потребительские свойства» товаров признаны рыночными категориями. Государство устранилось как от нормирования качества, так и от обеспечения соблюдения этих норм поставщиками, поставив субъектов рынка перед необходимостью самостоятельно решать возникающие у них проблемы в этой области. В качестве средства защиты приобретателей от недоброкачественной и контрафактной продукции предлагается добровольная оценка её соответствия установленным самим приобретателем требованиям. Необходимо отметить, что для структур и организаций электроэнергетики вопросы сертификации являются злободневными так как:

- значение и возможности добровольной оценки соответствия (сертификации) в обеспечении надежности и эффективности их деятельности применяются недостаточно;
- единая техническая политика и единая методология в области добровольной сертификации не реализуются.

С учётом данных положений Корпорация «ЕЭЭК» зарегистрировала в Федеральном Агентстве по техническому регулированию и метрологии «Систему добровольной сертификации Корпорации «ЕЭЭК», которая внесена в государственный реестр 08 сентября 2009 г. за № РОСС RU.M 584.04 ЧУ 00.

Система, как инструмент технического регулирования, базируется на ФЗ №184 «О техническом регулировании», Международном стандарте ИСО/МЭК 17000: 2004 «Оценка соответствия. Общие положения» и СТО РАО «ЕЭС России» 1723082.27.010.002 – 2008 «Оценка соответствия в электроэнергетике». Созданная СДС опирается на научно-технический потенциал НП «НТС ЕЭС», Комиссии Минэнерго России по мониторингу оборудования, ведущие научно-исследовательские и проектные структуры отрасли.

2. Возможности Системы

Новая Система обеспечивает потребности заявителей в сертификации, выступая в качестве Системы по добровольной, а в будущем и обязательной сертификации, область аккредитации которой охватывает практически всю номенклатуру промышленной продукции, материалов и топлива, приобретаемых объектами электроэнергетики.

Кроме объектов добровольной сертификации, включая промышленную продукцию, производства и системы менеджмента предприятий и организаций, созданная Система добровольной сертификации (оценки соответствия) может, благодаря требованиям, заложенным в документацию самой Системы, оценивать и подтверждать соответствие и таких объектов, как:

- потенциальные контрагенты, предлагающие свои услуги и работы;
- инвестиционные проекты, проекты совместного обеспечения, разрабатываемые участниками Киотского протокола;
- ответственное и опасное оборудование, находящееся в эксплуатации;
- легитимность происхождения продукции в целях предупреждения приобретения фальсифицированных товаров;
- процессы и продукция — на соответствие требованиям по энергоэффективности энергосбережению и другие объекты.

Кроме сертификации, новая Система может оказывать услуги по:

- оценке рисков потерь приобретателя, связанных с приобретением недоброкачественной или контрафактной продукции и дать рекомендации по выбору форм оценки соответствия, адекватных этим рискам;
- оказанию помощи разработчикам ТЗ и приобретателям в формировании систем показателей качества (потребительских свойств) разрабатываемых и приобретаемых объектов;
- осуществлению предотгрузочной инспекции продукции;
- участию в процессе организации работ по продлению сверхнормативных сроков безопасной эксплуатации оборудования;
- оказанию методической и консультационной помощи при разработке и внедрении орга-

низациями систем менеджмента качества, экологического менеджмента и менеджмента охраны здоровья персонала;

- оценке соответствия оборудования, находящегося в эксплуатации, требованиям к его функциональным показателям и безопасности.

3. Организационная структура Системы

Структурная схема «Системы добровольной сертификации Корпорации «ЕЭЭК» представлена на рис. 1.

В состав Системы входят:

1. **Руководящий орган Системы — Корпорация «ЕЭЭК»**, который

- определяет техническую политику Системы;
- обеспечивает развитие Системы с учетом реальной потребности в её услугах;
- осуществляет контроль деятельности органов по сертификации, входящих в систему;
- определяет ценовую политику и утверждает цены и тарифы на услуги Системы;
- наделяет полномочиями органы по сертификации, экспертные организации и испытательные лаборатории, входящие в систему, и выдает им соответствующие свидетельства;

- организует подготовку и аттестацию экспертов системы;
- ведет сводный реестр Системы и её сайт;
- периодически заслушивает отчеты организаций, входящих в Систему, проводит проверки их деятельности;
- проводит выборочные экспертизы дел сертификатов и экспертных заключений;
- является официальным исполнителем договоров на оказание услуг перечисленных выше, а также по разработке и внедрению систем менеджмента (фактически работы будет исполнять эксперты соответствующих органов).

2. **Органы сертификации**, наделенные Руководящим органом системы полномочиями на деятельность в пределах области аккредитации Системы, выполняют следующие функции:

- заключают договоры с заявителями (по рекомендации и согласованию с Руководящим органом);
- организуют и проводят работы по сертификации;
- оформляют и выдают сертификаты соответствия и разрешения на применение знаков соответствия;



Рис. 1. Организационная структура СДС Корпорации «ЕЭЭК»

- согласовывают с соисполнителями и заявителями программы испытаний, обследования производств, инспекционных проверок и утверждают их;
- организуют и проводят инспекционный контроль соблюдения условий сертификации и в зависимости от результатов проверок принимают решения о подтверждении действия сертификатов (приостановке, прекращении действия).

3. **Комиссия по апелляциям**, состоящая из независимых экспертов и авторитетных специалистов (состав утверждается Руководящим органом), выполняет следующие функции:

- рассматривает жалобы на действия участников процессов оценки и подтверждения соответствия и принимает обязательные для них решения;
- рассматривает споры между заявителями и органами по сертификации и дает по ним свои заключения;
- рассматривает споры между участниками системы и принимает по ним решения.

4. **Научно-технический совет (НТС) СДС**, включающий представителей ТГК, ОГК, ОАО «Рус-Гидро», ОАО «ФСК ЕЭС», ведущих НИИ (состав утверждается Руководящим органом):

- рассматривает и одобряет проекты документов Системы, определяющие процессы и процедуры её деятельности;
- вносит Руководящему органу предложения по развитию Системы и области её деятельности;
- рассматривает предложения по включению в Систему органов по сертификации, испытательных лабораторий и экспертных организаций и представляет свои рекомендации Руководящему органу;
- рассматривает и одобряет программы подготовки экспертов Системы;
- периодически рассматривает итоги деятельности Системы и вносит предложения по её совершенствованию;
- разрабатывает и вносит предложения по популяризации деятельности Системы;
- содействует привлечению заказчиков услуг Системы.

5. **Экспертные организации**, аккредитуемые Руководящим органом из числа авторитетных НИИ, КБ и технологических организаций. Экспертные организации рассматривают по поручению Органов сертификации заявки на сертификацию, про-

токолы испытаний, проводят, при необходимости, обследование производств и готовят по ним заключения. Экспертные организации могут также привлекаться Системой для выполнения других работ (консалтинг, оказание методической помощи организациям, подготовка экспертов и др.)

6. **Испытательные центры (лаборатории)**, наделенные полномочиями Руководящим органом Системы:

- проводят испытания объектов для оценки их соответствия и оформляют акты в соответствии с требованиями Системы;
- разрабатывают по заданию Руководящего органа Системы программы и методики испытаний;
- рассматривают и анализируют протоколы испытаний, представленные заявителями, и подготавливают заключения о возможности их признания.

В своей деятельности Система тесно взаимодействует с Научно-технической коллегией Некоммерческого партнерства «НТС ЕЭС», Комиссией Минэнерго России по мониторингу оборудования, структурами Российской Академии наук, Московского энергетического института (МЭИ), Международной энергетической академии (МЭА) и Международной электротехнической академии (МЭТА).

Перечень документов, обеспечивающих функционирование СДС

При создании Системы добровольной сертификации специалистами Корпорации ЕЭЭК был разработан комплект документов, обеспечивающий работу Системы в пределах аккредитованной области полномочий, в частности:

Документы по оценке соответствия:

1. Требования к промышленной продукции;
2. Требования к производствам промышленной продукции;
3. Общие требования к потенциальным контрагентам, предлагающим услуги;
4. Требования к результатам выполненных работ и услуг;
5. Требования к инвестиционным проектам;
6. Требования к системам менеджмента;
7. Требования к условиям хранения промышленной продукции;
8. Требования к условиям транспортирования продукции;
9. Требования к результатам НИР и ОКР;

10. Методическое руководство по выполнению работ по оценке рисков потерь организаций электроэнергетики, связанных с приобретением и применением ими недоброкачественной продукции;

11. Методическое руководство по оказанию помощи организациям электроэнергетики в формировании ими систем показателей качества (потребительских свойств) промышленной продукции при разработке ТЗ, стандартов организаций и в закупочной документации;

12. Порядок проведения работ по предотгрузочной инспекции промышленной продукции;

13. Правила оценки соответствия функциональных показателей и показателей безопасности оборудования и технических устройств, находящихся в эксплуатации;

14. Правила участия в работах по продлению сроков оборудования, находящегося в эксплуатации;

15. Правила проведения работ по оказанию помощи организациям в разработке и внедрении ими систем менеджмента качества, охраны окружающей среды и здоровья персонала;

16. Порядок и формы декларирования держателями сертификатов Системы соблюдения условий добровольной оценки соответствия;

17. Правила организации и проведения инспекционных проверок и др.

Разработаны документы, обеспечивающие Правила и условия функционирования Системы, описывающие область её деятельности, порядок и процедуру проведения сертификации, её организационную структуру, кадровый состав и нормативную базу оценки соответствия.

Документы организационные:

1. Документы, организационно обеспечивающие деятельность СДС.
2. Положения о:
 - 2.1. Руководящем Органе Системы;
 - 2.2. НТС Системы;
 - 2.3. Комиссии по апелляциям;
 - 2.4. Органе по сертификации;
 - 2.5. Экспертной организации;
 - 2.6. Испытательной лаборатории;
 - 2.7. Реестре Системы;
 - 2.8. Эксперте Системы.
3. Порядок наделения полномочиями:
 - 3.1. Органа по сертификации;
 - 3.2. Экспертной организации;
 - 3.3. Испытательной лаборатории;
 - 3.4. Экспертов Системы;
4. Формы:

- 4.1. Сертификатов Системы;
- 4.2. Формы Знаков соответствия Системы;
5. Правила применения Знаков соответствия Системы;
6. Положение об оплате услуг Системы;
7. Порядок и программа подготовки и аттестации экспертов Системы.
8. Рекомендации по оказанию методической помощи организациям электроэнергетики в области добровольной оценки соответствия.

Перечень документов, характеризующих область деятельности Системы, виды и процедуры добровольной сертификации и правила ее проведения

Промышленная продукция

1. Сертификация приобретаемой промышленной продукции, результатов выполненных работ и услуг;
2. Проверка легитимности происхождения приобретаемой промышленной продукции;
3. Организация и проведение предотгрузочной инспекции приобретаемой продукции;
4. Оценка рисков потерь приобретателей и разработка рекомендаций по выбору форм оценки соответствия и др.

Системы менеджмента

1. Сертификация систем менеджмента качества;
2. Сертификация систем экологического менеджмента;
3. Сертификация систем менеджмента охраны здоровья.

Оборудование, находящееся в эксплуатации

1. Оценка соответствия оборудования, находящегося в эксплуатации, требованиям к его функциональным показателям и безопасности;
2. Участие в работах по подготовке решений о продлении сроков эксплуатации оборудования.

Потенциальных контрагентов

1. Оценка соответствия контрагентов.
2. Организация и проведение ежегодных конкурсов на звание «Лучший исполнитель» по номинациям:
 - поставка промышленной продукции;
 - НИР и ОКР;
 - монтажные и наладочные работы;
 - строительство и реконструкция промышленных и гражданских объектов;
 - информация и маркетинг;
 - ремонт и модернизация оборудования.



Рис. 2. Показатели, характеризующие продукцию при обязательной и добровольной сертификации

Проекты

1. Оценка соответствия НИР и ОКР;
2. Оценка инвестиционных проектов;
3. Разработка рекомендаций по установлению систем показателей качества промышленной продукции.

Показатели добровольной сертификации и правила ее проведения установлены правилами функционирования Системы. На рис. 2 приведены показатели, характеризующие промышленную продукцию, подтверждаемые при обязательной и

добровольной сертификации. Отсюда видно, что добровольная сертификация, как минимум, не менее важна для приобретателей, чем обязательная.

Руководящий орган СДС приглашает к взаимовыгодному сотрудничеству все структуры отрасли электроэнергетики и других заинтересованных отраслей.

Сведения о СДС Корпорации «ЕЭЭК» можно найти на сайте www.corp-eeek.ru, E-mail: emp38@corp-eeek.ru.

«Атомэнергомаш» участвует в строительстве Нижневартовской ГРЭС

31 марта в Москве состоялось подписание договора между ОАО «Атомэнергомаш» и ЗАО «Нижневартовская ГРЭС», принадлежащим ОГК-1 (основной акционер — ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»), согласно которому предусматривается участие ОАО «Атомэнергомаш» в строительстве блока 3.1 Нижневартовской электростанции в Ханты-Мансийском автономном округе.

Договор, в частности, предусматривает ком-

плексные работы по проектированию, изготовлению, поставке и шеф-монтажу котла-утилизатора для парогазового блока № 3.1 Нижневартовской ГРЭС. Данное оборудование должно быть поставлено в 2012 г. Подписанные документы также предусматривают оказание услуг специалистами «Атомэнергомаш» по подготовке персонала станции к его монтажу, эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту.

Стабилизация напряжения электрической сети высокого напряжения внутрисетевыми управляемыми источниками реактивной мощности индуктивно-емкостного типа

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
«03» декабря 2010 г.

ПРОТОКОЛ № 6/10

Совместного заседания

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

25 ноября 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:

«Стабилизация напряжения электрической сети высокого напряжения внутрисетевыми управляемыми источниками реактивной мощности индуктивно-емкостного типа» выступил доктор техн. наук, проф. А.М. Брянцев (МЭИ — ТУ). Ниже приведены основные положения доклада.

По данным «Концепции системы регулирования напряжения», утвержденной приказом ОАО «ФСК ЕЭС» № 62 от 14.03.08, превышение отклонений напряжения против нормативных требований имеет место на более чем 40% всех подоктор техн. наук 110 — 220 кВ.

Исследования МЭИ (ТУ), ООО «Источники реактивной мощности», ООО «ЭСКО», проведенные более чем на 400 подоктор техн. наук электрических сетей РФ и СНГ, показали, что зачастую разброс напряжений $\pm 15\%$ имеет место в пределах

одного класса напряжения в одно и то же время, и не хватает регулировочного диапазона мощности для поддержания напряжения в требуемых пределах. Подобная нестабильность напряжения сети — это не только ограничение пропускной способности, повышенные потери электроэнергии, ускоренный износ коммутационного оборудования, но и прямая угроза развития системных аварий.

Эффективным и хорошо известным способом стабилизации напряжения является применение управляемых индуктивно-емкостных устройств различных типов (устройств FACTS — Flexible AC Transmission Systems) — технологии гибких (управляемых) электропередач переменного тока.

В мире налажено производство индуктивно-емкостных устройств следующих типов:

- следующих типов нерегулируемые индуктивные (реакторы) и емкостные (батареи статических конденсаторов);
- дискретно регулируемые индуктивно-емкостные (группы реакторов и (или) батарей конденсаторов);
- плавно регулируемые индуктивно-емкостные (электромашинные, полупроводниковые, магнитно-полупроводниковые и прочее).

Расчетные исследования эффективности применения регулируемых источников реактивной мощности на протяженных транзитных линиях электропередачи 330 и 500 кВ продемонстрировали их возможности в части повышения пропускной способности линии электропередачи, снижения потерь мощности и повышения пределов передаваемой мощности по условию статической устойчивости, сокращения времени протекания переходных процессов, уменьшения использования генераторов электростанций в качестве регулируемых источников реактивной мощности, исключения сложной системы коммутации неуправляемых шунтирующих реакторов на линиях.

Следует отметить, что отклонения напряжения, наблюдающиеся в приграничных частях сетей 110 и 220 кВ, невозможно нормализовать только управлением реактивной мощностью электростанций без использования локальных источников реактивной мощности.

Однако в сетях высокого напряжения наблюдается дефицит этих устройств. Таким образом, следует признать, что существующие подходы регулирования напряжения сети высокого напряжения не полностью отвечают современным требованиям.

Одним из возможных путей выхода из сложившейся ситуации является совершенствование существующих средств и методов регулирования напряжения. Причем компенсацию реактивной мощности необходимо осуществлять на всех уровнях напряжения как у потребителей, так и в электрических сетях. Только экономических методов для реализации концепции управления напряжением и потоками реактивной мощности в электрических сетях недостаточно.

Усиление роли и приоритета управляемых индуктивно-емкостных устройств в схемах регулирования напряжения потребует экономически оправданных дополнительных капиталовложений. Как видно из реализованных примеров, в сетях ряда ОАО «МРСК», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «КЕГЭС» и других достигается:

- автоматическая стабилизация напряжения сети 110–500 кВ по заданной уставке в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах;
- исключение коммутационного оборудования из процесса регулирования напряжения в нормальных режимах;
- повышение пропускной способности существующей сети;
- снижение удельных потерь до 20–30 %.

- снижение ущерба, наносимого субъектам рынка электроэнергии от действий противоаварийной автоматики или недопустимого снижения качества электроэнергии.

В отдельных случаях срок окупаемости (с учетом повышения эффективности технологических процессов подключенного к электрической сети потребителя) составил менее одного года.

В докладе сделаны следующие выводы.

1. В сети высокого напряжения РФ наблюдается массовое отклонение рабочих значений напряжений за пределы, превышающие требования ГОСТ ($\pm 15\%$). Даже в нормальных режимах отклонения напряжений близки к предельно допустимым для электросетевого и присоединенного оборудования, что является прямой предпосылкой к возникновению технологических нарушений.

2. Колебания напряжения сопровождаются увеличенными перетоками реактивной мощности в электрической сети, приводящими к увеличению потерь до 1,5 раз.

3. Проблема решается дооснащением электрической сети до технически целесообразного уровня управляемыми источниками индуктивно-емкостного типа, широко производящимися как в РФ, так и за рубежом.

4. Хронический, нарастающий год от года дефицит управляемых устройств индуктивно-емкостного типа связан с отставанием технической политики электроэнергетических компаний от законодательных реформ отрасли в части самодостаточности хозяйствующих субъектов (генерация, транзит, потребитель) по обеспечению собственных технологических процессов.

5. Отсутствуют эффективные механизмы широкомасштабного оснащения электрической сети управляемыми устройствами индуктивно-емкостного типа, позволяющие ликвидировать тенденцию хронического нарастания их дефицита.

С заключениями от экспертных организаций выступили:

от Института электроэнергетики МЭИ (ТУ) — заместитель заведующего кафедрой РЗИА доктор техн. наук, проф. **Б.К. Максимов**;

от ОАО «СО ЕЭС» — начальник Департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС», доктор техн. наук **Ю.Н. Кучеров**;

от ОАО «НТЦ Электроэнергетики» — научный руководитель доктор техн. наук, проф. **Ю.Г. Шакарян**;

от филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра — доктор техн. наук **В.Н. Рябченко**.

В дискуссии выступили:

доктор техн. наук, проф. **С.В. Смоловик** (ООО «Источники реактивной мощности»);

доктор техн. наук **В.А. Барин** (заведующий отделом ОАО «ЭНИН»);

инженер **Ф.А. Грибков** (ОАО «НК «Роснефть»).

С заключительным словом и по проекту решения выступил 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**.

В докладах экспертов и в выступлениях по представленной работе высказаны следующие замечания и предложения.

1. В настоящее время одним из ключевых направлений развития электроэнергетики является создание интеллектуальных электроэнергетических систем (ИЭЭС).

Интеллектуальная электроэнергетическая система — это энергосистема, оснащенная адаптивной автоматической системой оптимального управления процессами генерации, передачи, распределения и потребления электроэнергии, которая функционирует в темпе протекания технологического процесса. При этом под интеллектуальностью следует понимать способность к самоорганизации и самонастройке энергосистемы в соответствии с заранее определенными критериями оптимальности функционирования без активного участия человека в процессе эксплуатации в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах.

В последнее время тема «интеллектуальных сетей» (Smart Grid) часто обсуждается на международных и российских форумах и конференциях. Интеллектуальные сети должны включать комплекс технических средств, позволяющих обеспечить высокие надежность электроснабжения и качество электроэнергии. Интеллектуальная сеть должна на новом техническом и технологическом уровнях объединить потребителей и производителей электроэнергии в единую автоматизированную систему. Она позволит в реальном времени отслеживать и контролировать режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии, оперативно реагировать на изменения различных параметров в энергосистеме и осуществлять электроснабжение с максимальной надежностью и экономической эффективностью. Благодаря внедрению современных технологий интеллектуальная электрическая сеть сможет в зависимости от ситуации изменять свои характеристики, увеличивая пропускную способ-

ность и регулируя качество поставляемой электроэнергии.

Следует отметить, что создание ЕЭС России всегда сопровождалось решением проблем управления надежностью и экономичностью. Основная база нормативных документов для обеспечения надежности и экономичности работы ЕЭС СССР была разработана еще к середине 80-х годов прошлого столетия. Достигнутый уровень информационных технологий является основой для дальнейшего решения задач по созданию ИЭЭС.

В США и странах Европы потребность в «интеллектуальных сетях» связана с политикой использования возобновляемых источников энергии и развитием рассредоточенных по территории источников генерации. В этом понимании интеллектуальная электросеть — это распределительная электрическая сеть, оснащенная программно-аппаратными устройствами с целью обеспечить согласованный процесс производства, передачи и потребления электроэнергии на муниципальном уровне в условиях масштабного ввода нетрадиционных источников энергии и развития распределенных источников генерации с переменным режимом генерации.

2. Создание ИЭЭС в России является приоритетной задачей. И для ее решения необходима концентрация усилий и координация работы всех участников процесса электроснабжения — от выработки электроэнергии до ее потребления. В настоящее время в ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «Институт «Энергосетьпроект» и ОАО «НТЦ Электроэнергетики» проводятся работы по оснащению ЕНЭС устройствами регулирования реактивной мощности. Для разработки программы оснащения электрических сетей различными источниками регулирования целесообразно объединить усилия всех заинтересованных организаций.

Проблема обеспечения надежности и экономичности должна стать основной задачей государственной политики. Однако в настоящее время отсутствует генеральный проектировщик ИЭЭС.

Координировать такую важную работу должна Российская академия наук, которая объединит все научно-исследовательские институты и центры, проектно-изыскательские институты и высшие учебные заведения на совместную работу по этой проблеме.

3. Проблема оснащения электрических сетей источниками реактивной мощности продолжает оставаться актуальной. Управление реактивной мощностью имеет важное значение для повышения надежности электроснабжения, сохранения устойчивости работы энергосистем, управления напряжением и передаваемой мощностью в элек-

трических сетях. В зависимости от назначения и областей применения к этим источникам предъявляются различные требования. Так, для магистральных и системообразующих сетей наиболее важное требование — это обеспечение статической и динамической устойчивости электропередачи; для распределительных сетей на первое место выходят требования по поддержанию уровней напряжения, минимизация потерь электроэнергии и других показателей качества электроэнергии. В общем случае от источников реактивной мощности требуется обеспечение заданных пределов пропускной способности сети в нормальных и послеаварийных режимах, условий включения линий, защиты от внутренних перенапряжений, обеспечение регулирования напряжения. Одним из эффективных средств регулирования реактивной мощности являются асинхронизированные генераторы.

В последние годы во всем мире, в том числе и в России, активно внедряются новые эффективные устройства регулирования реактивной мощности, основанные на использовании современной силовой электроники, а также устройства, позволяющие обеспечить так называемое «векторное регулирование» в энергосистемах, которое, наряду со стабилизацией напряжения, позволяют существенно повысить пределы передаваемой мощности. Освоено производство различных типов подоктор техн. наукионных средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), которые открывают новые пути решения проблемы регулирования напряжения и реактивной мощности. Одним из способов, позволяющих осуществлять эффективную компенсацию мощных возмущений и стабилизацию режимов энергосистемы, является технология FACTS (Flexible AC Transmission Systems) — технология гибких (управляемых) электропередач переменного тока.

4. Авторами доклада под руководством профессора А.М. Брянцева проделана большая работа по созданию устройства регулирования реактивной мощности в сетях высокого напряжения у потребителей. Разработанное устройство — система стабилизации высокого напряжения на базе управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов (УШР) и коммутируемых батарей статических конденсаторов (БСК) — позволяет эффективно решать задачи гибкого управления электроэнергетическим режимом по напряжению и реактивной мощности и стабилизации напряжения на энергетическом объекте и в прилегающей электрической сети. Разработанное устройство представляет собой один из элементов технологии FACTS, применение которого при наличии технико-экономических обоснований может рассматриваться в электроэнергетических

системах наряду с другими известными устройствами, решающими аналогичные задачи.

Примеры успешного функционирования предложенных устройств иллюстрируют эффективность их применения в распределительной электрической сети Тюменской энергосистемы, обладающей такими особенностями как неравномерность суточного графика нагрузки, вызывающая потребность в стабилизации напряжения, и высокая загрузка трансформаторного оборудования питающих подоктор техн. наукии перетоком реактивной мощности, обусловившая потребность в компенсации реактивной мощности.

Вместе с тем, материалы, обосновывающие принятые решения по системе управления предлагаемым комплексом источников реактивной мощности, в докладе не представлены.

Внедрение представленных в докладе устройств является частичным решением комплексной проблемы защиты от перенапряжений, снижения потерь, обеспечения качества электроэнергии. Для полного решения проблемы компенсации реактивной мощности в сетях 220—750 кВ предложенных авторами устройств недостаточно, а сделанные предложения должны быть уточнены для других энергосистем.

Принятие решения о типе и технических характеристиках устанавливаемых устройств компенсации реактивной мощности должно производиться на основании технико-экономического обоснования, базирующегося на результатах исследования текущих и перспективных электроэнергетических режимов, с учетом актуальных решаемых задач управления электроэнергетическими режимами. Требуется проведение глубоких исследований для определения на основе технико-экономического анализа наиболее рациональных типов устройств регулирования реактивной мощности и их необходимого количества для электрических сетей различного назначения: магистральных, системообразующих и распределительных.

5. В экспертных заключениях по докладу представлены следующие основные замечания.

5.1. Необоснованное использование применительно к шинам электросетевых объектов высокого и сверхвысокого напряжения таких терминов как: «стабилизация напряжения» (в отличие от термина «регулирование напряжения»), «внутрисетевые», «внешнесетевые» управляемые источники реактивной мощности.

5.2. В докладе рассматриваются только источники реактивной мощности (ИРМ) индуктивно-емкостного типа и не рассматриваются другие типы устройств, например, на базе асинхронизирован-

ных синхронных компенсаторов (АСК) и статических компенсаторов (СТАТКОМ).

5.3 Анализ отклонений напряжений для разных уровней номинальных напряжений и выводы необходимо приводить отдельно по сетям 110—220 кВ, 330 и 500—750 кВ в соответствии с ГОСТ 1516.3—96.

5.4. В анализе положения с регулированием реактивной мощности в сетях высокого напряжения (ВН) и сверхвысокого напряжения (СВН) не учтены принятые нормативно-технические документы, такие как: ГОСТ 1516.3—96, Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153—34.20.118—2003, Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем СТО 59012820.29.240.007—2008, Правила технологического присоединения, утвержденные постановлением Правительства РФ № 861 от 27.12.2004 г. и другие.

В настоящее время ОАО «Институт «Энергосетпроект» выпущена работа по оснащению электрических сетей ЕНЭС устройствами FACTS на период до 2015 г. С учетом этого говорить о соответствии или несоответствии зарубежным условиям концепции регулирования напряжения, принятой ОАО «ФСК ЕЭС», некорректно без сопоставительного анализа этих документов. В докладе не указано, какие конкретно положения концепции не отвечают современным условиям и в чем, собственно, заключаются современные условия.

5.5. Авторы доклада считают, что для реализации принятой концепции регулирования напряжения экономических методов недостаточно. Однако ими не представлены возможные пути выхода из сложившейся ситуации.

5.6. В настоящее время практически все вопросы, связанные с электросетевым строительством в ЕНЭС, находятся в сфере ответственности ОАО «ФСК ЕЭС», а также согласовываются с ОАО «СО ЕЭС», которые являются государственными компаниями и осуществляют свою деятельность под непосредственным руководством Минэнерго России. В связи с этим предложенное в докладе усиление роли государства требует обоснования.

5.7. Влияние плавно регулируемых средств компенсации реактивной мощности на параметры качества электроэнергии неоднозначно, поэтому необходимо оценивать, как и на какие именно показатели качества электроэнергии влияют предложенные устройства.

Заслушав доклад, выступления представителей экспертных организаций, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специ-

алистов, выступивших в дискуссии, Совместное заседание

РЕШИЛО:

1. Совершенствование системы управления надежностью, экономичностью и экологичностью функционирования ЕЭС России на основе создания интеллектуальных электроэнергетических систем должно стать важной задачей государственной политики. Координировать работу по созданию интеллектуальных электроэнергетических систем должна Российская академия наук, которая может объединить все научно-исследовательские институты и центры, проектно-изыскательские институты и высшие учебные заведения на совместную работу по этой проблеме.

2. Необходимо совершенствовать концепцию комплексного управления напряжением и потоками реактивной мощности в электрических сетях для всех уровней напряжения с учетом рыночных отношений в электроэнергетике Российской Федерации. При совершенствовании концепции необходимо руководствоваться тем, что для магистральных и системообразующих сетей наиболее важное требование — это обеспечение статической и динамической устойчивости энергетических объединений; для распределительных сетей первостепенными являются требования по поддержанию заданных уровней напряжения и снижение потерь электроэнергии. При этом обеспечение заданных показателей качества электроэнергии является актуальным для всех уровней напряжения.

3. Отметить положительный опыт и возможность использования представленных в докладе устройств стабилизации напряжения на базе управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов (УШР) и коммутируемых батарей статических конденсаторов (БСК). Рекомендовать авторам доклада учесть критические замечания и предложения, изложенные в экспертных заключениях, а также замечания и предложения членов Президиума Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и приглашенных специалистов.

4. Рекомендовать Минэнерго России ускорить работу по совершенствованию нормативной базы комплексного внедрения современных средств компенсации реактивной мощности для электрических сетей всех уровней напряжения с учетом рыночных отношений.

5. Для повышения эффективности регулирования напряжения и реактивной мощности рекомендовать ОАО «СО ЕЭС» совместно с ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» проработать возмож-

ность расширения состава системных услуг по регулированию напряжения и реактивной мощности в электрических сетях с вовлечением в этот процесс участников производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

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

В.В. Молодюк

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

Я.Ш. Исамухамедов

6. Рекомендовать вузам электроэнергетического профиля возобновить на новом уровне подготовку специалистов по направлению «кибернетика электроэнергетических систем», прерванную в 90-е годы прошлого столетия.

*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

Разработка программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г. (Этап 2. Разработка программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г.)

*УТВЕРЖДАЮ
Председатель Научного
Совета РАН по проблемам
надежности и безопасности
больших систем энергетики,
председатель Научно-тех-
нической коллегии НП «НТС
ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор
техн. наук, проф. А.Ф. Дьяков
«9» марта 2011 г.*

ПРОТОКОЛ № 1/11

**Совместного заседания Научного совета РАН по проблемам
надежности и безопасности больших систем энергетики,
Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»
и Научно-технического совета ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»**

25 февраля 2011 г.

г. Москва

На совместном заседании выступили:
Со вступительным словом:
Председатель научного Совета РАН по пробле-
мам надежности и безопасности больших систем
энергетики, председатель Научно-технической кол-

легии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн.
наук, проф. **А.Ф. Дьяков**
С докладом:
**«Разработка программы модернизации элект-
роэнергетики России на период до 2030 г.»**

(Этап 2. Разработка Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г.)
генеральный директор ОАО «Энергетический ин-
ститут им. Г.М. Кржижановского» (ОАО «ЭНИН») академик РАН **Э.П. Волков**.

С содокладом В.Ф. Веселов (ИНЭИ РАН).

В своем докладе генеральный директор ОАО «ЭНИН» академик РАН Э.П. Волков представил основные результаты работы по разработке Про-
граммы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г. (далее — Программы).

Программа выполняется по заданию Минэнерго России, которому протоколом заседания Прави-
тельства Российской Федерации от 03.06.10 № 24 поручено разработать и внести в Правительство Российской Федерации Программу модернизации электроэнергетики на период до 2020 г.

Разработка Программы выполнена ОАО «ЭНИН» в качестве головной организации совме-
стно с ведущими организациями отрасли и Российс-
кой академии наук (РАН), а именно: филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» — «Институт Теплоэлек-
тропроект», ОАО «ВТИ», ОАО «Институт «Энерго-
сетьпроект», ОАО «ВНИПИэнергопром», ИНЭИ
РАН, ИСЭМ СО РАН, РНЦ «Курчатовский инсти-
тут», ОАО «НИИПТ».

Программа содержит паспорт Программы,
пять разделов и приложения.

Основное содержание Программы включает
следующие разделы:

- 1) Общая характеристика состояния электро-
энергетики России. Актуальность и основания для
разработки Программы;
- 2) Цель, основные задачи, целевые показатели
(индикаторы) и капиталовложения для реализации
Программы;
- 3) Подпрограммы модернизации электроэнер-
гетики России на период до 2020 г.:
Подпрограмма «Модернизация тепловых элект-
ростанций на период до 2020 г.»;
Подпрограмма «Модернизация гидроэнергети-
ческого комплекса на период до 2020 г.»;
Подпрограмма «Модернизация атомных элект-
ростанций на период до 2020 г.»;
Подпрограмма «Развитие возобновляемых
источников энергии на период до 2020 г.»;
Подпрограмма «Модернизация электросете-
вого комплекса на период до 2020 г.»;
Подпрограмма «Разработка и освоение иннова-
ционных технологий и оборудования для модерни-
зации электроэнергетики»;
- 4) Модернизация системы управления в элект-
роэнергетике;
- 5) Механизмы реализации Программы.

В паспорте Программы определены ответствен-
ный исполнитель и соисполнители, цели, задачи,
целевые индикаторы и показатели, сроки, этапы
и ожидаемые результаты реализации Программы.

Ответственным исполнителем Программы
является Министерство энергетики Российской
Федерации.

Соисполнителями Программы являются:

- Министерство промышленности и торговли
Российской Федерации;
 - Министерство экономического развития Рос-
сийской Федерации;
 - Министерство регионального развития Рос-
сийской Федерации;
 - Министерство образования и науки Российс-
кой Федерации;
 - Министерство финансов Российской Федера-
ции;
 - Федеральная служба государственной статис-
тики;
 - Федеральная служба по тарифам;
 - Федеральное агентство по техническому регу-
лированию и метрологии;
 - государственные корпорации: Росатом, Рос-
технологии, Роснано, Внешэкономбанк;
 - энергокомпании с государственным учас-
тием:
ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ООО «Газпром
энергохолдинг», ОАО «РАО ЭС Востока»,
ОАО «РусГидро», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО
«Холдинг МРСК»;
 - энергомашиностроительные компании:
ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины»,
ЗАО «Уральский турбинный завод», ОАО
«Атомэнергомаш», ОАО «НПО «Сатурн»,
ОАО «НОВАЭМ» (Сибэнергомаш);
 - электромашиностроительные компании:
ООО «Тольяттинский трансформатор», ЗАО
«Энергомаш (Екатеринбург) — Уралэлектрот-
тяжмаш», ОАО «ПК ХК «Электрозавод», АББ
Россия, ОАО ВО «Электроаппарат», «НПП
«ЭКРА», ОАО «ВНИИР», ОАО «Севкабель-
Холдинг», ЗАО «АББ Москабель», группа ком-
паний «Москабельмет».
- Нормативно-методической и информацион-
ной основой** для разработки Программы являются
следующие документы:
- указ Президента Российской Федерации от
4 июня 2008 г. № 889 «О некоторых мерах по
повышению энергетической и экологической
эффективности российской экономики»;
 - перечень поручений Президента Российской
Федерации по модернизации и энергоэффек-
тивности в ТЭК от 29 марта 2010 г.;

- протокол заседания Правительства РФ от 03.06.10 № 24, п. 5;
- Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.;
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. с учетом перспектив до 2030 г. (далее — Генеральная схема);
- постановление Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода (с изменениями от октября 2010 г.);
- Схема и программа развития энергетической системы России на 2010 — 2016 гг.;
- Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г.;
- Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2009 г., подготовленное Минэнерго России в 2011 г.;
- программы модернизации энергокомпаний на период до 2020 г. (письма-запросы Минэнерго России от 26.04.10 № АШ-3389/09 и от 13.08.10 № 09-1107);
- информация энергокомпаний для Прогнозного баланса электроэнергетики с учетом прогнозных условий развития электроэнергетики (письмо-запрос Минэнерго России от 27.10.10 № АШ-9330/09;
- материалы компаний о состоянии разработки, освоения и производства энергетического оборудования (письмо-запрос ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского» от 15.11.10 № 01-8/0202/434-ЭВ;
- материалы Межведомственной рабочей группы по вопросам определения долгосрочной потребности в энергетическом оборудовании;
- материалы заседаний НП «НТС ЕЭС».

Программа модернизации разработана для максимального варианта Генеральной схемы.

Актуальность разработки Программы обусловлена тем, что в отрасли идет лавинообразное нарастание процесса старения основного оборудования электростанций и электрических сетей и доля устаревшего оборудования в электроэнергетике составляет свыше 40 %. 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. В 5 раз сократился ввод генерирую-

щих мощностей по сравнению с вводами 60 — 80-х годов прошлого столетия. Существенно выросли в последние годы тарифы на электрическую энергию. Намечается дальнейшее повышение тарифов на электроэнергию. После распада СССР существенно снизились экономическая эффективность функционирования и темпы развития электроэнергетики в России.

Основными причинами снижения экономической эффективности функционирования электроэнергетики являются:

- отсталые энергетические технологии, используемые на газовых и угольных электростанциях и в электрических сетях;
- использование морально и физически устаревшего энергетического оборудования на электростанциях и в электрических сетях;
- отсутствие в настоящее время оптимальной системы управления отраслью в условиях образования многочисленных собственников электроэнергетических объектов;
- резкое сокращение научно-технического потенциала отрасли;
- существенное сокращение строительного потенциала;
- сокращение потенциала в отраслях отечественного энерго- и электромашиностроения.

Цель, основные задачи, базовые принципы, целевые показатели (индикаторы) и капиталовложения для реализации Программы. Целью Программы является кардинальное обновление электроэнергетики на базе отечественного и мирового опыта, преодоление нарастающего технологического отставания, морального и физического старения основных фондов, повышение надежности энергоснабжения и энергетической безопасности страны и на этой основе снижение тарифов на электроэнергию и тепло.

Основные задачи Программы:

- замена технологий и оборудования при производстве, транспорте и распределении энергии на наиболее передовые, адекватные мировому уровню;
- разработка новых технологий, в том числе «прорывных», по всем направлениям электроэнергетической отрасли;
- подготовка и реализация демонстрационных проектов по созданным новым технологиям;
- оптимизация структуры генерирующих мощностей, включая увеличение доли маневренных ГТУ;
- создание эффективной системы управления функционированием и развитием ЕЭС и электроэнергетики страны в целом, обеспечиваю-

щей минимизацию затрат и, соответственно, тарифов на электроэнергию в целом.

Главным при реализации процесса модернизации электроэнергетики является использование серийного отечественного (лицензионного) оборудования и типовых проектов для снижения сроков проведения модернизации и финансовых средств на ее осуществление.

Базовые положения Программы модернизации электроэнергетики России. Программа модернизации электроэнергетики предполагает расширение использования инновационных технологий в теплоэнергетике, гидроэнергетике, атомной энергетике, в системах передачи и распределения электроэнергии, использования нетрадиционных источников энергии.

В теплоэнергетике:

- создание современных, эффективных и мощных газовых турбин на основе интенсификации собственных разработок, получения лицензий на освоение их производства в России и на их основе — новых парогазовых установок, что даст экономию топлива около 30 %;
- широкое освоение когенерационных источников теплоснабжения с использованием газовых турбин средней и малой мощности и котлов-утилизаторов для выработки электрической и тепловой энергии, что позволит увеличить коэффициент использования топлива до 90 %;
- освоение современных паросиловых технологий на твердом топливе с суперсверхкритическими параметрами пара (ССКП), что позволит повысить КПД на 7 — 10 %;
- освоение технологий газификации угля, что позволит повысить КПД энергоблоков (энергоустановок) до 46 — 52 %;
- освоение технологий сжигания углей в кипящем слое, что позволит улучшить экологические показатели;
- развитие технологий энерготехнологического использования твердых топлив (углей и сланцев), что даст возможность получать кроме электроэнергии искусственное жидкое топливо, калорийный газ и твердый остаток в виде полукокса и золы;
- развитие распределенной генерации в виде ГТУ и сочетания ГТУ и котлов-утилизаторов, которые будут замещать существующие котельные. Данные установки мощностью от десятков киловатт до 60 — 70 МВт будут выполнять роль как индивидуальных средств энергоснабжения, так и источников покрытия переменной части графика нагрузки, увели-

чивая, тем самым, коэффициент использования мощности мощных энергоустановок.

В гидроэнергетике:

- создание высокоэффективных гидроагрегатов с переменной частотой вращения, обеспечивающих высокие технико-экономические показатели и удешевляющих стоимость производства электроэнергии, что позволит повысить КПД до 99 % и снизить удельную стоимость сооружения электростанций;
- разработка и изготовление комплекса высокоэффективного оборудования для обратимых гидроагрегатов ГАЭС с переменной частотой вращения и единичной мощностью 300 — 350 МВт, позволяющих обеспечить высокую маневренность в генераторном и насосном режимах и тем самым повысить КПД и снизить удельную стоимость сооружения ГАЭС;
- разработка гидрооборудования для приливных электростанций (ПЭС), прежде всего эффективных ортогональных турбин и средств сооружения ПЭС с помощью наплавных блоков, что позволит применить новое оборудование.

В атомной энергетике в качестве основных выбраны следующие технологии:

- корпусные реакторы с водяным теплоносителем типа ВВЭР и их модификации;
- реакторы на быстрых нейтронах с жидкотеплоносительным теплоносителем.

В системах передачи и распределения электроэнергии:

- создание прогрессивных проводников с использованием новых композиционных материалов, которые позволят повысить токонесущую способность, уменьшить затраты на сооружение линий электропередачи, снизить потери в сетях, уменьшить массу, увеличить продолжительность срока службы, увеличить сопротивление коррозии, уменьшить провисание проводов;
- создание высокотемпературных сверхпроводниковых материалов и устройств на их основе: кабелей, трансформаторов, ограничителей токов короткого замыкания, синхронных компенсаторов, двигателей, генераторов и накопителей энергии, что даст возможность сделать электрическую сеть более гибкой, надежной и эффективной;
- создание недорогих и надежных накопителей электрической энергии разных типов на всех уровнях: основной сети, распределительной сети и конечных потребителей, которые могут кардинальным образом повлиять на электро-

энергетический рынок за счет выравнивания графиков нагрузки и повышения использования генерирующих мощностей, передающих и распределительных сетей и, тем самым, на развитие электроэнергетики страны;

- развитие распределенной генерации и распределенных интеллектуальных систем управления, которые позволят обеспечить высокотехнологическую и экономическую эффективность, модульность, масштабируемость, мобильность, энергетическую независимость и контроль;
- развитие силовой электроники и устройств на ее основе, в том числе устройств FACTS, с помощью которых можно управлять потоками активной и реактивной мощности, поддерживать уровни напряжения в электрической сети, повышать устойчивость и надежность работы энергосистем, а также линий электропередачи и вставок постоянного тока.

В нетрадиционных источниках энергии:

- геотермальные электростанции и оборудование к ним;
- микро- и малые гидростанции с оборудованием единичной мощностью от 2 кВт до 1 МВт;
- фотоэлектрические элементы на основе кремния, модули и батареи с КПД 14 – 15 %;
- высокоэффективные (с КПД более 25 %) гетероструктурные солнечные элементы и энергоустановки с концентраторами солнечного излучения;
- установки по использованию биомассы для производства электроэнергии;
- ветроэнергетические установки единичной мощностью 2 – 3 МВт;
- электростанции, использующие энергию приливов и отливов;
- жидкостные и воздушные солнечные коллекторы; системы отопления и горячего водоснабжения на их основе.

Основные направления развития электрических сетей в Программе предусматривают развитие трех составляющих будущей Единой электрической сети России:

- общегосударственной (национальной) высшего уровня системообразующей сети, связывающей западные и восточные регионы страны мощными линиями электропередачи, позволяющими обеспечивать баланс мощности и электроэнергии на национальном уровне, надежность системы электроснабжения страны и доступность к ней потребителей электроэнергии;
- основных сетей объединенных энергосистем;
- региональных распределительных сетей,

мини- и микросетей с распределенной генерацией.

Общегосударственная высшего уровня системообразующая сеть будет представлять собой линии электропередачи постоянного тока напряжением 1500 кВ и переменного тока напряжением 1150 кВ, а в будущем и электропередачи на основе сверхпроводящих кабелей.

Усиление основной электрической сети переменного тока высших классов напряжений в ЕЭС России будет выполняться на напряжениях 220(330) – 500(750) кВ.

Наряду с широким внедрением новых технологий ключевое значение имеет создание высокоэффективной системы управления электроэнергетикой страны, обеспечивающей минимизацию затрат на развитие и функционирование электроэнергетической отрасли.

Идеологией такой системы управления служит целостное управление планированием и функционированием энергосистем.

Целевые показатели Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г., полученные на основе интеграции всех подпрограмм и системного согласования их параметров, а также сроков их реализации применительно к условиям максимального сценария Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики включают в себя:

1. Ожидаемые результаты реализации Программы:

- снижение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ТЭС с 332,7 до 300 г у.т./ (кВт·ч);
- снижение потерь в ЕНЭС с 4,6 до 3,5 % и в распределительных электрических сетях — с 8,9 до 6,5 %;
- повышение проектного показателя балансовой надежности — вероятности бездефицитной работы ЕЭС с 0,996 до 0,9991;
- вывод из эксплуатации (демонтаж, консервация) физически изношенного и морально устаревшего оборудования — 22 465 МВт, в том числе: ТЭС — 18 751 МВт; АЭС — 3 714 МВт;
- вводы мощности на электростанциях — 104 491 МВт, в том числе: ТЭС — 70 641 МВт; АЭС — 18 980 МВт; ГЭС — 11 530 МВт; ВИЭ — 3340 МВт;
- увеличение установленной мощности газовых ТЭС с применением передовых технологий на основе ГТУ с 6600 до 51 772 МВт;
- КПД новых газовых ТЭС (ПГУ) не менее 50 %;
- КПД новых и модернизированных угольных ТЭС не менее 38 %;

- КПД новых и модернизированных АЭС не менее 34 %;
- оптимизацию структуры и состава генерирующих мощностей, включая увеличение доли маневренных ГТУ;
- вводы новых электросетевых объектов:
 - а) в основной электрической сети: ВЛ напряжением 220 кВ и выше — 57 тыс. км; трансформаторной мощности — 121,5 тыс. МВ·А;
 - б) в распределительной электрической сети: ВЛ 0,4 — 110 кВ — 99,9 тыс. км; трансформаторной мощности — 63,3 тыс. МВ·А;
- реконструкция электросетевого оборудования:
 - а) в основной электрической сети: ВЛ напряжением 220 кВ и выше — 9,6 тыс. км; трансформаторной мощности — 91,1 тыс. МВ·А;
 - б) в распределительной электрической сети: ВЛ 0,4 — 110 кВ — 162,3 тыс. км; трансформаторной мощности — 83,7 тыс. МВ·А;
- освоение перспективных технологий и энергетического оборудования для обеспечения модернизации электроэнергетики России, в том числе:
 - создание и освоение угольного энергоблока мощностью 660 МВт на суперсверхкритические параметры пара;
 - создание и освоение мощных высокоэффективных газовых турбин мощностью 65/75 — 110/120 — 160/170 — 270 — 350 МВт;
 - разработка технологии внутрицикловой газификации углей и создание пилотной установки;
 - создание отечественных котлов с циркулирующим кипящим слоем;
 - создание высокоэффективного теплофикационного блока на повышенные параметры пара с минимальными выбросами вредных веществ в атмосферу;
 - разработка технологии и создание пилотной энергоустановки с низкокипящим рабочим телом;
 - сооружение Забайкальского преобразовательного комплекса несинхронного объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока;
 - сооружение Амурского преобразовательного комплекса несинхронной связи ОЭС Сибири и ОЭС Востока;
 - создание управляемого устройства продольной компенсации
 - создание фазоповоротного устройства для связи ОЭС Урала и ОЭС Сибири;
 - внедрение асинхронизированных компенсаторов реактивной мощности АСК 2 — 100 Мвар;

- разработка и сооружение ВТСП-кабельной линии длиной 1500 м, 20 кВ, 1500 А;
- разработка и сооружение ВТСП-трансформатора мощностью до 1000 кВ·А с магнитопроводом из аморфной и наноструктурированной стали;
- разработка и сооружение токоограничивающего устройства (ТОУ) на основе высокотемпературных сверхпроводниковых материалов;
- разработка сверхпроводящих накопителей и энергетических батарей;
- строительство ВЭС установленной мощностью 60 МВт в пос. Мирный Краснодарского края;
- сооружение опытно-промышленной Дагестанской ГеоТЭС мощностью 10 МВт;
- сооружение Северной приливной электростанции;
- разработка автономных источников электроснабжения на базе квартальных тепловых станций с использованием низкопотенциального тепла обратной воды;
- разработка и создание демонстрационной зоны с использованием технологий Smart Grid.

2. Объемы финансирования Программы, составляющие 10,5 трлн руб., в том числе:

- генерирующие мощности — 5,5 трлн руб.; из них: 3,1 трлн руб. — в ТЭС, 1,8 трлн руб. — в АЭС, 0,4 трлн руб. — в ГЭС, 0,2 трлн руб. — в ВИЭ;
- электрические сети — 5 трлн руб.; из них: 2,8 трлн руб. — в ЕНЭС, 2,2 трлн руб. — в распределительные сети.

В подпрограмме «Модернизация тепловых электростанций на период до 2020 г.» целевые индикаторы и показатели модернизации ТЭС предусматривают:

- вывод из эксплуатации (демонтаж, консервация) физически изношенного и морально устаревшего оборудования — 18 751 МВт, в том числе: по виду топлива: 12 479 МВт — на природном газе; 6155 МВт — на угле; по типу агрегата: 6236 МВт — конденсационные; 12 515 МВт — теплофикационные;
- новые вводы мощности на тепловых электростанциях составляют 70 641 МВт, в том числе: по виду топлива: 47 295 МВт — на природном газе; 23 217 МВт — на угле; по типу ввода: 59 534 МВт — новое строительство и расширение, 11 107 МВт — техническое перевооружение и реконструкция;
- установленная мощность газовых ТЭС на основе передовых технологий (ПГУ и ГТУ): 2010 г. — 6600 МВт; 2020 г. — 51 772 МВт (уве-

личение доли ПГУ и ГТУ в установленной мощности газовых ТЭС с 7 до 39 %);

- КПД новых и модернизированных угольных ТЭС — не менее 38 %;
- КПД новых газовых ТЭС (ПГУ) — не менее 50 %;
- средний эксплуатационный удельный расход топлива на отпуск электроэнергии — снижение с 332,7 до 300 г у.т./ (кВт·ч).

Предусмотрено использование типовых унифицированных проектных решений по модернизации газовых и угольных электростанций.

В подпрограмме «**Модернизация гидроэнергетического комплекса на период до 2020 г.**» целевые индикаторы и показатели модернизации ГЭС предусматривают:

- ввод в эксплуатацию дополнительных генерирующих мощностей в объеме 11,5 тыс. МВт к 2020 г., в том числе — за счет реконструкции действующих ГЭС — 0,9 тыс. МВт; на восстанавливаемых ГЭС — 3,9 тыс. МВт; на строящихся ГЭС — 5,0 тыс. МВт, на ГЭС-новостройках — 1,7 тыс. МВт;
- прирост годовой выработки электроэнергии к 2020 г. — 41,4 млрд кВт·ч, в том числе за счет реконструкции действующих ГЭС — 2,0 млрд кВт·ч; на восстанавливаемых ГЭС — 12,0 млрд кВт·ч, на строящихся ГЭС — 22,7 млрд кВт·ч, на ГЭС-новостройках — 4,7 млрд кВт·ч;
- снижение среднего по всему парку гидрогенерирующего оборудования физического износа к 2020 г. по отношению к 2010 г.: по турбинам — на 27 %, по генераторам — на 10 %.

В подпрограмме «**Модернизация атомных электростанций на период до 2020 г.**» основные мероприятия по модернизации предусматривают:

- модернизацию действующих АЭС путем повышения мощности: реактора РБМК — до 105 % номинальной; ВВЭР-1000 — до 104 % номинальной;
- достройку строящихся энергообъектов, продление срока эксплуатации сверхпроектного (30 лет), строительство новых блоков АЭС на основе модернизированного проекта АЭС-2006 (1150 МВт);
- разработку типовых проектов: создание на базе АЭС-2006 усовершенствованного блока АЭС-ВВЭР-ТОИ (типовой оптимизированный информатизированный), проекта СУПЕР-ВВЭР;
- создание реакторов средней и малой мощности для регионального и автономного энергоснабжения;

- освоение новых технологий — разработка прорывных технологий реакторов на быстрых нейтронах с теплоносителем на основе свинца (БРЕСТ) и эвтектики свинец-висмут (СВБЭР-100).

В подпрограмме «**Развитие возобновляемых источников энергии на период до 2020 г.**» предусматривается увеличение установленной мощности и выработки электроэнергии к 2020 г. до 5588 МВт и 22 002 млн кВт·ч, в том числе на ВЭС соответственно до 1327 МВт и 3557 млн кВт·ч; на МГЭС — до 1567 МВт и 6 863 млн кВт·ч; на ГеоТЭС до 258 МВт и 1650 млн кВт·ч; на СЭС — до 12,5 МВт и 16,7 млн кВт·ч; на ПЭС — до 13,7 МВт и 20 млн кВт·ч; на БиоТЭС — до 2410 МВт и 9896 млн кВт·ч.

Подпрограммой предусмотрено создание демонстрационных и опытно-промышленных установок, а также использование типовых унифицированных проектов на основе ВИЭ.

В подпрограмме «**Модернизация электросетевого комплекса на период до 2020 г.**» целевые индикаторы и показатели модернизации предусматривают:

- снижение процента износа до 50 % в распределительных сетях и до 20 % — в основных электрических сетях к 2020 г.;
- снижение потерь в ЕНЭС с 4,6 до 3,5 % и в распределительных и электрических сетях с 8,9 до 6,5 %;
- повышение проектного показателя балансовой надежности — вероятности бездефицитной работы ЕЭС с 0,996 до 0,9991 к 2020 г.;
- повышение управляемости электрических сетей.

В подпрограмме «**Разработка и освоение инновационных технологий и оборудования для модернизации электроэнергетики**» предусматривается внедрение:

- управляемых электрических сетей переменного тока в ЕЭС России на базе гибких (управляемых) линий электропередачи переменного тока (устройств FACTS): управляемых шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов, статических компенсаторов на базе полностью управляемых вентилях (СТАТКОМ), фазоповоротных устройств, устройств продольной компенсации;
- высокоэффективных надежных системообразующих и распределительных электрических сетей большой пропускной способности на базе ВТСП-кабелей, трансформаторов, синхронных компенсаторов, ограничителей тока, сверхпроводящих индуктивных накопителей энергии;

- в системообразующих и распределительных сетях ЕЭС России воздушных и кабельных линий и вставок постоянного тока;
- автоматизированных подоктор техн. наук в системообразующих и распределительных сетях всех напряжений без постоянного дежурного персонала;
- микропроцессорных устройств контроля, защиты, управления, связи и передачи данных, многоуровневых автоматизированных систем учета электроэнергии и др.

В разделе «**Модернизация системы управления в электроэнергетике**» рассмотрены основные направления совершенствования системы технологического управления, в том числе:

- релейная защита и автоматика;
- противоаварийная автоматика;
- средства повышения наблюдаемости ЕЭС и развитие интеллектуальной системы управления в ЕЭС/ОЭС с применением WAMS-технологии;
- системы диагностики технологического оборудования электростанций и электрических сетей;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами подоктор техн. наук;
- автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии;
- единая технологическая сеть связи электроэнергетики;
- перечень инновационных проектов по совершенствованию системы технологического управления в ЕЭС России, а также предложения по совершенствованию системы хозяйственного управления электроэнергетикой России.

В разделе «**Механизмы реализации Программы**» приведены:

1) экономические эффекты от реализации Программы, в том числе:

- отраслевые эффекты в электроэнергетике;
 - эффекты в топливных отраслях (газовой, угольной);
 - снижения тарифов на электроэнергию;
- 2) предотвращенные ущербы.

Суммарный экономический эффект от реализации Программы за период 2011 — 2020 гг. оценивается в 1 трлн руб., однако это только часть эффекта, который в полной мере проявится лишь в следующем десятилетии.

Сделана оценка последствий реализации программы и различных механизмов инвестирования на среднеотпускной тариф на электроэнергию.

Предложенные механизмы снижения инвестиционной нагрузки на сетевой тариф предусматривают:

- ограничение состава проектов объектами, обоснованными в Программе и уточненными при системном проектировании (для ЕНЭС — Схема и программа ЕЭС, для распределительных сетей — программы субъектов РФ);
- удешевление стоимости оборудования и строительства в результате перехода к типовым проектам реконструкции и нового строительства электросетевых объектов и крупносерийным заказам в рамках реализации Программы;
- удешевление стоимости капитала за счет перестройки кредитного портфеля с привлечением более «длинных» и «дешевых» ресурсов, в том числе российских банков с государственным участием, а также субсидирования выплат по процентным ставкам.

Предлагаемые механизмы снижения инвестиционной нагрузки на тариф в генерации предусматривают оплату:

- принятых решений по вводу ГЭС и АЭС по фиксированному ценовым параметрам;
- принятых решений по вводу ТЭС в рамках договоров поставки мощности (ДПМ) по фиксированным ценовым параметрам;
- реконструкции ТЭС по конкурентным ценам долгосрочного рынка мощности (КОМ);
- дополнительных вводов новых ТЭС через дополнительные ДПМ и централизованное финансирование строительства.

Показано, что:

- оплата дополнительных вводов новых ТЭС через КОМ потребует многократного роста конкурентной цены до уровня ценовых заявок новых электростанций и сумма платежей за мощность может достигнуть к 2020 г. 2,8 трлн руб. Предотвращение такого роста требует «разделение рынка» на «действующую» и новую мощность, либо перехода в другие форматы оплаты мощности;
- заключение дополнительных ДПМ для новых ТЭС позволит убрать сверхдоходы для действующих генераторов в 2020 г. на 1,3 трлн руб.;
- централизованное финансирование вводов новых ТЭС дополнительно снизит объем оплаты мощности в 2020 г. на 160 млрд руб. за счет удешевления стоимости серийных заказов на оборудование и строительство, удешевления капитала при кредитной и бюджетной поддержке государства и минимизации инвестиционной надбавки в цене.

В результате использования предлагаемых в Программе механизмов удастся обеспечить среднеотпускной тариф на электроэнергию в 2020 г. на уровне 3 руб./кВт·ч).

В 48 приложениях к Программе приведены перечни реконструируемого и нового оборудования электростанций и электрических сетей, в том числе:

- план-график демонтажа генерирующего оборудования в период 2010 – 2020 гг.;
- план-график вводов генерирующих мощностей на ТЭС в период с 2010 по 2020 г.;
- материалы по обоснованию перечня вводов Программы модернизации ТЭС;
- показатели восстанавливаемых, строящихся и новых ГЭС с вводами до 2020 г.;
- развитие генерирующих мощностей с использованием ВИЭ;
- вводы и реконструкция электросетевых объектов ЕНЭС;
- сводные данные по вводам и реконструкции электросетевых объектов ЕНЭС по годам и пятилетиям;
- перечень вводов и реконструкции электросетевых объектов распределительного комплекса;
- испытательные центры и стенды в электроэнергетике;
- демонстрационные проекты новых технологий в электро- и теплоэнергетике;
- перечень нормативных документов в сфере электро- и теплоэнергетики, требующих актуализации и переработки;
- информация о проектных, строительных компаниях, производственных возможностях электро- и электромашиностроительных заводов и другая информация.

На работу были получены экспертные заключения ОАО «НТЦ электроэнергетики» и ОАО «НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова», представленные в приложениях к настоящему протоколу.

В обсуждении доклада приняли участие: академик РАН **О.Н. Фаворский**, академик РАН **А.А. Саркисов**, академик РАН **К.С. Демирчян**, доктор техн. наук **Б.И. Нигматулин** — первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий, **А.Ф. Бондаренко** — советник первого заместителя председателя правления ОАО «СО ЕЭС», **В.В. Нечаев** — директор по технологическому развитию электроэнергетики ЗАО «АПБЭ», **Б.И. Механов** — заместитель генерального директора — технический директор ОАО «Холдинг МРСК», **Э.Н. Шавров** — бывший руководитель департамента Минэнерго СССР.

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 ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А.Ф. Дьяков**.

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. Первый этап рассматриваемой Программы, включающей в себя: «Разработку методического подхода к составлению Программы модернизации электроэнергетики России, проведение анализа мирового опыта развития технологий производства, передачи и распределения электроэнергии, проведение анализа текущего состояния и разработку предварительных предложений по модернизации электроэнергетики в России на период до 2030 г.» был рассмотрен и обсужден на совместном заседании Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики (протокол заседания от 15 октября 2010 г. № 5/10).

Замечания и предложения, высказанные на этом заседании, в основном учтены при разработке второго этапа Программы. Так, Программа дополнена несколькими подпрограммами и разделами, рассматривающими модернизацию электроэнергетики по различным направлениям.

2. Идеология Программы модернизации электроэнергетики страны до 2020 г., контуры которой были доложены на настоящем заседании, в условиях существенного разрыва между установленной и располагаемой мощностью электростанций ЕЭС в сочетании с настоятельной необходимостью замены физически и морально устаревшего и неэкономичного энергетического оборудования, должна исходить из опережающих темпов развития электроэнергетики для обеспечения покрытия растущих потребностей экономики и создания резервов мощности в генерации и пропускной способности линий электропередачи, наличие которых является необходимым условием устойчивой работы ЕЭС и эффективного функционирования рынка в электроэнергетике.

3. Представленные в Программе прогнозы по вводу мощностей на электростанциях и электросетевых объектов к 2020 г. и объемы финансирования для выполнения этих работ, несмотря на их некоторую избыточность, в целом являются обоснованными, что не исключает и даже требует периодической ее актуализации и коррекции в увязке с реальным изменяющимся положением на рынке договоров поставки мощности, объемами инвестиционных программ государственных и частных энергетических компаний, объемами планируемых

в энергокомпаниях вводов конкретных энергообъектов генерации, трансформаторных мощностей, линий электропередачи.

4. В Программе модернизации электроэнергетики высокие объемы ввода мощностей коррелируются с объемами вывода неэкономичного, морально и физически изношенного оборудования. В результате такого обновления мощностей к рассматриваемому периоду можно обеспечить приемлемый уровень резерва в ЕЭС, повысить показатели системной надежности и снизить удельный расход топлива на ТЭС.

5. Модернизация ЕЭС России и систем противоаварийной автоматики — одна из главных задач, которая должна быть отражена в Программе модернизации. ЕЭС России была и остается основой системного развития электроэнергетики страны. Модернизация ЕЭС России невозможна без проведения единой политики ее развития. Однако в настоящее время отсутствует генеральный проектировщик ЕНЭС, функции которого раньше выполнял Институт «Энергосетьпроект». В целях повышения надежности и эффективности функционирования ЕЭС России, а также для проведения единой технической политики развития ЕНЭС целесообразно восстановить статус Генерального проектировщика ЕНЭС. Все субъекты ЕЭС России при проектировании своего развития должны получать технические требования по обеспечению надежности и устойчивости энергосистем у генерального проектировщика. Предлагается на следующем этапе разработки Программы модернизации дополнить ее отдельным разделом, посвященным модернизации ЕЭС России.

6. Принятые целевые индикаторы и показатели Программы модернизации в части повышения показателей системной надежности работы отрасли (с 0,996 до 0,9991), снижения потерь в электрических сетях ЕНЭС (с 4,6 до 3,5%) и в распределительных сетях (с 8,9 до 6,5%), а также снижения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ТЭС с 332,7 до 300 г у.т./кВт·ч не сопровождается достаточным обоснованием и анализом их практической реализуемости.

7. В настоящее время отсутствуют общие стандарты оценки текущего состояния генерирующего оборудования. Превышение нормативного срока не может служить критерием замены оборудования. Необходимо отразить в Программе проблему создания отраслевых критериев и методов определения степени износа оборудования с последующей разработкой мер по продлению ресурса и выводу его из эксплуатации, модернизации либо замене новым более эффективным оборудованием.

8. Отсутствуют также критерии оценки степени износа и технического состояния электросетевого оборудования, не разработаны меры по выводу его из эксплуатации, продлению ресурса или срока службы, модернизации либо замене новым более эффективным оборудованием. Как результат, нет единого подхода к оценке необходимости проведения ремонтов. Так, ОАО «ФСК ЕЭС» вернулось к планово-предупредительному ремонту электрических сетей как наиболее эффективному, а ОАО «Холдинг МРСК» проводит ремонт сетей «по состоянию оборудования». Целесообразно вернуться к поддержанию нормативной численности эксплуатационно-ремонтного персонала электрических сетей ликвидировав «перекося» в сторону роста численности административно-управленческого персонала над численностью эксплуатационно-ремонтного персонала.

Необходимо осветить проблемы ремонтной деятельности в электроэнергетике в увязке с задачами по технической перевооружению и реконструкции.

9. В Программе слабо освещена проблема модернизации распределительных сетей. В настоящее время топология распределительных сетей в России далека от оптимальной. Так, протяженность распределительных электрических сетей напряжением 0,4 кВ, на долю которых падают основные потери, превышает 600 тыс. км. Сохранение значений износа распределительных сетей к 2020 г., указанные в Программе на уровне 50 %, представляется опасным и недопустимым.

10. Основная доля энергетического оборудования в нашей стране отечественного производства. Однако имевшийся в отечественном энергомашиностроении потенциал в значительной мере утрачен. Сократились разработки перспективного отечественного оборудования. Необходимо сохранить и обеспечить развитие российского энергомашиностроения. Для этого необходимо разработать программу создания отечественного оборудования и обеспечить заказами отечественные энергомашиностроительные заводы. В целом — необходима государственная программа поддержки и развития отечественного энергомашиностроения. Программа развития электроэнергетики невозможна без корреляции с планами развития энергомашиностроительной отрасли.

11. В Программе недостаточное внимание уделено вопросам нормативно-правовой поддержки и технического регулирования процесса модернизации.

В настоящее время в России отсутствует нормативная база государственного технического регулирования, которая во исполнение ФЗ «О техническом

регулировании» должна была быть разработана уже к 2010 г. Нормативным актом, имеющим силу закона для всех объектов электроэнергетики, определен технический регламент (ТР). Направления деятельности, по которым должны быть приняты ТР, указаны в ФЗ «Об электроэнергетике», работа по разработке новых ТР идет слабо, разрабатываемые ТР рассматривают только проблемы технической и технологической безопасности. Необходимо срочно разработать нормативную правовую базу государственного регулирования электроэнергетики, в том числе и по вопросам эксплуатации энергетического оборудования, включая деятельность по ремонту и модернизации. Программу модернизации необходимо дополнить предложениями о совершенствовании нормативной базы в электроэнергетике в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации «О техническом регулировании».

12. Важной целью Программы должно быть увеличение доли выработки электроэнергии и тепловой энергии комбинированным способом. Однако в Программе недостаточно внимания уделено проблеме замещения котельных на когенерацию. В нашей стране сегодня более 30 тыс. котельных, работающих на газе. Значительная часть из них просто переделана из угольных, их КПД очень низок и составляет 50–60 %. ГТУ могут быть высокоэффективным средством модернизации устаревших котельных путем превращения их в ГТУ-ТЭЦ.

Переход от раздельного производства электроэнергии, тепла и холода преимущественно к когенерации и тригенерации на базе современных технологий включает:

- развитие в городах и муниципальных образованиях собственных источников электроэнергии и тепла на базе высокоэффективных модульных ПГУ-ТЭЦ;
- замещение неэффективных котельных ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ и переводом части существующих котельных в пиковый режим;
- модернизацию систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) с последовательным переводом их на пониженный уровень температур теплоносителя в прямой и обратной магистралях, оптимизацию баланса тепловых мощностей в СЦТ.

Демонтаж генерирующего оборудования ТЭЦ не сопровождается мероприятиями и стоимостной оценкой в части компенсационных мероприятий.

13. В Программе недостаточно внимания уделено проблемам обращения с золошлаковыми отходами на угольных электростанциях.

14. В Подпрограмме «Модернизация атомных электростанций на период до 2020 г.» целесооб-

разно рассмотреть вопрос о возможности привлечения АЭС к регулированию графика нагрузки энергосистем.

15. В Программе недостаточно внимания уделено модернизации децентрализованного энергоснабжения. Значительная часть России — 2/3 ее территории и 15% населения — это зоны децентрализованного энергоснабжения. В настоящее время наша страна завозит большое количество дизельных установок из-за рубежа, что отрицательно отражается на отечественном машиностроении и экологии. В настоящее время на территории изолированных районов находится более 1,5 млн шт. использованных бочек из-под дизельного топлива. В то же время есть возможность использовать для энергоснабжения изолированных районов малую атомную энергетику, а также предусмотреть развитие отечественной дизельной генерации. Целесообразно Программу дополнить разделом, рассматривающим особенности модернизации территорий децентрализованного энергоснабжения.

16. Модернизация российской энергетики невозможна без обеспечения опережающего развития научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) и наличия высококвалифицированных кадров. Особая роль здесь принадлежит отечественной науке и высшей школе. В Программе должны быть отражены проблемы развития научных школ и подготовки кадров энергетических специальностей в вузах. Длительный период отсутствия спроса на инженерные кадры в сочетании с непродуманной политикой модернизации высшего образования привел к кадровому голоду в электроэнергетике. Необходимы безотлагательные меры по повышению престижа инженерного образования, поддержке ведущих энергетических вузов страны. В Программе необходимо осветить эти вопросы с рекомендацией энергокомпаниям выступить драйверами инновационных образовательных программ в электроэнергетике.

Совместное заседание решило:

1. Отметить важность и своевременность разработки «Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г. (на данном заседании рассматривался этап 2 работы «Разработка программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г.»), имеющей целью кардинальное обновление электроэнергетики на базе отечественного и мирового опыта, преодоление нарастающего технологического отставания, морального и физического старения основных фондов, повышение надежности энергоснабжения и энергетической безопасности страны и на этой

основе снижение тарифов на электрическую тепловую энергию.

2. Одобрить в целом работу по второму этапу НИР «Разработка Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г.», выполненную коллективом научных и проектных организаций под руководством ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского».

3. Рекомендовать разработчикам «Программы модернизации электроэнергетики России на период

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

В.В. Молодюк

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

Я.Ш. Исамухамедов

до 2030 г.» при подготовке окончательного варианта Программы для передачи в Правительство Российской Федерации учесть замечания и предложения, изложенные в настоящем протоколе, приложениях экспертных заключений и выступлениях членов Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», Научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, Научно-технического совета ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», приглашенных специалистов.

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

Актуальные вопросы оперативно-диспетчерского управления энергосистемами России и Финляндии

С 14 по 18 марта в г. Хельсинки (Финляндия) прошел очередной семинар-совещание с участием руководителей и специалистов Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада и национального сетевого оператора энергосистемы Финляндии Fingrid OYJ, на котором обсуждалась возможность использования резерва мощности ЕЭС России в случае возникновения аварийной ситуации в энергосистеме Финляндии.

Совместные обучающие семинары-совещания оперативно-диспетчерского и технологического персонала ОДУ Северо-Запада Fingrid OYJ проводятся с 2003 г. 2 раза в год. Цель мероприятия — повышение надежности оперативно-диспетчерского управления режимом работы ВЛ 400 кВ Россия — Финляндия. Учебная программа включает проведение семинаров о технологических особенностях работы диспетчерских центров России и Финляндии, развитии ОЭС России и энергосистемы Финляндии, организацию совместных противоаварийных тренировок, отработку взаимодействия российских и финских диспетчеров с использованием «кодового разговорника».

Участники семинара-совещания обсудили вопросы ликвидации аварийной ситуации в энергосистеме Финляндии в случае ее возникновения за счет перетока мощности из ЕЭС России по линии электропередачи 400 кВ ПС Выборгская (Россия) — ПС Юликкяля/ПС Кюми

(Финляндия) через вставку постоянного тока, находящуюся на подстанции Выборгская.

Начальник оперативно-диспетчерской службы Fingrid OYJ Яри Силтала представил участникам семинара результаты проведенного специалистами финской компании анализа гипотетической аварии с погашением южной части энергосистемы Финляндии. Результаты анализа показали, что при погашении южной части энергосистемы Финляндии целесообразней осуществлять подачу напряжения на обесточенные объекты не из энергосистемы Швеции, а из ЕЭС России через вставку постоянного тока по ВЛ 400 кВ между ПС Выборгская и ПС Юликкяля и Кюми.

«Достаточная пропускная способность вставки постоянного тока на ПС Выборгская предоставляют возможность подачи напряжения в южную часть энергосистемы Финляндии в случае ее погашения, — отметил директор по развитию технологий диспетчерского управления ОДУ Северо-Запада Сергей Папафанасопуло, — Но для реального использования аварийного резерва мощности ЕЭС России в случае аварии в энергосистеме Финляндии необходима дальнейшая техническая проработка вопроса». Стороны пришли к решению о необходимости проведения дополнительных расчетов электрических режимов, подсчета балансов потребления и генерации, определения района сети присоединения.

Альтернативная энергетика пришла в Москву

МГУП «Мосводоканал» считается своеобразным «пробным камнем» для остальных российских предприятий, занимающихся очисткой питьевой воды и утилизацией стоков. Многие научные разработки, улучшающие или удешевляющие эти производственные процессы, впервые внедрялись в Москве и только потом, когда специалисты других водоканалов убеждались в их эффективности, появлялись в других городах России. Так, наверное, произойдет и с последним новшеством — «тепловым насосом».

Идея использовать сточные воды для обогрева помещений Мосводоканала возникла у генерального директора МГУП «Мосводоканал» С.В. Храменкова после посещения Швеции. Лет 10 назад он в составе российской делегации побывал в Стокгольме. Когда российских специалистов привезли на станцию очистки сточных вод, они были поражены, узнав, что от нее отапливаются жилые здания города. Для этого теплые сточные воды сбрасывались не в городской водоем, а на специальные теплообменники, с которых отбиралось тепло, использовавшееся для нагрева воды, подающейся в дома жителей Стокгольма. Треть жителей города обеспечивалась теплом за счет его отбора со сточных вод города!

Чтобы отбирать тепло от стоков и нагревать им сетевую воду, в Стокгольме использовали специальное оборудование — условно называемое «тепловыми насосами». 10 лет назад они стоили довольно дорого, и в денежном отношении эта технология была для города экономически невыгодной. Но городской муниципалитет поступил очень мудро. «Тепловые насосы» позволяли экономить уголь, нефть, газ. А их запасы в Швеции не такие большие, как в России. Поэтому-то и было принято решение поддерживать с помощью дотаций предпринимателей, которые будут использовать эту технологию. Такое стимулирование сразу же способствовало появлению новых, более экономичных «тепловых насосов». В Стокгольме, по существу, возникла альтернативная энергетика, обогревающая треть жителей города.

«Тепловой насос» отбирающий тепло от стоков и нагревающий им сетевую воду, — это по своей сути преобразованный холодильник. Он работает по тому же принципу. Только его рабочей частью является не морозильная камера, а теплообменник, в котором преобразуется тепло сточных вод, поступающих на станцию аэрации. Даже внешне, по размерам и форме, он поразительно похож на своего сородича. И теплоноситель в нем часто используется тот же — фреон. В холодильнике тепло выделяется в виде потока горячего воздуха, отходящего от

конденсатора. Но если воду нагревать панелью конденсатора, то ее можно использовать в радиаторах отопления.

Вернувшись в Москву, генеральный директор Мосводоканала, рассказал об увиденном им в Стокгольме оборудовании специалистам. Но они не восприняли эту идею: «тепловые насосы» и другое оборудование, необходимое для ее реализации, стоили в то время слишком дорого.

Но вот прошло 10 лет. Изменилась технология производства «теплоснасосов». Они не только стали стоить дешевле, но и появились современные агрегаты, имеющие более высокие показатели преобразования тепловой энергии. И тогда возникла реальная возможность использовать «тепловые насосы» для обогрева наших зданий. Буквально в течение нескольких месяцев в Мосводоканале был разработан и реализован проект по отоплению первой канализационной станции за счет использования низкопотенциального тепла сточных вод. Такое получение тепла очень выгодно и для Москвы, и для любого города России. Поэтому надо надеяться, что московский опыт будет использоваться и водоканалами других городов. По-существу, появляется возможность использовать «дармовое» тепло для отопления городских зданий.

В Европе технология использования «тепловых насосов» применяется в основном для отопления малоэтажных коттеджей. Размер их не играет большого значения. Главное — наличие источника низкотемпературного тепла. Им могут быть подземные воды, тепло земли, тепло сточных вод. Но для водоканалов сам Бог велел взять для реализации такого проекта тепло сточных вод, что и было сделано в Северном Бутове. Здесь, затратив 1 кВт электроэнергии в приводе «теплого насоса», можно получить 3, 4, а то и 5 кВт тепловой энергии, которой вполне хватает, чтобы обеспечить комфортную температуру 19—20 °С в таком здании, как канализационная насосная станция. Источником тепла для шестизэтажного здания уже второй год служит сточная вода, поступающая с городского микрорайона.

Во время внедрения новой технологии генеральный директор С.В. Храменков, по его словам был приятно удивлен, узнав, что председатель Комитета по новым технологиям Москвы Д.А. Роттаев тоже отапливает свое здание в центре столице за счет тепла сточных вод с использованием «тепловых насосов». Таким образом, он еще раньше реализовал ту же самую идею и практически доказал, что можно использовать тепло сточных вод для отопления офисных зданий.

Использование таких энергоэффективных технологий особенно важно в период экономических кризисов. Ведь финансовых ресурсов, чтобы строить новые теплоэлектростанции, получать дополнительную энергетику, нет. Поэтому и надо брать то, что мы сбрасываем, мимо чего мы привычно проходим и чего не замечаем.

Сейчас в Мосводоканале принята политика все здания и объекты канализации обеспечивать теплом от сточных вод. Это позволяет не прокладывать длинные трубопроводы теплоэлектроцентралей, а брать тепло от сточных вод с помощью «теплого насоса» и обеспечивать себя и отоплением, и горячей водой. Это выгодно с точки зрения и экономичности получения тепла, и доставки его на объект. Раньше до использования «тепловых насосов» на отопление здания в Северном Бутове и подачу в него горячей воды Мосводоканал тратил около 360 тыс. руб. в год. Сейчас с использованием «теплого насоса» затраты сократились до 52 тыс. руб., т. е. фактически уменьшились в 5—6 раза. В ближайшие годы Мосводоканал поэтапно будет переводить все свои объекты канализации на отопление теплом от сточных вод.

И если все канализационные объекты Москвы будут переведены на отопление из альтернативных источников, то это скажется на себестоимости очистки сточных вод.

Экономической целесообразности использования московских сточных вод для отопления способствует еще одно обстоятельство. Проведенное в Мосводоканале исследование показало, что жители Москвы, да и всей России, расходуют более горячую воду, чем жители Европы. Поэтому температура сточной воды в Москве равна 14—16 °С даже в самое холодное время. В Европе эта температура на 1—2 °С ниже, потому что жители используют менее горячую воду для мытья посуды, принятия душа и т.д. Объясняется это тем, что россияне живут в северной стране, в более суровом климате и привыкли к тому, чтобы вода была не просто теплая, а горячая. Только тогда люди чувствуют себя комфортно. А раз жители расходуют воду с более высокой температурой, то больше тепла уходит в канали-

зацию, и соответственно его можно будет извлечь больше с помощью «тепловых насосов».

Правда, по мнению генерального директора С.В. Храменкова, от такого менталитета хорошо только Мосводоканалу, который будет получать дополнительное тепло с помощью «тепловых насосов» за счет сбрасывания в канализацию более горячей воды. А вот городу и, следовательно, всем его жителям плохо. Здесь возникает экологическая проблема, связанная с общей экономией тепла и, соответственно, газа, использующегося на московских ТЭЦ и котельных. С внедрением посудомоечных машин, современных стиральных машин, температура воды в быту будет уменьшаться. Такую экономию можно рассматривать как еще один элемент получения альтернативной энергии. В жилой дом можно будет подавать меньше электроэнергии для работы современных стиральных и посудомоечных машин, в них будет использоваться вода с более низкой температурой. Автоматика, имеющаяся на них, будет выбирать экономичные режимы их работы.

Сегодня среднестатистический житель столицы потребляет 250 л воды — это очень большой расход. Если мы хотим жить так же хорошо, как в Европе, то надо стремиться уменьшить потребление воды до 140 л на человека, как, например, в Германии. Это достаточный, оптимальный объем воды. И выход на этот объем, считает С.В. Храменков, принесет, в конце концов, ощутимые выгоды жителям Москвы. К сожалению, многие из нас не понимают, что за счет уменьшения потребления горячей и холодной воды происходит огромная, в масштабах города, экономия ресурсов. И не только самой воды, подготовка которой, кстати, обходится очень дорого. Ведь ее еще надо дополнительно очистить, смягчить, нагреть в котельных, довести по водоводам до зданий и подать в квартиру. На это затрачивается и электрическая, и тепловая энергия. Уменьшить эти расходы города, которые, в конце концов, приходится оплачивать по счетам коммунальных служб жителям столицы, можно элементарной культурой потребления ресурсов.

*Записал канд. геолого-минералогических наук
Михаил Бурлешин*

Надежность цифровых устройств — беспредметная дискуссия

О.Г. Захаров (г. Санкт-Петербург)

После публикации статей, посвященных определению показателей надежности цифровых устройств релейной защиты и автоматики по результатам эксплуатации [1, 2], появились критическая

публикация [3], а вслед за ней и реплика [4], представленная автором как «продолжение дискуссии».

В связи с тем, что автор [3, 4] считает терминологические споры «схоластическими», перейду

сразу к главному его замечанию, согласно которому использование стандартной методики определения наработки на отказ является фундаментальной ошибкой работ [1, 2]. При этом автор не критикует нормативные документы [6, 7].

Что же предлагается ввести взамен показателя **наработка на отказ**, определенного по стандартной методике с соблюдением всех необходимых правил и указанием неизбежно сделанных допущений, — показателя, использование которого для цифровых устройств регламентировано документом [8]?

Критикуя показатель «наработка на отказ», автор [3, 4] пишет: «Этот параметр предполагает многократные отказы оборудования с последующим его восстановлением и фактически равен частному от деления суммарной наработки на отказ на суммарное количество отказов, происшедших за весь период эксплуатации».

Он предлагает использовать вместо «наработки на отказ» конечно же **«гамма-процентную наработку до отказа»**.

Для того, чтобы определить, чем же отличается предлагаемый показатель $P(T_{\gamma})$, обратимся к формуле по которой производится его статистическое определение:

$$P(T_{\gamma}) = N(T_{\gamma}) / N_0, \quad (1)$$

где $N(T_{\gamma})$ — количество устройств, исправных на момент времени T_{γ} ; N_0 — общее число устройств, поставленных на испытания.

Таким образом, фактически и этот показатель тоже равен **частному от деления**, но уже количества отказавших изделий к моменту времени T_{γ} на общее количество изделий, участвующих в испытаниях.

Как же преодолены недостатки показателя **«наработка на отказ»**? Никак.

Предлагается в качестве «улучшенного» показателя использовать частное от деления одного количества изделий (отказавших) на другое (участвующих в испытаниях).

В этом случае для чистоты эксперимента надо будет либо отказаться от ремонта отказавшего оборудования¹, либо не учитывать наработку отказавшего и отремонтированного после этого устройства. Даже если оно после ремонта будет работать без повторных отказов ещё много-много лет.

Как известно, между показателями надежности существует определенная взаимосвязь.

¹ Данный показатель применим для невозстанавливаемых изделий, т. е. изделий, не подлежащих ремонту после выявления отказа. Об этом подробно написано в [7].

Существует такая связь и между гамма-процентной наработкой до отказа и средней наработкой до отказа.

При определении средней наработки на отказ в работах [1, 2] учитывалось как время наработки до первого отказа, так и время наработки между отказами, если по тому или иному изделию было больше одного отказа за весь период наблюдения. Поэтому по имеющимся в распоряжении авторов работ [1, 2] статистическим данным не представляет совершенно никакой сложности определить и такой показатель как гамма-процентная наработка до отказа.

Это не было сделано потому, что для получения корректных результатов необходимо соблюдать требования нормативных документов, например [5, 6], где рекомендованы планы испытаний. Эти планы испытаний различны для невозстанавливаемых и восстанавливаемых объектов. В этих документах для определения гамма-процентной наработки до отказа невозстанавливаемых объектов рекомендованы несколько планов, в том числе и планы, позволяющие сократить продолжительность испытаний.

Для определения средней наработки на отказ восстанавливаемых объектов рекомендуются другие планы испытаний, среди которых также существуют планы, позволяющие сократить продолжительность испытаний.

Резюмируя, можно утверждать — откровенный призыв к необоснованному нарушению стандартных процедур и планов испытаний на надежность вряд ли может служить предметом для дискуссий. Тем более, что определение гамма-процентной наработки до отказа для восстанавливаемых изделий не предусмотрено ни одним нормативным документом.

Литература

1. Гондулов С.А., Захаров О.Г. Способ оценки наработки на отказ по результатам эксплуатации для устройств релейной защиты и автоматики // Системы и технологии автоматизации. 2010. № 3.
2. Гондулов С.А., Захаров О.Г. Надежность блоков частотной автоматики БМАЧР в цифрах и фактах // Вести в электроэнергетике. 2010. № 2. С. 28.
3. Гуревич В.И. Как не нужно оценивать надежность микропроцессорных устройств релейной защиты // Вести в электроэнергетике. 2010. № 5. С. 27.
4. Гуревич В.И. Как не нужно оценивать надежность микропроцессорных устройств релейной защиты: продолжение дискуссии // Вести в электроэнергетике. 2011. № 1. С. 48.

5. ГОСТ 27.410. Надежность в технике. Методы контроля показателей надежности и планы контрольных испытаний. М.: Изд-во стандартов, 2000.

6. РД 50–690–89. Методические указания. Надежность в технике. Методы оценки показателей надежности

по экспериментальным данным. М.: Изд-во стандартов, 1990.

7. Захаров О.Г. Как не нужно писать о надежности // Вести в электроэнергетике. 2010. № 6. С. 34.

8. РД 34.35.310–97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. М.: ОРГРЭС, 1997.

Анализ эффективности применяемой оценки надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг электросетевыми организациями

Н.С. Александрова, независимый эксперт, канд. экон. наук

Недавние события, связанные с отключением электроэнергии в ряде районов Подмосковья в конце 2010 г., выявили необходимость пересмотра и корректировки существующих процедур управления объектами сетевых хозяйств, в том числе в оценке готовности сетевого хозяйства к бесперебойному обеспечению электроснабжения потребителей.

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 20.06.10 № 296 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» утверждены вышеуказанные методические указания (далее Методика) в целях использования регулирующими органами при установлении долгосрочных тарифов и для определения самими сетевыми предприятиями показателей надежности и качества оказываемых ими потребителям услуг. Обеспечение соответствия уровня тарифов на услуги по передаче электроэнергии потребителям уровню надежности и качества данных услуг осуществляется применением согласно методике повышающих и понижающих коэффициентов при расчете тарифной выручки на регулируемый период. Оцениваемыми показателями являются надежность и качество оказания услуг сетевым предприятием.

1. **Оценка надежности** производится по отношению продолжительности фактических прекращений подачи электроснабжения и плановых. Однако такая оценка представляется явно неполной и недостаточной. Главным должно являться не определение превышения времени фактических отключений электроснабжения от плановых, а

оценка деятельности по развитию сетевого хозяйства, позволяющая снижать этот план. В противном случае планировать можно с каждым годом все большее количество отключений «по техническим причинам», ожидаемым вследствие износа, недостаточного ремонта, неумелой организации оперативного персонала, и фактическое непревышение планового времени отключения позволит и дальше получать финансирование посредством высоких тарифов. Вместе с показателем отношения факта и плана по отключениям электроснабжения следует ввести в методику систему согласования планового времени отключений с состоянием сетевого хозяйства и оценку деятельности сетевых предприятий по выполнению мероприятий, снижающих необходимость введения отключений.

При этом, согласно утвержденной методике, данные о перерывах в электроснабжении, на основании которых проводится оценка надежности оказания услуг сетевой организацией, влияющая на уровень устанавливаемого тарифа, заполняются самой же сетевой организацией. Представляется разумным введение положения об учете и представлении таких данных в регулирующие органы с активным участием независимых экспертов.

Также следует заметить, что при оценке произведенных за истекший период отключений/ограничений электроснабжения информативным является не только предлагаемый в Методике усредненный показатель в расчете на одну точку присоединения, а количество отключенных потребителей, общее время перерывов, фактический максимальный период перерыва в электроснабжении.

2. **Оценка качества** в Методике формируется из средневзвешенной по показателям информативности исполнительности и результативности обратной связи. Каждый показатель сам по себе является

сводным по нескольким направлениям, оцениваемым соответствующими коэффициентами.

Среди этих многочисленных коэффициентов указан коэффициент соответствия напряжения и частоты электроэнергии ГОСТ. Важнейший показатель качества работы сетевого предприятия в Методике «затерялся», получив какие-то малые весовые доли в общем показателе качества работы, встав в один ряд с наличием контактного телефона для потребителей и наличием оформленного сайта. Это как раз нивелирует значимость надежности и качества работы предприятий электрических сетей, подменяя действительно значимые критерии оценки деятельности по управлению и развитию сетевого хозяйства усложненными подходами к оценке совершенно различных направлений работы исключительно на управленческом уровне сетевой компании.

Качество работы электрических сетей — это прежде всего бесперебойная передача электроэнергии при напряжении и частоте, соответствующих ГОСТ. И оно зависит не только от своевременной передачи информации. Главное — это ликвидация перерывов в электроснабжении. Для этого следует своевременно проводить ремонты, вводить новые сетевые объекты. Своевременность и полнота проведения ремонтов — вот важнейшие критерии оценки качества работы сетей, помимо предлагаемого в методике наличия «обратной связи с клиентами».

В Методике о поддержании частоты и напряжения говорится где-то в середине длинного пере-

чня оцениваемых показателей, между параметром нарушений законодательства о государственном регулировании тарифов и наличием взаимодействия с потребителями при проведении ремонтных работ. Там же оценивается и защита персональных данных. Но все эти показатели несопоставимы.

Кроме этого, важно отслеживать жалобы на снижение качества подаваемой электроэнергии, не только учитывая их количество в общем и по категориям, но разрабатывая и выполняя эффективную процедуру реагирования на жалобы потребителей: оперативно выезжая, проводя замеры, оценивая ущерб и устраняя причины, выплачивая справедливые компенсации. Справедливая выплата компенсаций пострадавшим потребителям сразу стала бы ощутимой для бюджетов сетевых компаний и могла бы послужить сильным стимулом к осуществлению реальных инвестиций.

Таким образом, применяемая в настоящее время Методика оценки надежности и качества работы сетевых организаций нуждается в определенных дополнениях. Однако следует заметить, что введение профессиональной независимой экспертной оценки и контроля за применением и развитием автоматики и телемеханики в сетевых хозяйствах, вводом более совершенных основных фондов (с увеличившимися сроками службы, с меньшим количеством вероятных отказов в работе, требующими проведения меньшего объема ремонтных работ), могло бы избавить от необходимости разрабатывать новые методики оценки надежности и качества работы сетевых предприятий.

Асинхронный двигатель как регулятор реактивной мощности

Д.Э. Кронгауз, В. И. Пантелеев (Сибирский федеральный университет)

Многочисленные исследования, приведенные во многих работах показали, что в качестве регуляторов реактивной мощности (РМ) могут быть использованы следующие виды потребителей и источников РМ:

- 1) конденсаторные батареи (КБ):
 - а) нерегулируемые;
 - б) регулируемые;
- 2) синхронные машины:
 - а) синхронные двигатели (СД);
 - б) синхронные компенсаторы (СК);
- 3) фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ);
- 4) устройства коррекции искажения формы кривой тока и напряжения (УКТиН).

Асинхронный двигатель (АД) до сих пор

в городских распределительных сетях не рассматривался в качестве регулятора реактивной мощности. Цель настоящей статьи — показать возможность использования АД в качестве регулятора РМ.

Рассмотрим рабочие характеристики АД, чтобы оценить его возможный диапазон регулирования РМ (глубину регулирования).

В [1] приведен анализ рабочих характеристик АД, приведена зависимость реактивной мощности Q от активной P при постоянном напряжении на его зажимах, что говорит о регулировочных способностях АД. Зависимость получена в относительных единицах из обобщенных характеристик приведенных в [1] и показана на рис. 1.

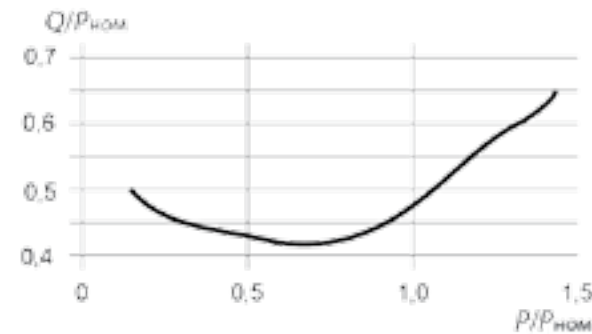


Рис. 1. Зависимость реактивной мощности АД от нагрузки

Из представленной зависимости следует:

Первый случай — при изменении загрузки АД от 0,25 до 1 реактивная мощность изменяется от 0,425 до 0,47, изменение реактивной мощности Q от $Q_{\text{ном}}$ составляет 4,5% (Q соответствует $P = P_{\text{ном}}$). Если пренебречь изменением Q при регулировании P , то можно принять

$$Q \approx Q_{\text{ном}} = \text{const} \text{ или } Q = 0,95Q_{\text{ном}} = \text{const}.$$

Отсюда вывод: в пределах реального изменения нагрузки, РМ изменяется незначительно.

Отметим также факт, что при малых нагрузках от 0,25 до 0,4 номинальной на коэффициент мощности $\text{tg}\phi$ оказывает влияние схема соединения обмоток статора АД [2]. Если обмотки статора соединены в треугольник, то для улучшения $\text{tg}\phi$ может оказаться целесообразным переключение их в звезду, при этом КПД АД улучшится или останется неизменным, но $\text{tg}\phi$ улучшится в пределах 5%. Значение нагрузки, ниже которой такое переключение обмоток АД целесообразно, для каждого случая устанавливается путём расчёта или экспериментально.

Второй случай — при отключении нагрузки Q составит $Q_{\text{ном}}$ или $0,95Q_{\text{ном}}$ (для малозагруженного АД и его обмоток статора, нормально соединенных в треугольник).

Основной показатель, который характеризует способность потребителя или источника выполнять функцию регулятора — глубина регулирования (ГР) [3]. Обозначим эту величину Γ_i . Эта величина определяет возможный диапазон изменения РМ в процессе управления её потоками (при набросе и сбросе нагрузки), за определённый интервал времени Δt_i . Иными словами ГР определяется как отношение РМ до и после включения устройств регулирования, и в конечном счёте позволяет определить эффективность работы того или иного регулятора:

$$\Gamma_{i(t)} = Q_i / Q_j$$

где Q_j и Q_i — РМ соответственно до и после включения устройств регулирования.

Соответствующий глубине регулирования средневзвешенный во времени показатель глубины регулирования PX , представляется следующим выражением:

$$PX(\Delta T^{+(-)}) = \sum_{i=1}^n \Gamma_i^{+(-)}(\Delta t_{k,i}, I, k) \beta_{ki},$$

где $\Gamma_i^{+(-)}$ — глубина регулирования при сбросе нагрузки при i -м воздействии на k -й объект за период $\Delta t_{k,i}$; $\Gamma_i^{(-)}$ — то же при набросе нагрузки; I — количество воздействий; $\Delta T^{+(-)}$ — общий период регулирования, соответственно при сбросе и набросе нагрузки;

$$\beta_{ki} = \Delta_{k,i} / \Delta T^{+(-)}, \text{ если } \Delta_{k,i} < \Delta T^{+(-)} \\ \text{и } \beta_{ki} = 1, \text{ если } \Delta_{k,i} \geq \Delta T^{+(-)}.$$

Особенностью определения глубины регулирования по РМ является то, что РМ может в узлах нагрузки как генерироваться, так и потребляться, а значит, глубину регулирования по РМ нужно разделить на два вида. Если необходимо повышать значение потребления РМ (например, в случае перекомпенсации), то глубина регулирования обозначается знаком «+» (Γ_i^{+}). Если необходимо понижать значение потребления РМ, то глубина регулирования обозначается знаком «-» (Γ_i^{-}).

Таким образом, глубина регулирования для АД (группы АД) определяется из выражений:

$$\Gamma_i^{(-)} = Q_{\text{ад}}(k_f - k_j);$$

$$\Gamma_i^{(+)} = Q_{\text{ад}}(k_j - k_f),$$

где k_j и k_f — значения коэффициентов, учитывающих напряжение соответственно до и после регулирования.

Показатель ГР PX для АД (группы АД) будет иметь вид:

$$PX_j^{(+)} = \frac{\sum \Gamma_{\text{ад}i}^{(+)} \Delta t_i}{\Delta T_j};$$

$$PX_j^{(-)} = \frac{\sum \Gamma_{\text{ад}i}^{(-)} \Delta t_i}{\Delta T_j}.$$

Если выразить изменение активной и реактивной мощности через глубину регулирования $\Delta P = G_p$, $\Delta Q = G_Q$, то для первого случая при

$$G_p = |P_f - P_j|; G_Q = 0,$$

где P_j и P_f — значения активной мощности соответственно до и после регулирования.

Для второго случая:

$$G_p = P_j; G_Q = Q_n \text{ или } G_Q = 0,95Q_{\text{ном}}.$$

Влияние напряжения на изменение РМ определяется из статических характеристик. Одна из них, при 60 %-ной загрузке, [4] представлена на рис. 2.

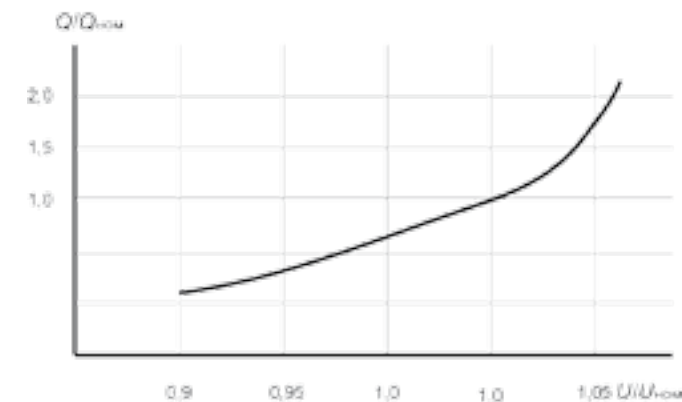


Рис. 2. Статическая характеристика АД при загрузке 60 %: U , $U_{\text{ном}}$ — реальное номинальное напряжение на зажимах АД соответственно

Таким образом, глубина регулирования РМ определяется отношением $U/U_{\text{ном}}$ и $Q/Q_{\text{ном}} = k_{uf}$, следовательно, при регулировании АМ

$$G_o = |Q_{\text{ном}}(k_{uj} - k_{uf})|,$$

где k_{uj} , k_{uf} — соответственно k_u до и после регулирования.

В реальных условиях работы предприятия уровни напряжения на зажимах АД составляют $(0,8 - 1,1) U_{\text{ном}}$, что соответствует $k_{uj} - k_{uf} = 0,7$. Однако допустимые уровни напряжения на зажимах АД находятся в пределах $(0,95 - 1,1) U_{\text{ном}}$ [6], что соответствует $k_{uj} - k_{uf} = 0,5$.

Таким образом, глубина регулирования АД в зависимости от вида воздействия может быть определена, как показано в табл. 1. Однако следует отметить слабую зависимость активной мощности АД от напряжения [4,5].

Таблица 1. Глубина регулирования АД

Глубина регулирования	Виды регулирования		
	Отключение — включение	Регулирование нагрузки	Регулирование напряжения
G_p	$(0 - 1)P_{\text{ном}}$	$(0,25 - 1)P_{\text{ном}}$	0
G_Q	$(0 - 0,95)Q_{\text{ном}}$	0	$(0 - 0,5)Q_{\text{ном}}$

Из табл. 1 видим, что при условии не отключения АД, регулировать его РМ можно за счёт изменения напряжения, при этом глубина регулирования может достигать 50 % номинальной РМ.

Таким образом, на основе анализа свойств АД, подтверждённых многолетними исследованиями в сетях предприятий, можно сделать следующие выводы:

- при изменении коэффициента загрузки АД от 0,25 до 1 при постоянном напряжении на его зажимах (при любой схеме соединения обмоток статора) изменением РМ можно пренебречь;
- при отклонении напряжения в допустимых пределах изменением активной мощности АД можно пренебречь;
- общая погрешность определения глубины регулирования при любой схеме соединения обмоток статора АД и вышеназванных допущениях не превысит 5 %.

Литература

1. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. — М.: Энергоатомиздат, 1984. 240 с.
2. Вольдек А.И. Электрические машины. — Л.: Энергия, 1974. 840 с.
3. Шклярский Я.Э. Методы и средства повышения эффективности управления потоками реактивной мощности электротехнических комплексов горнодобывающих предприятий: Дисс. ... доктор техн. наук / Я.Э. Шклярский, С.-Петербург, Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, 2004. 332 с.
4. Особенности продольно-поперечной компенсации потерь напряжения и реактивной мощности в рудничных распределительных сетях. / В.М. Квятковский и др. // Труды Ленинградского горного института. 1979. Т. XXXIV. С. 32 — 35.
5. Телегин В.Д. Регулировочные характеристики потребителей-регуляторов реактивной мощности // Сб. трудов молодых учёных Санкт-Петербургского государственного технического университета. С.-П., 1996. 220 с.
6. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. 42 с.

Встреча С.И.Шматко с деятелями науки и ветеранами энергетики

Министр энергетики РФ Сергей Шматко встретился 8 февраля с деятелями науки и заслуженными работниками энергетики. Во встрече также приняли участие заместитель министра энергетики РФ Андрей Шишкин, председатель Совета ветеранов энергетики Александр Семенов, академик РАН Эдуард Волков и другие ученые.

Министр поблагодарил собравшихся за возможность встретиться и поговорить о судьбе российской энергетики, отметив, что беседа проходит в День российской науки¹, что является знаковым явлением, поскольку энергетический комплекс страны — одна из самых наукоемких отраслей экономики. Не случайно ранее многими крупными предприятиями комплекса руководили ученые, кандидаты и доктора наук. Сергей Шматко призвал возродить эту традицию, которая, по его мнению, благотворно скажется и на подготовке молодых кадров. Министр сообщил, что Правительство России уделяет большое внимание развитию энергетики: в частности, в этом году на НИОКР из бюджета электроэнергетических компаний будет направлено 13,9 млрд руб., а в целом по отрасли в 2011 — 2012 гг. вложения компаний с госучастием составят 107 млрд руб. «Наша задача — рачительно обойтись с этими ресурсами, составив общую программу инвестиционного развития», — сказал Шматко.

Министр также заявил, что Россия будет активно привлекать современные зарубежные технологии. «Я противник закрытых решений, — сказал он, — а потому мы будем активно взаимодействовать с зарубежными компаниями. Потребность в технологиях велика, но работать будем только с теми, кто готов играть по нашим правилам».

Сергей Шматко не обошел вниманием и существующие проблемы. Помимо известного технологического отставания, налицо еще и существенный износ оборудования, что заставляет задуматься о безопасности энергосистемы страны — ее уязвимость показали события конца 2010 — начала 2011 г. Министр призвал научное сообщество и ветеранов отрасли активнее подключаться к решению этих и других проблем.

¹ День российской науки 8 февраля был учрежден указом Президента России № 717 от 7 июня 1999 г. «Об установлении Дня российской науки» [1]. Этот праздник приурочен к дате основания Российской Академии наук, учрежденной по повелению императора Петра I указом правительствующего Сената от 28 января (8 февраля по новому стилю) 1724 г.

В свою очередь, Юрий Коваленко, генеральный директор ФГУП «Всероссийский электротехнический институт имени В.И. Ленина», призвал министерство щедрее финансировать научные разработки, напомнив, что изношены не только сами энергетические мощности, но и материально-технические и лабораторные базы НИИ и проектных организаций. Также он предложил поддержать проведение в России в 2011 г. Всемирного Электротехнического конгресса.

О роли науки в развитии энергетики говорил и директор ОАО «Энергетический институт имени Г.М. Кржижановского» академик Эдуард Волков. По его словам, необходимы и фундаментальные исследования, и развитие новых технологий. Но приоритет — за прикладной наукой: она, считает академик, способна сама решать любые текущие проблемы. Главное — поставить перед ней правильные задачи.

А исполняющий обязанности генерального директора ОАО «Институт «Энергосетьпроект» Владимир Чемоданов посетовал на то, что зачастую ученые просто не умеют правильно рассказать инвесторам о своих инновациях, заинтересовать их. И попросил помощи Минэнерго.

Заслуженные работники энергетического комплекса также дали понять, что не собираются уходить на покой и предложили министру несколько предпрограммных предложений, которые могли бы повысить эффективность энергетики. Например, член Совета ветеранов отрасли Михаил Пчелин предложил создать маневренные мощности в энергетике — эффективнее распределять излишки энергии там, где они мало востребованы. Также он напомнил, что существующие проектировочные нормы не менялись в России с 1981 г., от чего зачастую при проектировании новых мощностей не используются новые разработки.

Член Совета ветеранов Юрий Кирилов посоветовал жестче контролировать работу подрядных организаций, которые затягивают сроки строительных работ, из-за чего существует известное отставание по вводу новых мощностей. «Контроль над этим процессом должен существовать на государственном уровне», — сказал он.

Сергей Шматко отметил крайне конструктивный диалог, состоявшийся в ходе мероприятия. И предложил сделать такие встречи традиционными — следующая встреча запланирована в канун подведения итогов осенне-зимнего периода 2010 — 2011 гг.

Россия производит энергию из угольного метана; вредный газ послужит безопасным топливом для производства энергии

15 февраля 2011 г. на площадке близ поселка Талда в Кемеровской области состоялась торжественная церемония открытия первой в России электростанции, работающей на угольном метане. Газ поступает на электростанцию из тестовых скважин, пробуренных компанией «Газпром», одной из крупнейших в мире энергетических компаний, которая занимается освоением огромных месторождений метана из угольных пластов в этом регионе. Для переработки газа в электрическую энергию будет использоваться газовый двигатель Jenbacher производства GE (NYSE: GE); энергия же будет подаваться в региональные сети.

Администрация Кемеровской области видит своей задачей стимулирование действующих в регионе угольных шахт к сбору газа до, в процессе и после добычи угля. Это позволит не только повысить безопасность эксплуатации шахт, но и обеспечит дополнительную прибыль угледобывающим компаниям. Кроме того, данный проект будет способствовать улучшению экологической безопасности региона и повышению энергетической эффективности в России.

«Инновационная технология GE позволяет нам использовать экологически вредный газ в качестве безопасного, эффективного топлива для еще более экономичного производства энергии для наших заказчиков, — говорит Петр Куруч, генеральный директор Кузбасской энергосетевой компании. — Способность GE поставить и установить двигатель в кратчайшие сроки — всего за 2,5 мес. — высокая оперативность, а также богатый опыт компании в этой отрасли стали основными факторами, повлиявшими на выбор поставщика для этого важного для нас проекта».

В новой электростанции используется газовый двигатель GE-Jenbacher J320 мощностью 1 МВт. Контракт с компанией INTMA, официальным дистрибьютором GE и сервисным партнером по обслуживанию продуктовой линейки Jenbacher в России, был подписан в сентябре 2010 г.

Газовые двигатели GE J320 успешно применяются в различных энергетических проектах по всему миру, где в качестве топлива используются газы угольных пластов (метан угольных шахт, метан заброшенных месторождений и метан угольных пластов). На данный момент GE поставила заказчикам установки GE Jenbacher совокупной мощностью более 400 МВт, которые работают именно на

этом газе. Эти двигатели способны ежегодно производить более 3 млн МВт электрической энергии, что гарантирует экономию, эквивалентную 830 млн м³ природного газа в год.

«Технология GE-Jenbacher использует в качестве источника энергии газ, поступающий непосредственно из угольных пластов, что позволяет сократить выброс метана в атмосферу примерно на 85% по сравнению с выбросом метана в атмосферу при традиционной добыче угля. Это сравнимо с сокращением выбросов примерно на 30 тыс. т углекислого газа из расчета на каждый мегаватт энергии, — говорит Руслан Пахомов, исполнительный директор GE Energy в России. — Наше участие в этом проекте осуществляется в рамках общекорпоративной инициативы ecomagination, призванной удовлетворить спрос наших заказчиков на энергоэффективную продукцию».

Угольный метан обычно встречается в природе в угольных месторождениях и состоит, главным образом, из метана, основного компонента природного газа. По сравнению с природным газом угольный метан обладает несколько большей теплотой сгорания и, таким образом, может служить полноценной альтернативой природному газу.

Открытие Кемеровской электростанции является продолжением ряда энергетических проектов GE, реализованных за последние несколько месяцев и нацеленных на расширение присутствия как в глобальной угольной промышленности, так и в энергетическом секторе в целом.

5 ноября компания GE объявила о подписании меморандума о взаимопонимании с Ephindo, ведущей Индонезийской компанией, занимающейся добычей метана угольных пластов, о реализации пилотного проекта по строительству электростанции, которая будет использовать богатые запасы угольного метана для производства электрической энергии с использованием более экологически чистых энергетических технологий и технологий сжигания газа. В новом проекте будут использоваться газовые двигатели GE Jenbacher.

Недавно GE получила заказ на поставку газового двигателя J420 для первой в Казахстане электростанции, работающей на метане угольных шахт. Электростанция будет построена на шахте Арселор Миттал имени Ленина в Темиртау. Данный проект будет осуществляться вместе с компанией INTMA, которая является дистрибутором и сервисным пар-

тнером по продукции GE-Jenbacher и выступает в роли генподрядчика в Казахстане и СНГ.

В июне 2010 г. GE сообщила о создании первой в мире технологии газового двигателя с двухступенчатым турбонаддувом и о внедрении этой революционной технологии в платформу Jenbacher J624. Новый двигатель обеспечивает значительно большую выходную мощность и обладает более высоким КПД по сравнению с двигателями с одно-

ступенчатым турбонаддувом. Новая модель предназначена для эксплуатации в жарком климате при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии. Технология J624 TSTC будет активно использоваться в строительстве электростанций, работающих на метане угольных пластов, во многих регионах мира, в том числе в Австралии, Китае, Индии, Индонезии, России и других странах.

Подстанции ОАО «ФСК ЕЭС» будут обеспечены источниками бесперебойного питания на основе инновационных компонентов

9 марта 2011 г. ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Мобильные ГТЭС» и Ener1 подписали совместный меморандум, определяющий порядок взаимодействия при подготовке к реализации инновационного проекта по размещению источников бесперебойного питания (ИБП) на основе литий-ионных аккумуляторов на подстанциях ОАО «ФСК ЕЭС». Оборудование предназначено для бесперебойного электроснабжения собственных нужд подстанций ОАО «ФСК ЕЭС» при полной потере внешнего питания.

Документ предусматривает проведение технико-экономического обоснования с привлечением независимых экспертов до начала реализации проекта. По завершению ТЭО станет известен объем затрачиваемых денежных средств на внедрение ИБП. Финансирование будет обеспечено за счет инвестпрограммы ОАО «ФСК ЕЭС».

На первом этапе в 2011–2012 гг. оборудование предполагается установить на 40 подстанциях ОАО «ФСК ЕЭС». Суммарная мощность, по предварительной оценке, составит 25,3 МВт, энергоемкость — 25,3 МВт·ч. ОАО «Мобильные ГТЭС» обеспечит поставку, ввод и последующую эксплуатацию ИБП.

ОАО «ФСК ЕЭС» инициировало данный проект в рамках реализации технической политики компании. Размещение ИБП призвано повысить готовность оборудования ЕНЭС к передаче электрической энергии для стабильного электроснабжения потребителей. После завершения первого этапа,

меморандум предполагает рассмотрение вопроса об установке высокотехнологичных ИБП на других подстанциях ОАО «ФСК ЕЭС».

Подписание меморандума является продолжением работы ОАО «Мобильные ГТЭС» и Ener1 над пилотным проектом по установке систем сетевого накопления энергии (СНЭ) на объектах ЕНЭС. В 2010 г. между компаниями заключен договор на поставку оборудования для опытно-промышленной эксплуатации, изучение возможности локализации производства ее компонентов в РФ и проработку вариантов применения систем СНЭ с максимальной экономической эффективностью. По поручению ОАО «ФСК ЕЭС» системы СНЭ устанавливаются на базе подстанций 220 кВ Псоу (г. Сочи) и 330 кВ Волхов—Северная (Санкт-Петербург). Проект одобрен Минэнерго РФ, Системным оператором, НП «Совет рынка», крупнейшими российскими энергохолдингами и научно-исследовательскими институтами.

Системы СНЭ — инновационная технология на основе литий-ионных аккумуляторов. Высокотехнологичные батареи способны запасать электроэнергию из энергетической сети и при необходимости выдавать ее обратно с заданными параметрами. Системы СНЭ являются одним из основных элементов «интеллектуальной» сети, которая позволит контролировать и оптимизировать выработку, передачу и потребление электроэнергии в реальном времени для достижения наибольшей эффективности функционирования каждого из элементов ЕНЭС.

Обзор новых изобретений в электротехнике и электроэнергетике

Деревенский реактор: мирный атом дойдет до каждого

Американская компания Hyperion разработала ядерную энергетическую установку модульного типа, рассчитанную на обеспечение энергией малых жилых и коттеджных посёлков, деревень и городков.

Модуль Hyperion power с ядерным реактором внутри обладает энергетической мощностью 25 МВт — этого достаточно для обеспечения электроэнергией населённого пункта с населением около 20 тыс. жителей.

Бизнесмены от науки подчёркивают массу выгод, которые принесёт такое соседство жителям. Во-первых, их безопасность существенно повысится — ядерные реакторы, подчёркивают разработчики, являются одними из наиболее надёжных источников энергии в мире, и модульный реактор очень непросто было бы взорвать или вывести из строя.

Представлен электрический велосипед со вторым дыханием

Компания Sanyo подготовила к выходу на рынок, возможно, один из самых передовых электрических велосипедов в мире — eneloop bike.

Этот аппарат выходит под тем же брендом, под которым в 2006 г. Sanyo выпустила передовые во многих отношениях пальчиковые аккумуляторы. Ныне марка eneloop — это целая «вселенная» (по определению фирмы) продуктов, выпускаемых или только разрабатываемых в рамках программы Think GAIA (с подзаголовком «Для жизни и Земли»). Вкратце идеология её такова: повторное использование и рециклинг, рекуперация энергии и прочие «зелёные» технологии.

Вот и в электровелосипеде eneloop bike (гибриде, как подчёркивает фирма), рекуперация предусмотрена. Причём она идет как при торможении, так и на спуске.

Американцы одомашнили ветряки до портативных размеров

Компания Cascade Engineering выпустила на рынок США портативный вариант малошумного ветрогенератора SWIFT turbine, который можно установить на заднем дворе и покрыть тем самым пятую часть своих потребностей в электричестве.

Диаметр нового ветряка составляет 2,1 м, а весит устройство всего лишь 86 кг — с ним

вполне способны управиться два взрослых мужчины.

При средней скорости ветра свыше 12 км/ч SWIFT способен производить около 2000 кВт·ч энергии в год, а шум от вращения компенсируется оригинальной системой из пяти лопастей и специальным внешним кольцом.

Новое покрытие расширит границы солнечных батарей на 40 %

Американские учёные разработали «антиотражающее» покрытие для фотоэлектрических панелей. Теперь их эффективность должна значительно повыситься — за счёт расширения воспринимаемого спектра и угла поглощения света.

О новой технологии группа физиков из политехнического института Ренсселера (Rensselaer Polytechnic Institute) сообщает в журнале Optics Letters.

«Максимальная эффективность подразумевает способность поймать и превратить в электричество каждый отдельный фотон — вне зависимости от положения Солнца над горизонтом», — рассказывает руководитель исследования Шаньюй Линь (Shawn-Yu Lin). В качестве контрольного образца американцы использовали стандартный фотоэлемент, который в среднем «усваивал» 67,4 % падающего света. Другими словами, около трети всей потенциальной энергии терялось.

Испанцы установили солнечные батареи на кладбище

Жители городка Санта-Колома-де-Граменет (Santa Coloma de Gramenet) решили, что те, кто навсегда ушёл из этого мира, всё же могут помочь тем, кто пока ещё ходит по брэнной земле, и установили солнечные батареи прямо поверх мавзолеев на местном погосте.

В Санта-Колома-де-Граменет источник возобновляемой энергии решили разместить именно на кладбище, после того как поняли, что пустующих площадей на территории муниципалитета практически нет: на площади 4 км² проживает около 124 тыс. жителей.

Всего были установлены 462 солнечные панели (общей стоимостью 720 тыс. евро или 900 тыс. дол.), которые будут поставлять в сеть электроэнергию примерно для 60 домов (эквивалентно выброшенным в воздух 62 т диоксида углерода в год).