ISSN 2218-5496

ВЕСТИ ELECTRIC POWER'S NEWS В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

4.2011

Содержание

Перспективы развития электроэнергетики

«Отрасль. ТЭК-2011» 3

Дискуссия на панельной сессии «Состояние, проблемы и перспективы развития электроэнергетики» 7

А. В. Григорьев, Е. Н. Рудаков
Российское энергомашиностроение: риски и угрозы 20

Рыночные отношения

Т. А. Митрова, В.А. Кулагин
Влияние событий в Японии, в Северной Африке и на Ближнем Востоке на перспективы мировых энергетических рынков 24

Стандарты в электроэнергетике

В. И. Гуревич
Назрела необходимость стандартизации в области конструирования микропроцессорных защит 34

Энергоэффективность и энергосбережение

В. П. Каргапольцев
О необходимости создания сервисной базы для теплосчетчиков и водосчетчиков 43

Материалы НТС

Разработка Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г. Этап 2 «Разработка Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г.» (окончательная редакция) 47

Положение о единой технической политике ОАО «Холдинг МРСК» в распределительном сетевом комплексе 55

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:

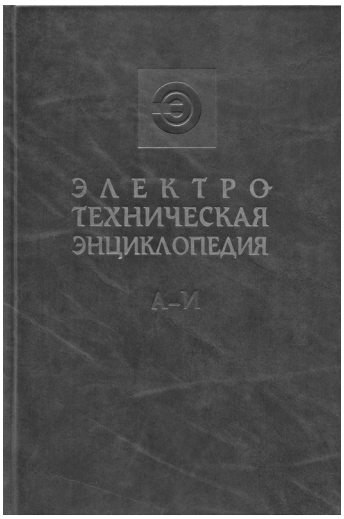
А.Ф.Дьяков — главный редактор

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., д. 2,
ЗАО «НТФ Энергопрогресс»
Тел. (499) 268-36-26
vesti46@mail.ru
Подписано в печать 05.08.11
Формат 60×84 1/8
Печать офсетная

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

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



ЗАО «Научно-техническая фирма «Энергопрогресс» предлагает: **«Электротехническую энциклопедию»** под редакцией чл.-корр. РАН, профессора А.Ф.Дьякова — справочное издание в 4-х томах, подготовленную видными специалистами в различных отраслях электротехники.

Предназначена для инженерно-технических работников промышленных предприятий и организаций, чья практическая деятельность связана с электроэнергетикой, электротехникой и применением изделий электротехнической промышленности, преподавателей, аспирантов и студентов вузов, редакторов научно-технических издательств, а также для широкого круга читателей, интересующихся электротехникой. Формат 70×108/16, издательство — «Издательский дом МЭИ».

Более подробную информацию об энциклопедии и других книгах НТФ «Энергопрогресс» можно найти на сайте ЗАО НТФ «Энергопрогресс»: **www. energy-journals.ru**

Любой том, а также другие книги можно приобрести в ЗАО НТФ «Энергопрогресс» по адресу: 109044, г. Москва, Воронцовский пер. д. 2, стр. 1, тел. (495) 911-7430, 911-2696, e-mail : ani.55@ mail.ru, Горбачева Светлана Петровна.

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 (Горбачева Светлана Петровна).

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

«Отрасль. ТЭК-2011»

С 13 по 17 июня в Санкт-Петербурге состоялась серия мероприятий Министерства энергетики Российской Федерации «Отрасль. ТЭК-2011». Впервые для обсуждения актуальных проблем отрасли собрались специалисты всех направлений топливно-энергетического комплекса: нефтегазового сектора, электроэнергетики, угольной промышленности, ядерной энергетики, а вопросы развития конкретных отраслей рассматривались в контексте перспектив топливно-энергетического комплекса в целом.

В рамках серии мероприятий состоялась презентация программы развития угольной промышленности России, обсуждались планы и перспективы развития электроэнергетики Дальнего Востока, прошла совместная сессия Министерства энергетики РФ и Министерства сельского хозяйства РФ, посвященная перспективам развития альтернативной энергетики и биоэнергетики, сессии «Инновационный потенциал ТЭК России», «Энергетическая кооперация России и Европы: новые воможности», «Состояние, проблемы и перспективы развития электроэнергетики» и др. В фокусе внимания находились основные темы, связанные с перспективами развития ТЭК в России: энергоэффективность, энергодиалог Россия—Европа и проблемы международного сотрудничества в области энергетики, инновационные технологии, способствующие развитию всех отраслей ТЭК, реализация масштабных инфраструктурных проектов, развитие возобновляемых источников энергии и многое другое.

На мероприятиях выступили министр энергетики РФ Сергей Шматко, заместители министра энергетики РФ Сергей Кудряшов, Андрей Шишкин, Анатолий Яновский, Юрий Сентюрин. В обсуждении участвовали заместитель председателя Государственной Думы РФ и президент Российского газового общества Валерий Язев, исполнительный директор Международного энергетического агентства Нобуо Танака, глава отдела экономики, торговли и сельского хозяйства Постоянного представительства ЕС в России Тимо Хаммарен и многие другие. Также в сессиях в качестве гостей и спикеров приняли участие руководители крупнейших компаний ТЭК, что позволило в режиме свободного диалога обсудить насущные проблемы отрасли.

Министр энергетики РФ Сергей Шматко в приветственной речи, открывшей первый день работы «Отрасль. ТЭК-2011» обратил внимание собравшихся на чрезвычайную важность события: впервые в истории ТЭК специалисты различных областей получили уникальную возможность совместного диалога: «Мы решили собрать на одной площадке представителей российских и зарубежных энергетических компаний, органов государственной власти, инвесторов, учёных и экспертов, чтобы совместно обсудить укрепление международного сотрудничества в области энергетики и перспективы развития российского топливно-энергетического комплекса», — сказал министр.

Развитие и инновации: потенциал ТЭК

Инновационный потенциал всех направлений отрасли стал лейтмотивом первого рабочего дня серии мероприятий «Отрасль. ТЭК-2011». Особенно детально вопрос инноваций был рассмотрен на панельной сессии **«Инновационный потенциал ТЭК России»**.

В сессии приняли участие министр энергетики РФ С. И. Шматко, заместители министра энергетики РФ С. И. Кудряшов, А. Н. Шишкин, Ю. П. Сентюрин, директор Департамента государственной энергетической политики и энергоэффективности Министерства энергетики И. Е. Лешуков, директор по инновациям и использованию ВИЭ ОАО «РусГидро» М. В. Козлов, заместитель генерального директора ОАО «Холдинг МРСК» М. Ю. Курбатов, заместитель генерального директора по инновациям ФГБУ «Российской энергетическое агентство» Минэнерго России А. В. Конев.

Участники сессии обсудили вопросы, касающиеся роли государства в модернизации ТЭК, обновления оборудования и внедрения энергокомпаниями инновационных решений.

Министр энергетики РФ С. И. Шматко в своем выступлении обратил внимание участников на то, что сегодня перед топливно-энергетическим комплексом стоят задачи качественного прорыва, повышения эффективности производства. От прежней экономики отрасли досталось непростое наследство, морально устаревшие, изношенные основные фонды. Сегодня, чтобы соответствовать современным требованиям и успешно работать в условиях конкурентного рынка, компаниям ТЭК необходимо инвестировать средства в собственное развитие.

Министр напомнил, что только в ближайшие три года российские энергетические, нефте- и газодобывающие компании направят на развитие 8,5 трлн руб., в том числе на современное оборудование — 3,2 трлн руб. Эти средства будут инвестированы в инновации, послужат стимулом для

российской промышленности. При этом, подчеркнул С. И. Шматко, работа над инновационными проектами не должна оставаться исключительно в рамках корпоративных бюджетов, поскольку это ограничит доступ к инновациям.

Заместитель генерального директора ОАО «Холдинг МРСК» М. Ю. Курбатов в своем выступлении сделал акцент на том, что инновация — это не конкуренция, а совместная работа многих ученых по всему миру: «Наши соотечественники принимают активное участие в этой работе. Но получается, что коммерческими результатами их изобретений пользуются преимущественно зарубежные коллеги. Если так будет продолжаться, то Россия будет, во-первых, просто терять деньги. Во-вторых, сами изобретения и производство будет способствовать чужому росту. И, в-третьих, это приведет к нарушению стратегической безопасности страны, потому что страна, которая не обладает собственными технологиями, беззащитна перед внешними угрозами».

Одной из центральных тем дискуссии стали технологические платформы. Заместитель генерального директора по инновациям ФГБУ «Российское энергетическое агентство» А. В. Конев отметил, что они являются инструментом достижения стратегических целей, сформулированных в законе «Об энергоэффективности», Энергетической стратегии, Программе модернизации, Схеме размещения объектов электроэнергетики, Основах инновационной стратегии России. Основная идея технологических платформ заключается в консолидации интересов государства, ученых, энергокомпаний и производителей оборудования и технологий. Сегодня в энергетике существует семь технологических платформ: три топливных и четыре электроэнергетических.

Первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина М. А. Силин выразил надежду, что три столпа инновационного развития: государство, науку и бизнес — удастся объединить в едином наблюдательном совете Российского института нефти и газа (РИНГ), участвовавшего в создании двух технологических платформ: «На этой площадке все заинтересованные стороны смогут не только обсуждать инновационные решения, но и изыскивать средства на дальнейшую разработку и внедрение наиболее перспективных проектов. РИНГ намерен привлечь всех компетентных специалистов к обсуждению инновационных технологий, запустив специализированный интернет-портал и социальную научно-техническую сеть».

Заместитель генерального директора НП «ИНВЭЛ» Л. А. Левина обратила внимание участников сессии на то, что стандарты, обуславливающие технологическое перевооружение — это комплексный механизм, который может активно задействовать государство. В отличие от программ инновационного развития, где чаще всего названия тем сформулированы без привязки к показателям и результатам, стандарты задают высокие требования, оставляя компаниям возможность самостоятельно выбрать способ достижения необходимого качества. С помощью стандартов, по мнению Л. А. Левиной, можно оптимизировать большое количество разрешительных процедур и процедур, направленных на продвижение инновационных продуктов.

Международное сотрудничество: Россия — ЕЭС

Одним из ключевых событий программы мероприятий «Отрасль. ТЭК-2011» стала дискуссия на панельной сессии **«Энергетическая кооперация России и Европы: новые возможности»**. В сессии приняли участие заместитель министра энергетики РФ А. Б. Яновский, глава отдела экономики, торговли и сельского хозяйства Постоянного представительства ЕС в России Тимо Хаммарен, директор Департамента энергоэффективности, модернизации и развития ТЭК Минэнерго России И. Е. Лешуков, заместитель председателя Государственной Думы РФ и президент Российского газового общества В. А. Язев, исполнительный директор Международного энергетического агентства Нобуо Танака, начальник отдела ФГБУ «РЭА» М. Р. Ластовская, заместитель генерального директора ФГБУ «РЭА» и профессор Высшей школы экономики Л. М. Григорьев, руководитель энергетического Департамента Фонда «Институт энергетики и Финансов» М. А. Белова, профессор Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО С. З. Жизнин.

Эксперты обсудили различные аспекты энергодиалога Россия—ЕС, а также подготовку Дорожной карты сотрудничества стран в сфере энергетики до 2050 г., перспективы роста энергопотребления и повышения энергоэффективности. При этом в центре внимания участников сессии оказались вопросы, касающиеся возрастающей роли природного газа в обеспечении энергетической безопасности Европы.

Во вступительном слове заместитель министра энергетики РФ А. Б. Яновский отметил, что сегодня Россия и ЕС выходят на новый этап энергодиалога, координаторами которого являются министр энергетики РФ С. И. Шматко и комиссар ЕС по вопросам энергетики Гюнтер Эттингер. При этом Россия

делает акцент на технологическое сотрудничество в энергетической сфере, которое включает развитие партнерства по модернизации, направленного на повышение энергоэффективности и активизирующего процессы прямой кооперации российских и европейских предприятий.

А.А.Яновский подчеркнул, что неопределенность на энергетических рынках, возникшая после катастрофы в Фукусиме, повышает значимость аналитической работы и прогнозирования. В связи с этим особую важность приобретает подготовка Дорожной карты сотрудничества России и Евросоюза в области энергетики до 2050 г. Все решения по этому вопросу приняты и выполняются.

Очередные задачи, стоящие перед сторонами в настоящее время, — это объединение энергетических сетей, развитие технологического сотрудничества, дальнейшая интеграция европейских компаний с российскими производителями. Для решения этих задач должна быть сформирована законодательная платформа, учитывающая интересы всех сторон.

Важным направлением взаимодействия попрежнему остается реализация проектов строительства трансъевропейских газопроводов. Введена первая очередь газопровода «Северный поток», первый газ поступит к европейским потребители уже в этом году. В мае 2011 г. в Брюсселе состоялась презентация проекта «Южный поток» Европейской комиссии по энергетике. В настоящее время выданы разрешения на проведение первых этапов проектно-изыскательских работ. В Министерстве энергетики РФ рассчитывают, что Турция выполнит свои обязательства по выдаче разрешения на строительство морского участка «Южный поток» в своей акватории.

А. А. Яновский напомнил, что в рамках соответствующего межправительственного соглашения Турция обязалась в ноябре 2010 г. выдать разрешение на строительство газопровода в своих территориальных водах: «У нас есть полная уверенность, что, когда будет полностью подготовлено ТЭО проекта, оно будет представлено в компетентные ведомства Турции, и власти страны выполнят свои обязательства, закрепленные в межправительственном соглашении».

«Вопросы конвергенции между рынками России и Европы, дальнейшего развития энергопоставок, достижения консенсуса между нашими сторонами включены в повестку дня на ближайшую перспективу. Особое внимание также будет уделяться безопасности ядерной энергетики, и нам необходимо развивать многостороннее сотрудничество в этой сфере», — отметил А. А. Яновский.

Также А. Б. Яновский подчеркнул необходимость создания адекватной новым условиям нормативной базы. Ее принципы, по его словам, должны быть отражены в новом соглашении. «Этот документ должен учитывать накопленный опыт, новые условия и взаимную ответственность», — сказал заместитель министра энергетики РФ.

Поднятую А. Б. Яновским тему продолжил глава отдела экономики, торговли и сельского хозяйства Постоянного представительства ЕС в России Тимо Хаммарен. По его словам, сейчас энергодиалог Россия—ЕС вошел в активную фазу, о чем свидетельствует состоявшаяся в конце мая официальная презентация проекта «Южный поток». Хаммарен также отметил необходимость дальнейшего укрепления и повышения эффективности законодательной среды в рамках двустороннего партнерства. Кроме того, он заверил, что Россия остается для ЕС ключевым поставщиком энергоресурсов, и развитие данных отношений является для Европы приоритетным. Также Хаммарен затронул вопрос безопасности ядерной энергетики, который вышел на повестку дня после событий в Японии. «Нам необходимо развивать сотрудничество в этой сфере. И мы приветствуем предложение российской стороны по интенсификации нашего сотрудничества в области безопасности ядерной энергетики», — подчеркнул выступающий.

Отмечая успехи энергодиалога Россия—ЕС, заместитель председателя Госдумы В. А. Язев акцентировал внимание на том, что не все старые возможности сотрудничества были использованы Россией и Европой. Он рассказал, что дефицит торгового баланса у ЕС с Россией в 2010 г. по сравнению с 2007 г. увеличился на 15 млрд евро. «Импорт энергоносителей из России вырос, а экспорт высоких технологий, в том числе в сфере энергетики, в Россию сократился. Это касается продукции машиностроения и различных услуг. Доля в нашем торговом обороте интеллектуальной собственности не превысила 3% общего товарооборота. Европа не торопится продавать свои высокие технологии. Таким образом, в партнерстве во имя модернизации, о котором мы говорим, мы отдаляемся друг от друга. Надеюсь, это не осознанная политика, а просто ошибка, которую нужно исправлять», — добавил В. А. Язев. По его мнению, возможность для этого как раз и предоставляет газовая отрасль. Европе не найти лучшего энергоносителя для маневренной энергетики, чем газ. При этом спикер был озадачен тем, что Евросоюз, принимая третий энергетический пакет, не предоставил «Южному потоку», способному обеспечить его энергетическую безопасность, статус приоритетного проекта, который имеют Nord

Stream и Nabucco. «Сотрудничество в газовой сфере между Россией и ЕС — это старые, хорошо проверенные возможности нашей кооперации. И это новая возможность, основывающаяся на инновационных решениях в транспортной и стационарной энергетике», — отметил эксперт. Также он добавил, что необходимо обеспечить бездефицитный торговый баланс России и ЕС за счет улучшения доступа газа к потребительским рынкам и увеличения доли во внешнеторговом обороте стран Европы интеллектуальной собственности наукоемкой продукции. С этой целью В. А. Язев предложил создать рабочую группу с условным названием «Энергетическое партнерство для инноваций и модернизации».

О сотрудничестве с Россией в сфере энергосбережения рассказал в своем выступлении исполнительный директор Международного энергетического агентства (МЭА) Нобуо Танака. Он отметил, что последние 10 лет Россия успешно снижала энергетический компонент своего ВВП, что преимущественно было связано со структурными изменениями в экономике, в частности, с уменьшением доли тяжелой промышленности. Сейчас, по его мнению, ситуация кардинально изменилась. Россия придерживается активной политики по сбережению энергии и взяла на себя обязательства по снижению к 2020 г. энергоемкости ВВП на 40 % по сравнению с 2007 г.

По словам Нобуо Танака, МЭА активно и тесно сотрудничает с Министерством энергетики РФ. «В прошлом году мы обновили наш меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству. И сегодня продолжаем взаимодействие по конкретным вопросам, отраженным в данном документе, — отметил он. — Я понимаю, что по данному направлению Россия также работает и с ЕС в рамках энергодиалога. И мне кажется, мы должны усилить взаимодействие с Евросоюзом, чтобы не дублировать наши усилия и не распылять их».

Актуальные проблемы ТЭК

Во время второго и третьего рабочего дня серии мероприятий «Отрасль. ТЭК 2011» в Санкт-Петербурге состоялось несколько встреч и презентаций по актуальным вопросам развития отрасли. На одной из панельных сессий участники обсудили Долгосрочную программу развития угольной промышленности России на период до 2030 г., а также вопросы реструктуризации угольной отрасли и перспективы ее развития.

В дискуссии, развернувшейся в рамках панельной сессии **«Состояние, проблемы и перспективы развития электроэнергетики»**, приняли участие заместитель министра энергетики РФ А. Н. Шишкин, председатель правления ОАО «ФСК ЕЭС» О. М. Бударгин, генеральный директор ЭНИН им. Г. М. Кржижановского Э. П. Волков, генеральный директор ООО «Газпром энергохолдинг» Д. В. Федоров, заместитель генерального директора ОАО «Холдинг МРСК» Б. И. Механошин, заместитель председателя правления ОАО «РусГидро» Д. И. Рижинашвили, начальник отдела электроэнергетики ГК «Росатом» Б. А. Бокарев, председатель правления ОАО СО ЕЭС Б. И. Аюев.

Участники сессии обсудили проблемы связанные со строительством новых генерирующих мощностей, модернизацией существующих, финансированием инновационных программ, развитием электросетевого комплекса.

Заместитель министра энергетики РФ А. Н. Шишкин в своем выступлении остановился на вопросах модернизации электроэнергетики. По его словам, уже в ближайшие 3 – 4 года в России будет введено 30 ГВт мощностей в рамках договоров по поставке мощности и в рамках долгосрочного развития рынка. «Еще год назад мы об этом только говорили, а сейчас уже реализуем. Мы выбрали наиболее эффективные решения, от части мощностей отказались, сократили затраты, ввели определенные коэффициенты. Этот задел даст нам реальную возможность отработать программу модернизации», — подчеркнул заместитель министра энергетики РФ.

Также А. Н. Шишкин детально остановился на программе НИОКР энергокомпаний с государственным участием, на которую в ближайшие 5 лет планируется потратить больше 100 млрд руб. «Считаю, это позволит создать новые технологии, усовершенствовать существующие, сформировать новую энергетику», — подчеркнул он.

Генеральный директор ЭНИН им. Г. М. Кржижановского Э. П. Волков в своем выступлении отметил необходимость создания единых прогнозируемых правил игры для всех участников рынка. В них должны учитываться интересы и бизнеса, и государства. Успех программы модернизации электроэнергетики во многом будет зависеть от точности расчетов и скоординированности действий всех заинтересованных сторон. «Важно понимать, что государство устанавливает правила — условия по стоимости киловатта, стоимости кредитов и срокам их погашения, по развитию новых технологий. Но внутри этих условий предстоит работать конкурирующему бизнесу, заточенному на получение прибыли», — отметил Э. П. Волков.

Выступивший на панельной сессии генеральный директор ООО «Газпром энергохолдинг» Д. В. Федоров заметил, что введение 30 ГВт мощности должно стать лишь первым шагом в модернизации

электроэнергетики. По его мнению, с учетом сегодняшнего уровня износа основных фондов энергокомпаний до 2020 г. необходимо ввести минимум 50 ГВт. Для реализации такой масштабной программы модернизации генерирующим компаниям понадобится порядка 1,2 — 1,5 трлн руб. Поиск источников ресурсов для такого объема инвестиций в данный момент — наиболее актуальная задача компаний, работающих на электроэнергетическом рынке.

Принявший участие в обсуждении заместитель генерального директора ОАО «Холдинг МРСК» Б. И. Механошин подчеркнул, что проблемы, накопившиеся в сетевом хозяйстве, не решить исключительно покупкой нового и заменой старого оборудования. В числе факторов, сдерживающих модернизацию сетевого комплекса, он отметил требование единовременного отключения на ремонт не более 5 % линий электропередачи.

Состоянию, проблемам и перспективам развития электросетевого комплекса, значению сетевых компаний посвятил свое выступление председатель правления ОАО «ФСК ЕЭС» О. М. Бударгин. По его мнению, проблему ремонта сетевого комплекса помогло бы решить наличие зарезервированных мощностей. Именно такой подход используется в Китае. Также он акцентировал внимание на необходимости разработки единой технической политики в сфере электроэнергетики.

Важными факторами, обеспечивающими качественные преобразования отрасли, по мнению участников сессии, также являются локализация в России производства оборудования для генерирующих компаний и восстановление их кадрового, инженерного потенциала.

Неожиданно яркой и экспрессивной получилась сессия последнего рабочего дня, которая была посвящена одной из самых насущных проблем отрасли: кадровому обеспечению и мотивации молодых специалистов. Участники были настолько увлечены диалогом, что даже позволили себе немного нарушить регламент, продлив время сессии для вопросов и ответов. Основной темой обсуждения стали вопросы кадрового обеспечения и проблемы, с которыми в настоящее время столкнулся топливно-энергетический комплекс: нехватка специалистов высокой технической квалификации, диспропорция между спросом и предложением по ряду специальностей на рынке труда ТЭК.

Серия мероприятий Минэнерго РФ «Отрасль. ТЭК-2011» завершена, можно с абсолютной уверенностью заявить о том, что диалог состоялся. Результаты четырех ярких и продуктивных дней показали, что все стороны, включенные в процесс, готовы к плодотворной совместной работе, поиску оптимальных путей, участию в формировании единой политики, а все решения и разработки будущих проектов, принятые в ходе сессий, будут учтены и претворены в жизнь. Планируется, что в дальнейшем проведение мероприятий Минэнерго России «Отрасль. ТЭК» станет ежегодной традицией.

Ниже приведены материалы дискуссии, развернувшейся на панельной сессии «Состояние, проблема и перспектива развития электроэнергетики».

Дискуссия на панельной сессии «Состояние, проблемы и перспективы развития электроэнергетики»

Максимовская Марианна Александровна, Рен-ТВ:

— Дамы и господа, доброе утро, я рада приветствовать всех собравшихся на панельной сессии «Состояние, проблемы и перспективы развития электроэнергетики». Я — потребитель, мне было обещано, что в результате реформы РАО ЕЭС получу качественную, дешевую электроэнергию в своем доме, смогу выбирать поставщиков, например, электроэнергии, и вообще, заживу замечательно и хорошо. Например, лично для меня сегодняшняя сессия наиболее интересна вообще из всех панельных сессий, которые проходили и еще пройдут в рамках нашего форума. Я буду одним из модераторов сегодняшней сессии. Хочу представить моего коллегу по модерированию сегодняшнего мероприятия, Кожуховского Игоря Степановича, в отличие от меня, в теме разбирающегося на 1000 %. А я, с вашего разрешения, буду исполнять роль гласа народа. В конце концов, реформа была для меня — потребителя. Я мало что в этом понимаю, но попробую разобраться. Тем более, мне очень интересно послушать, о чем будет идти речь.

Кожуховский Игорь Степанович, генеральный директор Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике:

— Я скажу несколько слов в порядке вступления со стороны электроэнергетического

сообщества о тех проблемах, которые переживает наша отрасль. Дело в том, что предыдущие 20 лет мы жили в условиях, когда экономика преодолевала спад, затем переструктурирование, подъем, примерно до уровня 90-го года. Такие же спад и подъем преодолел спрос на электроэнергетические мощности, но сама энергетическая инфраструктура, созданная еще в советские годы, осталась на прежнем уровне. Если характеризовать в двух словах прошедший период, то энергетикам не пришлось всерьез трудиться для того, чтобы обеспечить этот подъем с кризисной точки. Предстоящие 10 – 20 лет будут совсем другими. Это будет период роста экономики, роста потребления электроэнергии, но для обеспечения этого роста придется очень много сделать. И новый уровень инвестиционного процесса, новый объем тех вводов энерготехнического оборудования, которые нам предстоит обеспечить, это гигантский вызов, это рост в 2 – 3 раза. Справимся мы с ним или нет, это нужно обсуждать. Необходимы ресурсы, правильная организация работы, правильные стимулы.

Важной проблемой является гигантский объем старения нашего энергетического оборудования и в распределительных, и в тепловых сетях, генерирующих мощностях и в других секторах энергетики. Нам нужно выводить оборудование из эксплуатации. Если мы будем выводить так, как до этого, — меньше 1 ГВт в год, мы никуда не сдвинемся, мы будем перекладывать на будущее поколение проблему модернизации. Это абсолютно недопустимо. Так мы закладываем мину под следующее поколение энергетиков и потребителей. Поэтому требуется решение двуединой задачи — обеспечение экономики и обеспечение модернизации отрасли. И все это нужно сделать при приемлемых тарифах и ценах.

Задача крайне сложная и здесь на первое место выходят те стимулы, те механизмы, которые сейчас в электроэнергетике работают, мы здесь имеем очень большие успехи, создан рынок. Но вместе с тем, рынок, очевидно, недостаточно конкурентен, не создает стимулы для сдерживания издержек и цен на электроэнергию.

Справедливости ради нужно сказать, что, правительство проводит активную социальную политику в отношении энергетики, сдерживая рост тарифов для населения. Поэтому все это, не вдаваясь в детали, чувствуют на себе потребители нашей страны, прежде всего, малый, средний бизнес, и мы должны убедительно отвечать на все вопросы.

Основной идеологический вопрос, на который и попытается ответить наш сегодняшний Круглый стол — каково же разумное сочетание государственного регулирования и рыночных механизмов и в сетевом комплексе, и в секторе генерации? Рынок в электроэнергетике — это большой регуляторный механизм, а не нечто стихийное. Его создало государство, оно утвердило правила и оно должно его дальше совершенствовать. Упаси бог, если правительство примет решение — а ну его, на фиг, этот рынок, давай возвращаться к государственному регулированию. Поэтому, наша задача — найти правильное сочетание рынка, государственных административных механизмов и обеспечить привлечение необходимых инвестиций.

Очень важно, чтобы правительство объявило очень жесткую борьбу с необоснованным повышением цен. С 2012 г. объявлена политика — цены не выше инфляции. Об этом заявил премьер-министр. Но здесь есть гигантский риск. Любые формы ограничения цен сверху несут в себе риск убить стимулы к будущим инвестициям. И, если это произойдет, мы заложим, просто со 100 %-ной предопределенностью, неизбежность через 3 – 4 – 5 лет резкого скачка цен. Это мы уже проходили, ведь в 2004 – 2006 гг. была эта политика — цены ниже инфляции. После правительство поменяло эту политику — пусть цены будут любыми, лишь бы энергетика не стала инфраструктурным ограничителем экономического роста. Мы сейчас этот период заканчиваем и очень не хотелось бы, чтобы ценовая политика шарахалась от одного цикла к другому, а была долгосрочной, взвешенной и выверенной. На этой дискуссионной ноте я заканчиваю. Слово для первого доклада по модернизации российской электроэнергетики предоставляется Эдуарду Петровичу Волкову.

Волков Эдуард Петрович, генеральный директор ЭНИН им. Г. М. Кржижановского:

— Спасибо. Я думаю, что вы услышали общую оценку, она действительно качественная. Я вам назову несколько цифр, чтобы вы поняли, а что это представляет собой количественно и после этого попытаюсь рассказать, как из той ситуации, которую Игорь Степанович охарактеризовал как ситуацию, с одной стороны, отчаянную, а с другой — с элементами некоего прогресса, выйти, чтобы достигнуть, казалось бы, противоположных целей: с одной стороны, модернизировать электроэнергетику, а с другой, — сделать это так, чтобы тарифы остались все-таки в области достаточной регулятивности и не были такими, которые останавливают рост экономики, что еще хуже, чем остановить рост электроэнергетики. Задача сложная, задача, вообще говоря, кажущаяся неразрешимой или предполагающая, что решать ее нужно очень осторожно,

ступенчато и тогда, дескать, двигаясь потихоньку, мы чего-либо достигнем.

Оказывается, нельзя делать ни одного, ни другого — нужно тщательно все выверить, просчитать, понять, какие могут быть результаты, а дальше найти механизмы, которые позволили бы решить данную задачу и придти к тем результатам, которые мы просчитали.

Главное, что характерно для сегодняшней ситуации — это стагнация. Причем, стагнация даже уже не 20-, а 30-летняя, потому что она началась в 80-х годах и по разным причинам продолжается до сих. Одна из них состоит в том, что практически развалилась экономика, то же самое произошло и с электроэнергетикой. Но нужно отдать должное энергетикам, им удалось остановить процесс развала.

Электроэнергетика, как отрасль, сохранилась и функционировала все время устойчиво, обеспечивая необходимые нужды промышленности и населения, поскольку мы имели запас по мощностям, созданный нашими предшественниками. Нам удалось осуществить достаточно надежное и качественное электроснабжение. Но, тем не менее, вводы мощностей были где-то от 1 до1,5 ГВт, т. е. в 4 — 5 раз ниже, чем не в лучшие годы, а в годы, предшествующие перестройке и развалу СССР.

То же самое происходит с оборудованием, оно стареет. Прошло 30 лет и на 30 лет постарело абсолютно все оборудование. Доля физически и морально устаревшего оборудования в разных отраслях колеблется от 50 до 70 %. И плюс ко всему потери в генерирующих мощностях (я имею в виду собственные нужды) остались на уровне где-то 70-х годов. И конечно, очень большие потери возникли в сетях. Эти потери возросли практически в 2 раза — от 8 % на уровне 90-х годов СССР до 16 % в разгар перестройки и затем в разгар, так сказать, становления Российской Федерации. Все это привело к следующим результатам: прежде всего, росту тарифов и падению производительности труда. По всем данным, которые можно посчитать, производительность труда в электроэнергетике составляет где-то 23 — 25 % производительности труда в электроэнергетике США. Если говорить о штатном коэффициенте, то здесь у нас разница в 10 раз: 4 человека на 1 МВт у нас и 0,4 в Соединенных Штатах. Дело в том, что у нас отсталые технологии и даже по лучшим показателям (в генерирующей компаниях) численность персонала в электроэнергетике у нас явно выше, чем в Соединенных Штатах и в развитых странах.

Если говорить теперь о самом главном показателе для потребителей, для промышленности, для всего — о тарифе, то на картине изменения тарифов в США за последние 40 лет (если не больше) наблюдается два всплеска.Они связаны с нефтяными кризисами. В этот момент рост тарифов наблюдался во всем мире. А если посмотреть наши показатели за эти годы, мы увидим взлетную кривую, экспоненциально стремящуюся вверх. Это, сразу скажу, качественная картина, просто чтобы было понятно, в чем же основная интрига. У нас сейчас наиболее высокий тариф — для населения Москвы. Он практически превышает средний тариф для населения США. Общий тариф у нас ниже, чем в США. Неспроста руководство страны сейчас так сильно занялось вопросом снижения тарифа и, как правильно сказал Игорь Степанович, здесь есть опасность, потому что социальная ориентация экономики, выборы и так далее, они очень подталкивают к такому решению вопроса — вот возьмите и сократите. Если пойдем по этому пути «взять и сократить», мы провалим модернизацию и тогда будет плохо для экономики. То есть, здесь очень важно уйти от волевых, в определенной степени популистских, решений.

Работу по подготовке программы модернизации мы проводили вместе с институтами отрасли и академическими институтами. Было сделано достаточно много различных расчетов. Мы постарались все это рассмотреть в разных секторах — в теплоэнергетике, гидроэнергетике, атомной, возобновляемой энергетике, в сетях (магистральных и распределительных). И, самое главное, какие механизмы реализации программы модернизации? Какие нужны для этого инвестиционные средства и какие должны быть тарифы? Работа, безусловно, была очень большая, она еще не является окончательной, мы ведем согласование. Программа модернизации будет подготовлена только тогда, когда мы проведем согласование со всеми крупными и не очень крупными генерирующими и сетевыми компаниями, когда мы просмотрим варианты управления электроэнергетикой, когда мы найдем консенсус интересов, тогда мы можем сказать — да, программа модернизации является общим делом, не выдумкой и созданием научных институтов, а общим делом, которое понятно для всех. И только после этого можно приступить к ее реализации.

Какие основные механизмы реализации программы? В условиях явного антагонистического характера интересов участников ясно, что они должны быть, с одной стороны, простые, с другой стороны, понятные и, с третьей стороны, осуществимые. Прежде всего, это — правила игры. Они должны быть достаточно консервативными, но не с точки зрения каких-то количественных оценок, а консервативными по качеству

и прогнозируемыми по изменениям. Это первое. Второе — эти правила должны быть обязательно долгосрочными, т. е. не годовыми, не двухлетними, а на период 10 – 15 лет. И наконец, третье, что немаловажно. Эти правила должны быть такими, чтобы в них учитывались интересы всех участников игры; прежде всего, бизнеса и государства. Если выстраиваются правила игры, которые часто называются частно-государственным партнерством, в хорошем смысле этого слова, и такие правила игры удовлетворяют всех, тогда есть основа, что они заработают.

Государство может установить условия по стоимости вводимого нового 1 кВт мощности, условия по взятию и погашению кредитов, условия по развитию новой техники и т. п. То есть их может быть очень много, но, что очень важно, вводя эти условия, и государство, и бизнес должны понимать, что такие условия конкурентны. И конкуренция очень жесткая, с теми непременными условиями, которые не очень устраивает бизнес, т. е. условиями неполучения максимальной прибыли.

Чтобы еще раз к этому не возвращаться, я скажу, чем мы руководствовались, когда вырабатывали эти правила. Прежде всего, это долгосрочные договоры. Долгосрочные договоры с энергомашиностроением, долгосрочные договоры с отдельными покупателями электроэнергии, долгосрочные договоры с точки зрения получения кредитов. То есть все эти параметры каким-то образом устанавливались, каким — это и есть результат дискуссий. Но в своих расчетах мы приняли, что стоимость парогазовой установки может быть не какой угодно, а 1000 – 1100 дол. на 1 кВт, стоимость атомной установленной мощности — 3000 дол., стоимость гидро, естественно, индивидуальна. Но, если эти параметры есть, то они неминуемо говорят о том, что стоимость произведенного оборудования должна быть связана с этими параметрами. И если это просто условия, тогда они не работают, бизнес не будет работать. А вот если государство говорит — вот условия, если ты этим условиям удовлетворяешь или с ними согласен, то получаешь кредит под 8 %, под 6 % годовых, получаешь длинный кредит на 10 – 15 лет. Когда эти условия начинают сопоставляться, то здесь и происходит то, что называется консенсусом и дальше эти правила должны оставаться постоянными или изменяться по взаимному согласию, в зависимости от обстоятельств, в которых развивается экономика. Если такие правила (их еще очень много, я назвал несколько главных из них) определенным образом изложить количественно, то тогда мы получим, в зависимости от того, какие технологии хотим реализовывать, конечные результаты.

Технологии, которые мы хотим реализовывать, являются новыми, я бы сказал, в чем-то для России инновационными, поскольку у нас таких технологий нет. Но с другой стороны, это обычные технологии, это обычное развитие техники и науки, которое существует не только России, а в мире. Мы ставим единственную задачу — если мы проводим модернизацию, мы должны пойти преимущественно по пути наилучших технологий, существующих в мире. Вот недавно, месяца три тому назад, Международное энергетическое агентство опубликовало обзор наилучших технологий на период до 2050 г. То, что там опубликовано, принципиально все присутствует у нас. Если говорить о теплоэнергетике — это парогазовые технологии и парогазовые установки, т. е. газотурбинные и паровые, но паровые турбины, естественно, не те, которые у нас сейчас стоят с КПД 92 %, а паровые турбины с КПД 96 – 97 %, что реально. Газовых турбин мы практически не имеем. Правда у нас есть газовые турбины на 65 и 110 МВт, но турбина на 65 МВт — еще «вещь в себе», она даже не пущена как следует в эксплуатацию, а турбина на 110 МВт пока, к сожалению, сейчас не работает устойчиво с теми приличными параметрами, которые были анонсированы. Значит турбина, которая производится на ЛМЗ, это турбина 30-летней давности, даже чуть побольше, и сейчас, несмотря на то, что уже есть новая модификация этой турбины которая начала разрабатываться, изготовляться, это все-таки не самый передний край. Важно иметь современные турбины мощностью 300 – 330 МВт для наших крупных блоков. Решено пойти по такому пути — закупать лицензии, локализовать производство в России. Единственное, что еще должно быть — надо производить не только газовые турбины, но и оборудование, строить заводы по воссозданию лопаточного аппарата после того, как он проработает в зависимости от сроков эксплуатации, от 15 тыс до 30 тыс ч. Этого пока у нас нет. Есть предварительные, а есть и окончательные соглашения, которые подписаны в частности «Интер РАО» и другими компаниями с «General Electric», «Mitsubishi» и др., которые предусматривают локализацию изготовления турбин и оборудования у нас в стране.

Угольная энергетика, если не говорить о несовершенстве тепловых схем и оборудования и недостаточно высоком КПД, по параметрам самая современная. Станции на обычные сверхкритические параметры вполне будут востребованы до 2030 г. И далее — переход на суперсверхкритические параметры.

Атомные станции в основном строятся с мощными блоками ВВЭР. Сейчас непонятны еще окончательные последствия того, что было в Японии.

Нужно найти абсолютно безопасные решения, но альтернативы ядерной энергетике на сегодня не видно. Даже термоядерный реактор, который сейчас строится, пока еще очень критичен и воспринимается со скепсисом научной общественностью. Очень важное перспективное направление — создание реактора на быстрых нейтронах, особенно в условиях сумасшедших темпов роста потребления органического топлива. Весь мир, включая три крупные державы — Китай, Индию, Бразилию, — идет по пути резкого улучшения жизни, потребления электроэнергии. Потребление электроэнергии в ближайшее время удвоится, т. е. это очень серьезные масштабы, где сразу проявится недостаточность органических ресурсов.

Я на этом закончу, скажу только последние цифры: инвестиции — 8,2 трлн руб. на 20 лет, не сумасшедшие, но очень приличные. И здесь важно при этих инвестициях снизить темпы роста тарифов. По предварительным расчетам, это удастся сделать, и темпы роста тарифов будут явно ниже, чем сегодняшние 15, даже 10 %.

Шишкин Андрей Николаевич, заместитель министра энергетики РФ:

— Вы знаете, в развитых странах тоже везде поразному. Ясно, что государство контролирует темпы роста тарифов, потому что это необходимая вещь, так как надеяться, что рынок сам отрегулирует какие-то цены, сам что-то себе назначит и мы получим то, что будет хорошо, пока не приходится. К счастью, не хочу сказать, к сожалению, а именно к счастью, такие регуляторы существуют в каждой стране — они разные: это и служба по тарифам, и антимонопольные ведомства, которые выстраивают тарифы или ценовые решения на уровне государства так, чтобы это было взвешенно по отношению и к потребителю к компаниям, которые производят, транспортируют и продают электроэнергию.

У нас реально существует рынок электроэнергии и мощности. Рынок электроэнергии на 100 % либерализован, за исключением населения и приравниваемых к нему групп. В этом смысле, мы развиваемся, конечно, в сторону рынка. Понятно, что он требует возможно новых настроек, более тонких, чем мы себе представляли, но мы это делаем в первый раз. Надо понимать, что каждый новый шаг, который мы сейчас делаем, он новый и для тех сложившихся условий, которые были в стране и тех, которые будут.

МАКСИМОВСКАЯ М. А.:

— Андрей Николаевич, многие участники рынка считают, что тарифы недостаточны, что они должны быть выше и население должно платить больше. Население, в большинстве своем, считает, что переплачивает, что за то качество предоставляемых услуг, тарифы слишком высоки. То есть не просто слишком высоки, а еще и качество слишком низкое для таких высоких тарифов. Где правда?

ШИШКИН А. Н.:

— Я мог такой же вопрос задать — а что они под качеством подразумевают?

МАКСИМОВСКАЯ М. А.:

— Ну, когда напряжение скачет даже в столицах.

ШИШКИН А. Н.:

— Бывает такое, но как часто?

МАКСИМОВСКАЯ М. А.:

— Я, допустим, на Сахалин часто летаю, как ни прилечу, вечно выключается электричество. Ну, даже если так банально говорить.

ШИШКИН А. Н.:

— Сахалин — это особая зона, я бы не сказал, что она характерна...

МАКСИМОВСКАЯ М. А.:

— И не только там.

ШИШКИН А. Н.:

— Но, я говорю о другом. Вы конечно правы условно, что каждый, кто покупает, всегда хочет купить дешевле, это сущность наша такая, а кто продает, хочет продать подороже. Это объективно.

Коллеги, почему мы вынесли дискуссию по модернизации электроэнергетики на такой публичный уровень? Потому что вопрос модернизации гораздо шире, чем мы себе представляем, он затрагивает не только электроэнергетику в целом, а вообще новые отрасли промышленности, производства. Это новое производство, новые станки, все полностью новое, чтобы производить новое оборудование. Поэтому мы его обсуждали на нашем Научно-техническом совете совместно с Академией наук, с научной общественностью и с компаниями. Мы поняли, что нужно более широкое дискуссионное обсуждение.

Эдуард Петрович рассказал популярно, очень хорошо, но не сообщил, а где деньги взять на модернизацию. Но я хотел бы отметить еще другое, что очень важно, чтобы эта модернизация хоть как-то увязывалась какими-то документами по энергосбережению и энергоэффективности, чтобы то, что мы сейчас делаем, достигало поставленных параметров во всех смыслах. Также очень важно, что у модернизации, которую мы обсуждаем, есть первый этап. Когда я неделю назад готовился к сегодняшней дискуссии, я понял, что у нас неожиданно появился первый этап, который мы реализуем и достаточно успешно — это ввод генерирующих мощностей на 30 тыс. МВт в ближайшие 3—4 года в рамках договоров по поставке мощности и в рамках долгосрочного рынка мощности. Еще год назад об этом мы

только говорили, а сейчас мы это реализуем. И эти 30 тыс МВт обеспечены деньгами, обеспечены, если хотите, ценами в какой-то части, тарифом, решениями, причем не самыми плохими, потому что практически половину 2010 г. мы потратили на пересмотр тех предыдущих договоров по вводу генерирующего оборудования, которые имели генеральные компании в рамках обязательств по их приватизации. Мы выбрали наиболее эффективные решения, от части из них отказались, сократили затраты. Мы разработали программу НИОКР, в основном ее ведут государственные компании с государственным участием. Они на это заложили в ближайшие 5 лет больше 100 млрд руб. Я считаю, что это даст возможность создания именно новых технологий, создание новой энергетики.

Вопрос, который я задаю Эдуарду Петровичу в рамках нашей дискуссии, а какая будет энергетика через 30 лет? Какая? Покажите мне ее, нарисуйте. На каких она будет выстроена теоретических подходах, связанных с модернизацией в стране? Ну, более широко, дальше инновационного развития. Понятно, НИОКР, о которых я только что сказал, не могут заниматься только инновациями, есть еще масса задач, которые надо решать. Я считаю, это даст толчок к развитию новых подходов к электроэнергетике. И, наконец, мы начинаем работу по сокращениею издержек, что обеспечит решение снижения цены.

Что хотелось бы услышать в этой дискуссии. Первое — как обеспечить увязку программы модернизации с программами инновационного развития российского энергомашиностроения и смежных отраслей, захватывающих практически 90% промышленности, которая каким-то кусочком работает на электроэнергетику. Второе — определить источники финансирования. Третье — увязать модель модернизации наших фондов с рынком, как рынок должен перестроиться, что мы должны поменять в рыночной модели продажи электроэнергии и мощности, чтобы модернизация в целом пошла. Здесь находятся деньги, их ведь не приносит никто, они тут — в рынке, он и дает основу для решений по модернизации.

Готова ли сама отрасль, в плане подготовки кадров для внедрения новых технологий? Мы сами-то готовы? Понимаем ли мы, какие должны быть кадры, какие должны быть программы обучения, какие необходимо ввести новые предметы, и т.д. и т.п. Можно закупить турбину и вокруг нее бегать придется, иностранных специалистов нанимать, потому что не знаем как она работает? Обучили? Не очень. Эти вещи должны учитываться и на это должно хватить денег. Системный оператор, являясь законодателем моды, эту работу заказал и она нами вынесена на эту дискуссионную площадку.

Аюев Борис Ильич, председатель правления ОАО СО ЕЭС:

— Да, мы разработали техническое задание, согласовали его с отраслью и надо понимать, что Системный оператор выступил концентратором отраслевого спроса и у нас одно из условий договорных отношений заключается в том, что эта работа должна пройти апробацию на Научно-техническом совете отрасли, на ряде министерских совещаний, в том числе здесь. И, конечно же, такая работа не может быть принята, не может быть взята для исполнения, если не получит поддержки всего отраслевого сообщества, что мы сейчас и делаем, мы здесь это и обсуждаем.

МАКСИМОВСКАЯ М. А.:

— Ну, вот замминистра все-таки элегантно ушел от моего вопроса по поводу того, какими же должны быть тарифы, чтобы электроэнергетика, как отрасль, была довольна и развивалась, и основные фонды менялись.

АЮЕВ Б. И.:

— Марианна, можно мне включиться в вашу дискуссию ненадолго? Мне кажется, что здесь сугубо отраслевое сообщество и этими дискуссиями задаем определенный тон. Мне кажется, уже пора, чтобы со сцены не вылетали слова о тарифах. Мы должны говорить не о тарифах, а о той цене, которую платит потребитель. Только ряд организаций существует на тарифах, а цена, за которую потребитель платит, ее так и надо называть — ценой. Она складывается из многих компонентов и только один из них — рыночный, а другие —регулируемые. Поэтому правильно говорить, если мы хотим узнать цену, которую должен заплатить потребитель, так ее и называть — ценой, а не тарифом.

МАКСИМОВСКАЯ М. А.:

— Средний и малый бизнес жалуется часто, что не сможет развиваться, если цена будет завышаться и завышаться.

ШИШКИН А. Н.:

— С этим есть проблемы, это правда. Но если мы так отрегулируем все категории, то тогда вообще рынок не нужен? Давайте регулировать. Тогда появятся иждивенческие настроения части потребителей к потреблению электроэнергии. Я не зря сказал, что дискуссия имеет как техническую, так и философскую части. Мы же хотим стимулировать еще бережное отношение к электроэнергии, введение новых технологий ее использования. То есть потребитель должен внести свою часть (я пока про деньги не сказал) в энергосбережение.

Рижинашвили Джордж Ильич, заместитель председателя правления ОАО «РусГидро»:

— Пару слов о генерирующей компании, потому что мы все-таки производим электроэнергию и с этой точки зрения смотрим на то, что происходит в отрасли. Надо сказать, что после 2008 г. мир изменился. Потому что до этого была единая компания РАО ЕЭС России, были корпоративные методы управления. А после реорганизации РАО на Минэнерго навалилось очень большое количество задач, которые транслировались через советы директоров на все крупные компании. Была утверждена новая стратегия компании «РусГидро». Стало очевидно, что подход к износу оборудования, особенно после того несчастья, которое произошло на Саяно-Шушенской ГЭС, должен рассматриваться уже в новой форме. И в этом смысле стандарт по формированию инвестиционных программы — это постановление № 977, которое нацелено, главным образом, на то, чтобы через Совет директоров и через механизм управления от Минэнерго ставить новые задачи.

Стоит отметить три важных элемента по стратегии компании, которая Советом утверждена. Первое — реконструкция и износ оборудования: основная проблема сегодня. Второе — принципиально иной подход к партнерскому окружению. Важно не просто локализовать производство, а еще и закрыть рынок для зарубежного партнера на территории Российской Федерации, запретив ему продавать продукцию только для тебя. Потому что если ты монопокупатель, то ты ему гарантировал безграничную высокую доходность на какой-то период времени. И третье — инвестиционная стратегия. По техническому перевооружению и реконструкции каждая из компаний такие проекты имеет. РусГидро не исключение: есть такая программа. При этом особенность заключается в том, что она увязана со схемами финансирования: есть этап, есть трехлетняя программа, часть объема включена в инвестиционную программу 2012 – 2014 гг., которая составляет 350 млрд руб. и уже обеспечено источниками. И все это увязано с подбором поставщиков оборудования по тендерным процедурам, что сегодня достаточно сильно отслеживается ведомством.

Пример по компании «Аристон»: сегодня РусГидро реализует программу локализации производства турбинных генераторов и иного основного и вспомогательного оборудования в Башкирии, потому что там это выгодно делать с точки зрения неких экономических преференций. Основная задача была в том, чтобы не сформировать единую монополию по закупке этого оборудования у компании «Аристон», потому что, естественно, это очень выгодная сделка для любого поставщика оборудования, и, с другой стороны, на территории стран СНГ локализовать производство и реализовывать продукцию уже от совместного предприятия. Это значит, что французы, например, туда сами не могут продавать оборудование — иначе бы создавался механизм некой такой лейкопластической ценовой модели, при которой мы бы, как локализующая компания, ничего не выигрывали бы. Поэтому сам подход по локализации производства носит точечный характер.

Что касается инвестиционной программы и инвестиционной стратегии компании, можно выделить два элемента. Естественно, государственное финансирование — это не та резина, которую можно бесконечно долго использовать — и в этом смысле нужно идти в некие модернизированные схемы финансирования программ, где нагрузка ложится не только на государственный бюджет, но и на иные инфраструктурные организации и инвестиционные банки.

Пример: Богучанская ГЭС и Богучанский алюминиевый завод, так называемый проект «БЭМО». Мы получили в прошлом году финансирование на 50 млрд руб. (по сути, на 2 млрд дол.) на 16 лет: беспрецедентная сделка — тем самым разгрузили инвестиционную программу общества. Это первая часть — то, что касается источника финансирования. Вторая часть — естественная консолидация. Естественная не потому, что государственные компании сегодня преследуют такие задачи в рамках соответствующих поручений, хотя такие правильные корректные поручения есть, а потому что сам мир после реорганизации РАО естественным образом идет к тому, что снижение двойной маржинализации, снижение издержек и операционных затрат могут быть реализованы только через механизм функционирования крупных генерирующих компаний.

Еще один элемент инвестиционной стратегии — концентрация и организация партнерских взаимоотношений. Например, сегодня в зоне Сибири мы являемся партнерами ЕвроСибЭнерго — компании Олега Владимировича Дерипаски, потому что она тоже владеет гидростанциями. Государство приняло решение по передаче нам 40% пакета Иркутскэнерго. То есть формируются локальные крупные компании, с которыми государству легче разговаривать, поскольку они понятны, они не разрознены, они сконцентрированы в каких-то конкретных зонах и наиболее естественным и правильным, с точки зрения экономики, образом удовлетворяют конечный спрос, транслируя цены

сбытовым компаниям, в итоге формируя базис для снижения цен для конечного потребителя.

Критерием оценки эффективности деятельности компании и результативности по итогам реализации стратегии является стоимость. Совет директоров считает, что к 2015 г. компания должна стоить 40 млрд дол. Это достаточно амбициозная и правильная задача. Понятно, что и государство, как акционер, от этого выигрывает. И частные, миноритарные, акционеры тоже могут от этого выигрывать. Можно отметить, что на примере РусГидро возник новый элемент стыковки компании (через Совет директоров) с Минэнерго в отсутствие такой организации, как РАО ЕЭС России. Функционирование этого стратегического элемента взаимодействия между и коммерческим игроком с госсобственником, а где-то и с частным собственником, в итоге приводит к росту стоимости бизнеса, что достаточно правильно и зависимости здесь со структурой капитала нет: такие же правила применяются к частным компаниям. На примере ОГК-5, для итальянцев существуют такие же универсальные правила поведения, которые транслируются Минэнерго.

Федоров Денис Владимирович, генеральный директор ООО «Газпром энергохолдинг»:

— Прежде чем начать доклад, я хотел бы несколько слов сказать о состоявшейся дискуссии. Я услышал такие фразы: отсталые технологии, несовершенные тепловые схемы. Тут сидит много уважаемых энергетиков разных поколений, которые создавали эту отрасль. И я всегда считал и считаю, и в институте, и в аспирантуре меня учили тому, что у нас электроэнергетика является одной из самых современных и надежных в мире. И на самом деле это действительно так. Да, у нас есть достаточно большие и серьезные проблемы, но так уж прямо посыпать голову пеплом я бы не стал.

Возвращаясь к вопросу модернизации, я бы хотел сказать, что это вопрос, прежде всего, технический, и хотел бы вернуться в техническую плоскость, потому что мы никогда с вами ничего не посчитаем, пока не поймем, что нам нужно модернизировать и сколько это стоит. Уже неоднократно говорилось, что на сегодняшний день практически единственным механизмом обновления фондов электроэнергетики является долгосрочная программа модернизации (ДПМ). По нашим данным общие запланированные объемы ввода по ДПМ с 2007 по 2017 г. составляют 30 ГВт. Это правильно. Из них порядка 9 ГВт приходится на генерирующие компании, входящие в группу Газпрома. Мы считаем, что эти объемы явно недостаточны: если брать только тепловую генерацию, т. е. если исключить гидро- и атомную генерацию — это всего 20 % установленной мощности тепловых электростанций. Поэтому вопрос модернизации и реновации оборудования стоит очень остро — гораздо острее, наверное, чем вопросы ДПМ.

Более 90 ГВт мощности, или более 60 % общего объема установленной мощности, введены до 1980 г. (об этом тоже говорилось). Они вырабатывают свой ресурс. Это характеризует общую проблему российской электроэнергетики. Мы считаем, что в течение последующих 5—10 лет серьезного ремонта и реконструкции потребует, как минимум, более 50 ГВт мощностей. Это консервативные оценки — на самом деле их, наверное, больше.

На примере Рязанской ГРЭС, которая входит в ОГК-6, мы постарались проанализировать, почему эти проблемы на сегодняшний день столь актуальны. Посмотрите на сроки ввода оборудования: 03.12.73 — первый энергоблок, 21.12.73 — второй энергоблок, 09.01.74 — третий энергоблок, 29.06.74 — четвертый энергоблок. Блоки вводились с разбежкой от 3 до 6 мес — вот так же лавинообразно они начнут у нас скоро выходить из эксплуатации. И для того чтобы нам грамотно распорядиться тем временем, которое у нас есть, и не вывалить потом на потребителя одномоментно все затраты, которые нам потребуются для поддержания этих объектов в нормальном состоянии, программу модернизации российской электроэнергетики нужно принимать уже сейчас.

Учитывая то, что мы находимся в Петербурге, мы посчитали потребность в инвестициях для ТГК-1. Мы, честно говоря, не знаем ту работу, которую делало НИИ им. Г. М. Кржижановского. Нас до сих пор с ней не познакомили, поэтому эту работу делаем сами силами подразделения ТГК-1 и Газпромэнергохолдинга. По самым пессимистичным или скромным оценкам мы считаем, что до 2020 г. нам нужно будет модернизировать около 140 МВт мощностей. Прирост мощности будет относительно небольшим: всего 200 МВт. Это пока приблизительные оценки. Опять же, цифры ЭНИН по затратам на модернизацию мы не видели: по нашим оценкам, до 2020 г. только на работы по модернизации нам понадобится более 32 млрд руб.

Что происходит с текущей финансовой ситуацией в ТГК-1? Она на сегодняшний день устойчивая, понятная нам, контролируемая, но тем не менее, мы говорим о том, что на сегодняшний день долг ТГК-1 перед банками уже составляет 27 млрд руб., а для завершения программы ДПМ нам понадобится еще 25 млрд руб. Деньги для нас посильны, и мы их

поднимем: мы не вывалимся за ковенанту и будем входить в лучшие рейтинги банков. Но, тем не менее, это отражает общий уровень — то, что нам для инвестиций, точно, не хватает собственных средств и мы привлекаем достаточно большой объем заемных средств. При этом по нашим оценкам на модернизацию нам понадобится 32 млрд руб. до 2020 г. Эти деньги мы точно не потянем: их сегодня в тарифах нет, и откуда их взять пока непонятно. В целом мы считаем, что по самым скромным оценкам отрасли понадобится около 1,5 трлн руб. Мы ежегодно вкладываем в техвооружение и реконструкцию порядка 2 – 2,5 млрд руб. и нам необходимо еще 3 млрд руб. вложить в модернизацию, а их у нас на сегодняшний день нет. Мы активно занимаемся модернизацией наших объектов, несмотря на то, что зачастую это для нас является убыточным.

Для того чтобы сложилось понимание, что не все так хорошо и здорово, как может показаться, мы приводим два примера. Первый — каскад Вуоксинской ГЭС. Вводятся 4 агрегата. Проект будет завершен в 2012 г. В результате у нас возрастет установленная мощность на 76 МВт. Проект выполняется в рамках ДПМ. При этом, как ни парадоксально, за новые модернизированные блоки генерирующие компании будут получать плату всего 10 тыс руб. за 1 МВт, в то время как за блоки, которые мы не модернизировали и которые сейчас работают на наших гидроэлектростанциях — плату за мощность 90 тыс руб. за 1 МВт. Таким образом, встает вопрос, зачем мы это модернизировали. Мы поставили новое оборудование, мы увеличили его мощность, увеличили его эффективность, а оплату получаем в 9 раз меньше, чем на старых блоках. Ну, в какие ворота это лезет, и о какой модернизации в дальнейшем может идти речь?

Второй пример — Киришская ГРЭС: уникальный, с нашей точки зрения, проект, который может послужить прообразом реформы всех конденсационных электростанций в России и всех ГРЭС. Это надстройка двумя газовыми турбинами «Siemens» по 270 МВт, паровой турбиной 300 МВт, с глубокой реконструкцией котла-утилизатора. Мы уже понимаем, что столкнемся с большими проблемами при согласовании тех затрат, которые понесли. Мы считаем, что на сегодняшний день не созданы стимулы для дальнейшей реализации проектов модернизации. Что делается для решения проблем модернизации. Первое, проблема не обсуждается между исполнителем работы и генерирующими компаниями. Мы оторваны от этого процесса: ни к нам, ни на станции, ни в один проектный институт, который с нами работал, не поступило вообще ни одного запроса. Мы вообще не знаем, какие там ведутся работы. Как можно обсуждать модернизацию ТЭЦ-12 Мосэнерго, ТЭЦ-22, ТГК-1, когда исполнитель работы даже не знает и не понимает, в каком состоянии находится оборудование, в каком состоянии фундаменты, что нужно модернизировать, что нужно менять. В результате окажется, что мы получим нежизнеспособную, технически невыполнимую и экономически непроработанную модель. Мы считаем, что работа без привлечения нас приведет к невозможности реализации проектов модернизации либо их дальнейшая реализация будет неэффективна. Наше предложение — создать рабочую группу между отраслевыми игроками. В нее должны войти Газпром, ИнтерРАО, СУЭК РусГидро, КЭС, Росатом, все иностранцы, а также Совет рынка, Минэнерго, Агентство по прогнозированию баланса в электроэнергетике и Системный оператор единой энергетической системы.

Выводы. ДПМ на 30 ГВт не решает проблему модернизации старых мощностей. Для поддержания работоспособности отрасли, с нашей точки зрения, при самых консервативных подходах, нужна модернизация 50 ГВт мощностей только по ГК-1. Наша потребность в затратах превысит 32 млн руб. (пока это предварительные цифры), потребность в модернизации отрасли составит порядка 1,5 трлн руб. Генерирующие компании не обладают на сегодняшний день ресурсами для самостоятельного финансирования этих затрат. Мы считаем, что требуется согласованное решение на уровне министерств и крупнейших игроков. Возможным решением проблемы является создание рабочей группы с участием представителей всех заинтересованных сторон. Мы считаем, что проекты, которые нуждаются в достаточно быстрой реализации, можно включить в текущие проекты ДПМ.

КОЖУХОВСКИЙ И. С.:

— Спасибо, Денис Владимирович. Я хотел бы поддержать ваш основной тезис. Мы, как отраслевые аналитики, представители Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, четко видим, что есть отраслевые документы, планы вводов на ближайшую пятилетку, на следующую пятилетку и на последующие периоды. Первая пятилетка закрыта инвестиционными программами компаний, она обеспечена — люди начали строить. По второй пятилетке планы правительства в правительственных документах и планы компаний отличаются кардинально. Она прорисована, начиная с 2015 – 2017 гг. и дальше. Однако компании не приступили к реализации этих инвестиционных проектов, эту проблему Денис Владимирович обозначил в своем докладе, и я хотел на этом акцентировать внимание.

МАКСИМОВСКАЯ М. А.:

— Не хотите спросить у Эдуарда Петровича, чего это он в отрыве от генерирующих компаний работает?

ВОЛКОВ Э. П.:

— Действительно, программа модернизации непростая, ну а реализация ее наверное будет еще более сложная. Что касается программы взаимодействия с генерирующими компаниями, прежде всего, первый вариант был разослан в 62 адреса, т. е. по всем генерирующим и сетевым компаниям. Мы получили официальные отзывы от 45 субъектов. А теперь по поводу Газэнергохолдинга. Генеральный директор говорит: «Не знаю, не читали». А Газэнергохолдинг дал нам все материалы, и мы знаем все, что делается у них. Более того, я 2 раза разговаривал с первым заместителем генерального директора Шацким, а генеральный директор об этом не знает. И, наконец, оказалась визиточка, написано: «Башук Денис Николаевич — директор по производству Газэнергохолдинга». Башук Денис Николаевич сидел у нас со своими людьми около двух с половиной часов, обсудили все программы, пришли к тому с чем большинство согласилось, а с чем-то нет, т. е. идет процесс взаимодействия. А генеральный директор, такое впечатление, даже не знает,

ШИШКИН А. Н.:

— Я неоднократно разговаривал и с Денисом Владимировичем, и с Эдуардом Петровичем. Действительно, на каком-то этапе мы пришли к выводу, что нам нужна более широкая дискуссия и другие коммуникации между нашей научной частью разработок и практиками. Говорить, что в данном случае они выстроены правильно, я бы не стал. Когда мы рассмотрели программу на научно-техническом совете, то пришли к выводу, что дискуссия должна быть более широкой. Действительно, наверняка требуется более понятная проработка по каждой электростанции. Почему? Потому что износ оборудования происходил неравномерно, потому что станции грузились неравномерно — это раз. Второе — наверняка какие-то фундаменты, о которых говорил Денис Владимирович, более изношены, более нагружены, изменены грунты, изменена водная геология внутри под этими станциями и т. д. Это индивидуальное, а я бы хотел сказать, что оно должно быть системным. Нельзя подойти к 400 электростанциям с меркой индивидуального пошива, тогда они будут стоить у нас как Бриони, а мы должны это сделать наиболее дешевым, стандартным, системным.

Механошин Борис Иосифович, заместитель генерального директора, технический директор ОАО «Холдинг МРСК»:

— Когда я готовился к сегодняшнему выступлению, то у меня была совершенно четкая позиция. Действительно, настало время, когда просто просить больший тариф, просто просить кредиты или бюджетные деньги у государства или даже просить гарантию под заимствование, безусловно, можно, нужно и делается, но если в этом видеть основной путь, если в этом основное движение, то, на мой взгляд, это неправильно и технически, и социально.

Что мы, как инженеры, можем сделать для того чтобы повысить эффективность ценообразования (возвращаемся к любимой вами цене)? Мы, как сетевой комплекс отвечаем за сегмент в этой цене, за долю от федерально-сетевой компании, которая получает цену от генерации, и до энергосбытовой компании. За этот сегмент цены отвечаем мы.

Теперь давайте посмотрим, что же у нас в хозяйстве есть и какого масштаба это хозяйство. Территория нашего огромного холдинга — это 69 субъектов Российской Федерации. Вы видите какое огромные по количествоо населения мы обслуживаем, доходим до каждого промышленного потребителя. Поэтому мы глубоко чувствуем все то техническое наследство, которое нам досталось в итоге.

Давайте посмотрим на структуру наших сетей, а отсюда сразу увидим проблемы. У нас свыше 700 тыс км сетей на 0,4 кВ. Это самый-самый низкий сегмент напряжения, это сельские сети и это тот сегмент, который несет для нас наибольшие потери — как технические, так и коммерческие. Мы к этому еще вернемся. Теперь посмотрим на то, что у нас происходит с аварийностью, с ее причинами и путями по их преодолению. Основные аварии происходят на линиях электропередачи, на проводах. Они составляют иной раз 70 % общего их количества. Эта аварийность технически подтверждает уровень износа основного оборудования. У нас износ основного оборудования такой, что 4 % оборудования выработало уже многократно свой срок службы и приносит нам сегодня львиную долю отказов, общая доля износа оборудования уже подходит к 70 %.

Как мы это видим и ощущаем? Есть такая классическая старая инженерная вещь, называется «теория надежности», которая говорит, что интенсивность отказов сначала высокая, потом долгое время объект живет, интенсивность отказов начинает резко возрастать (это относится, кстати, и к людям тоже). Так у любого объекта. Мы сегодня по всем статистическим показателям находимся на этой возрастающей кривой по теории надежности. Почему?

А потому, что большая часть нашего оборудования уже превысила расчетный срок службы. Иной раз дважды. Что же делать? Мы наблюдаем тенденцию к росту аварийности, старения.

Хотел бы обратить внимание, что есть ограничители на пути модернизации, реновации, замены основных фондов. Этих ограничителей несколько. Один ограничитель очень простой и понятный — Системный оператор не даст мне соврать — отключить для производства ремонта мы вряд ли можем больше чем 5% линий электропередачи просто по режимным соображениям. Вторая часть, она тоже интересна. Если мы посмотрим на историю, то увидим, что мы строили нашу сеть, кстати говоря, как и другие развитые страны, в течение столетия. Сегодня, имея 2 млн км линии электропередачи, в год мы пристраиваем примерно 1—2% построенного. И в Соединенных Штатах, и в Евросоюзе, и в Австралии, и в Новой Зеландии такие же цифры. Автоматически чисто финансовыми решениями «купим новое — поставим вместо старого» проблему перелома тенденции старения и роста аварийности и тем более проблему опережающего развития пропускной способности линий электропередачи к растущим требованиям экономики просто заменой и строительством, к сожалению, или к счастью, не решить. Почему я так говорю: «к сожалению или к счастью» — потому что наукоемкие инженерные методы всегда гораздо более эффективны, чем просто замена одного на другое, старое на новое. Это известный факт. Поэтому что хотелось бы отметить, что инновационные методы реконструкции, перехода на другое оборудование, управления сетями, эксплуатации, аварийно-восстановительными работами, которыми мы сейчас занимаемся, они-то и дают, и дадут, по нашим оценкам, вот ту самую серьезную составляющую, которая реально сможет переломить тот самый тяжелый финансовый момент, который у нас есть, и такую тенденцию, которая у нас тоже есть.

Проиллюстрирую это просто на нескольких примерах. Чего от нас хочет потребитель, чего от нас хочет регулятор, что от нас хочет министерство в лице Андрея Николаевича? Первый вопрос — куда собираемся вкладывать деньги? Что это даст? Насколько надежней станет энергоснабжение на Сахалине, к примеру? Первая наша программа — это создание системы управления рисками. Рисками технологических нарушений. Что это значит. Это значит, что мы должны уметь, зная техническое состояние своих энергообъектов, посчитать риск технологического нарушения в каждом регионе, на каждом элементе своей сети и затем создать уже систему управления техническим состоянием активов, т.е. систему управления рисками, потому что, на самом деле, мы должны обеспечить заданный уровень надежности поставки электроэнергии потребителю, т.е. минимизировать риски отключения. Тогда у нас дискуссия с потребителями станет вполне логичной, и потребитель сам будет решать, нужна ему сверхнадежность за сверхденьги или он удовлетворится разумной надежностью за разумные деньги. И это баланс интересов — это то, что нам нужно, это то, что нам, я так думаю, удастся отработать и уже отрабатывается и с регулятором, и с министерством, и с государством.

Теперь давайте посмотрим: после того, как мы взяли под контроль риск и научились оценивать его количественно, хочу подчеркнуть, здесь очень важное слово «количественно», потому что если оценивать качественно, то это вопрос экспертного мнения Эдуарда Петровича против моего, например, или против Олег Михайловича, на основе этого можно и нужно строить разумную стратегию.

Небольшой пример. У нас огромное количество линий электропередачи класса 110 кВ — свыше 250 тыс км, и почти за столетие, местами (у нас есть линии, которые построены в 1912 г., и до сих пор в эксплуатации) произошло существенное снижение их эксплуатационных характеристик, вызванное иной раз совершенно отстоящими отдельно от энергетики, но красивыми причинами. Например, в районе Санкт-Петербурга земля поднялась на 1 метр в столетие. Это означает, что мы, как энергетики, потеряли габарит в 1 м, а стало быть, уменьшилась пропускная способность. Поэтому, когда мы начинаем рассматривать пропускную способность наших линий электропередачи с этой точки зрения, тогда мы можем определить реальную стратегию восстановления, использования всех резервов по пропускной способности линий электропередачи или перевода их в режим так называемого «динамического рейтинга». Это дает существенный выигрыш, кстати, с минимальными затратами.

И еще один яркий впечатляющий пример. Если вспомним то, что я говорил в самом начале про то, что у нас 700 тыс км линий электропередач 0,4 кВ, и если ужаснемся от того, какую огромную сумму мы тратим каждый раз, оплачивая потери в этой сети, то простая программа перевода линий с напряжения 0,4 на 10 кВ в сельских сетях и уменьшением их доли до 300 с 700 тыс км позволяет высвободить огромные финансовые ресурсы, для того чтобы запустить такой процесс модернизации всего уже сетевого хозяйства.

Конечно, все это становится возможным, только если (а в этом задача холдинга) создать условия для такого инновационного развития. Что помогает

сегодня? Переход на РАП-регулирование позволяет нам иметь долгосрочную стратегию с отечественными производителями и заключать с ними длительные договоры которые позволяют им правильно выстроить свою стратегию и финансироваться для развития производства. Такая же долговременная стратегия позволяет нам серьезно работать со всеми, кто приходит на наш рынок из-за рубежа, решая две задачи: локализация тех продуктов, которые они предлагают; получение доли рынка от третьих стран для наших инженерных компаний, для наших производителей оборудования.

И, наконец, последнее, но самое главное. Мы как холдинг разрабатываем большую программу с нашими крупнейшими учебными институтами по восстановлению инженерно-научного потенциала сетевого комплекса, для чего мы создали свой научно-исследовательский инжиниринговый центр. Да, у нас есть огромная программа по НИОКР и к ней мы относимся с чрезвычайной ответственностью. Мы видим большую потребность в интеллектуальных ресурсах, которые позволяют наиболее эффективным способом решать эти задачи.

Бударгин Олег Михайлович, Председатель Правления ОАО «ФСК ЕЭС»:

— Уважаемые коллеги, партнеры, буквально три дополнения. Первое — о реформе, второе — о роли сетей, третье — а что в мире.

Во-первых, признаюсь, я не был активным участником рабочей группы реформы в электроэнергетике России, но двумя руками поддерживаю ее. Но в то же время настал, видимо, час, когда надо подвести итоги реформы и понять, о чем мы говорим. Какой электросетевой комплекс страны? Что такое комплекс? Комплекс подразумевает, что есть элементы единства. Но элементов единства, к сожалению, нет. Это ни в коем случае не критика, ни в коем случае какой-то отрицательный итог, это просто такой период времени, когда надо оценить то состояние, к чему мы подошли. Надо подвести итоги и провести какие-то дополнительные мероприятия, в первую очередь, по отношению к нашим потребителям.

Я двумя руками за критику, которая звучит в адрес энергетиков. Тем более, что я сам потребитель и чувствую на себе, когда чего-то не хватает. Не хватает комфорта, не хватает надежности.

Так вот, в электросетевом комплексе сегодня есть федеральные сетевые компании, которые эксплуатируют оборудование 220 кВ и выше. И мы все делаем для того, чтобы наши потребители — крупные, большие, все потребители, чувствовали себя комфортно и надежно. И показатели об этом говорят.

Министерство энергетики подвело итоги и сказало, что лучшая компания года — Федеральная сетевая компания. Много проблем. К сожалению, надежность магистральных сетей сегодня в первую очередь зависит от людей, потому что резерва нет, износ большой, люди, человеческий фактор, в первую очередь, решают проблему надежности. Благодаря этим людям сегодня те 23 тыс человек, которые работают в ФСК, обеспечивают надежность. Но, кроме нас, еще есть МРСК, есть территориальные сетевые компании, население. Потребители этого не понимают. Говорят про электросетевой комплекс. Даже мы говорим: «электросетевой комплекс». А его нет. Потому что нет единой технической политики, нет единой ценовой политики, нет единой политики развития.

В Петербурге в прошлом году Валентина Ивановна требовала: «Дайте новые мощности в центр Петербурга». Построили суперсовременную цифровую, уникальную подстанцию закрытого типа на 330 кВ. 200 МВт в центр города дали. А Ленэнерго не подвело свои линии. Мы взяли деньги у населения для того чтобы построить эту суперсовременную подстанцию. Но люди, потребители не увидели этого эффекта, потому что Ленэнерго — это другая компания. Она не синхронизировала свою программу развития. Она или не хотела, или не видела, что мы строим эту подстанцию. И сегодня до сих пор не все потребители почувствовали эффект от этой подстанции.

Нашей компании в 2010 г. председатель правительства доверил долгосрочную программу развития. Благодаря ей мы не только увидели перспективу, мы стали синхронизировать свою работу. Наши партнеры — гидроэнергетики, теплоэнергетики, распределительные сети — увидели, что мы делаем. Мы с ним согласовываем свою программу, с регионами согласовываем. Только долгосрочная программа обеспечит развитие электроэнергетики.

Так вот какие-то несколько чудаков в территориальных распределительных сетях вместе с местными руководителями решили под шумок утвердить свои программы: давайте мы за год выполним пятилетнюю инвестиционную программу. И загнали тарифы. А население сегодня считает, что энергетики виноваты. А реально у себя в глазу соринку не увидело, потому что местные, родные.

Роль сетей. У нас количество отказов точно такое же, как и во всем мире. Только в мире сети резервированы. Если у них отключается линия, они не бегут ночью и не дежурят там с аварийным резервом. Просто они переключаются и в спокойном режиме на следующее утро на линии находят эту точку и восстанавливают электроснабжение. В Европе подстанции не модернизируют, как мы

подстанцию Восточную на ходу делаем и реконструируем. Просто отключают ее, потому что она зарезервирована и спокойно ее модернизируют, ставят новое оборудование. А за этот период времени персонал обучается.

Я совершенно согласен со своими коллегами из холдинга, что российская, и не только российская, промышленность нацелена на определенный уровень реализации инвестиционной программы. Более той суммы, которая сегодня здесь озвучена, мы не сможем ее сделать, промышленность не готова, проектировщики не готовы, оборудование не готово. Мы только через 10 лет достигнем определенного эффекта резервирования, который сейчас мы наметили вместе с Минэнерго по федеральным сетевым компаниям. На Саяно-Шушенской ГЭС — 4,5 МВт ч ушло. Удержали ситуацию сетями, никто не почувствовал, ни один потребитель в стране. Тяжело было работать в прошлую зиму. Потому что 25 линий в стране не имели права отключиться ни на секунду, замерзли бы. Так вот сети удержали.

Я уважаю своих коллег, руководителей генерации, но в сети надо вкладывать деньги. Наша доля для потребителя всего 6 %. Вот из рубля шесть копеек — это доля ФСК. Мы предлагаем Совету директоров утвердить постоянный отчет нашей компании в режиме он-лайн перед всеми потребителями: куда мы тратим свои деньги. Более того, мы выйдем с предложением, чтобы техприсоединения потребителей проводить за счет инвестпрограммы ФСК для того чтобы дать возможность малому, среднему бизнесу развиваться. Мы посчитали, в принципе это возможно, потому что вся страна будет участвовать в развитии экономики страны. Сети надо строить, сети надо модернизировать, сети надо модернизировать на 100 % инновационной основе .

В науку надо вкладывать деньги. Прорывных технологий в электропередачах нет. Нужны новые технологии. И я уверен, что они уже где-то готовятся: и в наших лабораториях мы знаем, что делается и по сверхпроводимости, и по накопителям большой мощности.

В 80-х годах (до 1985 г.) еще было определенное резервирование. Мы быстро, интенсивно развивались, нужно было на Тюмень тянуть линии, нужно было на Восток тянуть линии, и не успевали с резервированием. Сейчас эта работа идет. Более того, сейчас возникли большие требования к качеству электроэнергии. Например, колебания напряжения население на Сахалине чувствует. А как чувствует их то современное, технологическое оборудование, которое у металлургов, современное электрооборудование, которое в домах. Поэтому, безусловно, сегодня и над этим сетевые комплексы работают.

В этой связи хотел бы подчеркнуть следующее: нам надо объединяться. Не объединяться по бизнесу, не объединяться по собственности. Нам нужна единая техническая политика, нам нужна единая программа развития. Сейчас Министерство энергетики — это совершенно другое министерство. Сегодня это мощная команда, ей надо довериться, ей надо помочь.

А то, что произошло зимой в Подмосковье, и то, что сейчас произошло с тарифами, с ценой на электроэнергию, говорит об отсутствии каких-то сильных, ключевых элементов единения.

Бокарев Борис Алесандрович, заместитель начальника управления — начальник отдела электроэнергетики ГК «Росатом»:

— Я расскажу о позиции госкорпорации «Росатом». Не буду утомлять цифрами. В стране сейчас 24 ГВт атомных мощностей. И это только 11 % установленной мощности всех генераторов. Я должен сказать, что мы всячески и всецело поддерживаем инициативы, связанные с долгосрочным планированием в энергетике. То, что делается — это и генеральная схема размещения объектов электроэнергетики, и программа долгосрочных действий госкорпорации «Росатом» по строительству атомных электростанций в стране, и программа модернизации — это все нацелено именно на долгосрочное планирование. И наша позиция заключается в том, что именно долгосрочное планирование позволит сделать энергетику и эффективной, и обоснованной по цене, обоснованной по балансам, обоснованной по параметрам, которые мы сейчас можем называть ценой, тарифом, надежностью.

И это очень важно для нас. Говоря об инновациях в атомной энергетике, как, в общем-то, и обо всей энергетике, мы должны, прежде всего, помнить о том, что у нас была большая пауза в строительстве атомных мощностей после аварии на Чернобыле. Эта пауза была вызвана объективными факторами и сейчас мы восстанавливаем программу строительства АЭС. У нас в плане строительство девяти энергоблоков, которое мы сейчас ведем. И, безусловно, те инновационные решения, которые мы принимаем во время строительства и при проектировании новых электростанций, должны отразить нашу, я не побоюсь этого слова, ведущую роль в мире атомной энергетики.

В 2013 г. заканчивается проект, который мы называем ВВЭР-ТОИ. Это типовой оптимизированный информатизированный проект реактора, который позволит снизить стоимость строительства новых АЭС и сроки строительства. Мы будем строить дешевле и строить быстрей. Безусловно, сейчас после событий в Фукусиме мы кардинально

пересматриваем — и эти предложения вносятся и на международном уровне — требования к безопасности атомной энергетики. Это новые инициативы, которые озвучиваются буквально ежемесячно.

Я бы сказал, наш самый главный инновационный шаг, который мы должны предъявить всему обществу и энергетике, это то, что с 2015 г. мы переходим на серийное строительство АЭС. Для нас серийное строительство — это основа нашего благополучия, это основа снижения затрат, потому что пауза после аварии на ЧАЭС привела к тому, что были потеряны многие квалифицированные кадры в проектировании, инжиниринге, строительстве, машиностроении. Мы сейчас по сути дела с нуля восстановили всю российскую атомную отрасль. Все ключевое оборудование, которое мы используем при строительстве атомных электростанций, должно быть российским. В этом мы немного отличаемся от традиционной энергетики, которая спокойно использует газовые, еще какие-то турбины зарубежного производства. Для этого мы должны восстановить полный комплекс атомного и машиностроения, и строительства, и проектирования.

Фактором, вселяющим в нас уверенность в финансировании строительства, был запуск договоров о поставке мощностей. Мне кажется, это важный шаг в долгосрочном финансировании развития энергетики, как атомной, так и любой другой. И мне кажется, что это завоевание, его надо сохранить. Сейчас все начали понимать, что такое надежность, качество, планка требований растет. При этом та цена, которую мы платим за электроэнергию, только сейчас доходит до мировых стандартов, а требования-то у нас появились уже вчера. И мне кажется, что тот путь, по которому мы двигаемся с точки зрения долгосрочного планирования, развития нашей энергетики, программы модернизации, он, в общем-то, правильный, и мы будем его всячески поддерживать и в дальнейшем.

КОЖУХОВСКИЙ И. С.:

— Борис Александрович, вопрос, который волнует всех, всю энергетическую общественность, и думаю, потребителей тоже. Ведь планы вводов атомных электростанций до 2030 г. — 50 блоков. И даже среди нас в это мало кто верит всерьез. Вторая часть этого вопроса — стоимость вводов, удельные капвложения. 2600 дол. — это цифра, которая у нас официально фигурирует везде. В этом есть большие сомнения, да и хотелось бы здесь ваше мнение услышать. И очень бы хотелось подтверждения что ли.

БОКАРЕВ Б. А.:

— Да, спасибо за вопрос. Действительно в наших планах по строительству АЭС до 2030 г., если мы откроем генсхему, есть максимальный и базовый варианты: от 36 до 50 энергоблоков до 2030 г. Сейчас мы скорее ориентируемся на базовый вариант — 36 энергоблоков.

Вопрос стоимости. Сейчас мы действительно ориентируемся на стоимость 2 700 дол. за 1 кВт установленной мощности. Мы планируем снизить стоимость строительства до 20 % и сроки строительства основной производственной части — до 40 мес. Это вызов для нас, этот проект должен закончиться в 2013 г. И строительство тех станций, которые начнутся уже после этого, уже будут идти по этому проекту.

С точки зрения того, сможем ли мы выдержать ту стоимость, которую заявили. Это действительно сложный вопрос. В прошлом году мы ввели, и сейчас эта станция работает и выдает мощность — Ростовская АЭС. Но эта станция — то, что мы называем «достройка». Калининская АЭС — это тоже «достройка» старых мощностей. Это то, что мы делаем на том заделе, который был сделан еще в Советском Союзе. Объективно сейчас у нас нет ни одной электростанции, которую бы мы построили в нынешних условиях с нуля до конца. И действительно у нас есть переживания по поводу того, что стоимость строительства должна быть уложена в эти рамки. Но по итогам 2010 г., мы на 17 % снизили стоимость строительства, я имею в виду тех физических объемов. И я имею в виду, что данные 2010 г. подтверждают те наши планы, те наши заявления о сохранении контроля над ростом стоимости строительства.

Российское энергомашиностроение: риски и угрозы

А. В. Григорьев, канд. экон. наук, Е. Н. Рудаков (Институт проблем естественных монополий)

Российское энергетическое машиностроение — одна из самых передовых отраслей российской промышленности. Потенциал отрасли: технологический, производственный и рыночный — поистине огромен. Однако помимо сильных сторон есть и слабые, и о них также необходимо помнить, понимать риски отрасли, чтобы найти варианты решений отраслевых проблем.

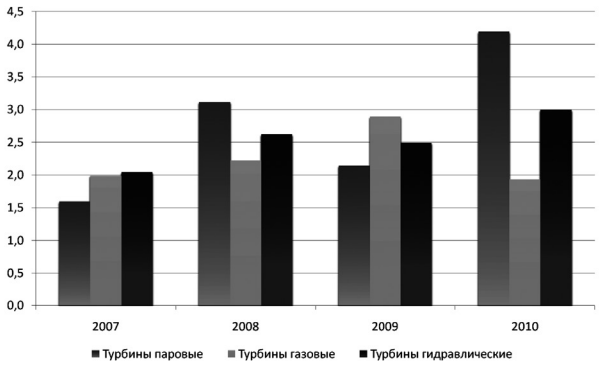


Рис. 1. Производство турбинного оборудования в 2007–2010 гг., ГВт

Проанализируем, как отечественный энергомаш прошел сквозь «горнило» мирового кризиса. В качестве примера возьмем производство турбин различных типов: как видно из рис. 1, в 2007 г. объемы производства находились на более низком уровне по сравнению с кризисным 2008 г. В 2009 г. было выпущено больше газовых турбин, но меньше паровых, т. е. происходили колебания в рамках каждого типа. 2010 г. показал уверенный рост производственных показателей. Можно сказать, что на фоне других отраслей промышленности энергетическое машиностроение если и пострадало от кризиса, то незначительно, и речь может идти скорее не о фактических потерях, а об упущенных возможностях роста.

Основные причины такого положения следующие: во-первых, вызванные отраслевой спецификой длительные производственные циклы. Этот фактор самым серьезным образом сгладил кризисную волну для российского энергетического машиностроения. Во-вторых, генерирующие компании, одни из немногих, кто в кризис обладал значительными запасами наличности и хорошими денежными потоками, пусть и в объемах меньше запланированных, но преступили к выполнению инвестиционных программ, а, значит, в отрасль пришли заказы от платежеспособных клиентов. В-третьих, оказал влияние фактор аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, для восстановления которой потребовалось производство оборудования на несколько гигаватт, что на фоне общего объема российского рынка представляет собой внушительную цифру.

Таким образом, можно резюмировать, что благодаря сочетанию ряда специфических и внешних факторов отрасль смогла пережить кризис практически без потерь. Будет ли она столь же успешна и дальше? Для российских производителей энергетического оборудования новый экономический цикл несет не только новые возможности, но и новые вызовы и риски. Ключевые из них:

- усиление конкуренции и давления со стороны зарубежных производителей;
- риски увеличения технологического отставания российских производителей от зарубежных;
- вступление России в ВТО.

Рассмотрим каждый из этих рисков подробнее.

Риск 1. Усиление конкуренции и давления со стороны зарубежных производителей. По имеющимся оценкам, давление со стороны зарубежных производителей энергетического оборудования на отечественном рынке в ближайшие годы будет лишь усиливаться. Более того, в нашу страну приходят уже не только производители, предлагающие полный комплект оборудования и услуг по его обслуживанию, но и EPC- и EPCM-контракторы, которые, для своих проектов, выбирают продукцию зарубежного производства. Более того, российские компании, к сожалению, всё чаще отказываются от решений на базе отечественного оборудования.

В качестве примера возьмем строительство ПГУ-410 (энергоблок № 14) на Невинномысской ГРЭС, где генеральным подрядчиком выступил консорциум компаний Атомстройэкспорт и Enel, которой, собственно, и принадлежит станция. Основные узлы на новом энергоблоке — производства зарубежных компаний. Газовая турбина с генератором — компании Siemens, паровая турбина с генератором — Siemens, котел-утилизатор — CMI. Не нашлось места российскому оборудованию и на другом энергоблоке Невинномысской ГРЭС (энергоблоке № 12). Генеральным подрядчиком выступает испанская компания Iberdrola Ingenieria y Construccion S. A. Uniperson, газовая турбина с генератором — General Electric, паровая турбина с генератором — Skoda Power a. s., котел-утилизатор — Nooter/Eriksen, Inc.

В действиях подрядчиков и заказчиков нет злого умысла по отношению к продукции российского энергомашиностроения. Просто у названых сторон нет причин для замены готовых, проверенных и хорошо себя зарекомендовавших технологических и технических решений на основе продукции зарубежных поставщиков с понятными экономическими результатами на что-то неизвестное. Хуже всего, что чем больше вводов новых мощностей на зарубежном оборудовании и по иностранным лекалам, тем меньше желания у участников рынка покупать отечественное.

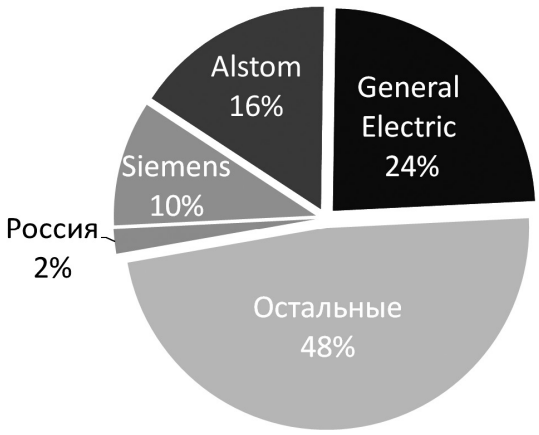


Рис. 2. Доли производителей энергетического оборудования на мировом рынке, 2010 г.

Необходимо сказать и о рыночной мощи конкурентов. Доля всего российского энергомаша на мировом рынке в 5 раз меньше замыкающего тройку лидеров немецкого Siemens, в 8 раз — Alstom, в 12 раз — General Electric (рис. 2). Более того, в ближайшие годы нам предстоит столкнуться с новыми вызовами, на этот раз с Востока. Китайская продукция, пока еще уступает по качеству грандам отрасли, но зато имеет очень привлекательную цену, чего наши компании по многим причинам предложить своим потребителям не могут.

Риск 2. Риски усиления технологического отставания российских производителей от зарубежных. Конкуренция по цене не сулит нашим производителям ничего хорошего. Современные передовые технологии, применение которых позволяет достигать высокой экономической эффективности работы, — ключевой фактор будущего успеха в конкурентной борьбе. В этой области в последнее время происходят некоторые позитивные сдвиги. Например, актуальной и необходимой выглядит недавняя инициатива Минпромторга с выделением 29 млрд руб. на НИОКР в энергетическом машиностроении на период до 2016 г. Для сравнения, компания General Electric ежегодно затрачивает на НИОКР только в секторе электроэнергетики около 1 млрд дол. Поэтому особенно важно рационально распорядиться имеющимися ресурсами.

Риск 3. Вступление России в ВТО. Инициатива Минпромторга, является действительно своевременной. Планируемое вступление нашей страны в ряды Всемирной торговой организации не оставит по сути никаких иных легальных инструментов господдержки отрасли кроме финансирования НИОКР. Да и то — с оговорками. Например, в известном споре Boeing — Airbus, одним из ключевых обвинений европейцев в отношении США были, как раз, скрытые, в виде софинансирования НИОКР, субсидии правительства США.

* * *

Ситуация, в которой находится отрасль, сложная, и для выхода из нее потребуются значительные усилия. Какие основные сценарии возможны в дальнейшем? Это, во-первых, добровольная консолидация в отрасли перед лицом усиления неравной конкурентной борьбы с зарубежными производителями. Во-вторых, создание крупного единого заказчика, способного стать не только крупным EPC и EPCM-контрактором, но и проводником между рынком и деньгами государства, выделяемыми на НИОКР и поддержку отрасли. В-третьих, создание отдельными российскими производителями альянсов с зарубежными компаниями, в надежде на постепенный трансферт технологий. У каждого из сценариев есть свои плюсы и минусы.

Консолидация. Что может дать отрасли создание российского Alstom или Siemens? Во-первых, естественные преимущества большой компании над маленькой: эффект масштаба, кредиты под более низкие проценты и т. п. Государству, особенно если оно будет одним из акционеров, будет проще оказывать отрасли помощь в рамках ВТО. Станет реальным осуществление проектов по крупносерийному производству стандартизированных энергоблоков ТЭС.

Минусы этого варианта, также, очевидны: в процессе консолидации необходимо будет согласовать интересы собственников и менеджмента ныне самостоятельных игроков рынка. Сверхкорпорация будет менее мобильна. И конечно самые серьезные опасения вызывают риски непрозрачности и связанной с ней низкой эффективности.

Национальный EPC-контрактор. Крупный единый заказчик и EPC-подрядчик, созданный при активном участии государства, мог бы решить ряд актуальных проблем отрасли. Выступая в качестве посредника между рынком, производителями и деньгами государства, выделяемыми на НИОКР, такой игрок стал бы эффективным инструментом реализации стратегии развития энергетического машиностроения.

Минусы во многом схожи с вариантом консолидации отрасли, к ним можно лишь добавить необходимость существенных государственных денежных вливаний на первоначальном этапе.

Альянсы. Альянсы с зарубежными производителями — наиболее активно реализуемый в настоящее

время сценарий развития событий. Плюсы его хорошо известны — зарубежные компании могут дать необходимые технологии и инвестиции.

Минусы тоже известны: действительно ключевые и передовые технологии передаются крайне редко. Немногочисленные попытки российских компаний осуществить трансфер технологий в области энергомашиностроения не привели к ожидаемым результатам. К тому же, если не развивать свое производство, а замещать зарубежным, то итогом, скорее всего, станет не возрождение российского энергетического машиностроения, а его превращение в «отверточное» производство из импортных комплектующих.

Выводы

У каждого из вариантов есть свои плюсы и минусы, и возможно и даже необходимо их сочетание. Более того, у нашей страны есть недавно утвержденная стратегия развития энергетического машиностроения с продуманной системой целевых ориентиров, научно оцененными рисками. Самое опасное в сегодняшней ситуации — понадеяться, что специфические факторы будут и дальше благоприятно складываться для российского энергомаша, т. е. активно ничего не предпринимать. Такое отсутствие должной реакции на имеющиеся вызовы неизбежно приведет российское энергетическое машиностроение к стагнации, а затем и к деградации, что абсолютно недопустимо.

Цены на электроэнергию в России негативно влияют на конкурентоспособность отечественной промышленности

Руководитель Департамента исследований ТЭК Института проблема естественных монополий Наталья Порохова выступила с докладом «Цена на электроэнергию в России: баланс интересов потребителей и производителей» на конференции «Реформирование электроэнергетики и его влияние на социально-экономическое развитие Сибири» (24 июня 2011 г., Красноярск).

В своем выступлении Наталья Порохова отметила, что на текущий момент и среднесрочную перспективу в России нарушен баланс между предельно допустимым максимальным уровнем цен на электроэнергию, т. е. таким, который не тормозит развитие отраслей экономики, и предельно допустимым минимальным, который способен обеспечивать развитие электроэнергетической отрасли. Однако проблема перспективной неконкурентоспособности отраслей промышленности России заключается не только в росте цен на электроэнергию, но и в трудностях структурного характера.

Прямое влияние цен на природный газ на состояние отраслей промышленности намного меньше, чем цен на электроэнергию, считает Порохова, так как основной объем природного газа потребляется в нескольких отраслях промышленности (химии, металлургии). Намного больше — косвенное воздействие газовой отрасли на промышленность через цены на электроэнергию. Для обеспечения конкурентоспособности отечественной промышленности на мировом рынке необходимо отказаться от принципа равнодоходности в ценообразовании на пригодный газ и обеспечить повышение инвестиционного процесса в газовой отрасли.

Уровень средних конечных цен на электроэнергию в России для промышленности практически достиг уровня США даже без учета паритета покупательной способности (ППС). Динамика роста цен на электроэнергию в России в течение последних 10 лет была самой высокой среди развитых стран. Корректный учет валютных курсов по ППС показывает, что цены на электроэнергию в России уже давно выше, чем в США, а в последние годы даже выше, чем в Европе.

Внутренние цены на газ в России пока остаются ниже, чем в США и странах Европы, однако индексация внутренних цен в России на фоне их падения в зарубежных странах во время кризиса стремительно сокращает этот разрыв. Сравнение по паритету покупательной способности демонстрирует тот факт, что цены в США и Великобритании уже ниже, чем в России. Это наглядно демонстрирует необходимость пересмотра ценовой политики в газовой отрасли России, резюмирует Наталья Порохова.

Влияние событий в Японии, в Северной Африке и на Ближнем Востоке на перспективы мировых энергетических рынков

Т. А. Митрова, В.А. Кулагин (Центр изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН)

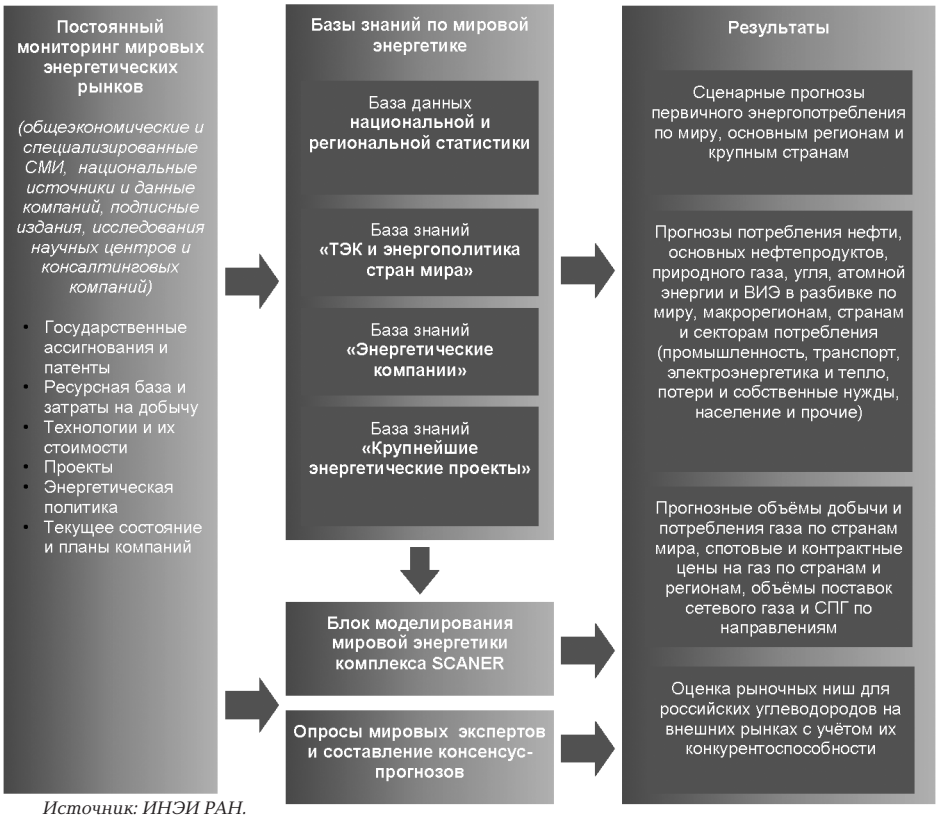
События начала 2011 г. существенным образом не только изменили текущую ситуацию на мировых энергетических рынках, но и оказали значительное влияние на приоритеты энергетической политики многих стран и вообще развитие мировой энергетики. Для России, как крупнейшего экспортера энергоресурсов, понимание последствий этих изменений очень важно при разработке экспортной стратегии. В качестве методологического аппарата анализа последствий этих событий использовалась система долгосрочного прогнозирования развития мировых энергетических рынков разработанная в ИНЭИ РАН в рамках модельно-информационного комплекса SCANER.

Методология

Целью данного исследования была оценка влияния событий в Японии, Северной Африке и на Ближнем Востоке на перспективы мировых энергетических рынков. Перед исследовательским коллективом Центра изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН стояли следующие задачи:

- оперативно собрать и систематизировать информацию о происходящих событиях;
- оценить их прямое влияние на энергетические рынки непосредственно участвующих стран и косвенное влияние на другие страны;
- подготовить уточненный с учетом новых обстоятельств прогноз развития мировых рынков и выявить основные угрозы и возможности для России.

В основе системы сбора и обработки информации по мировой энергетике, используемой в ИНЭИ РАН, лежит процесс постоянного мониторинга энергетических рынков. В страновом и региональном разрезе аккумулируются данные по ресурсной базе и затратам на добычу энергоресурсов, по национальной энергетической политике, государственным ассигнованиям и патентам, технологиям и их стоимости, проектам, текущим показателям и планам компаний (рис. 1). На



Источник: ИНЭИ РАН.

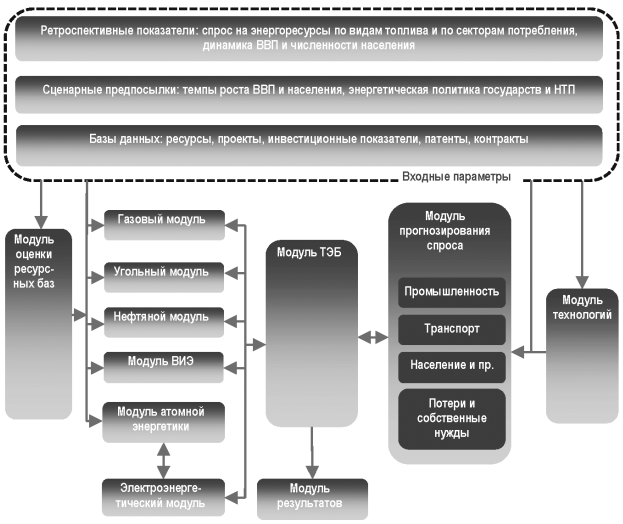
Рис. 1. Система сбора и обработки информации по мировой энергетике ИНЭИ РАН

основе статистической, отчётной, аналитической и новостной информации формируются базы данных и знаний по энергетической статистике, состоянию ТЭК и энергополитике отдельных стран, по ведущим энергетическим компаниям и крупнейшим проектам в сфере энергетике. Подготовленная информация является входной для блока моделирования мировой энергетики модельного комплекса SCANER. Для проверки объективности результатов проводятся опросы мировых экспертов и составляются консенсус-прогнозы.

В результате формируются прогнозы потребления и производства первичной энергии и отдельных видов топлива по миру, основным регионам, странам и секторам. Важным с точки зрения бизнеса и международного сотрудничества является оценка рыночных ниш для российских углеводородов на внешних рынках с учётом их конкурентоспособности.

Основная задача этой системы — предоставление достоверных данных для модельного комплекса и аналитиков по ситуации и фундаментальным трендам развития мировых энергетических рынков.

В рамках модельного комплекса проводится расчёт прогнозируемых параметров на основе входной информации и сценарных предпосылок (рис. 2).



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 2. Методология прогнозирования мировой энергетики в рамках блока моделирования мировой энергетики комплекса SCANER

Следует выделить несколько основных особенностей системы прогнозирования мировой энергетики ИНЭИ РАН:

1. *Высокая степень детализации.* Это — первая российская система прогнозирования глобального спроса на энергоресурсы, детализированного по макрорегионам и 62 крупным странам мира, включая 13 стран СНГ и основные 33 страны важнейшего для России внешнего рынка — Европы.

2. *Учет межтопливной конкуренции.* Наличие модулей электроэнергетики и моторного топлива дает возможность анализа экономических условий и потенциала межтопливной конкуренции.

3. *Поблочное представление всей мировой атомной отрасли,* включая строящиеся, планируемые и потенциальные блоки АЭС с учётом изменений энергетической политики отдельных государств.

4. *Модуль возобновляемой энергетики* включает детальную информацию по всем национальным планам развития возобновляемой энергетики, которые корректируются с учетом технико-экономических показателей «зеленых» технологий.

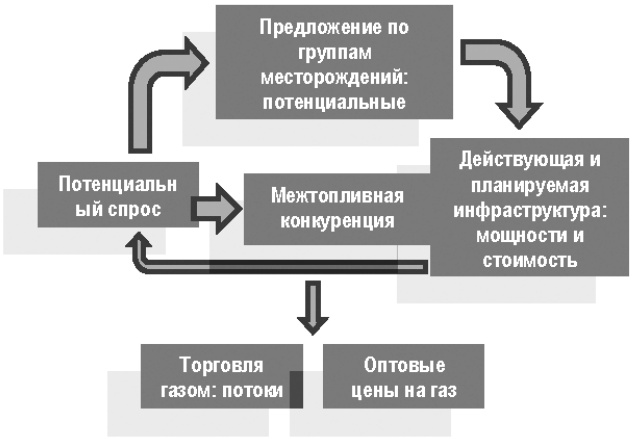
5. *Оптимизационная модель мирового газового рынка (ММРГ)* — впервые в России комплексно рассматривает мировые рынки сетевого и сжиженного газа на уровне всех стран-производителей и потребителей газа. Модель оснащена обширной базой данных по зарубежным газовым проектам, месторождениям, заводам по производству СПГ и регазификации, газотранспортной инфраструктуре и контрактам. Она позволяет учитывать параллельное функционирование системы долгосрочных контрактов и спотовых рынков.

6. *Учет неэкономических ограничений, описывающих групповые сговоры и рыночные барьеры.* Технология исследований позволяет, например, для газовой отрасли анализировать влияние несовершенной конкуренции на рынки газа и учитывать геополитические факторы, влияющие на развитие газовых рынков (транзитные конфликты, вооруженные конфликты, изменения в регулировании, энергетической и экологической политике стран-потребителей и транзитеров).

7. *Гибкость модельного блока* в части модификации под различные постановки задачи, изменение горизонтов прогнозирования и детализацию описания объекта исследования (продукты/регионы, страны мира и т.д.).

Наиболее проработанным в настоящее время является газовый модуль (ММРГ-мировая модель рынка газа). В нём строится прогноз развития газовой отрасли с использованием результатов модели прогнозирования мирового энергопотребления и с корректировкой их за счёт обратных связей. Определяются объемы добычи и потребления газа с учетом межтопливной конкуренции с другими энергоносителями, спотовые цены на газ и цены по

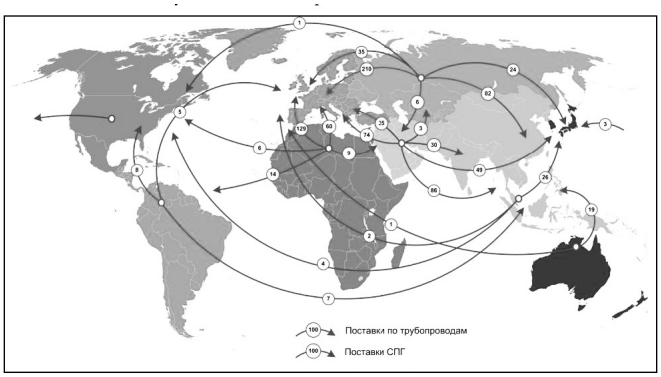
долгосрочным контрактам по странам и регионам, а также объёмы поставок газа по направлениям (рис. 3).



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 3. Упрощённая схема расчёта в ММРГ

Результаты могут представляться в различной детализации — по странам, регионам, в целом по миру. Для крупных стран возможен показ результатов по отдельным субъектам. Для удобства восприятия используется как цифровое, так и графическое представление (рис. 4).



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 4. Схема межрегиональных поставок газа

Разработанный модельный комплекс позволяет проанализировать различные направления развития мировой энергетики, увидеть последствия принятия экологических соглашений, изменений в энергополитике, появления новых технологий, рассмотреть различные экономические конфликты и геополитические противостояния. Именно наличие такого инструментария позволило комплексно оценить (не только качественно, но и количественно) последствия рассматриваемых событий.

Влияние волнений в Северной Африке и на Ближнем Востоке на мировые энергетические рынки

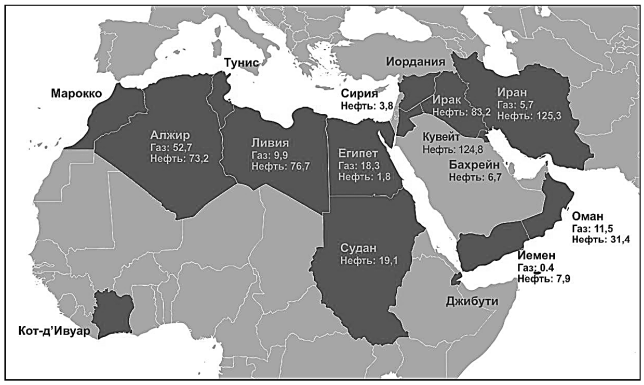
Беспорядки в странах Северной Африки и Ближнего Востока привели к усилению обеспокоенности вопросами энергобезопасности, поскольку в энергетическом плане страны, затронутые беспорядками, имеют чрезвычайно важное значение для Европы и всего мира:

- эти страны контролируют более 15% мировых запасов нефти и 20% запасов газа.
- они обеспечивают более 12% мирового производства нефти и 10% производства газа при сравнительно более скромных объёмах потребления — 5,3 и 7,8% соответственно.
- рассматриваемые страны Африки и Ближнего Востока обеспечивают 30% европейского импорта газа. Общий экспорт газа из данных государств составляет почти 100 млрд м^3 (рис. 5, табл. 1).
- нетто-экспорт нефти и нефтепродуктов из стран, в которых проходили волнения, равносилен 60% нетто-импорта Европы.

Таблица 1. Объемы экспорта газа из стран, затронутых беспорядками

Страна	Газ, млрд. м^3 2009
Алжир	
Экспорт всего	52,67
Экспорт в Европу	50,68
Египет	
Экспорт всего	18,32
Экспорт в Европу	6,67
Иран	
Экспорт всего	5,67
Экспорт в Европу	5,25
Иордания	*
Йемен	
Экспорт всего	0,42
Экспорт в Европу	0,09
Ливия	
Экспорт всего	9,9
Экспорт в Европу	9,9
Оман	
Экспорт всего	11,5
Экспорт в Европу	0,7
Итого	
Экспорт всего	98,5
Экспорт в Европу	73,3

Источник: ИНЭИ РАН по данным BP Statistical Review of World Energy 2010.



Источники: ИНЭИ РАН по данным МЭА 2010, BP 2010.

Рис. 5. Объёмы экспорта энергоресурсов из стран, где происходят волнения:

газ — экспорт газа, млрд м^3, 2009 г.; нефть — нетто-экспорт нефти и нефтепродуктов, млн т н.э., 2008 г.

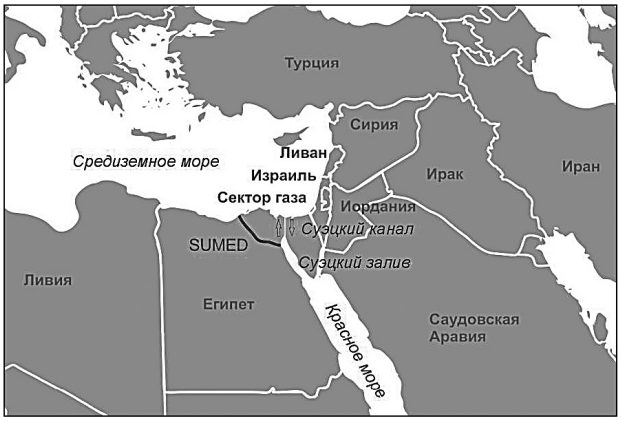


Рис. 6. Географическое расположение Суэцкого канала и нефтепровода SUMED

Снижение добычи нефти из-за беспорядков в Африке составило по разным оценкам 1,5 – 1,7 млн баррелей в сутки. При этом за первые два месяца 2011 г. цены на нефть увеличились на 23%. Это — в первую очередь премия за геополитические риски, так как основной причиной роста цен стала напряжённая ситуация в Африке и на Ближнем Востоке. В нескольких странах энергетические компании приостановили реализацию проектов, отмечается сокращение экспорта и повышенные террористические угрозы. По политическим причинам возможно и полное прекращение поставок из ряда стран.

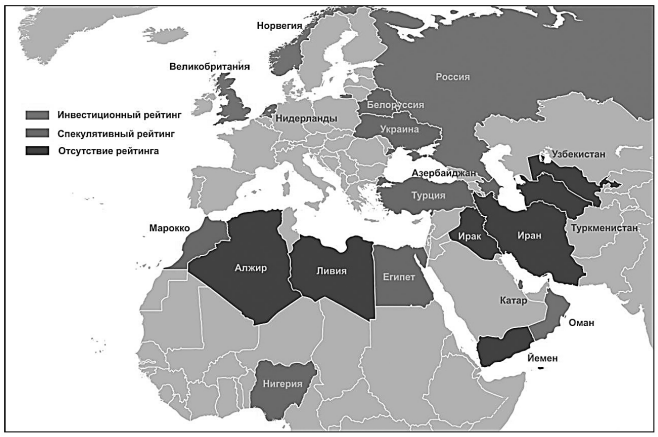
Расчеты ИНЭИ РАН показали, что в случае сохранения и усиления напряженности в регионах волнений, цены на газ в Европе могут вырасти на 60%, в АТР — на 40%, а в США — на 10%. Оценка проведена на модельном комплексе ИНЭИ РАН в сценарии сокращения экспорта из Африки и Ближнего Востока на 25%.

Особую угрозу для мирового нефтяного рынка представляет возможность блокирования Суэцкого канала — одного из важнейших стратегических узлов для поставок энергоносителей. Через него нефть, нефтепродукты и сжиженный газ доставляются из Персидского залива в Европу и Северную Америку. Канал протяжённостью около 190 км соединяет Средиземное море с Красным морем и Суэцким заливом, обеспечивая кратчайший и наиболее дешевый маршрут транспортировки нефти с Ближнего Востока в Средиземноморье (рис. 6). Через Суэцкий канал и трубопровод Sumed проходит около 6% мирового объема продаваемой нефти. Перевозки сжиженного газа через канал в 2010 г. превысили 30 млн т — 10% мировой торговли СПГ. История свидетельствует о неоднократно проявлявшейся высокой напряженности в поставках через канал.

В 2011 г. в период новых ближневосточных волнений капитаны кораблей, проходящих через Суэцкий канал, столкнулись с приостановкой работы таможенных пунктов, перебоями в снабжении топливом и продовольствием, но в целом поставки через эту артерию продолжались. Тем не менее, сегодня географическое расположение канала, проходящего по территории и вблизи крайне нестабильных стран, не позволяет говорить о гарантиях бесперебойных поставок на долгосрочную перспективу. Вероятность перекрытия Суэцкого канала в будущем пока представляется невысокой, однако динамика изменения и радикализации ситуации в регионе не позволяет исключить полностью такую возможность. Сегодня, в случае перекрытия Суэцкого канала, цены на нефть могут превысить 200 дол./баррель. При этом основное влияние на цены здесь будет оказывать не физический дефицит предложения, а спекулятивная составляющая.

Особо необходимо отметить долгосрочные последствия происходящих волнений для Европейской политики энергобезопасности. На протяжении последних лет одной из главных целей энергетической политики ЕС было снижение зависимости от российских энергоносителей. В частности явным приоритетом было увеличение доли поставок нефти, трубопроводного и сжиженного газа из стран Ближнего Востока и Северной Африки, которые после транзитных конфликтов с Украиной и Белоруссией рассматривались ЕС как более надежные поставщики. Однако сравнительный анализ суверенных рейтингов стран, осуществляющих поставки энергоносителей на европейский рынок (по данным ведущих мировых рейтинговых агентств Fitch, Moody's и Standard&Poor's), показывает, что из всех поставщиков газа в Европу страновой рейтинг выше российского есть у стран, которые

обеспечивают только 8% поставок в регион. У всех прочих поставщиков страновой рейтинг соответствует спекулятивной категории (ниже инвестиционной, к которой относится российский рейтинг), или вообще отсутствует (рис. 7 и 8).



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 7. Сравнительные рейтинги государств, обеспечивающих поставки и транзит газа в Европу

Источник: ИНЭИ РАН.

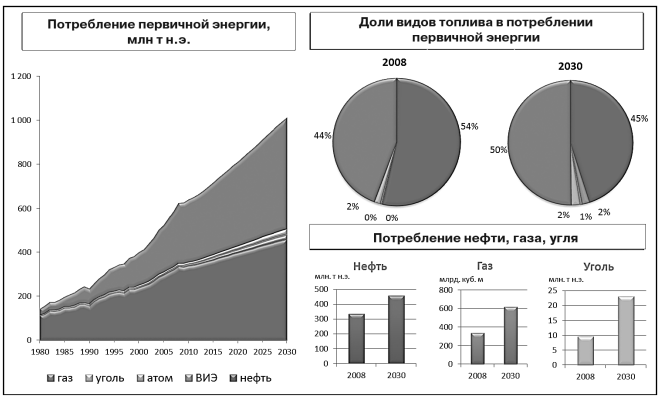
Рис. 8. Сравнительные рейтинги государств, обеспечивающих поставки и транзит нефти в Европу

Необходимо учитывать возможность дальнейшего ухудшения ситуации в регионе Ближнего Востока и Северной Африки. С этой точки зрения важнейшим вопросом является возможность повторения африканских сценариев в Саудовской Аравии. На сегодняшний день это государство вместе с Россией делит лидерство по объёмам производства нефти. Экспорт нефти и нефтепродуктов из Саудовской Аравии равносилен почти 70% нетто-импорта ЕС-27. После начала беспорядков в соседних странах король Саудовской Аравии направил на социальные нужды 36 млрд дол. Эти меры призваны не допустить повторения событий соседних стран. В случае дестабилизации ситуации в Саудовской Аравии и ограничении экспорта энергоресурсов мировая экономика столкнется с одним из самых тяжёлых кризисов.

В пучину беспорядков оказался ввергнут ещё один важнейший игрок мирового нефтяного рынка — Кувейт. Более тысячи человек 8 марта на митинге у здания Правительства потребовали ухода премьер-министра страны шейха Нассера аль-Мухаммеда ас-Сабаха и его племянника с последующим проведением политических реформ.

Военная операция и продолжение гражданской войны в Ливии также могут привести к дальнейшему обострению ситуации в регионе.

Еще один важный долгосрочный аспект происходящих волнений с точки зрения мировых энергетических рынков связан с растущей «социальной» ролью газа в регионе. Энергетический баланс Ближнего Востока принципиально отличается от остальных регионов — около 98% потребления первичной энергии здесь обеспечивают нефть и газ. К 2030 г. ожидается незначительно снижение доли этих двух доминирующих в регионе топлив — до 95% (рис. 9).

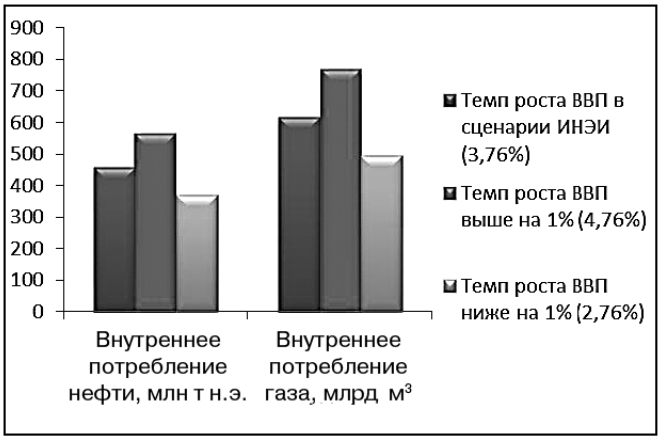


Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 9. Потребление энергоресурсов на Ближнем Востоке

Важнейшим трендом развития энергетики на Ближнем Востоке является направленность энергетической политики стран региона на стимулирование потребления газа внутри стран для высвобождения дополнительных объёмов нефти на экспорт. Поскольку теперь социальная стабильность ставится основным приоритетом властей, резко увеличивается вероятность того, что дополнительные объемы газа будут направлять не на экспорт, а на бурно растущий внутренний рынок, причем по субсидируемым ценам, что, в свою очередь, будет вести к дальнейшему росту спроса. Более того, анализ чувствительности показывает, что в случае увеличения темпов

роста ВВП Ближнего Востока на 1% в год в период до 2030 г. по сравнению с базовым сценарием ИНЭИ РАН, потребление газа в регионе увеличится на 150 млрд м^3, что в 2 раза превышает экспорт газа из региона в 2009 г. и приведет к практически нулевым объемам экспорта газа из этих стран (рис. 10).



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 10. Зависимость объёмов потребления нефти и газа на Ближнем Востоке от темпов роста ВВП

Катастрофа в Японии — последствия для страны

11 марта 2011 г. в Японии произошло сильнейшее за всю историю страны землетрясение магнитудой 9 баллов, которое вызвало цунами высотой более 10 метров. Количество погибших и пропавших без вести в результате катастрофы превышает 16 тыс. человек. В результате стихийного бедствия остановили работу 30% нефтеперерабатывающих предприятий Японии. В стране ощущается острая нехватка топлива. Серьёзно пострадали шесть угольных электростанций суммарной мощностью 8,3 ГВт. Среди газовых электростанций пострадала только одна — «Higashi Ogishima» (1 ГВт).

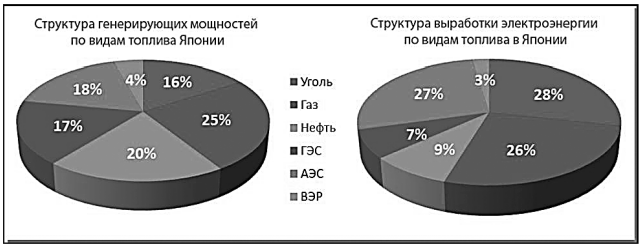
Несмотря на пониженный спрос на электроэнергию, в 13 префектурах центральной и северной частей Хонсю (главного острова Японии) происходили веерные отключения электроэнергии. Межсистемные ЛЭП в Японии имеют ограниченные возможности, поэтому в отдельных регионах до сих пор продолжаются несбалансированные поставки электроэнергии.

Повреждено шесть атомных реакторов. Наиболее сложная ситуация складывается на АЭС «Фукусима-1», принадлежащей компании Tokyo Electric Power (Tepco), которая расположена в 150 км к юго-западу от эпицентра землетрясения. Суммарная мощность АЭС — 4,7 ГВт. Во время первого удара землетрясения реакторы были остановлены в штатном режиме, блоки 4—6 остановлены заблаговременно для проведения профилактических работ. Причиной дальнейшего катастрофического развития ситуации стало цунами, которое вывело из строя резервные генераторы. В результате была нарушена система охлаждения, начался перегрев и расплавление стержней. В итоге на АЭС произошло несколько взрывов в первом, втором и третьем реакторах. Также начался пожар в хранилище радиоактивных отходов, в результате которого в атмосферу попали радиоактивные вещества.

Агентство ядерной и промышленной безопасности Японии (NISA) присвоило аварии на АЭС высший седьмой уровень по Международной шкале оценки ядерных событий (INES). В истории человечества седьмой уровень опасности присваивался только 1 раз — во время трагедии на Чернобыльской АЭС. Кроме станции «Фукусима-1» повреждения были зафиксированы на АЭС «Фукусима Даини» (4,3 ГВт), «Онагава» (2,1 ГВт) и «Токаи» (1,1 ГВт).

Произошедшие события повлекли за собой значительные потери ***для электроэнергетики страны***, включая безвозвратные — по меньшей мере 4,7 ГВт мощностей «Фукусимы». Генерирующие мощности на остальных пострадавших АЭС (7,5 ГВт) вряд ли могут быть восстановлены в ближайшие годы: как показывает опыт предыдущих, менее сильных землетрясений, для обеспечения безопасности и восстановления объектов, приходится останавливать работу части энергоблоков на несколько лет. В частности, в 2007 г. землетрясение силой 6,6 баллов (на 2,4 балла ниже, чем 11 марта 2011 г.) привело к закрытию атомной электростанции Kashiwazaki-Kariwa. Тогда было потеряно 8,21 ГВт мощностей. События 2011 г. гораздо серьёзнее и теперь Японию ожидает неизбежный вывод значительной части мощностей АЭС. Сохраняется высокая неопределенность относительно сроков возобновления работы поврежденных объектов генерации. Кроме того, с учетом неизбежного пересмотра требований по безопасности АЭС, могут быть остановлены и другие АЭС страны.

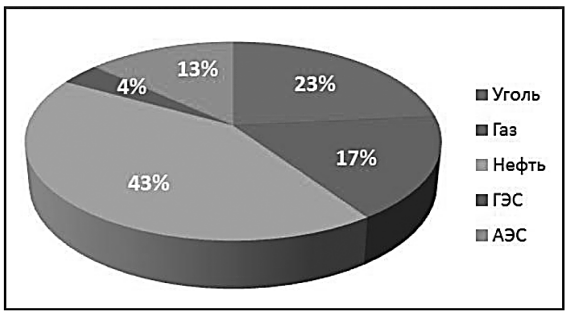
По состоянию на начало 2011 г. на АЭС вырабатывалось 27% электроэнергии Японии, на угольных станциях — 28%, а на газовых — 26% (рис. 11). По оценкам CERA, пострадавшие мощности АЭС (около 12 ГВт), вырабатывали 80 ТВт·ч ежегодно — это почти 8% суммарного производства энергии в Японии, к которым нужно, согласно оценкам IEEJ добавить еще более 6 ГВт поврежденных ТЭС (в основном — угольных). Эти мощности необходимо будет компенсировать за счет других источников, в первую очередь газовых и мазутных электростанций, что потребует наращивания импорта СПГ и, в меньшей степени нефтепродуктов.



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 11. Структура генерирующих мощностей и выработки электроэнергии в Японии

Последствия катастрофы ***для нефтяного сектора*** Японии менее ощутимы, хотя нефть в настоящее время является основой энергобаланса страны, обеспечивая 43% первичного энергопотребления (рис. 12). По состоянию на начало 2011 г. ежедневный 12 на нефть в Японии составил 4,4 млн баррелей, включая 0,4 млн баррелей в электроэнергетическом секторе. Сегодня Япония располагает значительным резервом генерирующих мазутных мощностей, загрузка которых на конец 2010 г. не превышала 20%. Ввод данных резервных мощностей позволяет частично заместить объёмы выбывших атомных и угольных электростанций, что ведет к росту потребления нефтепродуктов. С другой стороны, остановка 30% нефтеперерабатывающих предприятий привела к ограничению спроса на нефть на рынке. В транспортном и промышленном секторах спрос на нефть также временно снизился из-за остановки предприятий, разрушения инфраструктуры, снижения деловой активности. В результате кумулятивный эффект в нефтяном секторе довольно незначителен.



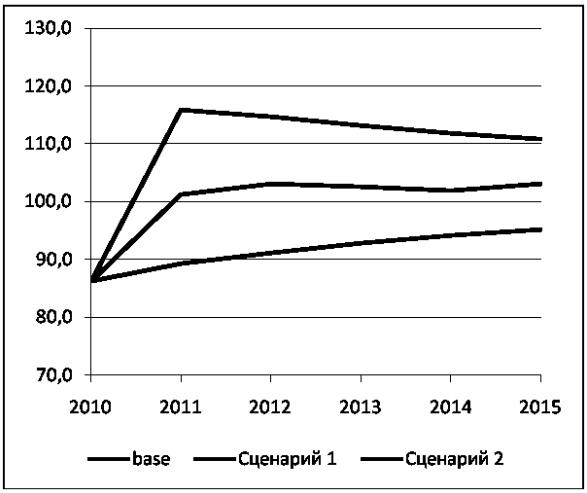
Источник: ИНЭИ РАН по данным BP Statistical Review of World Energy 2010.

Рис. 12. Структура первичного энергопотребления Японии

В отличие от этого, последствия ***для газового сектора*** Японии гораздо более серьезны. Временное сдерживающее давление на уровень спроса на газ будет оказывать снижение его потребления в промышленном, бытовом и коммерческом секторах, однако поскольку основная нагрузка по замещению выбывших мощностей АЭС ляжет на газовый сектор, который до кризиса обеспечивал 26% выработки электроэнергии Японии, спрос на газ вырастет довольно существенно. Аналогичная ситуация складывалась и в моменты отключения АЭС после землетрясений в предыдущие годы. В последнее время загрузка газовых мощностей страны находилась на уровне 45%, что позволяет оперативно наращивать выработку. Ввод этих резервных мощностей дал возможность частично заместить объемы выбывших атомных и угольных электростанций, а расположение газовых станций вблизи основных центров потребления дало возможность оперативно вводить мощности даже в условиях поврежденной системы межпрефектурных ЛЭП.

Повреждения регазификационных терминалов СПГ после землетрясения в Японии были незначительны (заметные повреждения получил только терминал Sendai), при этом страна располагает значительным запасом незадействованных регазификационных мощностей.

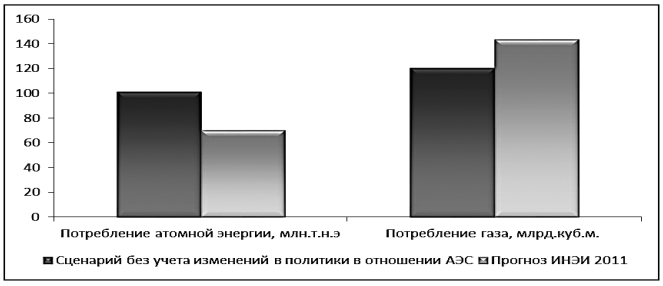
Япония обеспечивает более 35% мирового импорта СПГ (в 2010 г. Япония импортировала 70 млн т СПГ, что составляет около 10% суммарного мирового импорта газа). Потеря и закрытие части атомных мощностей приведет к росту спроса на СПГ. По оценкам ИНЭИ РАН в ближайшие 2–3 года рост спроса на импортный СПГ в Японии составит 13–30%, что эквивалентно годовым объёмам потребления 103–116 млрд м^3 по сравнению с 94 млрд м^3 в 2010 г. (расчёты проводились для трех сценариев вывода мощностей АЭС, рис. 13).



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 13. Импорт СПГ, млрд м^3, в Японию

В долгосрочной перспективе по оценкам ИНЭИ РАН вследствие изменения политики Японии в отношении АЭС (отключение части атомных энергоблоков и сдержанное строительство новых) спрос на газ в стране увеличится на 23 млрд м^3 по сравнению с предыдущими оценками (рис. 14, для сравнения: эта разница в прогнозах превышает ожидаемый на 2030 г. объем потребления газа в Польше).



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 14. Спрос на газ, млрд м^3, в Японии в 2030 г.

Влияние ситуации в Японии на мировые энергетические рынки

Сразу после землетрясения в Японии мировые цены на нефть пошли вниз из-за сокращения спроса. В ближайшей перспективе по мере восстановления промышленности, инфраструктуры и НПЗ страны следует ожидать восстановления спроса до прежнего уровня. Япония увеличит в небольших объёмах импорт мазута для компенсации потерянных атомных мощностей. В среднесрочной перспективе замедление темпов роста ВВП Японии, которое по разным оценкам составит от 0,5 до 3%, приведет к снижению потребления нефти в стране.

От скорости восстановления японских НПЗ будет зависеть структура импорта: если заводы не получится восстановить быстро, то страна вынуждена будет обеспечить рост импорта нефтепродуктов примерно на 1 млн баррелей в сутки, сократив соответствующим образом импорт нефти. В этом случае загрузка нефтеперерабатывающих мощностей в странах экспортёрах, а также в расположенной рядом Корее увеличится.

Ситуация в Японии не окажет существенного влияния на цену нефти, поскольку прирост импорта мазута для замещения атомных мощностей в электроэнергетике будет компенсирован остановкой работы 30% НПЗ Японии, а для цен нефтепродуктов возможна небольшая динамика роста.

Выбытие части японских угольных электростанций является значительным ударом по поставщикам угля. По оценкам ИНЭИ РАН снижение закупок угля Японией составит около 15–20 млн т. В этих условиях экспортёры будут вынуждены расширять предложения для других покупателей — прежде всего на азиатском и европейском рынках. Следствием станет понижение спотовых цен на уголь, главным образом, в Азии. Сдерживающим фактором для снижения цен на уголь может стать продолжение быстрого роста экономик развивающихся стран и их спроса на импортный уголь — прежде всего речь идет о Китае.

Влияние ситуации в Японии на мировой газовый рынок уже достаточно хорошо заметно. В принципе, современная структура глобального рынка СПГ позволяет обеспечить быстрое наращивание поставок в Японию. Перераспределение поставок в Японию прежде всего происходит за счёт европейского рынка, при этом если часть танкеров СПГ переориентирована с европейского на азиатский рынок, то Европа вынуждена увеличивать закупки трубопроводного газа.

Несмотря на то, что за последние 5 лет мировые мощности по сжижению газа практически удвоились, в результате роста спроса в Японии следует ожидать усиления давления на газовый рынок. Это может привести к неспособности производителей покрыть весь спрос уже через 1–2 года.

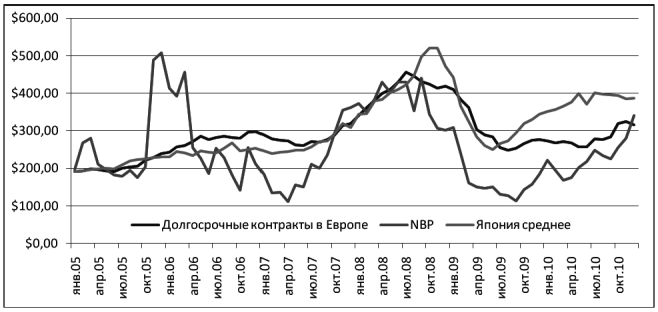
Рост спроса на природный газ ведёт к увеличению спотовых цен на него. После объявления решения об остановке японских АЭС цены на газовых хабах Европы уже приблизились к 400 дол. за 1000 м^3, что на 22% превышает среднюю цену поставок газа «Газпрома».

В ближайшие годы ожидается повышение спотовых цен на газ вследствие роста импорта со стороны Японии и ЕС, где уже остановлен ряд старых АЭС. По оценкам ИНЭИ РАН спотовые цены газа только вследствие этих факторов вырастут в Европе на 11%, в Азии на 12%, а в США на 5%.

Рост цен с учётом всех рыночных факторов (спрос, возможности поставщиков, в частности из охваченных волнениями стран Северной Африки и Ближнего Востока, и пр.) составит 20–30%. Краткосрочные и спекулятивные скачки цен могут быть на гораздо более высоком уровне. Сдерживающим фактором для спотовых цен на газ будет увеличение поставок по контрактам, привязанным к цене нефти (которые сейчас находятся на уровне заметно ниже ACQ).

Безусловно, наиболее значительным будет влияние ситуации в Японии на перспективы развития мировой атомной энергетики. Антиатомные выступления по всему миру ведут к пересмотру частью стран энергетической политики в сторону сдержанного развития атомной энергетики или

сохранения мораториев на строительство АЭС. Атомный вопрос вновь превратится в инструмент политической (в том числе предвыборной) борьбы. На самом высоком уровне уже звучат заявления о перспективе полного отказа от атомной энергетики.



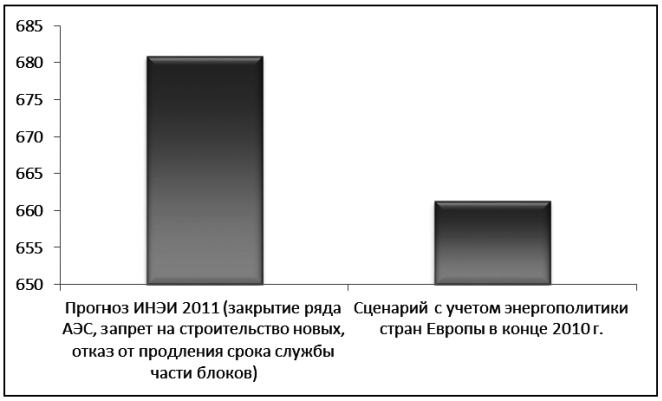
Источник: IHS CERA 2011.

Рис. 15. Цена на природный газ, дол./тыс. $м^3$, в Европе и Японии

В июне 2011 г. в ходе референдума 95 % проголосовавших итальянцев высказалось против предложенных премьером С.Берлускони планов по восстановлению атомной энергетики в стране. Министр энергетики Франции Э.Бессон заявил, что его страна рассматривает как один из сценариев возможность полного отказа от АЭС. А премьер-министр Японии Н. Кана отметил необходимость построения общества, не зависящего от атомной энергетики.

В период накала напряжённости вокруг Фукусимы еврокомиссар Г. Оттингер также предложил рассмотреть вопрос может ли Европа в обозримом будущем отказаться от использования атомной энергетики. Но в практической реализации планов по отказу от АЭС впереди оказалась Германия, сразу отключившая восемь старых АЭС, а в июле 2011 г. принявшая согласованное решение до конца 2022 г. закрыть все АЭС страны. Как заявила канцлер Германии А. Меркель: «События в Японии всколыхнули весь мир. Если в такой высокоразвитой стране как Япония с ее высокими стандартами безопасности могла произойти подобная авария, то и Германия не может делать вид, как будто ничего не случилось. Тема безопасности на АЭС должна стать предметом обсуждения и на общеевропейском уровне».

Изменение действующих планов стран ЕС в области АЭС приведёт к необходимости расширения использования других видов топлива. В частности спрос на газ в Европе к 2030 г. может вырасти по сравнению с предыдущими оценками на величину, превышающую потребление газа в Австрии, Финляндии и Болгарии (рис. 16).



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 16. Спрос на газ, млрд $м^3$, в Европе в 2030 г.

Венесуэла отложила реализацию программы по развитию атомной энергетики на неопределённый срок. Швейцария приостановила планы по замене старых АЭС. Тайланд пересматривает планы по строительству АЭС. Всё новые и новые страны заявляют о переоценке программ развития атомной энергетики. В США несколько сенаторов призвали немедленно остановить строительство всех АЭС. Но министр энергетики США заявил о необходимости продолжить развитие атомной энергетики в условиях ужесточения требований по безопасности. Китай объявил о пересмотре планов развития атомной энергетики и приостановил новые проекты.

Как и Чернобыльская авария, трагедия в Японии станет долгосрочным сдерживающим фактором для реализации новых проектов строительства АЭС и продления эксплуатации действующих. В любом случае, события в Японии приведут к удорожанию строительства объектов атомной энергетики, а также отсрочке реализации части из них из-за ужесточения требований безопасности.

Основная проблема, возникающая в связи с этим обусловлена тем, что атомная энергетика до последнего времени рассматривалась как важнейшее средство достижения целей по сокращению выбросов CO_2 в атмосферу. Достижение целей экологического сценария МЭА «450», обеспечивающего сохранение температуры атмосферы Земли, без ренессанса атомной энергетики и при отсутствии коммерческих технологий CCS представляется практически невыполнимой задачей.

Заключение

Трагические события 2011 г. уже изменили энергетические политики стран и долгосрочное видение развития энергетики. Многочисленные амбициозные планы по строительству АЭС по всему миру становятся более сдержанными.

В настоящее время существует исключительно высокая неопределенность относительно дальнейшего развития многих направлений энергетики. Пожалуй, никогда еще неопределенность относительно дальнейшего развития энергетики не была так высока — мир находится в точке перелома, за которой возможны принципиально различные варианты развития. Без мощной атомной энергетики устойчивое развитие и выполнение экологических целей становится чрезвычайно сложной задачей.

В результате событий в Японии, Северной Африке и на Ближнем Востоке заметно возрос интерес к газовой отрасли и развитию возобновляемой энергетики. «Газовый пузырь», возникший в 2008 – 2009 гг. постепенно исчезает, в ближайшей перспективе (пока на рынок не выйдут австралийские проекты) предложение ограничено, соответственно спотовые цены на газ существенно выросли, вновь приблизившись к ценам долгосрочных контрактов.

Для поддержания социальной стабильности страны Ближнего Востока и Северной Африки будут стремиться использовать газ на внутреннем рынке, что снизит их экспортный потенциал и откроет новое окно возможностей для российских поставок в Европу и АТР. Одновременно резко возросшие политические риски в странах Северной Африки и Ближнего Востока заставляют ЕС пересматривать свою политику обеспечения энергетической безопасности, что создает более благоприятную обстановку для расширения Россией своего присутствия на европейском газовом рынке.

На газовом рынке Японии прогнозируется более высокий спрос и в краткосрочной, и в долгосрочной перспективе. Для России открываются возможности наращивания экспорта СПГ на этот наиболее платежеспособный рынок.

Таким образом, перед российской газовой отраслью ставятся новые задачи, требующие расширения возможностей добывающего и транспортного секторов и привлечения дополнительных инвестиций.

Столь интенсивные процессы на мировом энергетическом рынке говорят о необходимости регулярного тщательного анализа ситуации и уточнения долгосрочного видения развития энергетики. ИНЭИ РАН ведёт постоянный мониторинг ситуации в мировой экономике и энергетике и планирует обновлять свой прогноз каждые полгода, что даст возможность учитывать в нём последние события, планы, стратегии, изменения в технологиях и энергетической политике.

Введена в эксплуатацию реконструированная подстанция 220 кВ Северная в Липецке

19 июля 2011 г. в Левобережном районе города Липецк состоялся торжественный ввод в работу подстанции 220 кВ Северная после комплексной реконструкции.

Филиал ОАО "ФСК ЕЭС" — Магистральные электрические сети (МЭС) Центра — завершил комплексную реконструкцию и техническое перевооружение подстанции 220 кВ Северная (Липецкая область). Работы велись в рамках инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС». Сумма инвестиций в реконструкцию энергообъекта превысила 1,7 млрд руб.

В рамках реконструкции на площадке, расположенной в 150 м от действующей подстанции, построен новый энергообъект напряжением 220 кВ. Подстанция Северная стала высоконадежным и малообслуживаемым энергообъектом нового поколения. На подстанции установлено современное высоконадежное элегазовое оборудование 110 – 220 кВ, установлены два автотрансформатора мощностью по 250 МВ·А каждый. Установленная мощность подстанции увеличилась на 140 МВ·А.

Подстанция оснащена новейшим электротехническим оборудованием, цифровыми системами релейной защиты и автоматики. Кроме того, автоматизация технологических процессов на подстанции нового поколения позволяет упростить производство оперативных переключений и минимизировать риск ошибок персонала. В ходе технического перевооружения энергообъекта улучшились санитарно-бытовые условия труда оперативного персонала на рабочих местах.

Подстанция 220 кВ Северная была построена в 1960 г. для электроснабжения Новолипецкого металлургического комбината. Установленная мощность подстанции до реконструкции составляла 360 МВ·А, после реконструкции — 500 МВ·А.

Назрела необходимость стандартизации в области конструирования микропроцессорных защит

В. И. Гуревич, канд. техн. наук

Сегодня микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) выпускаются десятками крупнейших мировых компаний, таких как ABB, Siemens, General Electric, Alstom (Areva), SEL, Nari Relays, Beckwith Electric, Schneider Electric, Cooper Power, Orion Italia, VAMP, Woodward, а также многочисленными компаниями в России и Украине (АББ Реле-Чебоксары, НПП «Экра», НПП «Бреслер», ЗАО «ЧЭАЗ», Радиус-Автоматика, Хартрон-Инкор, Киевприбор, РЕЛСiС, РЗА СИСТЕМЗ, Энергомашвин, НТЦ «Механотроника» и др.).

Каждый из многочисленных производителей МУРЗ сам устанавливает размеры и форму для каждой выпускаемой им модели, состав и конструкцию внутренних модулей, программное обеспечение. В результате, сегодня на рынке представлены сотни вариантов МУРЗ абсолютно не совместимых друг с другом ни по аппаратной части, ни по программной. Более того, в большинстве случаев абсолютно не совместимыми оказываются и МУРЗ разных моделей или разных поколений даже одного и того же производителя.

Такое положение дел приводит к возникновению серьезных проблем, сдерживающих развитие релейной защиты. Так, например, несовместимость аппаратной части МУРЗ приводит к тому, что приобретя единожды дорогостоящий комплект устройств релейной защиты, потребитель вынужден в течение многих лет приобретать совсем не дешевые запасные модули только у того же самого производителя, даже если их качество оставляет желать лучшего. Множество проблем порождают и тендерные закупки релейной защиты, которые практикуются сегодня в большинстве стран мира. Победа разных компаний-производителей в периодически проводимых тендерах приводит к тому, что за 10 – 15 лет в одной энергосистеме скапливаются в эксплуатации десятки самых разных моделей МУРЗ, выпущенных разными производителями, что резко увеличивает нагрузку на эксплуатирующий персонал и увеличивает количество ошибок на всех стадиях: от расчета уставок, до ввода этих уставок и проверках реле. По данным, опубликованным разными авторами, процент неправильных действий МУРЗ по причине ошибок обслуживающего персонала (так называемый «человеческий фактор») доходит до 50 – 70 % [1 – 3]. Различные программные интерфейсы и полная несовместимость программного обеспечения МУРЗ не позволяет осуществить автоматизацию процесса комплексного испытания МУРЗ, который сегодня занимает много времени и сил у обслуживающего персонала и представляет собой еще одно место для возможных ошибок персонала (например, при возврате реальных уставок после испытаний) [4].

В связи с отсутствием стандартов, т. е., фактически, ограничительных рамок, современные тенденции развития МУРЗ продолжаются в направлении все большего их усложнения, увеличения количества реализуемых функций, использования МУРЗ для решении задач, совершенно не свойственных РЗ, например, таких как мониторинг состояния электрооборудования, по нашему мнению, увеличения степеней свободы МУРЗ (что совершенно недопустимо), к которому призывают некоторые специалисты [5 – 12]. Следует отметить, что тенденция постоянного усложнения МУРЗ наблюдается во всем мире и ею грешат практически все производители МУРЗ, ведь более сложное и более «навороченное» устройство легче рекламировать и можно продать его по более высокой цене. Однако, конечные пользователи оценивают такие тенденции в релейной защите не совсем так, как производители. Вот, например, как оценивают релейную защиту одного из ведущих мировых производителей МУРЗ Российские специалисты-релейщики [13]:

«В терминале Siprotec 7SJ642 (Siemens) заложена неоправданная техническая и информационная избыточность. В руководстве по эксплуатации (C53000G1140C1476, 2005 г.) отмечается «простота работы с устройством с помощью интегрированной панели управления или посредством подключения ПК с системной программой DIGSI», что не соответствует действительности. Например, требуется вводить около 500 параметров (уставок), не считая внесения неизбежных изменений в матрицу сигналов, а у каждого из сигналов есть «свойства», влияющие на работу устройства (распечатанная из DIGSI матрица сигналов занимает около 100 страниц англоязычного текста). Учитывая необходимость составления заданий на наладку и протоколов проверки терминалов, где должны указываться все параметры настройки,

объем документации становится неподъемным. Большой объем вводимой информации усложняет настройку. Информационная избыточность повышает вероятность ошибок, связанных с человеческим фактором. Техническая избыточность требует для работы с терминалом специалистов высокой квалификации. Документация фирмы по рассматриваемым терминалам — это тысячи страниц, но при этом зачастую нет нужной информации, встречаются ошибки».

К сожалению, такая ситуация существует на рынке МУРЗ уже многие годы и продолжает лишь усугубляться, а организации, призванные координировать деятельность в этой области (например, такие, как ВНИИР в России), не только не занимаются решением этих вопросов, но и сами способствуют усугублению проблемы, предлагая неимоверно расширять функции МУРЗ за счет навешивая на них совершенно не свойственных релейной защите функций, использовать в РЗ недерминированную логику и так называемый «искусственный интеллект». Так, в частности, предлагается придать МУРЗ функции мониторинга силового электрооборудования и прогнозирования его состояния. Предполагается, что такая РЗ будет осуществлять отключение электрооборудования по результатам оценки своих собственных прогнозов, задолго до наступления аварийного режима (так называемая «релейная защита упреждающего действия» [10—12]. В этой связи возникает вопрос о том, а что же такое вообще «реле защиты», если оно может заниматься прогнозами и отключать электрооборудование до наступления аварийного режима.

Выясняется, что сегодня не существует узаконенного в стандартах определения даже такому базовому понятию, как «реле защиты». В различных учебниках по релейной защите разными авторами даются разные трактовки этого понятия, далеко не всегда верные и отражающие лишь субъективные взгляды их авторов. Отсутствие стандартного определения понятию «реле защиты» способствует не только совершенно произвольной трактовке этого понятия, но, и как следствие этого, приписыванию реле защиты совершенно не свойственных ему функций, что является далеко не безобидным занятием и может привести к непредсказуемым последствиям [12].

Поэтому, по нашему мнению, стандартизация в области МУРЗ должна начаться с четкого и понятного определения понятию «реле защиты», которое обязательно должно быть записано в стандарте. Предлагаем на суд читателей свое собственное определение:

Реле защиты — устройство, предназначенное для выявления аварийных (ненормальных) режимов в контролируемой цепи и выдаче сигнала на силовые аппараты, осуществляющие изменение режима работы этой цепи в целях ликвидации аварийного режима.

Очевидно, что в случае принятия такого определения, ситуация существенно прояснится от того тумана, который сегодня напускается некоторыми учеными на релейную защиту и она очистится от идей и разработок, которые сами по себе весьма ценны и интересны, но не имеют ни малейшего отношения к собственно релейной защите.

Какие основные принципы должны найти отражение в будущем стандарте? По нашему мнению, это должны быть:

- запрет на использования в МУРЗ функций, не свойственных реле защиты в соответствии с узаконенным определением «реле защиты»;
- существенное ограничение количества функций в одном микропроцессорном терминале; расчет оптимального количества таких функций по критерию не только стоимости РЗ, но и ее надежности;
- отказ от использования алгоритмов с недетерминированной логикой, допускающих непредсказуемые действия релейной защиты;
- максимальное упрощение программного интерфейса на основе некоей универсальной для всех МУРЗ программной платформы (в стандарте должны быть изложены основные требования и принципы такой платформы);
- введение требований на устойчивость функционирования микропроцессорной релейной защиты в условиях преднамеренных деструктивных электромагнитных воздействий, как за счет повышения устойчивости самих МУРЗ к таким воздействиям, использования технических средств, существенно ослабляющих такие воздействия, так и за счет автоматического введения резервного комплекта РЗ при чрезвычайных ситуациях, на роль которого подходят электромеханические реле;
- введение усиленных требований по кибернетической безопасности, включая запрет на использовании технологий, при которых команды и сигналы релейной защиты могут быть перехвачены и преднамеренно искажены, например, беспроводных технологий (Wi-Fi), сетевых технологий Ethernet.

Помимо общих принципов, изложенных выше, в стандарт должны быть включены, по нашему мнению, требования к конструкции МУРЗ.

О каких требованиях идет речь?

1. Как уже отмечалось выше, сегодня каждый тип МУРЗ имеет собственный корпус, существенно отличающийся от корпуса другого типа МУРЗ, иногда даже того же самого производителя (рис. 1).

Эти отдельные МУРЗ размещаются сегодня, как правило, в релейных шкафах: по 3 — 5 штук в каждом шкафу (рис. 2).

Исторически сложилась ситуация [14], при которой сегодня мы имеем огромное количество абсолютно невзаимозаменяемых и несовместимых между собой конструктивных исполнений МУРЗ. Потратив однажды кругленькую сумму на приобретение комплекта МУРЗ у одного из производителей, потребитель, фактически, попадает в экономическую кабалу к этому производителю на период в 10 — 15 лет, поскольку после совершения сделки для потребителя уже не имеет значения наличие нескольких разных производителей на рынке, так как он не может воспользоваться изделиями других производителей. Выбраться из этой кабалы можно только потратив еще раз не менее круглую сумму на приобретение комплекта МУРЗ другого производителя (и, таким образом, из одной кабалы попасть в другую). А что делает производитель в ситуации абсолютного монополиста? Повышает цену! Цена одного запасного модуля для МУРЗ может доходить чуть ли не до трети и даже половины цены всего весьма не дешевого МУРЗ! Поскольку потребителю некуда деваться, он покупает и по такой цене. А что происходит через 8 — 10 лет эксплуатации МУРЗ? А вот что: производитель за это время освоил уже несколько новых конструкций и ему становится невыгодно содержать производственные мощности для выпуска запасных модулей для старых реле и он просто прекращает их выпускать. Что в такой ситуации вынужден делать потребитель? Правильно: выбросить старый МУРЗ, даже если в нем вышел из строя всего лишь один из модулей (печатные платы современных МУРЗ выполнены по технологии, не предусматривающей их ремонт), и раскошелиться на приобретение нового. Таким образом, отсутствие стандарта на конструкцию МУРЗ перерастает в серьезную экономическую проблему, сдерживающую развитие и модернизацию релейной защиты.

Рис. 1. Современные МУРЗ в корпусах различных типов и размеров

Рис. 2. Современный способ монтажа МУРЗ в шкафах

По нашему мнению, МУРЗ следующего поколения должны производиться в виде отдельных функциональных модулей (печатных плат), унифицированных по размерам и снабженных унифицированными разъемами, (соединителями).

В этом случае для такого набора плат станут не нужными (во всяком случае, в большинстве случаев, встречающихся в электроэнергетике) отдельные корпуса.

Каждый МУРЗ может быть образован отдельной горизонтальной секцией в шкафу с направляющими под печатные платы, с индивидуальной дверцей и с задней стенкой с разъемами и клеммами для подключения внешних кабелей.

Сам релейный шкаф должен быть выполнен по специальной технологии, предназначенной для защиты его содержимого от электромагнитных воздействий. Сегодня существуют технологи (специальные шкафы, электропроводные прокладки и смазки, фильтры и т. п.), которые могут существенно ослабить влияние внешних электромагнитных излучений в широком спектре частот на высокочувствительную аппаратуру типа МУРЗ. Подобные шкафы выпускаются сегодня такими компаниями, как: R. F. Installations, Inc.; Universal Shielding Corp.; Eldon; Equipto Electronics Corp.; European EMC Products Ltd; Amco Engineering, и многими другими.

2. Сегодня, модули, из которых состоят МУРЗ, далеко не всегда представляют собой отдельные функциональные модули, а часто имеют вид «сборной солянки», когда на одной печатной плате размещены разные функциональные блоки [15]. Для реализации идеи универсализации МУРЗ такая конструкция не подходит, поэтому каждая печатная плата будущих МУРЗ должна представлять собой однофункциональный модуль, например: модуль центрального процессора, модуль источника питания, модуль аналоговых входов, модуль логических входов, модуль выходных реле.

При таком конструктивном выполнении МУРЗ на рынке появились бы новые «игроки», одни из которых специализировались бы на выпуске модулей аналоговых входов с трансформаторами тока и напряжения, другие — на выпуске материнской платы, третьи — на модулях цифровых входов, четвертые — на выпуске шкафов разной емкости: от небольших подвесных до полногабаритных напольных. Потребитель мог бы компоновать свой МУРЗ из модулей различных производителей, точно так, как это происходит сегодня с персональными компьютерами, с учетом стоимости и качества этих модулей. При этом были бы решены не только очень многие из существующих сегодня проблем МУРЗ, но и была бы существенно снижена стоимость релейной защиты. Последнее позволило бы устанавливать два комплекта идентичных защит вместо одного для повышения надежности и использовать второй комплект как резервный, автоматически запускаемый в работу по сигналу «watchdog» поврежденного основного МУРЗ. Можно было бы отказаться от использования индивидуального источника питания для каждого МУРЗ и использовать один сдвоенный комплект питания повышенной мощности и надежности на весь шкаф. Можно было бы установить в таком шкафу много разных сервисных модулей, повышающих надежность работы МУРЗ.

Значительно упростилась бы работа обслуживающего персонала, т. е. служб релейной защиты, поскольку теперь им не нужно было бы изучать толстенные фолианты каждого из установленных типов МУРЗ и разбираться с особенностями каждого из них. Кроме существенного облегчения работы с МУРЗ и сокращением времени освоения новых защит, существенно снизился бы процент ошибок, вызванных так называемым «человеческим фактором».

3. Программное обеспечение МУРЗ должно быть реализовано, по нашему мнению, также на принципах, хорошо зарекомендовавших себя в персональных компьютерах, т. е. должна быть базовая программная оболочка, аналогичная Windows (но существенно более простая, конечно) и набор прикладных программ и библиотек, предназначенных для конкретных типов защит. При наличии универсальной программной платформы и унифицированной блочной конструкции МУРЗ неизбежно появился бы и рынок прикладных программ для различных типов защит. Более того, можно было бы добиться и того, чтобы интерфейсы этих прикладных программ были бы также стандартизированы с тем, чтобы потребителю не приходилось каждый раз при покупке нового МУРЗ или новой программы переучиваться и изучать с нуля новый программный интерфейс, как это происходит сегодня.

4. Должен быть изменен подход к испытанию МУРЗ [4]. Сегодня исправность устройств релейной защиты обычно принято проверять на тех конкретных уставках, которые будут использоваться в дальнейшем при реальной работе реле в данной конкретной точке сети. При изменении уставок в процессе эксплуатации реле требовалось повторная проверка работоспособности реле с этими новыми уставками. Во времена электромеханических реле защиты это было вполне оправданной мерой, так как переход с одной уставки на другую осуществлялся путем механического перемещения внутренних элементов реле или переключения

отпаек встроенных трансформаторов. При изменении настроек таких реле вполне могло оказаться, что внутренние цепи реле, подключенные к новой отпайке трансформатора не исправны (обрыв провода, нарушение контакта, поврежденная изоляция и т. п.) или, что в новом положении механических элементов реле нарушается его балансировка, появляется «затирание» и другие неприятности. Поэтому, нормальная работоспособность электромеханического реле с одним набором уставок еще не гарантировала его работоспособности с другими уставками.

В микропроцессорных реле защиты переход с одного набора уставок на другой не сопровождается физическими изменениями в его внутренней структуре. Независимо от конкретных уставок и режимов работы в МУРЗ работают одни и те же входные и выходные цепи, одни и те же логические элементы, тот же самый процессор, тот же самый источник питания и т. д. Даже включение или отключение отдельных функций МУРЗ не связано с изменениями физического состояния его цепей. Проверка же правильности выбора логики защиты и правильности расчета уставок для конкретных условий конкретной сети — это совсем другая задача, которая не имеет отношения к проверке исправности реле и решается не персоналом, эксплуатирующим реле и отвечающем за его исправность, а инженерной службой, отвечающей за расчеты уставок и выбор внутренней логики работы реле. Да и невозможно в процессе тестирования исправности реле смоделировать все реальные ситуации и все возможные комбинации факторов, действующих в реальной сети. Выявление таких ситуаций не является целью проверки исправности реле защиты. Более того, можно показать, что отказ от проверки реле с использованием расчетных уставок является положительной мерой, снижающей риск неправильных действий защиты вследствие так называемого «человеческого фактора» (свыше 50 % неправильных действий защиты). Дело в том, что в многофункциональных микропроцессорных защитах уставки для конкретных условий работы выбираются таким образом, что проверить определенные функции реле можно только при загрублении или полном отключении другой, конкурирующей функции. Не возврат такой загрубленной или отключенной функции в исходное положение после окончания тестирования реле часто является причиной неправильных действий защиты в аварийных режимах.

На основании изложенного выше, можно сформулировать некоторые принципы, которые могут быть приняты при тестировании МУРЗ:

- для подтверждения исправности сложных многофункциональных МУРЗ при вводе их в эксплуатацию, после ремонта или в процессе периодических испытаний совершенно не обязательно проводить их тестирование именно на тех уставках, при которых реле будет в дальнейшем работать в данной конкретной сети;
- для проверки исправности МУРЗ достаточно проверить их правильное функционирование лишь в некоторых, *заранее заданных*, наиболее критичных точках характеристики; в некоторых, *заранее заданных,* наиболее сложных (комбинированных) режимах работы, включая динамические режимы работы с *заранее заданными* переходными процессами, характерными для типовых электрических сетей (но не обязательно для данной конкретной сети).

Такие испытания должны охватывать все физические входы и выходы реле. После окончания проверки реле и подтверждения его исправности все тестовые уставки должны быть автоматически заменены заранее приготовленным набором (файлом) реальных расчетных уставок. Такое тестирование микропроцессорной защиты в наиболее сложных режимах работы позволит, по нашему мнению, значительно лучше проверить исправность МУРЗ, нежели ограниченная проверка в очень ограниченных пределах конкретных уставок, при которых МУРЗ будет в дальнейшем функционировать.

Наличие универсальной базовой программной оболочки и сформулированные выше принципы позволят полностью автоматизировать процесс испытаний МУРЗ с помощью современных тестовых систем релейной защиты (ТСРЗ). Производители МУРЗ могли бы снабжать свои защиты двумя компакт-дисками. На одном из них под соответствующими номерами должны быть записаны полные наборы уставок для специфических режимов работы защит, или для характерных точек характеристики, или для типовых примеров электрических сетей. На втором под номерами, соответствующими наборам уставок защиты, должны быть записаны полные наборы уставок для тестовых систем релейной защиты (типа Omicron, Doble, Megger и др.) и схемы внешних подключений МУРЗ к выходам и входам тестовых систем релейной защиты (ТСРЗ). При этом вся процедура тестирования сведется к загрузке в МУРЗ набора уставок номер XX1, загрузке в ТСРЗ набора уставок номер YY1 и подключению МУРЗ к ТСРЗ. После успешного завершения процедуры автоматического тестирования в МУРЗ должен быть загружен файл заранее

проверенных рабочих уставок с соответствующего компакт-диска. Процесс загрузки должен автоматически контролироваться МУРЗ и его успешность по завершении должна быть подтверждена выдачей на дисплей соответствующего подтверждения.

Итак, основные принципы, которые должны быть заложены, по нашему мнению, в будущий стандарт под условным наименованием: «Принципы конструирования микропроцессорных устройств релейной защиты. Основные требования», таковы:

1. Функциональные блоки МУРЗ должны быть физически четко разделены и хаотический принцип размещения этих функциональных блоков на печатных платах, имеющий место сегодня [14], должен быть заменен упорядоченным размещением, оговоренным специальным стандартом. Например: функциональные модули такие, как источник питания, модуль входных трансформаторов тока и напряжения с элементами предварительной обработки сигналов, модуль цифровых входов, модуль выходных реле, модуль центрального процессора и другие должны быть выполнены на отдельных печатных платах стандартных размеров, снабженных универсальными разъемами.

2. Отдельные устройства релейной защиты энергетических объектов должны производиться и продаваться не в виде отдельных, изделий, снабженных индивидуальными корпусами разных размеров и формы, а в виде отдельных универсальных печатных плат (модулей), из которых потребитель может собрать МУРЗ требуемой конфигурации. Эти платы (модули) должны быть предназначены для простой установки (путем введения по направляющим до состыковки с разъемом кросс-платы) в металлические шкафы, снабженные отдельными отсеками с отдельными дверцами. Металлические шкафы должны быть выполнены по технологии, предусматривающей защиту их содержимого от внешних электромагнитных излучений.

3. Функции МУРЗ должны быть ограничены только задачами релейной защиты и никакими другими. Количество функций в одном модуле должно быть оптимизировано по показателям «стоимость» и «надежность» и ограничено стандартом.

4. Программное обеспечение для компьютера, предназначенное для работы с МУРЗ должно состоять из стандартной базовой оболочки и набора различных прикладных программ и библиотек, совместимых с общей базовой оболочкой.

5. Питание всех модулей в шкафу должно осуществляться от двух источников повышенной надежности, соединенных между собой как основной и резервный.

Возможна ли, с технической точки зрения, реализация предлагаемой концепции построения МУРЗ?

Как отмечалось выше, большинство из имеющихся сегодня на рынке МУРЗ не имеют строго разделенного по функциям набора модулей, а их конструкция напоминает скорее «сборную солянку», когда на одной печатной плате блок центрального процессора может соседствовать с импульсным источником питания. Однако, проведенный нами анализ многих типов самых современных МУРЗ ведущих мировых производителей, позволил все же найти устройства, идеально удовлетворяющие уже сегодня сформулированному выше требованию в части конструктивного исполнения [15]. Такими устройствами являются МУРЗ серии 900 известной Китайской компании Nari-Relays с их универсальными модулями, используемыми в защитах разного типа (рис. 3).

1

2

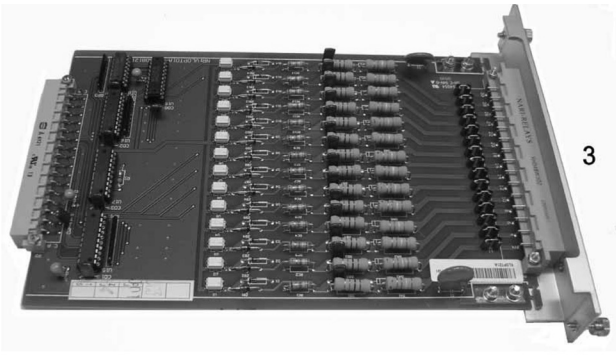

3

Рис. 3. Набор универсальных функциональных модулей (220 ×145 мм), выполненных на отдельных печатных платах, из которых состоят различные МУРЗ, производства компании Nari-Relays: PCS-931 (дифференциальная защита линий), PSC-902 (дистанционная защита), и др.:
1 — модуль входных трансформаторов тока и напряжения; *2* — узкополосный фильтр (антиалиазинговый фильтр); *3* — модуль цифровых входов; *4* — модуль выходных реле; *5* — модуль оптической связи; *6* — модуль центрального процессора

Эти модули полностью готовы к использованию и не требуют никакой предварительной подготовки (кроме программного конфигурирования функций защиты, разумеется). Не требуется и никакой наладки МУРЗ после его сборки, которая заключается лишь в установке печатных плат, изображенных на рис. 3 (в реальный комплект входит еще и плата источника питания, который не нужен в нашей концепции и поэтому не показан) в размеченные направляющие корпуса (в нашем случае это будет отсек шкафа). На сборку такой сложной защиты, как дистанционная, из семи отдельных модулей, поставляемых в картонных коробках, и включение реле требуется не более 10 — 15 мин, после чего можно начинать ввод уставок. Совершенно очевидно, что рядовой инженер-релейщик, не имеющий специальных знаний в области микропроцессорной техники, с легкостью справится со сборкой реле защиты из таких универсальных блоков непосредственно на месте его установки.

В принципе, уже сегодня ничего не мешает началу воплощения предлагаемой концепции на территории отдельной страны. Приобретая на первых порах наборы универсальных модулей Nari-Relays (с разными алгоритмами, записанными в EEPROM и разными наборами входных трансформаторов), и освоив производство шкафов под них, даже небольшая компания способна уже сегодня выйти на рынок МУРЗ, предложив потребителю новую концепцию дешевой и надежной релейной защиты, оснащенной резервными блоками-модулями.

Какие преимущества сулит предлагаемый путь развития МУРЗ?

Для потребителя:

- значительное снижение стоимости МУРЗ при покупке;
- возможность компоновать МУРЗ из отдельных модулей, различных производителей, наиболее полно удовлетворяющих потребности эксплуатирующей организации с точки зрения наиболее оптимального баланса между качеством и стоимостью;
- возможность создания оптимального ЗИПа модулей МУРЗ;
- снижение актуальности проблемы пониженной надежности МУРЗ за счет быстрой и свободной замены на месте вышедших из строя дешевых модулей, за счет установки резервных модулей, автоматически вводимых в работу при повреждении основных; исключение необходимости в ремонте вышедших из строя модулей МУРЗ;
- возможность ухода от привязки к монополисту-производителю, единожды продавшему МУРЗ;
- усиление конкуренции между производителями за счет появления на рынке новых «игроков» — малых и средних компаний, специализирующихся на выпуске лишь отдельных

видов модулей, а не комплектных МУРЗ;
- упрощение испытаний МУРЗ и снижение влияния «человеческого фактора»;
- значительное упрощение работы с программным обеспечением, возможность выбора наиболее подходящей и удобной прикладной программы (интерфейса), возможность безболезненной замены прикладных программ (интерфейсов) для одного и того же МУРЗ;
- ускорение технического прогресса в области МУРЗ, без усложнения их эксплуатации и без возникновения дополнительных проблем у потребителя при каждом переходе на новое поколение устройств;
- снижение затрат на обновление МУРЗ, поскольку обновлять все МУРЗ каждые 10 — 15 лет, как это часто происходит сегодня, необязательно. Достаточно обновить его отдельные модули. Более того, обновлять материнскую плату можно даже чаще, чем это делается сейчас, ускоряя технический прогресс в этой области.

Для производителя:
- отсутствие необходимости в выпуске устаревших модулей, необходимых для поддержания эксплуатации старых моделей МУРЗ;
- отказ от пожизненного бесплатного ремонта МУРЗ;
- значительный рост потребления отдельных модулей;
- появление нового рынка прикладных программ (интерфейсных оболочек);
- возможность специализации на производстве каких-то отдельных, наиболее выгодных для данного производителя, видов модулей;
- возможность участия в данном бизнесе малых и средних компаний, не имеющих достаточных ресурсов для разработки и производства комплектных МУРЗ;
- конкурентное преимущество национальных производителей, первыми начавшими производство МУРЗ в виде модулей на территории отдельной страны, перед иностранными.

Совершенно очевидно, что все изложенное выше является лишь наброском некоторых общих принципов будущего стандарта. К реальной работе над этим стандартом должен быть привлечен широкий круг специалистов, представляющих и ученых, и будущих производителей МУРЗ, и будущих потребителей, и представителей проектных организаций. Отсутствие, сегодня, таких стандартов, т. е. каких бы то ни было ограничивающих рамок и направлений развития МУРЗ уже сегодня приводит к значительным экономическим потерям, а в ближайшем будущем может привести к полному хаосу в этой области.

Литература

1. **Коновалова Е. В.** Основные результаты эксплуатации устройств РЗА энергосистем Российской Федерации/ Сборник докладов XV научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем», Москва, 2002.

2. **Kjolle G. H., Heggset J., Hjartsjo B. T., Engen H.** Protection System Faults 1999 — 2003 and the Influence on the Reliability of Supply 2005//IEEE St. Petersburg Power Tech, St. Petersburg, Rusia, June 27 — 30, 2005.

3. **Гуревич В. И.** Проблемы оценки надежности релейной защиты//Электричество, 2011. № 2. С. 28 — 31.

4. **Гуревич В. И.** Испытания микропроцессорных устройств релейной защиты//Электро: Электротехника. Электроэнергетика. Электротехническая промышленность, 2009. № 1. С. 31 — 33.

5. **Bittencourt A., Carvalho M. R., Rolim J. G.** Adaptive Strategies in Power Systems Protection using Artificial Intelligence Techniques/The 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, Curitiba, Brazil November 8 — 12, 2009.

6. **Laughton M. A.** Artificial Intelligence Techniques in Power Systems/In book «Artificial intelligence techniques in power systems»//The Institution of Engineering and Technology, 1997. P. 1 — 18.

7. **Khosla R., Dillion T.** Neuro-Expert System Applications in Power Systems/In book «Artificial intelligence techniques in power systems»//The Institution of Engineering and Technology. 1997. P. 238 — 258.

8. **Лямец Ю. Я., Кержаев Д. В., Нудельман Г. С., Романов Ю. В.** Многомерная релейная защита/Тезисы докладов Второй Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Москва 7 — 10 сентября 2009 г.

9. **Камель Т. С., Хассан М. А., Эль-Моршеди А.** (Cairo University, Египет) Применение систем искусственного интеллекта в дистанционной защите линии электропередачи/Тезисы докладов Второй Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Москва 7 — 10 сентября 2009 г.

10. **Булычев А., Нудельман Г.** Релейная защита. Совершенствование за счет упреждающих функций// Новости электротехники. 2009. № 4 (58).

11. **Гуревич В. И.** Fata Morgana или фантазеры из ВНИИРа//Электрические сети и системы, 2009. № 6. С. 54 — 57.

12. **Гуревич В. И.** «Интеллектуализация» релейной защиты: благие намерения или дорога в ад?// Электрические сети и системы, 2010, № 5, с. 63 – 67.

13. **Беляев А. В., Широков В. В., Емельянцев А. Ю.** Цифровые терминалы РЗА. Опыт адаптации к российским условиям//Новости электротехники, 2009, № 5.

14. **Гуревич В. И.** Актуальные проблемы релейной защиты: альтернативный взгляд//Вести в электроэнергетике, 2010. № 3. С. 30 – 43.

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

Конденсаторная система пуска дизеля

Полгода на станции Инская (Новосибирск) Западно-Сибирской железной дороги три тепловоза ТЭМ18 ДМ, оборудованные конденсаторной системой пуска (КСП) дизеля, работали в обычном для депо режиме. За это время разработчики — специалисты компании «ЭЛТОН» — учитывали замечания эксплуатационников и ремонтников депо и совершенствовали систему.

Недавно были получены результаты эксперимента. Подтвержден стабильный и уверенный запуск дизеля. Зафиксированы запуски с первой попытки даже при сильно разряженной батарее, когда она была не в состоянии обеспечить нужное напряжение. Уже только эти факты вызвали большой интерес у железнодорожников к разработке компании «ЭЛТОН».

Электрохимические конденсаторы, которые составили основу конденсаторной системы пуска тепловоза, в мире назвали суперконденсаторами. Они имеют высокую запасаемую энергию, работают в широком диапазоне температур — от – 50 до + 70 С°, служат — и это неоднократно подтверждено испытаниями — до 1 млн зарядно-разрядных циклов.

Испытания конденсаторных систем пуска, базирующихся на конденсаторных модулях производства ЗАО «ЭЛТОН», установленных на тепловозах ТЭМ18 ДМ, дали положительный результат — за время эксплуатации в зимний период не отмечено ни одного сбоя запуска дизелей тепловозов, связанных с неспособностью пусковой системы обеспечить требуемые параметры. Особо следует отметить, что в испытуемой системе запуска требуемые пусковые токи стартера обеспечиваются только за счет конденсаторных модулей.

Конденсаторная система пуска позволяет глушить дизель при простое в теплое время года, когда отсутствует необходимость прогрева двигателя. По предварительным расчетам за 140 дней эксплуатации, при температуре воздуха выше + 10 С°, экономия топлива от остановки дизеля при технологических простоях составит от 3,5 т и более. Уменьшается расход моторного масла, увеличивается моторесурс дизеля, снижаются затраты на техническое обслуживание штатной аккумуляторной батареи, а срок ее эксплуатации увеличивается в 2 раза.

Внедрение конденсаторной системы пуска в качестве стандартной комплектации в электроснабжении тепловоза потребует дополнительных вложений. Но этот шаг будет расцениваться как реальное действие по повышению энергетической эффективности и поможет достичь целей, поставленных Федеральным Законом от 23 ноября 2009 г. № 61 «Об энергосбережении». Эти же цели определены и Государственной Программой Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 г.», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446-р.

Специалисты подсчитали, что ежегодный экономический эффект от применения конденсаторной системы пуска на одном маневровом тепловозе дает ощутимый результат. Срок окупаемости КСП при серийном производстве составит немногим более 2 лет. А экономический эффект, полученный от внедрения каждой конденсаторной системы пуска, за весь срок службы тепловоза составит более 1,7 млн руб. Учитывая тот факт, что парк маневровых тепловозов ОАО РЖД насчитывает порядка 6000 единиц, в случае массового внедрения КСП ежегодный экономический эффект только для железнодорожников может составить более 420 млн руб.

Конденсаторная система пуска обеспечивает значительное сокращение выбросов парниковых газов.

О необходимости создания сервисной базы для теплосчетчиков и водосчетчиков

В. П. Каргапольцев, директор ООО «Промавтоматика-Киров»

Принятие Федерального закона № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» поставило перед производителями приборов учета, внедренческими фирмами, потребителями энергоресурсов, региональными администрациями конкретную задачу — оснащение всех потребителей тепловой энергии и воды приборами учета в кратчайшие сроки — до 1 января 2012 г. При общем понимании необходимости таких работ возникает сомнение — насколько реально разработчики этого закона оценили возможности производственных, внедренческих, сервисных, согласующих структур, наконец, конечных потребителей ресурсов в реализации такого масштабного решения?

За предыдущие до принятия закона 15—17 лет приборами учета по разным оценкам были оснащены ориентировочно 40% всех потребителей ресурсов (средний темп оснащения — 2,5% потребителей в год). В оставшиеся после принятия ФЗ № 261 два года предполагается оснастить приборами оставшиеся 60% потребителей (темп оснащения приборами — 30% в год) при неопределенном порядке финансирования этих мероприятий. За рамками ФЗ № 261 и документов, принятых в его развитие, остались вопросы сервисного обслуживания и обеспечения эффективной работы приборов учета энергоресурсов в течение всего срока их службы. Хотя любому специалисту из технической (да и не только технической) сферы понятно, что любое техническое изделие требует периодического обслуживания, создание системы сервиса в период гарантийного и послегарантийного срока эксплуатации.

Узел учета тепловой энергии или воды — достаточно сложный технический объект, и для его надежной бесперебойной работы, обеспечивающей достоверный учет энергоресурсов, нужны и технические средства (диагностические приборы и установки, ремонтная база, запчасти и пр.), и квалифицированный ремонтно-сервисный персонал, и методическая база (монтажная, ремонтная, сервисная, метрологическая документация), и организационная (административная) структура по обеспечению проведения всех сервисных работ. Возможно, вопрос о создании сервисных служб разработчиками ФЗ № 261 сознательно отложен на будущее, исходя из того, что межповерочный интервал приборов учета тепловой энергии и воды составляет, как правило, 4 года? Вероятно, за 2 года предполагается оснастить все здания и сооружения приборами учета, а уж затем приступать к созданию сервисной базы?

Однако следует принять во внимание, что в 2006 г. правительством РФ принято постановление № 307 «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам», которое стимулировало установку приборов подомового учета тепла и воды. Приборы, установленные в соответствии с этим постановлением начиная с 2006 г., уже в 2010 г. начали поступать на поверку. Спрос на услуги по поверке и ремонту приборов учета существенно вырос, в 2011 г. и последующих годах можно ожидать его дальнейший рост.

В соответствии с требованиями федерального закона № 94 «О размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных и муниципальных нужд» главным и практически единственным критерием для определения поставщика приборов (узлов) учета энергоресурсов является цена контракта. Поскольку в финансировании установки домовых узлов учета, или организации конкурсов на размещение таких заказов принимают участие местные администрации (как непосредственно, так и через контролируемые управляющие компании), то большинство конкурсов проводится на основании требований ФЗ № 94.

Требования минимума цены на контракт приводят в ряде случаев к установке узлов учета с приборами, и арматурой низкого качества, что неизбежно приводит к быстрому выходу оборудования из строя. И при таком исходе владелец узла учета уже в первые годы эксплуатации вынужден нести серьезные затраты по внеочередным ремонтам, поверкам, монтажу/демонтажу оборудования. Отсутствие сервисных структур по ремонту и поверке приборов учета энергоресурсов еще более усугубляет ситуацию, и сводит к минимуму предполагаемую экономию от внедрения систем учета энергоресурсов.

Обратимся к примеру из практики. В начале 2003 г. в Кировской области резко возросли суммы, предъявляемые населению по квитанциям оплаты жилищно-коммунальных услуг. В чем причина? До 2003 г. население оплачивало 40% стоимости потребляемых энергоресурсов, остальные 60% возмещались в виде бюджетных дотаций. С 2003 г. доля

населения в оплате ресурсов была увеличена до 60 %, таким образом произошло 1,5-кратное увеличение сумм по счетам. Одновременно был изменен тариф на энергоресурсы, который для населения не изменялся в течение 2 лет, увеличение составило 25 – 30 %. В итоге сумма по платежным квитанциям для населения за ресурсы выросла почти в 2 раза. Поскольку стоимость тепловой энергии от местных котельных существенно превышает стоимость энергии при централизованном отоплении, наибольший рост пришелся на население райцентров, имеющих существенно меньшие доходы по сравнению с жителями областного центра.

В результате в марте 2003 г. в области произошел скачок спроса на приборы учета тепловой энергии и воды. Специализированные предприятия выполняли месячный план продаж по водосчетчикам за 2 – 3 дня. Аналогичный рост наблюдался и по спросу на счетчики тепловой энергии, где основными покупателями выступали жильцы домов, расположенных в райцентрах области. Естественно, что при минимальных доходах жителей райцентров выбор делался в пользу самых дешевых приборов учета. На тот момент такими были теплосчетчики на базе вихревых расходомеров производителя, который к настоящему времени закрыл это производство. За весну—лето 2003 г. по области были установлены сотни таких приборов. Казалось бы, поставили приборы с межповерочным интервалом 4 года, наладили порядок расчетов, все в порядке, очередные вопросы возникнут только через 4 года. Однако уже через полгода — с конца осени 2003 г. (после подключения систем теплоснабжения) резко возрос поток приборов, направляемых на ремонт и внеочередную поверку. Причина — монтаж приборов производился в условиях максимальной экономии затрат, в неприспособленных подвальных (полуподвальных) помещениях, при высоких уровнях влажности, при несоблюдении температурных режимов эксплуатации приборов. Да и качество приборов оставляло желать лучшего.

Таким образом, параллельно с выполнением требований ФЗ № 261 нужны незамедлительные действия по организации структур по поверке и ремонту приборов учета тепловой энергии и воды, оснащение их необходимым поверочным оборудованием, методическими материалами, подготовка специализированного персонала. Основным техническим средством таких структур является проливная поверочная установка. Общие требования к проливным установкам определены в [1 – 3]:

1) универсальность. Большая номенклатура эксплуатируемых расходомеров приводит к необходимости контролировать следующие типы выходных сигналов: 0 – 10 В, 0 (4) – 5 (20) мА, 0 – 20000 Гц, RS 232 (485), «сухой контакт», «звездочка»; должна быть предусмотрена возможность визуального снятия показаний с счетчиков старых серий и ручной ввод их с клавиатуры компьютера; режимы «старт—стоп»;

2) оптимальный уровень автоматизации. Ручные операции должны быть сведены к установке первичного датчика на рабочий стол, подключению его выходных цепей к входным цепям установки;

3) исключение несанкционированного вмешательства в работу. Для этого требуется создание различных уровней доступа к программному обеспечению установки — наличие паролей изготовителя, поверителя;

4) обеспечение безопасности персонала. Необходимо предусмотреть устройства для сигнализации об аварийных ситуациях, наличие устройств защитного отключения;

5) использование коррозионно-стойких материалов для металлоконструкции установок. Это требование обусловлено наличием в датчиках поверяемых расходомеров остатков технологических жидкостей, приводящих к ускоренной коррозии металлоконструкций установки;

6) водоочистка. В установках должны быть предусмотрена встроенная постоянно действующая система водоочистки для устранения из воды различных примесей;

7) применение экономичных малошумящих циркуляционных насосов. Использование насосов общепромышленного исполнения недопустимо из-за создаваемого ими высокого уровня шума и вибрации, недопустимых в поверочных лабораториях;

8) применение эталонных приборов высокого класса точности;

9) использование преобразователей частоты со встроенными фильтрами радиопомех и сетевыми дросселями для минимизации влияния электромагнитных помех на поверяемые приборы и элементы поверочной установки. Применение преобразователей частоты позволяет также решить еще одну проблему — исключить пульсации расхода жидкости, генерируемые насосами;

10) поверка всех встроенных эталонных средств измерений без их демонтажа с мест эксплуатации;

11) широкое распространение массовых расходомеров класса точности 0,15 % требует, чтобы класс точности установок был не хуже 0,05 %;

12) наиболее целесообразно иметь два способа поверки — объемный и массовый. Массовый метод (статического взвешивания) позволяет добиться более высокого класса точности. Применение

объемного метода поверки сличением показаний поверяемого и эталонного расходомеров позволяет значительно уменьшить затраты времени на поверку, при этом для поверки самих эталонных расходомеров можно использовать встроенные в установку весы;

13) необходимо предусмотреть систему контроля наличия утечек воды из гидравлического тракта;

14) возможность обеспечения в гидравлическом тракте установки давления, предусмотренного методиками поверки на проливаемые расходомеры;

15) система деаэрации должна обеспечивать отделение воздуха, его удаление из гидравлического тракта;

16) установки должны быть блочными (изготовлены в заводских условиях) и транспортабельны для обеспечения возможности перевозки к заказчику любым видом транспорта;

17) важным требованием является компактность установки для исключения значительных затрат на строительство новых помещений;

18) кроме необходимых технических характеристик проливная установка должна иметь современный дизайн и обеспечивать персоналу комфортные условия для работы.

Для технического обеспечения сервисных служб (или самостоятельных предприятий) по обслуживанию приборов в процессе эксплуатации ИТЦ «Промавтоматика» в течение ряда лет разрабатывает и производит такое оборудование (рис. 1, 2).

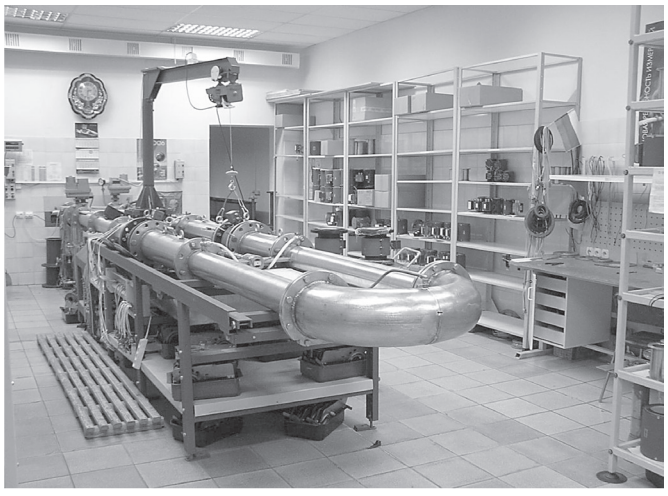


Рис. 1. Фрагмент проливной установки ВПУ-07

Установки предназначены для настройки, градуировки, калибровки, юстировки, поверки и других работ по определению метрологических и технических характеристик расходомеров, расходомеров-счетчиков жидкости, преобразователей расхода различного назначения.

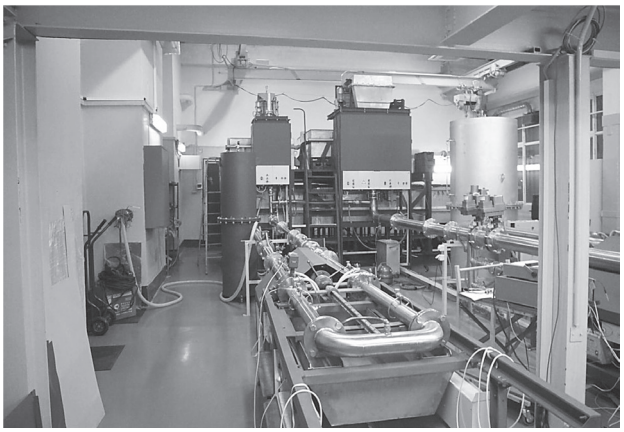


Рис. 2. Фрагмент проливной установки ВПУ-05

Многолетний опыт работ с различными заказчиками позволил создать унифицированные установки для поверки приборов самых различных конструкций: по строительным длинам первичных преобразователей приборов; по требованиям к прямым участкам при выполнении поверочных работ; по конструкции присоединителей (фланец, сэндвич, резьба); по числу и значениям поверочных расходов; по объемам проливаемой жидкости на каждом поверочном расходе; по количеству проливок на каждом поверочном расходе; по типам выходных сигналов поверяемых расходомеров; по алгоритмам обработки результатов проливок.

Вместе с тем, до сих пор нет ясности — сколько в России существует поверочных установок для счетчиков жидкости, какие они имеют характеристики. Поэтому Росстандарту РФ было бы целесообразно:

- создать единый открытый реестр проливных установок, доступный любому потенциальному заказчику услуг по поверке приборов, с размещением его на сайте Росстандарта;
- в директивном порядке обязать владельцев проливных поверочных установок проводить круговые сличения, например, в рамках федерального округа и под руководством ведущего в этом округе ЦСМ. В качестве проекта методики сличения могут быть принята практическая методика, которая уже в течение ряда лет используется ОАО «Тевис» (г. Тольятти), которая неоднократно излагалась и обсуждалась на научно-практических конференциях, Интернет-форумах.

Сама по себе проливная установка является необходимым, но не достаточным элементом лаборатории по ремонту и поверке средств измерений тепловой энергии и воды. Существующие методики поверки, как правило, предполагают поэлементную поверку теплосчетчиков: расходомеров, тепловычислителей,

термопреобразователей, датчиков давления. Поэтому помимо проливной установки в поверочной лаборатории необходимо наличие как минимум еще трех рабочих мест, оснащенных соответствующими эталонными приборами: калибраторами электрических сигналов, магазинами сопротивлений; нулевым, паровым и регулируемым термостатами, эталонными термометрами; задатчиками давления и эталонными манометрами. Для оснащения поверочных лабораторий Инженерно-технический центр «Промавтоматика» приступил к созданию комплексных поверочных лабораторий по поверке теплосчетчиков и расходомеров, оснащенных необходимым комплектом эталонов и оборудования.

Литература

1. **Каргапольцев В. П.** Поверочные установки для расходомеров, используемых в жилищно-коммунальном хозяйстве/Материалы XXX международной научно-практической конференции» «Коммерческий учет энергоносителей». СПб., 2010.

2. **Каргапольцев В. П.** Требования к проливным установкам для расходомеров-счетчиков воды и технологических жидкостей//Нефтегазпромысловый инжиниринг». 2004. № 3.

3. **Каргапольцев В. П., Косолапов А. В., Сиденко А. А.** О некоторых подходах к решению вопросов метрологического обеспечения ЖКХ//Промышленные АСУ и контроллеры. 2007 № 5.

ОАО «ЭНЕЛ ОГК-5» запустила новую парогазовую установку на Невинномысской ГРЭС мощностью 410 МВт

15 июля 2011 г. компания «Энел ОГК-5» осуществила пуск новой парогазовой установки мощностью 410 МВт (ПГУ-410) на Невинномысской ГРЭС. Это первый новый энергоблок, который компания Enel вводит в эксплуатацию в России в рамках инвестиционной программы, нацеленной на повышение установленной мощности, улучшение производственных и экологических параметров электростанций компании. Новый энергоблок введен в коммерческую эксплуатацию, получены необходимые разрешения для продажи электроэнергии на оптовом рынке.

Строительство ПГУ-410 на Невинномысской ГРЭС — это единственный проект подобного типа и масштаба, реализуемый в регионе. Особое значение он приобретает в связи с предстоящими XXII Зимними олимпийскими играми и XI Паралимпийскими играми в Сочи в 2014 г..

Строительство ПГУ-410 на Невинномысской ГРЭС было начато в ноябре 2008 г. Проект был реализован консорциумом ведущих российских и зарубежных компаний во главе с Enel Ingegneria e Innovazione. Парогазовая установка — это современное и экономичное оборудование, работающее по технологиям четвертого поколения, которые позволяют увеличить выработку электроэнергии и одновременно снизить воздействие на окружающую среду. Новый энергоблок отличается повышенной надежностью и высокой степенью автоматизации технологических процессов. КПД новой парогазовой установки составляет порядка 58 % по сравнению с 35 – 40 % у традиционных газотурбинных установок.

Пуск новой ПГУ-410 позволит увеличить установленную мощность Невинномысской ГРЭС на 380 МВт (с учетом вывода из эксплуатации старого блока № 5 мощностью 30 МВт) и повысить надежность электростанции. Ввод в эксплуатацию новой парогазовой установки также способствует созданию благоприятных условий для проведения дальнейшей модернизации существующих генерирующих мощностей в регионе.

Проект строительства ПГУ был осуществлен при поддержке Европейского банка реконструкции и развития, с использованием средств в рамках долгосрочной кредитной линии на 120 млн евро. Впервые столь масштабный проект, реализуемый в российском электроэнергетическом секторе, получает финансовую поддержку международной организации.

Общая сумма инвестиций в строительство ПГУ-410 на Невинномысской ГРЭС составила около 16 млрд руб. (400 млн евро).

Разработка Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г. Этап 2 «Разработка Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г.» (окончательная редакция)

УТВЕРЖДАЮ
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
« 27 » мая 2011 г.

ПРОТОКОЛ № 6/11

Согласительного заседания Комиссии по модернизации электроэнергетики России, Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»

19 мая 2011 г. г. Москва

На совместном заседании выступили:

Со вступительным словом:

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**

С докладом:

Разработка Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г. Этап 2 «Разработка Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г.» (окончательная редакция) — генеральный директор ОАО «Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского» (ОАО «ЭНИН»), академик РАН **Э. П. Волков.**

В своем докладе **Э. П. Волков** представил окончательную редакцию Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г. (далее — Программы).

Разработка Программы выполняется по заданию Минэнерго России, которому протоколом заседания Правительства 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 совместно с ведущими организациями отрасли и РАН: ОАО «Институт Теплоэлектропроект», ОАО «ВТИ», ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ОАО «ВНИПИэнергопром», ОАО «НИИПТ», ИНЭИ РАН, ИСЭМ СО РАН, РНЦ «Курчатовский институт».

Минэнерго России разослало 14.02.11 проект Программы модернизации электроэнергетики по 60 адресам (организациям). Замечания и предложения в количестве 322 получены от 47 организаций.

ОАО «ЭНИН» совместно с соисполнителями подготовило в заданном Минэнерго России формате сводную таблицу с ответами на замечания и предложения. Сводная таблица ответов представлена в Минэнерго России 06.05.11.

В соответствии с решением Комиссии по модернизации электроэнергетики России (протокол от 22.03.11 № АШ-98 пр) для уровней электропотребления до 2020 г., принятых в базовом варианте Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 г., разработчиками Программы проведены необходимые расчеты и получены итоговые показатели по всем компонентам электроэнергетики при оптимальном их сочетании. При этом структура ввода мощностей изменена с уменьшением вводов мощностей АЭС

с 19 до 10 ГВт, а ТЭС — с 71 до 61,5 ГВт. Получены итоговые показатели стоимости реализации Программы. Разработаны предложения по снижению стоимости реализации Программы модернизации электроэнергетики на период до 2020 г. Программа содержит паспорт Программы, 4 раздела и приложения.

Основное содержание Программы включает следующие разделы:

1) Общая характеристика состояния электроэнергетики России. Актуальность и основания для разработки Программы;

2) Цель, основные задачи, целевые показатели (индикаторы) и капиталовложения для реализации Программы;

3) Подпрограммы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г.:

- подпрограмма «Модернизация тепловых электростанций на период до 2020 г. »;
- подпрограмма «Модернизация гидроэнергетического комплекса на период до 2020 г. »;
- подпрограмма «Модернизация атомных электростанций на период до 2020 г. »;
- подпрограмма «Развитие возобновляемых источников энергии на период до 2020 г. »;
- подпрограмма «Модернизация электросетевого комплекса на период до 2020 г. »;
- подпрограмма «Разработка и освоение инновационных технологий и оборудования для модернизации электроэнергетики».

4) Механизмы реализации Программы.

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

Ответственным исполнителем Программы является Минэнерго России.

Нормативно-методической и информационной основой для разработки Программы являются следующие документы:

1) Указ Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики»;

2) перечень поручений Президента Российской Федерации по модернизации и энергоэффективности в ТЭК от 29 марта 2010 г.;

3) протокол заседания Правительства РФ от 03.06.10 № 24, п. 5.;

4) Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.;

5) Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г. (далее — Генеральная схема);

6) 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.);

7) Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2010 – 2016 гг.;

8) Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г.;

9) Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2009 г., подготовленное Минэнерго России в 2011 г.;

10) Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 г.»;

11) программы модернизации энергокомпаний на период до 2020 г. (ответы на письма-запросы Минэнерго России от 26.04.10 № АШ-3389/09 и от 13.08.10 № 09 – 1107);

12) информация энергокомпаний для Прогнозного баланса электроэнергетики с учетом прогнозных условий развития электроэнергетики (ответы на письмо-запрос Минэнерго России от 27.10.10 № АШ-9330/09;

13) материалы компаний о состоянии разработки, освоения и производства энергетического оборудования (ответы на письмо-запрос ОАО «ЭНИН» от 15.11.10 № 01 – 8/0202/434-ЭВ);

14) Стратегия развития энергомашиностроения Российской Федерации на 2010 – 2020 гг. и на перспективу до 2030 г.;

15) материалы Межведомственной рабочей группы по вопросам определения долгосрочной потребности в энергетическом оборудовании;

16) материалы заседаний Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС».

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 средний ежегодный ввод генерирующих мощностей по сравнению с вводами 60 – 80-х годов прошлого столетия. Существенно за последние годы выросли тарифы на электрическую энергию и снизилась экономическая эффективность работы отрасли.

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 энергомашиностроения 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 темпов роста 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 России и электроэнергетики страны в целом, обеспечивающей минимизацию затрат и, соответственно, тарифов на электроэнергию в целом.

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

Базовые положения Программы модернизации электроэнергетики России с учетом перспективы до 2030 г.

Программа 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 отечественных разработок, получения лицензий на освоение их производства в России и создание на их основе новых парогазовых установок;
- широкое освоение когенерационных источников теплоснабжения с использованием газовых турбин средней и малой мощности и котлов-утилизаторов для выработки электрической энергии и тепла, что позволит увеличить коэффициент использования топлива до 90 %;
- освоение современных паросиловых технологий на твердом топливе с суперсверхкритическими параметрами пара, 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 на основе 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, увеличивая, 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 ядерной энергетике:

- корпусные реакторы с водяным теплоносителем типа ВВЭР и их модификации;
- реакторы на быстрых нейтронах с жидкометаллическим 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 уровнях основной сети, распределительной сети и конечных потребителей, которые могут кардинальным образом повлиять на электроэнергетический 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 (ЕЭС) 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. применительно к условиям базового сценария Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики

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 в 2011 – 2020 гг. (демонтаж, консервация) оборудования 26,7 ГВт, в том числе: ТЭС – 23 ГВт; АЭС — 3,7 ГВт;
- вводы мощности на электростанциях — 82,2 ГВт, в том числе: ТЭС — 61,5 ГВт; АЭС — 10 ГВт; ГЭС и ГАЭС – 7,7 ГВт; ВИЭ — 3 ГВт;
- увеличение установленной мощности газовых ТЭС с применением передовых технологий на основе ГТУ с 6,6 до 51 ГВт;
- 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%;
- оптимизация структуры и состава генерирующих мощностей, включая увеличение доли маневренных ГТУ;
- вводы новых электросетевых объектов:

основной электрической сети:

ВЛ напряжением 220 кВ и выше, тыс. км	42,7
трансформаторной мощности, тыс. МВ·А	84,4

распределительной электрической сети:

ВЛ напряжением 0,4 – 220 кВ, тыс. км	95,3
трансформаторной мощности, тыс. МВ·А	60,6

- 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 высокотемпературной сверхпроводящей (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 ВТСП-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. *Объем финансирования Программы* составляет 8,2 трлн руб., в том числе:

- генерирующие мощности — 4,4 трлн руб., включая 2,8 трлн руб. — в ТЭС, 1,6 трлн руб. — в АЭС, ГЭС, ГАЭС и ВИЭ;
- электрические сети — 3,8 трлн руб., включая 1,7 трлн руб. — в ЕНЭС, 2,1 трлн руб. — в распределительные сети.

3. *Механизмы реализации Программы.*

Основные требования к механизмам реализации Программы предусматривают:

- приемлемое соотношение доходности и рисков долгосрочных вложений как в регулируемой, так и в конкурентной сферах;
- ведущую роль государства в инвестиционным процессе для обеспечения требований энергетической безопасности страны и регионов при ограничении прямых бюджетных расходов на инвестиции в электроэнергетику;
- сдерживание дополнительной инвестиционной нагрузки на тарифы электроэнергии для конечных потребителей.

Механизмы реализации Программы в электрических сетях предусматривают:

- ограничение состава проектов объектами, обоснованными в Программе и уточненными при системном проектировании (для ЕНЭС — Схема и программа развития ЕЭС России, для распределительной сети — программы развития субъектов РФ);
- удешевление стоимости оборудования и строительства в результате перехода к типовым проектам электросетевых объектов и крупносерийным заказам;
- удешевление стоимости капитала за счет перестройки кредитного портфеля с привлечением более «длинных» и «дешевых» ресурсов, в том числе — российских банков с государственным участием;
- ограничение доходности по действующим активам электросетевых компаний.

В результате реализации предложенных мер будет достигнуто снижение тарифов на передачу и распределение электроэнергии к 2020 г. на 15%.

Механизмы реализации Программы в генерации предусматривают следующее:

- оплата вводов на ТЭС, ГЭС и АЭС в рамках заключенных договоров предоставления мощности (ДПМ) осуществляется по утвержденным параметрам оплаты мощности;
- дополнительные вводы на ТЭС осуществляются посредством модифицированного механизма долгосрочного рынка мощности (ДРМ) и ДПМ (ДРМ/ДПМ), предусматривающего:
- отдельный конкурентный отбор мощности (КОМ) для действующих мощностей электростанций с ограничениями по техническим и экономическим условиям допуска (стимулирование к замене);
- конкурсный отбор проектов новых мощностей на дополнительном КОМ с последующим заключением ДПМ;
- ценовое ограничение для КОМ новых мощностей по стоимости типовых проектов и доходности;
- механизм гарантирования инвестиций (МГИ) как замыкающий механизм обеспечения балансовых требований в ЕЭС России;
- включение новых проектов в программу государственно-частного партнерства (ГЧП) в электроэнергетике (возможное условие новых ДПМ).

Реализация указанных механизмов позволит обеспечить снижение темпов роста тарифов на электроэнергию в 2011–2015 гг. в среднем до 5,7% (против 6,9% в Генеральной схеме) и до 1,9% в 2016–2020 гг. (против 3,3% в Генеральной схеме).

Эффект от реализации Программы в электроэнергетике составит 434 млрд руб. в ценах 2010 г., а с учетом последействия до 2030 г. — 510 млрд руб.

Кроме того, эффект от реализации Программы проявляется:

- в топливных отраслях (газовой, угольной);
- в энергомашиностроении, электротехнической промышленности и энергетическом строительстве;
- у потребителей (из-за снижения цены электроэнергии).

Интегральная эффективность Программы модернизации электроэнергетики с учетом указанных отраслей выражается в росте ВВП до 2020 г. почти на 2 трлн руб.

По основным требованиям, предъявляемым к Программе модернизации, и замечаниям по содержанию и сути Программы модернизации выступил заместитель министра энергетики Российской Федерации, председатель Комиссии по модернизации электроэнергетики России А. Н. Шишкин.

В обсуждении доклада приняли участие: академик РАН **Ю. С. Васильев,** академик РАН **О. Н. Фаворский**, академик РАН **А. А. Макаров** — директор ИНЭИ РАН, чл.-корр. РАН **Г. Г. Ольховский** — президент ОАО «ВТИ», доктор техн. наук **Б. И. Нигматулин** — первый

заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий, **А. В. Ильенко** — директор по управлению развития ЕЭС ОАО «СО ЕЭС», советник первого заместителя председателя правления ОАО «СО ЕЭС», доктор техн. наук **В. В. Бушуев** — генеральный директор ОАО «Институт энергетической стратегии», канд. техн. наук **В. В. Нечаев** — директор по технологическому развитию электроэнергетики ЗАО «АПБЭ», **В. С. Варварский** — генеральный директор ООО «ЭнергоПромИнвест».

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**.

В выступлениях заместителя министра энергетики Российской Федерации А. Н. Шишкина и других участников заседания по докладу, представленному генеральным директором ОАО «ЭНИН», академиком РАН Э. П. Волковым, были высказаны следующие основные замечания и предложения:

1. Одной из главных задач Программы модернизации электроэнергетики является сдерживание роста (стабилизация) тарифов на электроэнергию и разработка приемлемых для инвесторов механизмов возврата вложенных средств. Этой проблеме в Программе должно быть уделено особое внимание.

2. Авторами выполнена громадная работа. Вместе с тем, проведенные обсуждения материалов по Программе модернизации электроэнергетики на период до 2020 г. на совместном заседании Комиссии по модернизации электроэнергетики России, Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» показали, что при постановке таких масштабных работ необходимо обсуждение технического задания на работу на совместном заседании указанных советов.

3. Представленная Программа модернизации электроэнергетики рассматривает основные пути обновления отрасли на период до 2020 г. Однако уже сейчас необходима проработка вопросов, касающихся определения целевого видения развития электроэнергетики страны на долгосрочную перспективу (на уровне 2050 г.) в соответствии с основными стратегическими направлениями развития экономики страны, которые должны были определены государственными органами власти. В этой связи важной геополитической (а не только экономической) задачей является развитие инфраструктурной электрической связи Восток-Запад по нескольким направлениям. Необходимо определить оптимальные масштабы развития распределенной генерации на базе ГТУ и сочетания ГТУ и котлов-утилизаторов, а также возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и электросетевого строительства.

4. Необходимо рассмотреть в дальнейшем более глубоко проблему покрытия переменной части графиков нагрузки, в том числе за счет использования ГАЭС и ГТУ.

5. Необходимо отметить, что проектный комплекс страны в значительной степени разрушен и требуется его восстановление и существенное развитие для решения стоящих масштабных задач по модернизации электроэнергетики страны.

6. Для практического осуществления Программы модернизации электроэнергетики страны она должна быть поддержана государством и реализована в виде одной из целевых государственных программ, вводимых с 2012 г.

7. ОАО «ЭНИН» с соисполнителями необходимо подготовить полный текст Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г. и провести обсуждение Программы с заинтересованными субъектами отрасли, в том числе с тепловыми генерирующими компаниями (ОГК и ТГК), ОАО «РусГидро», ООО «Газпром энергохолдинг», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК» и др.

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. Программа модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г. выполняется по заданию Минэнерго России в соответствии с протоколом заседания Правительства Российской Федерации от 03.06.10 № 24, в котором Минэнерго России поручено разработать и внести в Правительство Российской Федерации Программу модернизации электроэнергетики на период до 2020 г.

2. Проект Программы был одобрен в целом на Совместном заседании 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» (далее — Совместное заседание) (протокол от 25.02.11). Было предложено учесть замечания и предложения, высказанные на указанном Совместном заседании. Проект Программы был разослан Минэнерго России 14.02.11 по 60 адресам (организациям), замечания и предложения в количестве 322 получены от 47 организаций.

3. В окончательной редакции Программы ОАО «ЭНИН» (далее — Исполнитель) совместно с соисполнителями учел все основные замечания

и предложения, высказанные на Совместном заседании, а также другими заинтересованными организациями. Сводная таблица ответов на замечания и предложения представлена Исполнителем в Минэнерго России 06.05.11.

4. В соответствии с решением Комиссии по модернизации электроэнергетики России (протокол от 22.03.11 № АШ-98 пр) для уровней электропотребления до 2020 г., принятых в базовом варианте Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 г., разработчиками Программы проведены необходимые расчеты и получены итоговые показатели по всем компонентам электроэнергетики при оптимальном их сочетании.

Совместное заседание РЕШИЛО:

1. Провести обсуждение окончательной редакции «Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г. (этап 2)» с заинтересованными субъектами ЕЭС России, в том числе с независимыми тепловыми генерирующими компаниями (ОГК и ТГК), ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «РусГидро», ООО «Газпром энергохолдинг», ОАО «РАО ЭС Востока» и др.) с целью установить требования к механизму реализации Программы в части обеспечения возврата капитала при вводе новой и дополнительной генерирующей мощности.

2. Представить в Минэнерго России расчетные обоснования по сдерживанию темпов роста тарифов на электроэнергию в связи с мероприятиями, предусмотренными в «Программе модернизации электроэнергетики России на период до 2030 года (этап 2)».

3. Провести совместное заседание Комиссии по модернизации электроэнергетики России, Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» с учетом результатов обсуждения окончательной редакции «Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г. (этап 2)» с заинтересованными субъектами ЕЭС России и обоснований по сдерживанию роста тарифов на электроэнергию.

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

В. В. Молодюк

Ученый секретарь научного 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. Баринов

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

Я. Ш. Исамухамедов

Энергоэффективность в регионах России

12 июля 2011 г. в бизнес-центре «Александр Хаус» прошла научно-практическая конференция «Перспективы и условия реализации проектов энергоэффективности в регионах России».

Конференцию провело профессиональное сообщество «экономист» под патронажем Совета Федерации ФС РФ, Гос.Думы ФС РФ, Министерства регионального развития, Общественной палаты РФ и ТПП РФ. Представители власти и бизнеса на одной дискуссионной площадке обсуждали насущные вопросы энергоэффективности и ход реализации ФЗ № 261 «Об Энергосбережении..».

Алексей Туликов, руководитель Департамента развития законодательства в сфере энергетики и инновации ФГБУ «Российское энергетическое агентство» рассказал о ходе изменения законодательной базы для ФЗ № 261. По его словам, работа над созданием подзаконных актов уже на стадии завершения и в скором времени акты будут представлены на утверждение. «Федеральный закон № 261 по части реализации опоздал примерно на год исключительно из-за непонятной ситуации с бумажной волокитой. Искренне надеюсь, что в ближайшее время ситуация будет выправлена», — подчеркнул Алексей Туликов.

Геннадий Иванов, генеральный директор ЗАО «Энерго-Сервисная Компания», говоря о реализации ФЗ № 261, отметил: «Понятие энергоэффективности — это скорее идеологическая проблема. К примеру, у наших западных коллег энергоэффективность находится на каком-то генетическом уровне. Необходимо выходить на новый этап общественного сознания. При понимании, заложенном с детства о том, что энергию нужно экономно расходовать и это так же нормально, как чистка зубов 2 раза в день, общее понятие энергоэффективности выйдет на более широкий уровень».

Положение о единой технической политике ОАО «Холдинг МРСК» в распределительном сетевом комплексе

УТВЕРЖДАЮ

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
«28» апреля 2011 г.

ПРОТОКОЛ № 4/11

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

22 апреля 2011 г. г. Москва

На совместном заседании выступили:

Со вступительным словом:

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

С докладом:

«Положение о единой технической политике ОАО «Холдинг МРСК» в распределительном сетевом комплексе»

Б. И. Механошин — заместитель генерального директора — технический директор ОАО «Холдинг МРСК».

В своем докладе Б. И. Механошин представил результаты разработки «Положения о единой технической политике ОАО «Холдинг МРСК» в распределительном сетевом комплексе» (далее — Положение).

ОАО «Холдинг МРСК» — крупнейшая компания распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации. Территория обслуживания составляет 7761 тыс. км^2, население на обслуживаемой территории — 123871 тыс. чел. Общая протяженность сетей — около 2066 тыс. км, установленная мощность подстанций — 388 ГВ·А. Среднесписочная численность работающих в компаниях Холдинга МРСК — 191 тыс. чел.

Основная деятельность ОАО «Холдинг МРСК» состоит в управлении корпоративными методами дочерними электросетевыми компаниями.

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0,4 – 110 (220) кВ составляет 2 065 979 км, в том числе:

0,4 кВ — 660038;

3 – 20 кВ — 847977;

35 кВ — 159144;

110 кВ и выше — 253424.

Доля ВЛ 0,4 – 110 (220) кВ, отработавших более 30 лет, достигла 57 %.

Цель разработки Положения состоит в определении основных технических направлений развития, обеспечивающих повышение надежности и эффективности функционирования распределительного сетевого комплекса и его экологической безопасности.

Основные задачи, решаемые в Положении и направленные на повышение надежности функционирования распределительного электросетевого комплекса:

- создание системы управления рисками;
- разработка системы управления техническим состоянием сетевых активов на базе инструментального контроля и диагностики;
- внедрение системы температурного мониторинга кабельных линий электропередачи, силовых трансформаторов (пилотные проекты — 2012 г.);

- поэтапный перевод сети 0,4 кВ на напряжение 10 кВ с комплексным внедрением технологии SMART GRID;
- создание единой системы стандартов ведения проектной документации, стандартов ОАО «Холдинг МРСК» в области проектирования;
- разработка системы управления распределенными ресурсами для производства аварийно-восстановительных работ в электросетевом комплексе ОАО «Холдинг МРСК»;
- создание концепции развития АСТУ, стандарта организации МРСК/РСК по оперативно-технологическому управлению в распределительном сетевом комплексе.

Требования к основному оборудованию:

- срок заводской гарантии не менее 5 лет;
- низкая стоимость владения;
- срок службы оборудования и материалов на ПС 35—220 кВ и ТП 6—20 кВ не менее 30 лет;
- срок службы оборудования и материалов на ВЛ и кабельных линиях (КЛ) 35—220 кВ не менее 50 лет;
- срок службы оборудования и материалов на ВЛ и КЛ до 20 кВ не менее 40 лет;
- приоритетное применение оборудования, произведенного на территории РФ.

Реализация технической политики, НИОКР.

Проекты:

- создание энергоэффективных, управляемых распределительных электрических сетей;
- создание нового электротехнического оборудования, материалов, изделий и рекомендаций по их применению;
- разработка мероприятий по энергосбережению и снижению потерь электроэнергии;
- разработка инновационных технологий передачи электроэнергии и мониторинга технического состояния распределительных электрических сетей;
- формирование нормативно технической базы для распределительного сетевого комплекса.

Ожидаемые результаты:

- оптимизация капитальных вложений и снижение потерь электрической энергии;
- повышение надежности работы электросетевого комплекса;
- комплексное снижение потерь электрической энергии в распределительной электрической сети;
- существенное улучшение качества электроснабжения потребителей электроэнергии;
- создание стандартов организации, включая типовые решения и рекомендации по их применению.

Будет разработана программа инновационного развития ОАО «Холдинг МРСК». Координация инновационной деятельности будет осуществляться в рамках создаваемой технологической платформы «Интеллектуальные энергетические сети России» (инициаторы — ОАО «ФСК ЕЭС» и ФГУП «РЭА», координатор — Минэнерго России)

Научно-исследовательский инжиниринговый центр ОАО «Холдинг МРСК» обеспечит выполнение следующих задач:

- участие в создании и реализации технической политики отрасли с учетом роли и места распределительного сетевого комплекса (РСК) в энергообеспечении российской экономики;
- комплексный инженерный подход к инжиниринговому обеспечению формирования и реализации проектов и программ реновации, модернизации, энергосбережения и повышения эффективности РСК;
- капитализация инжиниринговой компании за счет развития собственных компетенций, синергии системного использования корпоративных научных активов и потенциала российских и зарубежных партнеров за счет создания совместных научных и производственных компаний, участия в международных энергетических проектах;
- прибыльность и инвестиционную привлекательность инжиниринговой компании за счет создания и использования научного, конструкторского и проектного заделов, рыночной мобильности и диверсификации бизнеса.

Управление реализацией технической политики.

Финансовое управление:

- формирование тарифно-балансовых решений;
- экономическая оценка технических решений;
- механизм закупок.

Нормативно-техническое управление:

- формирование нормативно-технической базы.

Организационное управление:

- блок технического развития;
- научно-технический совет;
- научно-инжиниринговый центр.

Технологическое управление:

- аттестация оборудования;
- изучение опыта эксплуатации;
- непрерывная актуализация.

С заключениями от экспертирующих организаций выступили:

от ОАО «ФСК» — первый заместитель председателя правления — главный инженер **В. Н. Чистяков**;

от МЭИ (ТУ) — директор Института электроэнергетики, канд. техн. наук **О. Н. Кузнецов;**

от ОАО «СО ЕЭС» — заместитель директора по развитию технологий диспетчерского управления **Ю. М. Вишневски**й.

В дискуссии выступили: первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий, доктор техн. наук **Б. И. Нигматулин**, директор дирекции технологического развития электроэнергетики ЗАО «АПБЭ», канд. техн. наук **В. В. Нечаев**, научный руководитель ОАО «НИКИЭТ», доктор техн. наук **Е. О. Адамов**, от Ставропольского учебного центра **И. И. Левченко**, бывший руководитель департамента Минэнерго СССР **Э. Н. Шавров**, первый заместитель заведующего кафедрой РЗиА МЭИ (ТУ), доктор техн. наук проф. **Б. К. Максимов**.

В докладах экспертов и в дискуссии высказаны следующие замечания и предложения.

Положение правильно задает основные направления модернизации распределительного сетевого комплекса в составе электросетевого комплекса страны.

Особого внимания заслуживает внесение в Положение крупных программ, способных коренным образом переломить ситуацию с потерями электроэнергии, проведением аварийно-восстановительных работ, восстановлением и повышением пропускной способности электрических сетей, снижением возможных последствий аварийных событий. На сегодняшний день инфраструктура достигла такого состояния, что одной программой реновации проблему не решить. Необходимы серьезные изменения и в организационном и технологическом плане. Однако перечисленные проблемы нашли свое отражение в Положении только как декларативные заявления и требуют серьезной проработки с последующим выпуском соответствующих документов.

При формировании Положения основополагающим документом являлось «Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» в распределительном электросетевом комплексе» от 24.07.06 № 1504 пр/1. В Положение вошли такие новые важные разделы, как основные технические требования при выдаче мощности объектов малой генерации, надежность электроснабжения крупных городов и мегаполисов, принципы перехода к активно-адаптивным сетям (Smart Grid), ограничения по применению оборудования и материалов в РСК.

При описании документов, использованных при разработке Положения, необходимо исключить постановление Правительства РФ от 24.02.09 № 160 «О порядке установления охранных зон линий электропередачи» и проект федерального закона № 118971 – 5 «Технический регламент «О безопасности электрических станций и сетей» и дополнить перечень приказов ОАО «РАО «ЕЭС России» приказом от 11.02.08 № 57 «Об организации взаимодействия ДЗО ОАО "РАО «ЕЭС России»" при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики».

Необходимо дополнить Положение документами, утвержденными совместно ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «СО ЕЭС», включив, в частности, следующие:

- Типовое соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России, утвержденное 20.10.10;
- Принципы распределения функций технологического управления и ведения объектами диспетчеризации, утвержденные 28.07.09.

Недостаточно проработана *терминологическая база* Положения. Применяется термин «закрытый» центр питания (сформирован отдельный раздел по механизму определения объектов), который противоречит Правилам технологического присоединения.

Целесообразно использовать общепринятый термин — комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) вместо формулировки «моноблоки комплектных РУ напряжением 110 (220) кВ, включающие в себя сборные шины, выключатели, заземляющие разъединители и другое электротехническое оборудование, размещаемые в герметичном металлическом корпусе, заполненным элегазом, не требующим обслуживания и имеющим смотровые окна».

Приведена неправильная классификация схем электрической сети. В Положении сделана попытка применить подходы при построении городских электрических сетей по принципам сельских, что не приводит к улучшению работы.

Отсутствуют результаты *анализа повреждаемости* ВЛ 35 – 110 (220) кВ. Приведенное значение *потерь* в размере 8,7% является заниженным, так как приведено без учета «последней мили».

В технические требования к *подстанциям* (ПС) 35 – 220/6 – 20 кВ и *воздушным линиям* 35 кВ и выше включены следующие стандарты ОАО «ФСК ЕЭС»:

- «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35—750 кВ, Типовые решения»;
- «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35—750 кВ» (устаревший).

Эти стандарты нуждаются в корректировке в связи с утверждением Положения о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС».

Технические требования к *линиям электропередачи* необходимо дополнить подразделом, содержащим технические решения по проведению мероприятий по плавке гололеда на проводах ВЛ с учетом районирования по толщине стенки гололеда.

В технических требованиях к *первичному оборудованию* подстанций следует отдельно указать применение модульного (комбинированного) оборудования, включающего в себя несколько элементов ячейки распределительных устройств (РУ) (выключатель, разъединитель, трансформатор тока и напряжения), а также добавить требования по приводам выключателей 6—35 кВ.

В технических требованиях *к релейной защите и автоматике* (РЗиА) говорится о «допустимости применения устройств РЗиА на базе электромеханических реле при неполной реконструкции». Необходимо внести уточнение, что это положение не распространяется на ВЛ, связывающие подстанции ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «ФСК ЕЭС». Там же вводится норма наличия двух катушек отключения на выключателях, однако действие на них основных и резервных защит прописано нечетко.

Определение мест повреждения (ОМП) на линиях 6—35 кВ представлено, а методы ОМП линий 110 кВ не указаны. ОАО «ФСК ЕЭС» это важно знать, поскольку часть ВЛ 110 кВ отходят от подстанций ОАО «ФСК ЕЭС» и соответственно приборы ОМП размещаются у ОАО «ФСК ЕЭС».

Целесообразно внести раздел, содержащий *показатели прогрессивности технических решений* с конкретными их значениями.

В разделе «Разработка программы НИОКР» целесообразно использовать опыт ОАО «ФСК ЕЭС» и результаты проведенных НИОКР.

При описании основных направлений технической политики *в распределительных электрических сетях* технические решения прописаны без достаточного обоснования, не предусмотрена возможность выбора другого решения.

Технические требования к схемам развития распределительных электрических сетей необходимо доработать с учетом требований Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства РФ от 17.10.09 № 823.

Целесообразно указать на необходимость координации схем и программ развития электроэнергетики регионов в части сетей напряжением 110—35 кВ, разрабатываемых в соответствии с постановлением Правительства от 17 октября 2009 г. № 823, со схемами развития электрических сетей напряжением 20—10—6 кВ отдельных населенных пунктов в целях выявления мест установки малой генерации у потребителей для использования в аварийных ситуациях.

Отсутствует раздел, посвященный режимам работы нейтрали, что особенно актуально в связи с широким применением кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.

При разработке рекомендаций по выбору класса напряжения целесообразно установить, что минимальным классом напряжения стороны низкого напряжения (НН) для вновь сооружаемых центров питания является класс напряжения 10 кВ, класс напряжения 6 кВ может применяться только по отдельному обоснованию.

Номинальное напряжение 35 кВ рассматривается как перспективный класс, что не соответствует действительности, и его применение допускается в ограниченном числе сетевых реализаций.

В Положении предусматривается возможность выполнения сети на напряжении 6 кВ, что нецелесообразно.

В Положении неверно представлен эффект применения вольтодобавочного трансформатора.

Необоснованно введен запрет на работу потребителей через агрегаты бесперебойного питания.

Не нашла отражения реализация мероприятий обеспечения качества электроэнергии. Опыт работы в электрических сетях 110—0,38 кВ указывает на актуальность проблемы обеспечения качества электроэнергии.

Не отражена проблема адаптации персонала к предстоящим изменениям и внедрению нового оборудования.

При описании управления технической политикой приведен неполный перечень *нормативно-технических документов* (НТД), которые необходимо расширить, включая документы:

- по обеспечению электромагнитной совместимости на электросетевых объектах;
- по молниезащите;
- по заземляющим устройствам;
- по персоналу.

Технические требования по определению допустимых уровней *токов короткого замыкания* (ТКЗ) необходимо переработать в части определения

требований к построению схем электрических сетей и выбору электросетевого оборудования, обеспечивающих соответствие параметров оборудования фактическим уровням ТКЗ.

При разработке основных технических требований *по выдаче мощности объектов малой энергетики* целесообразно сформулировать требования, подлежащие учету ОАО «Холдинг МРСК» при формировании технических условий (ТУ) на технологическое присоединение объектов малой генерации, и исключить описание порядка технологического присоединения и урегулирования отношений по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и передаче электрической энергии. Определить, что генераторы, являющиеся аварийными источниками электроснабжения, должны работать изолированно и не иметь технической возможности включения на параллельную работу с энергосистемой.

При установлении технической политики для повышения *надежности электроснабжения крупных городов и мегаполисов* необходимо заменить применение автоматического противоаварийного управления (ПАУ) на применение локальных комплексов противоаварийной автоматики (ПА).

При определении принципов перехода к *активно-адаптивным сетям* в перечне основных задач исключить задачу «управление потреблением электрической энергии», а задачу «повышение управляемости распределительной электрической сети» дополнить задачей повышения ее наблюдаемости.

При определении технической политики в *первичном оборудовании подстанций* целесообразно определить, что в сетях 35 кВ и ниже применение элегазовых выключателей возможно только по отдельному обоснованию.

Техническую политику в отношении *измерительных трансформаторов* и датчиков целесообразно наполнить требованиями к датчикам, в том числе измерительным преобразователям.

Технические требования к *устройствам релейной защиты и автоматики*, к устройствам РЗиА для различных схем подстанций и классов напряжения необходимо переработать с учетом требований Приложения № 5 «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики» к Типовому соглашению между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК». Дополнить требования к оснащению ПС 35—110 (220) кВ необходимостью применения цифровых устройств РЗиА, систем сбора и передачи информации, систем телеуправления. Определить, что ПС 110 (220) кВ, имеющие в своем составе объекты диспетчеризации, необходимо оборудовать регистраторами аварийных событий и процессов.

Технические требования к РЗиА и схемно-технические решения не увязаны между собой.

Целесообразно переработать технические требования к *автоматизированным системам технологического управления* с учетом того, что подразделениями ДЗО ОАО «Холдинг МРСК», осуществляющими оперативно-технологическое управление, используются автоматизированные системы технологического управления (АСТУ), а диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» — автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ). Исключить применение терминов «оперативное управление», «диспетчерско-технологическое управление», «АСДТУ».

Требования к построению *систем сбора и передачи информации (ССПИ) и организации каналов диспетчерской и технологической связи* между подстанциями, ЦУС и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» целесообразно вынести в отдельные подразделы и изложить с учетом требований Приложения № 6 «Технические требования по организации обмена технологической информацией с диспетчерскими центрами Системного оператора» к Типовому соглашению между ОАО «СО ЕЭС» и МРСК.

Технические требования к *диагностике оборудования, формированию АСУ ТОиР, мониторингу распределительных сетей* необходимо дополнить требованиями к диагностике и системам мониторинга силовых и измерительных трансформаторов, коммутационных аппаратов.

Диагностику и мониторинг ВЛ необходимо дополнить требованием о применении устройств мониторинга температуры провода ВЛ, на ВЛ 110 (220) кВ, систематически работающих с токовой нагрузкой, близкой к максимальной длительно допустимой.

В технических требованиях к *диагностике и мониторингу основного оборудования подстанций* необходимо исключить принцип «применения средств диагностики и мониторинга основного оборудования, обеспечивающих достоверность информации о состоянии оборудования».

Отсутствуют разделы, определяющие подходы к формированию целевой модели *оперативно-технологического управления распределительных сетевых компаний* с различным объемом объектов электросетевого хозяйства и содержащие технические требования к технологическому оснащению центров управления сетями различных уровней.

С заключительным словом и по проекту решения выступил председатель научного Со-

вета 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 РЕШИЛО:

1. Одобрить «Положение о единой технической политике ОАО «Холдинг МРСК» в распределительном сетевом комплексе».

2. Отметить, что Положение правильно определяет наиболее прогрессивные технические решения и требуемые технические показатели оборудования, которые должны применяться в производственной деятельности ОАО «Холдинг МРСК», и может служить программным документом деятельности Общества, его ДЗО, предприятий и организаций, выполняющих работы по обеспечению функционирования и развития ОАО «Холдинг МРСК» в области технической политики.

3. Рекомендовать вынести Положение на рассмотрение Совета директоров ОАО «Холдинг МРСК» после учета высказанных замечаний и предложений.

4. Рекомендовать Положение обязательным для применения в ОАО «Холдинг МРСК» и его ДЗО, а также научно-исследовательских, проектных, строительно-монтажных, наладочных и ремонтных организациях, выполняющих работы применительно к объектам распределительных электрических сетей (подстанциям, распределительным устройствам, линиям электропередачи) напряжением 0,4 — 110 (220) кВ.

5. Рекомендовать Положение к применению генерирующими компаниями, промышленными предприятиями и иными хозяйствующими субъектами, выполняющими работы в области проектирования, строительства, эксплуатации и ремонту объектов распределительных электрических сетей напряжением 0,4 — 110 (220) кВ.

6. Рекомендовать ОАО «Холдинг МРСК» разработать на основе Положения комплекс технических и методических документов Общества (стандарты организации, технические требования, методические указания и др.), определяющих единые технические требования к проектированию, строительству, реконструкции, эксплуатации и ремонту объектов распределительных электрических сетей напряжением 0,4 — 110 (220) кВ и порядок их применения.

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

В. В. Молодюк

Ученый секретарь научного 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. Баринов

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

Я. Ш. Исамухамедов

ОАО «Мосэнерго» в I полугодии 2011 г. увеличило выработку электроэнергии на 7,1 %

ОАО «Мосэнерго» подвело итоги производственной деятельности за I полугодие 2011 г. Электростанции Компании в январе—июне 2011 г. выработали 34,2 млрд кВт·ч электроэнергии — на 7,1 % выше аналогичного показателя 2010 г.

Коэффициент использования установленной электрической мощности ОАО «Мосэнерго» по итогам I полугодия 2011 г. составил 66,2 % (за аналогичный период 2010 г. — 61,8 %).

Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ Мосэнерго в январе—июне 2011 г. составил 40 млн Гкал, снизившись по сравнению с аналогичным показателем прошлого года на 1,7 %.