

ВЕСТИ ELECTRIC POWER'S NEWS

В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

2.2014

Содержание

Перспективы развития электроэнергетики

Энергетическая стратегия России на период до 2035 г.
(основные положения) 3

А. С. Макарова, А. А. Хоршев, Т. Г. Панкрушина, Е. И. Шаров

Возможности использования атомной теплофикации
на базе энергоблоков мощностью до 100 МВт в ЕЭС России в период до 2030 г. 16

Инновации в электроэнергетике

В. Е. Фортов

Новые технологии в энергетике 25

Стандарты в электроэнергетике

С. А. Ершов

Опыт сертификации средств и систем автоматизации 30

Релейная защита и автоматика

О. Г. Захаров

Результаты 15-летней эксплуатации цифровых устройств
релейной защиты 33

А. Ефремов

Интеллектуальное управление или новая эра автоматизации 38

Материалы НТС

Предложения по развитию методики среднесрочного прогнозирования
спроса на электроэнергию (во взаимосвязи с индикаторами
социально-экономического развития страны и регионов)
для разработки схемы и программы развития ЕЭС России 41

Создание общей информационной модели ЕЭС на основе
стандартов МЭК, разработка систем классификации и идентификации
объектов электроэнергетики 48

Учредители:

Минэнерго РФ,
ОАО «ФСК ЕЭС»,
Электроэнергетическая
ассоциация
«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
В. В. Нечаев
Э. М. Перминов
А. Б. Яновский
Я. Ш. Исамухамедов

Адрес редакции:
109044, Москва,
Воронцовский пер., г. 2,
ЗАО «НТФ Энергопрогресс»
Тел. (499) 268-36-26
vesti46@mail.ru
Подписано в печать 05.04.14
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., 157

© ЗАО «НТФ Энергопрогресс»,
«Вести в электроэнергетике», 2014

Информационные сообщения

Мощность энергосистемы Юга России превысила отметку в 30 тыс. МВ·А	24
Минэнерго России поддержало инвестиционные планы ФСК ЕЭС на 2015–2019 гг.....	29
ФСК выступает за развитие фундаментальной науки в России	37
Возобновляемая энергетика и когенерация — наиболее перспективные направления в ближайшее десятилетие	40
Объем ремонтной программы ДГК в 2014 г. увеличен на 11 %.....	52
Сократились сроки и стоимость технологического присоединения к сетям в 2013 г	53
Мощность питающих центров в Северо-Кавказском регионе увеличится почти на 1000 МВ·А	53
Повышение безопасности и надежности оборудования высокого и сверхвысокого напряжения	54
Совершенствование нормативной базы совместной работы энергосистем БРЭЛЛ	55
«Россети» представили итоги первого года работы	55

**Содержание журнала за 2013 год смотри на сайте
www.energy-journals.ru**

На журнал «Вести в электроэнергетике» можно подписаться
в любом отделении почтовой связи (**Объединенный каталог
«Пресса России», том II, 2014 г.: Российские и зарубежные газеты и журналы,
подписной индекс 87667**) или через ЗАО НТФ «Энергопрогресс»:
109044, г. Москва, Воронцовский пер., д. 2. ЗАО НТФ «Энергопрогресс».
Тел.: (495) 911-73-24 (Луничкина Людмила Петровна).
По вопросам размещения статей, рекламы и информационных материалов
просим обращаться в редакцию журнала
по тел. **(499) 268-36-26**, e-mail: **vesti46@mail.ru**

Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. (основные положения)

Проект

Энергетическая стратегия должна обновляться не реже 1 раза в 5 лет. В этой связи Правительством Российской Федерации было принято решение о корректировке Энергетической стратегии России на период до 2030 г. с ее пролонгацией до 2035 г.

В ходе мониторинга Энергетической стратегии России на период до 2030 г. была подтверждена адекватность большинства ее утверждений реальному положению энергетического сектора страны даже в условиях глубокой посткризисной трансформации экономики России. Производство, внутреннее потребление и экспорт первичных топливно-энергетических ресурсов находятся, в целом, в рамках или близко к прогнозному коридору ЭС-2030. Вместе с тем, развитие ТЭК не обеспечивает полного достижения целевых индикаторов ЭС-2030, особенно качественных, сохраняются проблемы в государственной энергетической политике. На фоне успехов в реализации отдельных энергетических проектов (строительство ВСТО и Северного потока, запуск Ванкорского НГМ и Бованенковского газового месторождения, выход российского СПГ на азиатские рынки) и сохранения бюджетообразующей роли ТЭК острыми остаются застарелые болезни российского ТЭК (высокий износ основных фондов, низкий уровень энергоэффективности и эффективности инвестиций в ТЭК, чувствительность к колебаниям мирового нефтегазового рынка).

Кроме того, за рассматриваемый период не удалось добиться прогресса в повышении КИН и глубины переработки нефти. Целевой уровень полезного использования ПНГ в 95 % не будет достигнут ранее 2015 г. С задержкой реализуется Восточная газовая программа. Сохраняется негативная тенденция роста доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов, запасов малых и удаленных месторождений, что в перспективе будет вести к росту себестоимости добычи энергоресурсов. В 2009—2012 гг. возросла зависимость экономики России от ТЭК по его доле в экспорте (70 %), доходах федерального бюджета (50 %) и инвестициях (40 %).

Произошла существенная трансформация на мировых энергетических рынках, связанная с ориентацией ряда крупнейших импортеров на энергетическое самообеспечение. Внутри страны снизились темпы экономического роста, в связи с чем главным приоритетом становится не количественное наращивание объемов производства ТЭК, а качественное

обновление (модернизация) энергетического сектора страны.

Настоящая Энергетическая стратегия во многом является преемственной по отношению к ЭС-2030. Вместе с тем, имеются и **достаточно существенные отличия.**

1. Структура.

В структуре ЭС-2035 имеется ряд новаций:

- 1) в раздел «Перспективы спроса на российские энергоресурсы» добавлен новый подраздел «Вызовы для российской энергетики»;
- 2) выделен новый раздел «Раздел 4. Целевое видение энергетики России до 2035 г.», включающий подразделы: «Цели и задачи ЭС-2035», «Главные стратегические ориентиры», «Принципы, механизмы и этапы реализации Энергостратегии»;
- 3) в разделе «Государственная энергетическая политика»
 - добавлен подраздел «Налоговая и таможенно-тарифная политика в энергетике»;
 - добавлен подраздел «Экологическая политика в энергетике»;
 - подраздел «Социальная политика в энергетике» расширен и представлен в виде «Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетике»;
- 4) в разделе «Перспективы развития отраслей топливно-энергетического комплекса» добавлен подраздел «Глубокая переработка углеводородного сырья (нефтегазохимия)»;
- 5) в разделе «Ожидаемые результаты и система реализации настоящей Стратегии» добавлен подраздел «Основные риски реализации Стратегии».

2. Оценка перспектив социально-экономического развития России и внутреннего спроса на российские энергоресурсы.

Основное изменение прогноза развития российской экономики в ЭС-2035 по сравнению с ЭС-2030 состоит в том, что кризис привел не только к временному спаду экономической активности, но и к среднесрочному замедлению темпов экономического роста в связи с усилением долгосрочных структурных и институциональных ограничений развития российской экономики. В связи с этим перспективы роста ВВП и внутреннего потребления энергоносителей значительно понижены по

сравнению с ЭС-2030 (в базовом для ЭС-2035 инновационном сценарии среднегодовые темпы роста в 2013–2035 гг. составят 3,8%, а в консервативном риск-сценарии — 2,8%).

3. Оценка положения России на мировых энергетических рынках.

Основное изменение прогноза развития мировой экономики и энергетики состоит в том, что в ЭС-2035 по сравнению с ЭС-2030 значительно более полно учитывается трансформация мировых энергетических рынков в посткризисный период. Она включает снижение перспектив глобального роста спроса на энергоносители (темп роста мирового потребления первичной энергии в ЭС-2035 ожидается на уровне 1,2% в год вместо 1,5% в ЭС-2030), ускорение сдвига мирового спроса на энергию в развивающиеся страны, где присутствие России весьма ограничено, долгосрочное торможение спроса на рынках традиционного присутствия России.

Появление новых производителей, рост значимости нетрадиционных ресурсов углеводородов и ускоренное развитие возобновляемых источников энергии ведут к ужесточению конкуренции на ключевых мировых энергетических рынках. При анализе перспектив внешнего спроса на российские энергоресурсы в ЭС-2035 учитываются также результаты анализа энергетических стратегий крупнейших потребителей и производителей энергоресурсов в направлении обеспечения энергетической самодостаточности. Помимо традиционного количественного прогноза экспорта российских энергоресурсов, в ЭС-2035 учитываются также качественные тенденции технологической трансформации, эволюции механизмов ценообразования и регулирования на мировых энергетических рынках. ЭС-2035 предполагает рост экспорта энергоносителей темпами 0,7% в год в период 2010–2035 гг., в ЭС-2030 предполагался рост на 0,5% в год в период 2005–2030 гг.

4. Цели и задачи Стратегии.

Цель ЭС-2035 можно назвать преемственной к ЭС-2030. Задачи Стратегии в ЭС-2035 в целом отражают задачи, обозначенные в ЭС-2030, но существенно расширены и уточнены. В частности, добавлены положения о развитии внутренней энергетической инфраструктуры (преодоление традиционного дисбаланса в пользу экспортных проектов и экспортной инфраструктуры); о повышении доступности и качества энергетических товаров и услуг; о внедрении принципов устойчивого развития в управление энергетическими компаниями и государственное регулирование развития энергетики.

5. Центральная идея Стратегии.

В ЭС-2030 основной является идея о том, что ТЭК должен стать локомотивом развития экономики

страны. Являясь крупнейшим заказчиком для многих смежных отраслей промышленности и экономики, ТЭК должен был внести весомый вклад в инвестиционное обеспечение инновационного развития отечественной экономики.

В ЭС-2035 центральной идеей является переход от ресурсно-сырьевого развития ТЭК к ресурсно-инновационному. При этом новая роль ТЭК в экономике страны будет состоять в переходе от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре», обеспечивающей создание условий для развития российской экономики, включая ее диверсификацию, рост технологического уровня, минимизацию инфраструктурных ограничений.

6. Главные стратегические ориентиры.

В ЭС-2030 и ЭС-2035 рассматривается четыре стратегических ориентира:

- ориентир «энергетическая безопасность» рассматривается в ЭС-2030 и ЭС-2035. Но в ЭС-2035 в этот ориентир включены индикаторы, которые отсутствуют в ЭС-2030, но которые согласуются с системой показателей, утвержденных в Доктрине энергетической безопасности России;
- ориентир «энергетическая эффективность» рассматривается в ЭС-2030 и ЭС-2035, но в ЭС-2035 скорректированы индикаторы по этому ориентиру и подчеркивается, что энергетическая эффективность более широкое понятие, чем энергосбережение;
- ориентир «бюджетная эффективность энергетики», который рассматривается в ЭС-2030, в ЭС-2035 расширен до понятия «экономическая эффективность энергетики». Это связано с переходом ТЭК на роль стимулирующей инфраструктуры, обеспечивающей создание условий для развития российской экономики. При этом необходим анализ эффективности функционирования ТЭК в экономической системе страны в целом, и для этого недостаточно рассмотрение только бюджетной эффективности деятельности ТЭК, которая является лишь одной из составляющих экономической эффективности. В связи с расширением данного стратегического ориентира для него разработана новая система индикаторов;
- ориентир «экологическая безопасность энергетики», который рассматривается в ЭС-2030, в ЭС-2035 расширен до понятия «устойчивое развитие энергетики», включающее требование социальной ответственности, экологической безопасности и инновационного развития

7. Государственная энергетическая политика.

В целом по всем направлениям государственной энергетической политики в ЭС-2035 сохранена преемственность по отношению к ЭС-2030. Но в ЭС-2035 задачи и меры государственной политики расширены и уточнены, в частности:

- по направлению «Недропользование»: осуществление разработки новой классификации запасов, основанной не на технических, а на экономических показателях добычи углеводородов и гармонизированной с международной классификацией запасов;
- по направлению «Налоговая и таможенно-тарифная политика»: переход от НДС к налогу на добавочный доход (НДД) или налога на сверхприбыль при добыче углеводородов, разработка концепции и механизма налогообложения финансового результата;
- по направлению «Государственное регулирование внутренних энергетических рынков»: разработка и совершенствовании механизмов биржевой торговли для рынков всех видов энергии и энергоносителей; создание системы внутренних ценовых индикаторов на нефть и нефтепродукты, основанных на внутренних биржевых ценах, и системы использования указанных индикаторов в антимонопольном регулировании;
- по направлению «Научно-техническая политика в энергетике»: стимулирование восстановления инновационного цикла (фундаментальные исследования — прикладные исследования — опытно-конструкторские разработки — головные образцы — производство);
- по направлению «Региональная энергетическая политика»: разработка методики мониторинга состояния энергетической безопасности страны и ее регионов и хода реализации Доктрины энергетической безопасности России;
- по направлению «Социальная политика и развитие человеческого потенциала в ТЭК»: комплекс мер по развитию человеческого капитала в ТЭК;
- по направлению «Внешняя энергетическая политика»: адаптация политики России на рынках ТЭР к новым тенденциям развития и трансформации регулирования; содействие формированию общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства.

8. Параметры топливно-энергетического баланса.

ЭС-2030 и ЭС-2035 предусматривают значительное снижение энергоемкости российской экономики, неувеличение доли газа в структуре

энергопотребления, рост доли нетопливной энергетики. Но ТЭБ в ЭС-2035 отличается от ТЭБ в ЭС-2030:

1) внутреннее потребление первичных ТЭР и потребление электроэнергии в ЭС-2035 растет медленнее, чем в ЭС-2030. Это связано, прежде всего, с изменением прогноза развития российской экономики, снижением перспектив роста ВВП в настоящей Стратегии; но вместе с тем, в ЭС-2035 сохраняется тенденция на углубленную электрификацию промышленности, транспорта и комбыта;

2) если ЭС-2030 предполагала снижение доли газа в потреблении ТЭР, то ЭС-2035 говорит о стабилизации его доли. При этом доля газа в энергопотреблении в ЭС-2035 несколько выше, а угля несколько ниже, чем в ЭС-2030. Кроме того, в структуре топливообеспечения электростанций доля газа и угля относительно стабильна — в ЭС-2030 предполагалось заметное снижение доли газа и повышение доли угля. Эти тенденции связаны, в первую очередь, с пересмотром прогноза внутреннего потребления угля в сторону понижения (завышенный прогноз ЭС-2030 не оправдался). По этой же причине в настоящей Стратегии по сравнению с ЭС-2030 понижен прогноз добычи угля;

3) объем нефтепереработки в ЭС-2035 растет медленнее, чем в ЭС-2030, что обусловлено более низким прогнозом экспорта нефтепродуктов (мазута), а также более умеренными темпами роста внутреннего потребления моторного топлива по сравнению с ЭС-2030; но, вместе с тем, в ЭС-2035 сохраняется ориентация на существенное повышение глубины переработки нефти;

4) в экспорте нефти и газа ожидается существенно более высокая доля стран АТР. Также в настоящей Стратегии в экспорте газа ожидается значительно более высокая доля сжиженного природного газа (СПГ). Эти изменения связаны с пересмотром ключевых трендов и направлений развития мировой экономики и энергетики. Страны АТР становятся наиболее перспективным рынком сбыта энергоносителей. Вместе с тем, в мире ожидается значительный рост роли СПГ в международной торговле энергоресурсами. В перспективе появление новых крупных игроков на рынке СПГ достаточно сильно перекроит направления поставок традиционных производителей, которые все больше будут ориентировать свой экспорт на Азию. В связи с этим, освоение новых энергетических рынков, прежде всего в АТР, и укрепление позиций на высоко конкурентных мировых рынках СПГ представляют для России значительный интерес.

9. Стратегические инициативы.

В целом перечень и цели стратегических инициатив в ЭС-2035 преемственны по отношению

к ЭС-2030 и касаются развития НГК в восточных регионах страны, освоения углеводородов северных регионов и шельфа, развития энергетической инфраструктуры, развития энергосбережения. Но при этом в ЭС-2035 в соответствии с уточненными целями и задачами в стратегические инициативы внесены определенные изменения:

- стратегическая инициатива «Развитие энергосбережения» уточнена и представлена в виде «Развитие технологического энергосбережения». Это связано с тем, что главной проблемой в сфере повышения энергоэффективности экономики является значительный нереализованный потенциал организационного и технологического энергосбережения. Без реализации этого потенциала развитие экономики России будет ограничено энергетическими и экологическими факторами;
- стратегическая инициатива «Развитие и диверсификация экспортной инфраструктуры» изменена на «Развитие внутренней энергетической инфраструктуры». Такой сдвиг определяется трансформацией роли энергетики в развитии экономики России от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре». Эффективная внутренняя энергетическая инфраструктура должна стать основой конкурентоспособности всех отраслей российской экономики, позволяя ограничить рост энергетических издержек.

Настоящая скорректированная Стратегия обеспечивает адаптацию ЭС-2030 к реалиям посткризисного развития мировой и российской экономики и энергетики.

ЭС-2035 будет реализовываться в условиях *трансформации мировой энергетики* в посткризисный период.

Обзор энергетических стратегий важнейших стран мира показывает, что они нацелены на значительный рост энергоэффективности, самообеспечение энергоресурсами, диверсификацию структуры ТЭБ за счет развития ВИЭ и добычи нетрадиционных углеводородов, а для экспортеров ТЭР — на наращивание объемов экспорта и выход на новые географические и продуктовые рынки. В случае последовательной реализации этих стратегий внешние риски для России существенно возрастут как на западном направлении (необходимость восстановления поставок в ЕС), так и на восточном (необходимость ускорения выхода на рынки АТР).

Темпы роста мирового потребления первичной энергии составят 1,2% в год. Наиболее существенный прирост первичного энергопотребления до 2035 г. будет обеспечен за счет природного газа

(31%) и нетопливных источников энергии (34%). Продолжится сдвиг межрегиональной торговли в Восточную и Южную Азию: это единственный регион, где импорт нефти к 2035 г. по сравнению с 2010 г. увеличится. Потребление газа в развивающихся странах Азии на треть будет обеспечиваться за счет импорта, но в перспективе появление новых крупных игроков на рынке СПГ (помимо США и Канады, это также Австралия и Восточная Африка) приведет к ужесточению конкуренции. Доля нетрадиционной нефти в общем предложении превысит 10%, а за счет добычи сланцевого газа Северная Америка к 2020 г. может стать крупным экспортером СПГ.

Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. предполагает умеренный рост экспорта энергоносителей темпами 0,7% в год в период 2010 — 2035 гг. Россия останется ведущим игроком на рынке углеводородов, осмотрительно наращивая их экспорт, будет активно участвовать в развитии рынков электроэнергии и угля, упрочит свои позиции в мировой атомной энергетике. Наибольшими темпами будет расти спрос на российский газ (в среднем на 1,9% в год в период до 2035 г.).

Таким образом, *главный внешний вызов* для энергетики России заключается в *кардинальном ужесточении конкуренции на внешних энергетических рынках*. В перспективе предстоит упорная конкурентная борьба за удержание и наращивание доли на ключевых традиционных и новых энергетических рынках.

Особое внимание следует обратить на *внутренние условия* реализации Стратегии. Мировой финансово-экономический кризис привел к среднесрочному замедлению темпов роста экономики России. Если в 2000 — 2008 гг. они составляли в среднем 6,9%, а за 2000-е годы в целом, с учетом кризиса, 4,7%, то к 2013 гг. темпы роста упали до 1,8% в результате усиления долгосрочных структурных и институциональных ограничений развития российской экономики. Учитывая эти тенденции, даже в базовом для ЭС-2035 инновационном сценарии (по Прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года) среднегодовые темпы роста в 2013 — 2035 гг. составят 3,8%, а в консервативном риск-сценарии — еще ниже (2,8%).

Основные целевые ориентиры взаимодействия экономики и энергетики на период до 2035 г. предусматривают снижение зависимости российской экономики от ТЭК преимущественно за счет опережающего развития инновационных малоэнергоемких секторов и реализации технологического потенциала энергосбережения. К 2035 г. доля

малоэнергоёмких отраслей (машиностроение, легкая, пищевая промышленность и др.) в валовом внутреннем продукте вырастет в 1,5 – 1,6 раза при таком же сокращении доли энергоёмких сырьевых производств. Структурные изменения обеспечат до 65 % планируемого снижения удельной энергоёмкости экономики — центральной задачи энергетической политики России, без решения которой энергетический сектор может сдерживать социально-экономическое развитие страны.

При целевом росте экономики в 2,5 раза потребление первичной энергии в России увеличится только на 25 – 27 %. При этом наибольшими темпами будет расти спрос на электроэнергию и моторное топливо (в 1,45 – 1,55 раза за 2010 – 2035 гг.); душевое потребление первичной энергии возрастет за 2010 – 2035 гг. на 30 %, а электроэнергии на 57 %, что существенно повысит электровооруженность труда в стране.

Главный внутренний вызов состоит в необходимости глубокой и всесторонней модернизации ТЭК России, преодолении высокого износа значительной части инфраструктуры и производственных фондов, технологического отставания ТЭК России от уровня развитых стран, повышении производства энергоносителей с высокой добавленной стоимостью (светлые нефтепродукты, газомоторное топливо, продукция нефте- и газохимии).

Необходимость адекватного ответа на важнейшие внутренние и внешние вызовы формирует цели, задачи и систему стратегических ориентиров настоящей Стратегии.

Целью Стратегии является создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

Эта цель конкретизируется в **ключевых задачах** Энергетической стратегии:

1) *модернизация и развитие энергетики* (комплексная модернизация нефтепереработки, Единой электроэнергетической системы, развитие «умных сетей», децентрализованной генерации, комплексная модернизация теплоснабжения и др.);

2) *развитие внутренней энергетической инфраструктуры* (преодоление традиционного дисбаланса в пользу экспортных проектов и экспортной инфраструктуры);

3) *развитие внутренних энергетических рынков* (снижение степени монополизации, повышение эффективности регулирования, развитие конкуренции и биржевой торговли);

4) *повышение эффективности* воспроизводства запасов, добычи и переработки ТЭР для удовлетворения внутреннего и внешнего спроса;

5) *повышение доступности* (по цене, наличию и надежности) и *качества* энергетических товаров и услуг (за счет внедрения технологических стандартов, снижения издержек компаний энергетического сектора, эффективного госрегулирования, модернизации инфраструктуры);

6) *повышение гибкости и диверсификация экспортных поставок* (выход на новые рынки и развитие новых экспортных маршрутов, а также новых экспортных продуктов);

7) *повышение конкурентоспособности компаний ТЭК на внешних рынках*;

8) *внедрение принципов устойчивого развития* (социальной и экологической ответственности, использования и развития человеческого капитала для инновационного развития и энергоэффективности) в управление энергетическими компаниями и государственное регулирование развития энергетики.

Необходимо особо отметить, что **центральной идеей ЭС-2035** является переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию ТЭК, опирающемуся на полное использование отечественного ресурсного и инновационного потенциалов за счёт формирования длинных технологических цепочек с их насыщением инновационными технологиями.

Ресурсно-инновационное развитие создаёт мультипликаторы экономического роста благодаря распространению инноваций внутри страны, модернизации используемых технологий и реструктуризации добывающих и перерабатывающих отраслей. Оно должно являться результатом синергетического взаимодействия институциональной среды, инфраструктуры и инноваций.

Замедление темпов роста российской экономики снижает ожидаемый объем внутреннего спроса на энергоресурсы и значительно ужесточает требования к повышению эффективности энергетического сектора, снижению операционных и особенно инвестиционных издержек. Важнейшим приоритетом ЭС-2035 в этих условиях становится ограничение роста внутренних оптовых цен на ключевые виды энергетических товаров и услуг для поддержания конкурентоспособности российской экономики, причем не за счет недофинансирования ТЭК, а за счет внутренних резервов повышения эффективности. В результате доля энергозатрат в общих расходах в целом по экономике ожидается на уровне не более 9 % на протяжении всего прогнозного периода.

Другим важным аспектом является повышение надежности энергоснабжения населения и расширение спектра предоставляемых ему энергетических услуг. При этом в Стратегии ставится задача

достижения к 2035 г. уровня розничных цен на электроэнергию, природный газ и нефтепродукты — не выше уровня цен в США (предполагается ограничение среднеотпускной цены электроэнергии для конечных потребителей уровнем 9–10 центов США (в постоянных ценах 2010 г.) за 1 кВт·ч). В результате доля затрат на топливо и энергию в расходах домохозяйств ожидается на уровне не более 7 % на протяжении всего прогнозного периода.

Важно подчеркнуть, что эффективная внутренняя энергетическая инфраструктура должна стать основой конкурентоспособности всех отраслей российской экономики, создавать благоприятные условия для интеграции регионов страны, стимулировать размещение центров потребления и увязку всех сырьевых и перерабатывающих производств. Приоритетность развития внутренней энергетической инфраструктуры обуславливает трансформацию роли энергетики в развитии экономики России от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре», обеспечивающей создание условий для развития российской экономики, включая ее диверсификацию, рост технологического уровня, минимизацию инфраструктурных ограничений. Энергетический сектор должен способствовать повышению качества жизни граждан страны и воспроизводству человеческого капитала через предоставление энергетических товаров и услуг по социально доступным ценам, обеспечение устойчивого воспроизводства высококвалифицированных кадров, а также способствовать переходу к новой модели пространственного развития, опирающейся на сбалансированное развитие и высокую доступность энергетической и транспортной инфраструктуры.

Указанные задачи и направления реализуются в **три последовательных этапа** ЭС-2035, согласованных с Прогнозом долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г.:

Первый этап (2014–2020 гг.) — это этап *внутренней перестройки*, направленной на преодоление «узких мест» в развитии энергетической инфраструктуры и формирование основ инновационного развития ТЭК. Уже на первом этапе реализации Стратегии будут исчерпаны возможности роста в рамках экспортно-сырьевой модели развития экономики и энергетики России, что потребует перехода к ресурсно-инновационной стратегии. На первом этапе должны быть созданы основы целостной институциональной системы энергетического сектора. В этот период необходимо осуществить работы по развитию и обновлению основных производственных фондов и инфраструктуры (в том числе

по завершению наиболее важных из ранее начатых проектов).

Второй этап (2021–2025 гг.) — это этап *ресурсно-инновационного развития и формирования инфраструктуры новой экономики*. Доминантой второго этапа будет повышение энергоэффективности, реализация инновационных и капиталоемких энергетических проектов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на континентальном шельфе и на полуострове Ямал. В соответствии с логикой ресурсно-инновационного развития, на этом этапе реализации Стратегии необходимо будет *сместить приоритеты от добычи ресурсов к их глубокой переработке*, развернуть широкое инновационное обновление отраслей ТЭК за счет отечественных технологий, материалов и оборудования.

Третий этап (2026–2035 гг.) — это этап *развития инновационной экономики, выхода российской энергетики на уровень эффективности развитых стран*. Основным содержанием этого этапа станет постепенный переход к энергетике нового поколения, с опорой на высокоэффективное использование традиционных энергоресурсов и новых углеводородных и неуглеводородных источников энергии, развитие интеллектуальных энергетических систем.

Можно выделить еще один — **четвертый этап** (2036–2050 гг.) — этап *инновационного развития российской энергетики с переходом к принципиально новым технологическим возможностям высокоэффективного использования традиционных энергоресурсов и неуглеводородных источников энергии*. К числу основных задач этого этапа относится переход к электрическому миру; не только относительное, но и абсолютное сдерживание нефтедобычи; формирование активного потребителя.

Основными **стратегическими ориентирами** Энергетической стратегии России на период до 2035 г. должны стать энергетическая безопасность, энергетическая эффективность, экономическая эффективность и устойчивое развитие энергетики.

Важнейшим направлением **обеспечения энергобезопасности** России в ЭС-2035 является рационализация структуры ТЭБ.

Целевой прогнозный топливно-энергетический баланс России на период до 2035 г. предусматривает увеличение производства и потребления первичных энергетических ресурсов на 26–27 % с 2010 по 2035 г. и следующие изменения его структуры:

- 1) уменьшение доли нефти и конденсата с 39 до 32–33 % в производстве первичных ТЭР при стабилизации объемов добычи и переработки нефти с продолжающимся ростом производства нефтяных моторных топлив в 1,5 раза и сырья для нефтехимии

за счёт увеличения глубины переработки нефти до 90 % к 2035 г.;

- 2) рост доли природного и попутного газа с 41 до 47 % в производстве первичных ТЭР с достижением эффективных объёмов его добычи (около 935 млрд м³ в год) и потребления (около 585 млрд м³);
- 3) сохранение доли твёрдого топлива на уровне 11 – 12 % в производстве первичных ТЭР с ростом добычи угля до 370 – 380 млн т и его потребления на 6 – 7 %;
- 4) опережающее развитие электроэнергетики для реализации масштабной электрификации национального хозяйства с ростом установленной мощности электростанций более, чем на 1/3, и выработки электроэнергии в 1,6 раза при увеличении доли АЭС с 16 до 22 – 23 %;
- 5) увеличение доли нетопливных источников энергии в производстве первичных ТЭР с 7 до 9 % при росте размеров их использования в 1,5 – 1,6 раза, в том числе атомной энергии — в 2 – 2,2 раза;
- 6) развитие теплоснабжения России и ее регионов преимущественно на базе теплофикации с использованием современных экономически и экологически эффективных когенерационных установок широкого диапазона мощности, при этом доля тепловых электростанций в централизованном отпуске тепла увеличится с 46 до 50 процентов, доля котельных сократится с 47 до 42 %. Вместе с тем, важно отметить развитие систем децентрализованного теплоэнергоснабжения.

Структура внутреннего потребления первичных ТЭР будет относительно стабильной (в части потребления нефтегазовых ресурсов) при небольшом снижении доли твердого топлива (на 2,5 – 3 %), которое будет компенсироваться ростом доли неуглеродных источников (АЭС и возобновляемых источников энергии).

Важно отметить, что в рассматриваемый период будет наблюдаться позитивная тенденция опережающего роста внутреннего потребления ТЭР по сравнению с их экспортом (примерно на 1/3). В структуре экспорта ТЭР возрастет доля газа (прежде всего, в виде СПГ) при снижении вывоза нефти и нефтепродуктов.

Такая перестройка структуры ТЭБ потребует реализации ряда *стратегических инициатив*, которые являются комплексными межотраслевыми частно-государственными долгосрочными проектами, требующими по своей природе особых усилий

по реализации (в отличие от обычных мер госрегулирования). Они включают:

- 1) формирование нефтегазовых комплексов в восточных регионах страны;
- 2) освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и севера России;
- 3) развитие технологического энергосбережения;
- 4) развитие внутренней энергетической инфраструктуры.

При этом особое внимание должно уделяться развитию энергетической инфраструктуры, электроэнергетики (в частности гидроэнергетики) в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Мероприятия региональной энергетической политики, обозначенные в ЭС-2035, нацелены, помимо всего прочего, на максимизацию экономически эффективного использования местных источников топливно-энергетических ресурсов, развитие экономически эффективных децентрализованных и индивидуальных систем теплоснабжения, стимулирование комплексного развития региональной энергетики с уменьшением количества энергодефицитных регионов и увеличением уровня их самообеспеченности. Это позволит уменьшить диспропорции в структуре потребления энергоресурсов и в энергообеспеченности различных регионов страны с повышением уровня обеспеченности энергоресурсами европейской части России. При этом будет снижаться уровень концентрации добычи углеводородов в Западной Сибири (на 10 %) за счет развития их добычи в других регионах страны.

Особое внимание в ЭС-2035 уделяется **повышению энергоэффективности** как главному направлению повышения эффективности экономики страны. ЭС-2035 предполагает снижение уровня электроёмкости ВВП на 40 %, а энергоемкости — на 50 % к 2035 г. (уровня 2010 г.), без чего энергетический сектор неизбежно будет сдерживать социально-экономическое развитие страны.

Главной проблемой является значительный нерезализованный потенциал организационного и технологического энергосбережения, превышающий 1/3 общего потребления ТЭР в стране. В этой связи необходимо завершить начатую в 2009 – 2013 гг. работу по формированию целостной системы стимулов и механизмов для развития технологического энергосбережения. Основные меры государственной энергетической политики в этой сфере включают развитие механизма энергосервисных контрактов; развитие механизмов государственных гарантий по проектам в области энергоэффективности и энергосбережения, субсидирования процентных ставок

для них и налогового стимулирования (ускоренная амортизация, налоговый кредит, льготы по налогу на имущество). Необходима доработка и обновление регламентов, методик и стандартов в области энергоменеджмента, совершенствование СНиПов, разработка реестра наилучших доступных технологий, пакета тиражируемых типовых инженерных мероприятий по энергосбережению, примеров лучшей практики их применения, развитие системы классификации и маркировки оборудования, зданий и сооружений. Требуется также федеральная поддержка лучших региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, пилотных энергосберегающих проектов, организация обязательного энергетического аудита организаций (предприятий) с определенной периодичностью. Особое значение имеет реализация специальных мер по повышению энергетической эффективности жилищно-коммунального хозяйства (как крупнейшего потребителя ТЭР в стране).

Энергосбережение — не самоцель, а составная часть общей программы повышения энергоэффективности за счет инновационного развития, нацеленного как на снижение издержек при добыче, транспортировке и переработке энергоресурсов, так и на рост качества жизни и производительности труда, в первую очередь, за счет углубленной электрификации.

В основе технологического отставания лежат недостаточность экономических стимулов для инновационной деятельности большинства предприятий и недостаточный потенциал отечественной прикладной науки, слабость инжиниринговых компаний и трудности трансфера передовых зарубежных технологий, отсутствие в топливно-энергетическом комплексе целостной системы взаимодействия науки и бизнеса и развитой инновационной инфраструктуры.

Центральной задачей является восстановление инновационного цикла: фундаментальные исследования — прикладные исследования — опытно-конструкторские разработки — головные образцы — производство. Для преодоления указанных проблем требуется выявление критических технологий в ТЭК, государственное финансирование фундаментальной и прикладной науки в энергетической сфере, разработка банков и справочников наилучших доступных технологий. Важнейшими мерами являются освобождение от налогообложения прибыли, направляемой на НИОКР, предоставление льготных налоговых условий компаниям энергетического сектора на первоначальный период освоения отечественных образцов новой техники и технологий, развитие стимулирующего налогообложения для производственных,

инжиниринговых, проектных компаний, внедряющих передовые (инновационные) технологии в энергетике. Наряду с этим необходима реализация программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий. Целесообразна организация федеральных и региональных центров науки и высоких технологий в ТЭК и создание на базе частно-государственного партнерства полигонов для отработки образцов новой техники и технологий и кафедр для подготовки квалифицированных кадров.

Ключевой аспект ресурсно-инновационного развития и центральная задача инновационного процесса в ТЭК — взаимодействие предприятий ТЭК и промышленности. Требуется решение проблемы импортозамещения, так как в настоящее время в целом ряде сегментов российский ТЭК сильно зависит от иностранных технологий, оборудования, комплектующих и материалов. Российская промышленность, включая СП, действующие на нашей территории, обеспечивает потребности ТЭК в оборудовании и материалах на 80 %. Необходимо продолжить работу по организации на российских заводах лицензионного производства продукции, которая не может быть создана российскими учеными и инженерами в ближайшее время. Доля импортных машин в объеме закупаемого оборудования может составить на конец первого этапа не более 12%, второго этапа — не более 8%, а к 2035 г. снизится до 3–5%. Отечественной промышленностью будет освоено до 95–98% номенклатуры изделий для ТЭК. Реализация этих амбициозных целей предполагает использование различных форм сотрудничества промышленности, государства и ТЭК, включая совместные программы импортозамещения, развитие системы закупок оборудования и материалов компаниями ТЭК на конкурсной основе, обеспечение поставки машиностроительных изделий высокой степени заводской готовности, организация системы качественного сервисного обслуживания оборудования его производителями в течение всего срока эксплуатации. Требуется государственная поддержка импорта ключевых комплексных технологий с обязательствами по их локализации, а также покупки зарубежных активов — технологических «доноров»; формирование ключевых технологических альянсов российских промышленных компаний с лидирующими мировыми игроками на базе системной государственной технологической политики. Важнейшим направлением является развитие специализированных инжиниринговых компаний в сфере создания объектов ТЭК и «выращивание» российских энергосервисных компаний.

Важнейшим положением ЭС-2035 в сфере **повышения экономической эффективности** ТЭК является отход от целевой установки на максимизацию исключительно бюджетных доходов от функционирования ТЭК России. В качестве основной цели фиксируется максимизация общеэкономического эффекта с учетом косвенных мультипликативных эффектов от функционирования ТЭК России. При этом экономические интересы предприятий ТЭК рассматриваются в увязке с задачами государственного бюджета.

Главной проблемой здесь является отсутствие целостной и гибкой институциональной системы в энергетическом секторе, и ее создание — важнейшее направление государственной энергетической политики. Основные элементы такой системы включают:

- 1) формирование стабильной модели эффективных внутренних энергетических рынков с низкой степенью монополизации, высоким уровнем конкуренции, развитыми внутренними механизмами ценообразования, в увязке с развитием внутренней энергетической инфраструктуры и системы регулирования;
- 2) формирование стабильной системы налогообложения ТЭК, максимизирующей долгосрочный экономический эффект от работы ТЭК;
- 3) формирование сбалансированной линейки таможенных пошлин и акцизов, стимулирующих инвестиции в производство энергетических продуктов высокого качества и высокой степени переработки и насыщение внутреннего рынка;
- 4) совершенствование государственного ценового (тарифного) регулирования в сфере естественных монополий, учитывающей как приоритетные интересы потребителей, так и необходимость финансирования инвестиционных программ естественных монополий;
- 5) формирование нормативной правовой базы, защищающей права инвесторов и развитие конкуренции, устранение необоснованных административных барьеров;
- 6) создание системы стимулов для внедрения компаниями передовых технологий и развития технологического энергосбережения, создание устойчивой национальной инновационной системы в сфере энергетики (взаимодействия науки, бизнеса, власти);
- 7) стабилизация отношений с традиционными зарубежными потребителями российских

энергоресурсов и формирование устойчивых отношений на новых экспортных рынках;

- 8) завершение формирования общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства с общими принципами регулирования энергетики, обеспечивающими свободное движение энергоносителей, технологий и инвестиций.

Указанные выше задачи по формированию целостной институциональной системы ТЭК должны быть конкретизированы применительно к отдельным отраслям. В частности, необходимо продолжить работу по повышению гибкости и систематизации ставок НДС на нефть, а также разработке нормативно-правовой базы классификации месторождений. В более отдаленной перспективе стоит задача перехода от НДС к налогообложению финансового результата в форме налога на добавочный доход (НДД) или налога на сверхприбыль, в первую очередь для новых месторождений. Для такого перехода должны быть созданы информационные и организационные предпосылки, включая переход к классификации запасов на основе экономических критериев по международным стандартам. Необходимо продолжить поэтапное повышение ставки НДС на природный газ с его привязкой к особенностям условий добычи, а также ценовой конъюнктуры на мировом и внутреннем рынках сбыта, а в перспективе — создать условия для перехода к рентной системе налогообложения в газовой промышленности. Необходимо сохранить дифференциацию таможенных пошлин и акцизов в зависимости от качества топлива. Важнейшими решениями в этой сфере являются создание системы расчета ставки экспортной пошлины на природный газ с привязкой к уровню экспортных цен (аналогично порядку расчета экспортной пошлины на нефть и нефтепродукты) в увязке с переходом к принципу равной доходности (net back) и завершение либерализации режима экспорта СПГ.

Оптимизация налоговой системы позволит обеспечить заинтересованность недропользователей в применении комплексных технологий добычи. Наряду с этим, требуется также стимулирование привлечения частных инвестиций в ГРП за счет либерализации доступа к участкам недр, а также формирование процедур оборота прав за пользование недрами. Целесообразно упростить порядок отступления от уровней добычи полезных ископаемых, расширения лицензии на прилегающие глубокие горизонты и прилегающие залежи в случае доразведки, а также порядок досрочного прекращения права пользования недрами. Необходимо

осуществить гармонизацию российской и международной классификации запасов топливно-энергетических ресурсов на основе экономических критериев оценки запасов. Необходима разработка прозрачных критериев отнесения месторождений полезных ископаемых к стратегическим и уточнение их перечня. Требуется ускоренное формирование малых и средних наукоемких сервисных компаний, обеспечивающих эффективное применение современных технологий добычи нефти. Для доведения коэффициента утилизации ПНГ до 95 % требуется обеспечить возможность ускоренной амортизации оборудования для утилизации попутного нефтяного газа, продолжить внедрение дополнительных коэффициентов при расчете платы за выбросы, освободить от таможенного обложения машины и оборудование для утилизации попутного нефтяного газа, не имеющие российских аналогов.

С точки зрения внутренних потребителей, сохраняются серьезные риски в области экономической эффективности ТЭК. Ключевым элементом здесь являются высокие темпы роста цен и тарифов на энергоресурсы на внутреннем рынке. Для достижения стратегической цели развития внутренних энергетических рынков необходимо совершенствование государственного контроля над уровнем экономической концентрации и конкуренцией на энергетических рынках, развитие отечественных систем биржевой торговли, модернизация моделей оптового и розничного рынков в тепло- и электроэнергетике, ликвидация перекрестного субсидирования.

В целях развития внутренних энергетических рынков:

- на внутреннем рынке нефтепродуктов требуется ограничить рост уровня концентрации в отрасли и монополистические тенденции на региональных рынках нефтепродуктов. Для этого ЭС-2035 предполагает создание благоприятных условий для развития независимых компаний в сфере хранения, оптовой и розничной реализации нефтепродуктов. Требуется также создать систему внутренних ценовых индикаторов на нефть и нефтепродукты, основанных на внутренних биржевых ценах, в том числе на региональном уровне, и систему использования указанных индикаторов в антимонопольном регулировании;
- на внутреннем рынке природного газа необходимо стимулирование развития независимых производителей, развитие их двусторонних договорных отношений с крупными потребителями, установление недискриминационных для всех участников правил доступа к инфраструктуре ОАО «Газпром». Необходимо

расширить биржевую торговлю природным газом и превратить их результаты в основной ценовой маркер для внутреннего рынка. В перспективе необходимо завершить отделения естественно-монопольных видов деятельности от конкурентных в системе ОАО «Газпром», а в дальнейшем осуществить переход от регулирования оптовых цен на газ к регулированию тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам;

- ЭС-2035 предполагает корректировку модели оптового рынка электроэнергии и мощности с рассмотрением возможности перехода к рынку исключительно электрической энергии. Важнейшей задачей является разработка нового механизма привлечения инвестиций в электроэнергетику после реализации уже заключенных ДПМ в 2011 – 2015 гг. с учетом необходимости ограничения роста тарифов. Необходимо создать условия для беспрепятственного доступа энергосбытовых организаций на оптовый рынок электрической энергии (мощности) и для заключения двусторонних договоров по свободным (нерегулируемым ценам) между новыми объектами генерации и потребления в неценовых зонах и изолированных территориях;
- на розничном рынке электроэнергии ЭС-2035 предполагает формирование условий для функционирования системы выбора потребителем поставщика электрической энергии, продолжение работы по ликвидации перекрестного субсидирования. Для снижения затрат в электросетевом комплексе требуется разработка механизмов консолидации управления распределительными сетями в регионах, в том числе путем лицензирования деятельности по передаче и распределению электрической энергии. Необходимо уточнить порядок проведения очередных и внеочередных конкурсов на присвоение статуса гарантирующего поставщика электрической энергии. Требуется обеспечить внедрение методик ФСТ России для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям.

Важный аспект ресурсно-инновационного развития и повышения экономической эффективности ТЭК — развитие нефтегазохимии в целях большей монетизации ресурсов углеводородов. Сырьевая база углеводородов в восточных районах (континентальный шельф острова Сахалин, Якутия, Иркутская область и Красноярский край) носит комплексный характер, требуя строительства ряда крупных

газоперерабатывающих заводов, развития гелиевой промышленности и подземных хранилищ гелиевого концентрата, формирования нефтегазохимических кластеров. Первоочередной задачей является ликвидация дефицита мощностей по производству базовых мономеров, в частности этилена.

В условиях усиления конкуренции со стороны стран Ближнего Востока требуется оптимизация капитальных и операционных затрат, превышающих в настоящее время уровень стран ЕС и США в 1,2–1,6 раза. Необходимо также сохранение экспортных пошлин на СУГ и нефть, совершенствование технического регулирования и применение передовых технологий.

Важно заметить, что для импортозамещения и увеличения экспорта продукции с высокой добавленной стоимостью необходимо активно применять кластерный подход к формированию центров по глубокой переработке углеводородов с обеспечением для малых и средних компаний доступа к получаемым на ранних стадиях передела полупродуктам (в целях расширения выпуска малотоннажной наукоемкой химической продукции более высоких стадий передела). В 2011 г. началась активная стадия реализации инвестиционных нефтегазохимических проектов в пяти из шести кластеров, полным ходом идёт строительство по трем проектам. Ещё пять крупных инвестиционных проектов находятся на стадии детального проектирования и/или закупки оборудования. Одним из ключевых факторов успешного развития формирующихся нефтегазохимических кластеров станет создание продуктопроводов для транспортировки нефтегазохимического сырья и готовой продукции. Необходимо также формирование в технологической платформе «Глубокая переработка углеводородной базы» отдельного направления «Глубокая переработка газа», предоставление налоговых льгот для компаний, осуществляющих НИОКР в рамках приоритетных направлений в нефтегазохимической отрасли. Потребуется освоение современных нефтегазохимических технологий и процессов, обеспечивающих получение из природного и попутного нефтяного газа жидкого топлива и эффективную конверсию метана в низшие олефины (этилен, пропилен и бутилены), которые являются исходным сырьем практически всех известных промышленных полимеров и химикатов.

Устойчивое развитие энергетики включает социальную ответственность и экологическую эффективность, а также инновационное развитие компаний ТЭК.

Для развития человеческого потенциала энергетического сектора необходимо партнерство государства, общества и бизнеса, в том числе координация

количественных и качественных параметров профильных ТЭК направлений профессионального образования и потребностей ТЭК, создание устойчивых связей между корпоративным сектором ТЭК и профессиональным образованием. В рамках Стратегии развития человеческого капитала ТЭК необходимо предоставление налоговых льгот для предприятий и организаций, инвестирующих в государственные образовательные учреждения, развитие системы целевой контрактной подготовки кадров для предприятий ТЭК, разработка профессиональных стандартов для отраслей ТЭК. Необходима комплексная система профилактики заболеваемости и травматизма на предприятиях топливно-энергетического комплекса и восстановления здоровья работников. Требуется разработка новой редакции нормативных документов в области безопасности в угольной промышленности, разработка социальных стандартов, создание системы обязательного страхования промышленного персонала на угледобывающих предприятиях. Проекты ликвидации неэффективных организаций угольной промышленности должны быть увязаны с мерами социальной защиты высвобождаемых работников.

С точки зрения социальной эффективности ТЭК, помимо указанных выше мер по повышению эффективности внутренних энергетических рынков, требуется также продолжение и расширение эксперимента по введению адресных субсидий на оплату энергоносителей и определению порядка расчета социальной нормы потребления электроэнергии с учетом межрегиональных различий. Должна быть усилена ответственность энергетиков за энергоснабжение населения, внедрены обязательные нормы резервирования энергоснабжения для социально значимых. Требуется обеспечить разработку и внедрение Правил предоставления коммунальных услуг, которые определяют ключевые параметры услуг теплоснабжения, что устранит неоднозначность приобретаемого продукта или услуги. Необходимо также более полно регламентировать взаимоотношения поставщиков коммунальных ресурсов и исполнителей коммунальных услуг (управляющих компаний и ТСЖ) с потребителями.

С точки зрения экологической эффективности ТЭК, основными вызовами являются отставание с внедрением современных технологий по минимизации экологического ущерба от работы действующего оборудования и созданию безотходных производств, недостаточная эффективность природоохранного законодательства (устаревшие нормы, отсутствие эффективных механизмов их применения). В этой связи требуется ужесточение контроля за соблюдением экологических требований,

гармонизация норм российского и международного экологического законодательства, развитие системы экологического аудита применительно к организациям всех форм собственности, внедрение обязательных норм страхования высоких экологических рисков. Необходимо обеспечить обязательное формирование угольными компаниями фонда ликвидации нерентабельных производств и последствий ведения горных работ, последовательное приведение нормативных требований к организациям угольной отрасли в сфере охраны окружающей среды к мировым стандартам. Важным направлением является интеграция показателей устойчивого развития в систему ключевых показателей деятельности на корпоративном уровне, развитие нефинансовой отчетности, повышение качества отчетности по устойчивому развитию, внедрение международных стандартов социальной ответственности, включая ISO 26000, стандарта экологического менеджмента ISO 14001.

Внешняя энергетическая политика играет особую роль в Стратегии. Стратегической целью внешней энергетической политики является укрепление позиций России на внешних энергетических рынках на базе повышения конкурентоспособности российской энергетики, географической и продуктовой диверсификации экспорта и повышения качества экспортных продуктов.

Первой задачей в этой связи является *ускоренный выход на рынок АТР*, доля которого в российском экспорте нефти и нефтепродуктов возрастет к 2035 г. с 12 до 23 % (сырой нефти — 32 %), а в экспорте газа — с 6 до 31 %. Энергетические рынки Европы и СНГ останутся основными рынками сбыта продукции российского ТЭК, но объёмы экспорта после 2015 г. будут снижаться и к концу периода составят 95 % уровня 2010 г.

Второй задачей является *продуктовая диверсификация экспорта*. К 2035 г. доля доминирующих ныне нефти и нефтепродуктов уменьшится в 1,3 раза в энергетическом эквиваленте за счёт увеличения в 1,4–1,5 раза доли природного сетевого и особенно сжиженного газа и электроэнергии. В экспорте нефтепродуктов ожидается качественный сдвиг в пользу высококачественных продуктов: экспорт мазута снизится с 57 млн т в 2010 г. до 20 млн т в 2035 г., а моторного топлива возрастет с 44 млн т в 2010 г. до 58 млн т в 2035 г., причем их качество значительно возрастет в связи с модернизацией нефтепереработки. Объем экспорта СПГ из России к концу первого периода может составить 30 млн т, а к концу третьего периода — достичь 100 млн т. Модернизация нефтегазохимии позволит значительно нарастить экспорт ее продукции.

Третья задача внешней энергетической политики — *стабильные отношения с традиционными потребителями* российских энергоресурсов и формирование столь же *устойчивых отношений на новых энергетических рынках*. Для преодоления кризиса во взаимоотношениях с европейскими потребителями природного газа (спад спроса, ужесточение конкуренции, трансформация модели ценообразования, неблагоприятное регулирование — Третий энергетический пакет, целевая модель рынка газа и пр., судебные конфликты) необходима адаптация контрактной системы к современным тенденциям развития рынка, с учетом интересов России. Магистральный путь адаптации — увеличение гибкости долгосрочных контрактов без разрушения их базовых принципов. На восточном направлении необходимо завершение переговоров с Китаем по поставкам природного газа, развитие энергодиалога и системы взаимоотношений с азиатскими потребителями.

Четвертая задача — *интеграция российских компаний в международный энергетический бизнес*. ЭС-2035 предполагает расширение обмена энергетическими активами, в том числе обеспечение эффективной международной кооперации в отношении рискованных и сложных проектов в России (в том числе шельфовых проектов в арктических условиях). Россия будет добиваться благоприятного и недискриминационного режима деятельности отечественных энергетических и сервисных компаний (а также иностранных компаний с долевым участием российских лиц) на мировых рынках.

Инфраструктурной предпосылкой выхода России на новые энергетические рынки и обеспечения безопасности российского экспорта будет диверсификация экспортных маршрутов, включая в первую очередь строительство газопроводов «Южный поток» и «Сила Сибири», а также других экспортных проектов, в первую очередь на азиатском направлении, наряду с созданием инфраструктуры для экспорта СПГ, включая развитие Северного морского пути (СМП).

При этом стоит отметить, что развитие СМП будет способствовать освоению углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий России, что сыграет стабилизирующую роль в динамике добычи нефти и газа в стране, компенсируя возможный спад уровня добычи в традиционных нефтегазодобывающих районах. При этом доля шельфа арктических морей в добыче нефти может составить до 5%, а газа — до 10% к 2035 г.

Важным фактором успешности России на внешних энергетических рынках станет тщательный

анализ экономической эффективности экспортных проектов, отбор среди них наиболее эффективных и реализация целенаправленной политики по снижению издержек, что позволит обеспечить конкурентоспособность российского экспорта.

Особым направлением государственной энергетической политики является формирование общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства (сырой нефти, нефтепродуктов, природного газа, угля и электроэнергии) с общими принципами регулирования, обеспечивающими свободное движение энергоносителей, энергетических услуг и технологий, а также инвестиций в энергетический сектор. Россия будет поддерживать согласованную политику в области налогообложения энергетики, недропользования и регулирования энергетических рынков как второй этап евразийской энергетической интеграции.

Наконец, стратегической задачей является защита интересов России в формирующейся системе регулирования мировых энергетических рынков, чтобы в ней были не только защищены интересы энергетической безопасности потребителей, но и обеспечены гарантии окупаемости вложений в крупные инфраструктурные и энергетические проекты производителей, а также была обеспечена безопасность транзита энергоресурсов. Происходит эволюция регулирования мировых энергетических рынков в направлении повышения роли биржевой торговли, повышения гибкости системы долгосрочных контрактов, усиления попыток распространить национальные и региональные нормы регулирования на третьи страны, роста роли климатической политики как предлога для принятия отдельными странами ряда односторонних ограничений. Россия как ответственная держава понимает внешнюю энергетическую политику не с узкой точки зрения экспортера, максимизирующего краткосрочный доход, а как средство решения не только национальных, но мировых проблем. Вместе с тем, Россия выступает против односторонних дискриминационных мер и требует развития глобального энергетического диалога и сбалансированного учета интересов сторон.

Указанные шаги позволят снизить риск монозависимости российского энергетического сектора от экспорта энергоносителей в Европу, а также увеличить доходность и эффективность международной деятельности российских компаний без существенного увеличения объемов экспорта первичных энергоресурсов.

Реализация целевого сценария Стратегии обеспечивает достижение следующих **основных макроэкономических результатов**:

- 1) сокращение к 2035 г. вклада ТЭК в ВВП в 1,6 — 1,7 раза при снижении энергоемкости ВВП в 2 раза, электроемкости — в 1,7 раза;
- 2) снижение доли экспорта топливно-энергетических ресурсов в ВВП почти в 3 раза к 2035 г.;
- 3) поэтапное увеличение капиталовложений в энергетический сектор (нефтяной комплекс, газовую и угольную промышленность, электроэнергетику, сферы энергоснабжения) с 460 млрд дол. в 2011 — 2015 гг. до 793 млрд дол. в 2031 — 2035 гг.;
- 4) одновременное снижение доли ТЭК в общих капиталовложениях в экономику с 25,6 до 17,7%, или в 1,5 раза к 2035 г. (доля капитальных вложений в ТЭК в ВВП снизится с 5,6 до 4,6% ВВП).

Наряду с макроэкономическими, необходимо отметить другие **важные ожидаемые результаты реализации Стратегии**:

- 1) поддержание отношения годового прироста балансовых запасов различных видов первичных топливно-энергетических ресурсов к объемам их добычи на уровне не менее 1 на протяжении всего прогнозного периода;
- 2) снижение среднего износа основных производственных фондов к 2035 г. приблизительно на 25% уровня 2010 г.;
- 3) ликвидация дефицита и поддержание устойчивого резерва электро- и теплогенерирующих мощностей, включающих поддержание резерва мощности электростанций на уровне 17% общей установленной мощности электростанций в ЕЭС России на протяжении всего прогнозного периода;
- 4) увеличение доли продукции нефтепереработки и нефтехимии в общем стоимостном объеме российского экспорта топливно-энергетических ресурсов до уровня не менее 40% к 2035 г.;
- 5) увеличение доли стран Азиатско-Тихоокеанского региона в общем объеме экспорта топливно-энергетических ресурсов России до уровня не менее 28% к 2035 г.;
- 6) снижение удельных расходов топлива на выработку электроэнергии к 2035 г. приблизительно на 48% уровня 2010 г.;
- 7) обеспечение уровня эмиссии парниковых газов к 2035 г. не более 120% уровня 2010 г.

Достижение всех указанных параметров в экономике и энергетике страны будет результатом перехода на ресурсно-инновационный путь развития ТЭК.

Развитие энергетического сектора России будет сталкиваться с меняющимися во времени **внешними**

и внутренними рисками. Основными из них являются следующие: 1) ухудшение конъюнктуры мировых энергетических рынков; 2) замедленное развитие экономики России; 3) отсрочка или срыв реализации программ инвестиционного и инновационного развития основных секторов российской энергетики в результате отставания в формировании целостной институциональной системы в энергетическом секторе России.

Комплексный риск-анализ целевого сценария Стратегии показывает, что при реализации всего комплекса рисков возможен отход от инновационного сценария и переход к консервативному сценарию, который предусматривает снижение прироста

ВВП России на 20 % к 2020 г. и 45 – 50 % к 2035 г. по сравнению с инновационным сценарием.

Реализация внешних и внутренних угроз развитию экономики и энергетики России в настоящее время представляется очень вероятной. Тем не менее, в основу Стратегии положен целевой инновационный сценарий, поскольку отставание от него с небольшими затратами корректируется замедлением реализации энергетических программ и проектов, а ориентация в долгосрочном прогнозе на замедленное развитие ТЭК чревата очень большими ущербами — вплоть до потери части экспортных ниш и прямого сдерживания экономического роста страны нехваткой энергетических мощностей.

Возможности использования атомной теплофикации на базе энергоблоков мощностью до 100 МВт в ЕЭС России в период до 2030 г.

А. С. Макарова, канд. экон. наук, А. А. Хоршев, канд. экон. наук, Т. Г. Панкрушина (Институт энергетических исследований РАН), Е. И. Шаров (ОАО «Концерн Росэнергоатом»)

В последние годы во всем мире возродился интерес к технологически более простым атомным станциям малой мощности [1]. В настоящее время во всех ведущих в области атомной энергетики странах разрабатывается более десятка проектов подобных электростанций с применением различных типов реакторов. Возросший интерес к подобным электростанциям объясняется их повышенной безопасностью, модульным принципом сооружения, возможностью сооружения в относительной близости от крупных населенных пунктов и промышленных центров, финансовой доступностью для частных инвесторов или небольших стран. Достаточно активно ведутся подобные работы и в России.

Однако до сих пор отсутствуют коммерчески освоенные образцы таких энергоблоков и, тем более, опыт их использования в энергосистемах и на рынках. Именно этим объясняется практически полное отсутствие информации о технико-экономических показателях таких энергоблоков и, как следствие, невозможность оценки эффективной области применения электростанций на их базе (в том числе и работающих в режиме комбинированного производства тепла и электроэнергии — АТЭЦ). Лишь в последние годы начали появляться публикации, связанные с оценкой технико-экономических показателей отдельных типов энергоблоков (например, [2]) и определением требований

к предельным значениям их удельных капиталовложений (УКВ) [3–4].

Но по сей день практически отсутствуют работы, позволяющие оценить конкурентоспособность АТЭЦ по сравнению с другими источниками энергоснабжения. Особенно недостает исследований по оценке эффективности их использования для комбинированного тепло- и электроснабжения населенных пунктов. В ИНЭИ РАН активно развернуты работы по оценке эффективности развития теплофикации [5–8], прежде всего, с использованием газовых технологий. Разработанный в рамках этих работ методический подход был с успехом применен в 2012–2013 гг. при выполнении цикла работ по заказу ОАО «Концерн Росэнергоатом», связанных с оценкой возможных областей применения АТЭЦ на базе энергоблоков малой мощности (до 100 МВт включительно) в период до 2030 г. Далее представлены основные результаты этих исследований.

В рамках исследования были приняты следующие важные предпосылки и допущения, позволяющие значительно упростить решаемую задачу.

Во-первых, рассматривается все множество городов с населением более 100 тыс. человек на территории ЕЭС России, т.е. без учета изолированных энергорайонов.

Во-вторых, в этих городах рассматривается только прирост тепловой нагрузки

коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг, т.е. по сути только новые жилые районы. В то же время прирост промышленной нагрузки этих городов игнорируется.

В-третьих, энергоснабжение новых жилых районов рассматривается лишь на предпроектной стадии, что позволяет агрегировать все множество городов в небольшое число типовых групп и допускает отказ от рассмотрения конкретных городов.

В-четвертых, энергоснабжение существующих жилых районов и промышленности условно привязано к действующим и вводимым в ближайшие годы генерирующим источникам. Важно отметить, что возможность вытеснения этих источников за счет сооружения новых АТЭЦ при этом не анализируется.

В-пятых, для каждой из типовых групп городов анализируется предпочтительность не конкретных источников энергоснабжения, а лишь различных типовых схем их энергоснабжения: комбинированной — на базе типовых двухблочных ТЭЦ (с блоками 9 МВт и более) или АТЭЦ (с блоками не более 100 МВт) и раздельной — на базе типовых котельных на органическом топливе и крупных (общесистемных) конденсационных электростанций (АЭС, КЭС на газе или угле). При этом для ТЭЦ и АТЭЦ годовой коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ не выбирается, а принят равным 0,5.

В-шестых, для исследования эффективности атомной теплофикации используется двухэтапный подход, разработанный в ИНЭИ РАН применительно

к исследованию эффективности газовой теплофикации [5–8] и оценивающий их только с позиции общественной (народно-хозяйственной) эффективности:

- на первом этапе — оценка эффективности АТЭЦ как локального источника тепла;
- на втором этапе — комплексная (системная) оценка эффективности и масштабов развития АТЭЦ.

И, наконец, представленные результаты получены при уровне энергопотребления и цен органического топлива, соответствующем базовому сценарию Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 г.

Все стоимостные показатели в работе приведены в сопоставимый вид и оценены в неизменных рублях 2010 г.

На первом этапе исследования была выполнена оценка сравнительной эффективности различных схем энергоснабжения с применением как тепловых, так и атомных электростанций. При этом рассмотрены АТЭЦ на базе энергоблоков единичной мощностью 50–100 МВт, которые до настоящего времени находятся в разработке и имеются лишь самые предварительные оценки их технико-экономических показателей. В связи с этим, в работе рассматриваются не реальные проектируемые энергоблоки, а некие условные атомные установки (АУ) малой мощности с существенно различающимися характеристиками. Кроме того, проанализировано

Таблица 1. Состав оборудования и основные энергетические характеристики рассматриваемых типов ТЭЦ и АТЭЦ

Тип ТЭЦ		Тип оборудования	Установленная электрическая мощность энергоблока, МВт	Установленная тепловая мощность энергоблока, Гкал/ч
Газотурбинные		ГТУ-9	9	20,5
		ГТУ-16	16	21,5
		ГТУ-25	25	33,8
		ГТУ-40	40	68,2
		ГТУ-70	70	103
		ГТУ-110	110	149
Парогазовые		ПГУ-46	46	32,2
		ПГУ-70	70	50,7
		ПГУ-110	110	89
		ПГУ-170	170	105
		ПГУ-190	190	115
		ПГУ-220	220	165
		ПГУ-320	320	215
Атомные	водо-водяной реактор на тепловых нейтронах	АУ-1	100	50
	реакторы на быстрых нейтронах	АУ-2	50	44
		АУ-3	100	90
		АУ-4	100	50
	реакторы с кипящим водяным теплоносителем	АУ-5	100	200
		АУ-6	50	80

достаточно большое множество ТЭЦ с газотурбинным и парогазовым оборудованием в широком диапазоне изменения их установленной мощности — от нескольких до сотен мегаватт (табл. 1).

Помимо этого, рассматривается и раздельная схема энергоснабжения на базе КЭС (на газе или угле) или АЭС и котельных различной производительности.

Главным препятствием для выполнения подобного технико-экономического сравнения является крайняя недостаточность (в том числе и в зарубежной литературе) информации о технико-экономических показателях только еще разрабатываемых типов АТЭЦ. Вместе с тем, ТЭЦ на органическом топливе уже сооружаются в больших масштабах. Вообще говоря, сравнение технологий на разной стадии изученности является не совсем правомерным.

Для преодоления этого противоречия показатели рассматриваемых технологий были приведены в сопоставимый вид, выражены в ценах одного года и рассмотрены в достаточно широком диапазоне. Так, на рис. 1 представлены предварительные оценки удельных капиталовложений в АТЭЦ и ТЭЦ на органическом топливе: даже по предварительным оценкам удельные капиталовложения в АТЭЦ в 2,5–4,5 раза превосходят УКВ в ТЭЦ аналогичной мощности.

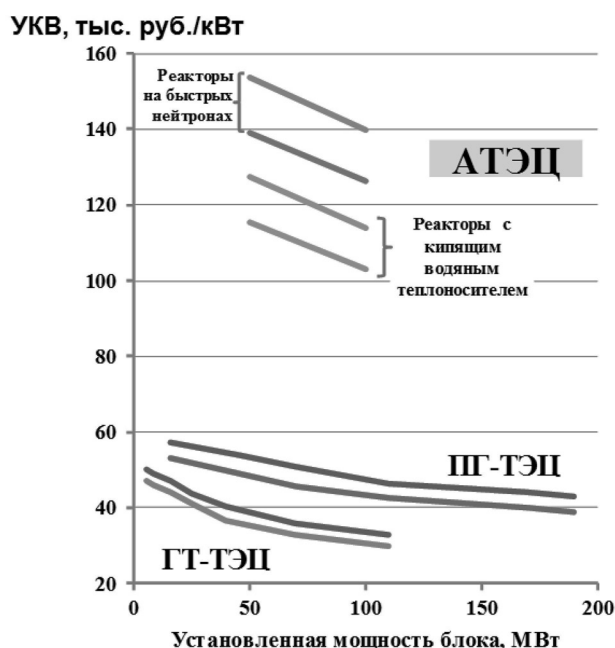


Рис. 1. Соотношение удельных капиталовложений в ТЭЦ и АТЭЦ

Хотелось бы особое внимание уделить анализу соотношения удельных капиталовложений в однотипные атомные энергоисточники различной

мощности. Оказалось, что при принятых в работе УКВ атомных энергоблоков малой мощности, наблюдаемый эффект масштаба значительно меньше, чем у традиционных паротурбинных КЭС. Это вызывает некоторые сомнения в реалистичности столь невысоких оценок УКВ в атомные источники малой мощности по сравнению с АЭС с крупными энергоблоками.

При определении эффективности раздельной схемы энергоснабжения используется также информация о технико-экономических показателях крупных конденсационных электростанций и районных отопительных котельных с водогрейными котлами разной производительности, которые как и по ТЭЦ и АТЭЦ рассматриваются достаточно широким диапазоном. При этом показатели крупных АЭС и КЭС соответствуют принятым при разработке Генеральной схемы и Программы модернизации электроэнергетики России.

Понятно, что потенциальные масштабы внедрения АТЭЦ, также как и ТЭЦ на органическом топливе, в большой мере определяются тепловой нагрузкой, на которую они могут претендовать. Как отмечено выше, в работе принято допущение, что рассматривается только прирост тепловых нагрузок коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг городов с населением более 100 тыс. человек на территории ЕЭС России. Оценка этого прироста на перспективу очень сложна, особенно учитывая отсутствие тепловых балансов этих городов даже в ретроспективе.

В связи с этим, прогнозные значения прироста тепловой нагрузки городов приблизительно оцениваются по следующему упрощенному алгоритму:

- прогнозируется динамика численности населения каждого города и его обеспеченности общей жилой площадью до конца рассматриваемого периода (до 2030 г.), на основе которых определяется суммарный фонд общей жилой площади города;
- на его основе, а также исходя из прогноза динамики удельного расхода тепла на нужды коммунально-бытового хозяйства оценивается перспективная тепловая нагрузка города;
- определяется тепловая нагрузка нового фонда общей жилой площади рассматриваемого города (новых жилых районов), интерпретируемая как прирост тепловой нагрузки коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг в период до 2030 г.

Очевидно, что даже по упрощенному алгоритму оценка эффективности АТЭЦ для каждого из рассматриваемых городов нецелесообразна и не требуется на предпроектной стадии исследования. В связи с этим, проведена типизация всего множества рассматриваемых городов по шести группам

в зависимости от прироста тепловой нагрузки их коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг в период до 2030 г. (табл. 2). В соответствующие группы в зависимости от их тепловой мощности (с учетом пиковых котлов) были объединены и рассматриваемые типы АТЭЦ и ТЭЦ.

Выполненный прогноз приростов тепловой нагрузки городов ЕЭС России показал, что из 160 городов с населением свыше 100 тыс. человек лишь в 123 городах прирост тепловой нагрузки за период с 2013 до 2030 г. превышает 86 Гкал/ч и в них потенциально возможно размещение

рассматриваемых типов АТЭЦ (рис. 2, а). При этом суммарный прирост нагрузки таких городов в ЕЭС России к 2030 г. превысит 35 тыс. Гкал/ч. Из рассмотрения исключены города Москва и Санкт-Петербург (города V группы) с приростом нагрузки более 1400 Гкал/ч, где развитие АТЭЦ представляется нецелесообразным.

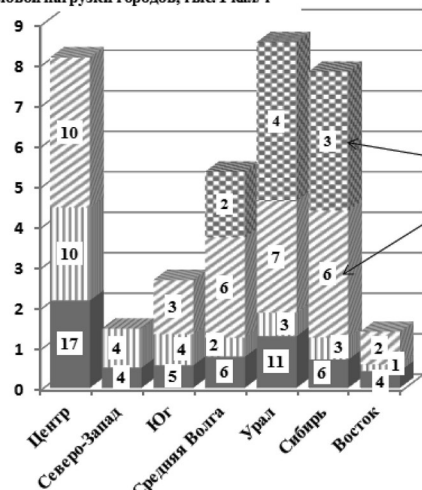
Понятно, что АТЭЦ не смогут претендовать на весь прирост тепловой нагрузки в период до 2030 г. Как видно из рис. 2, б, при допущении, что они могут сооружаться только после 2020 г. потенциальная область их применения значительно сокращается:

Таблица 2. Типизация городов и источников их теплоснабжения

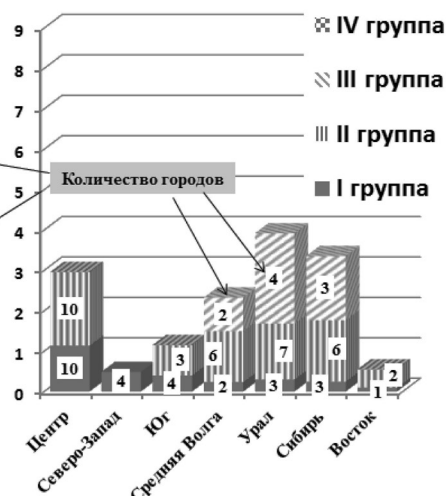
Города		Тип эквивалентных по тепловой мощности электростанций	
Группа	Накопленный прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	АТЭЦ	ТЭЦ на органическом топливе
0	Менее 86	—	ГТУ-6; ПГУ-16
I	86 – 162*	АУ-1 АУ-2 АУ-4	ГТУ-9; ГТУ-16; ГТУ-25; ПГУ-46
II	163 – 300	АУ-1 АУ-2 АУ-4 АУ-6	ГТУ-25; ГТУ-40; ПГУ-70; ПГУ-110
III	301 – 720	АУ-3 АУ-6	ГТУ-40; ГТУ-70; ПГУ-110; ПГУ-170; ПГУ-190; Т-115 – 130
IV	721 – 1400	АУ-5	ГТУ-110; ПГУ-220; ПГУ-320; Т-115 – 130
V	Более 1400 (Москва и СПб)	—	ГТУ-110, ПГУ-450, Т-115 – 130

* Тепло отпускается лишь от одного энергоблока АТЭЦ, а электроэнергия — от двух.

Накопленный прирост тепловой нагрузки городов, тыс. Гкал/ч



а)



б)

Рис. 2. Структура прироста тепловой нагрузки городов, в которых потенциально возможно размещение АТЭЦ: а — за 2013 – 2030 гг., б — за 2021 – 2030 гг.

лишь в 70 городах с населением более 100 тыс. человек прирост тепловой нагрузки за период с 2021 до 2030 г. окажется выше минимально необходимого (86 Гкал/ч), а суммарный прирост тепловой нагрузки таких городов составит всего лишь около 14 тыс. Гкал/ч, т.е. примерно в 2,5 раза меньше. При этом уменьшается не только количество, но и меняется качественный состав городов, в которых потенциально возможно размещение АТЭЦ: не остается городов IV группы, что приводит к исчезновению потенциальной области применения АТЭЦ с блоками относительно большой тепловой мощности типа АУ-5.

Из-за большой неопределенности прогноза прироста тепловой нагрузки и условности принятой типизации источников теплоснабжения далее в каждой из рассматриваемых групп городов в каждой ОЭС были выбраны отдельные города-представители, для которых проведена оценка общественной эффективности различных схем энергоснабжения по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат (ДЗ) на обеспечение прироста их потребности в тепле и электроэнергии. Принципиально важным условием сопоставимости сравниваемых схем энергоснабжения является обеспечение ими равного энергетического эффекта как по отпуску тепла, так и по отпуску электроэнергии.

Для каждого города-представителя при заданной динамике прироста их тепловой нагрузки оценивается влияние следующих основных факторов:

а) нормы дисконта, рассмотренной в диапазоне от 5 до 10 %;

б) удельного электропотребления в диапазоне от 2400 до 10000 кВт·ч/чел. в год;

в) типа замыкающей электростанции (АЭС, ПГЭС или в некоторых ОЭС угольная КЭС);

г) ценовых условий, под которыми понимаются технико-экономические показатели (прежде всего, УКВ) всех рассматриваемых источников энергоснабжения и цены органического топлива. При этом из-за обилия возможных сочетаний ценовых условий в работе рассмотрены лишь четыре их представительных сочетания:

- минимальные значения УКВ во все типы генерирующих источников и цен топлива;
- максимальные значения УКВ во все типы генерирующих источников и цен топлива;
- благоприятное для развития атомной энергетики сочетание стоимостных показателей, когда удельные капиталовложения в АТЭЦ и АЭС взяты по нижней границе рассматриваемого диапазона, а удельные капиталовложения в электростанции на органическом топливе и цены топлива — по верхней границе;
- неблагоприятное для развития атомной энергетики сочетание стоимостных показателей, когда удельные капиталовложения в АТЭЦ и АЭС взяты по верхней границе рассматриваемого диапазона, а удельные капиталовложения в электростанции на органическом топливе и цены топлива — по нижней.

В качестве примера на рис. 3 и 4 приведены результаты расчетов сравнительной эффективности различных схем энергоснабжения городов некоторых типовых групп в ОЭС Центра при разных сочетаниях влияющих факторов. Например, как видно из рис. 3, в данных условиях (удельное электропотребление 2400 кВт·ч/чел. в год, благоприятные для

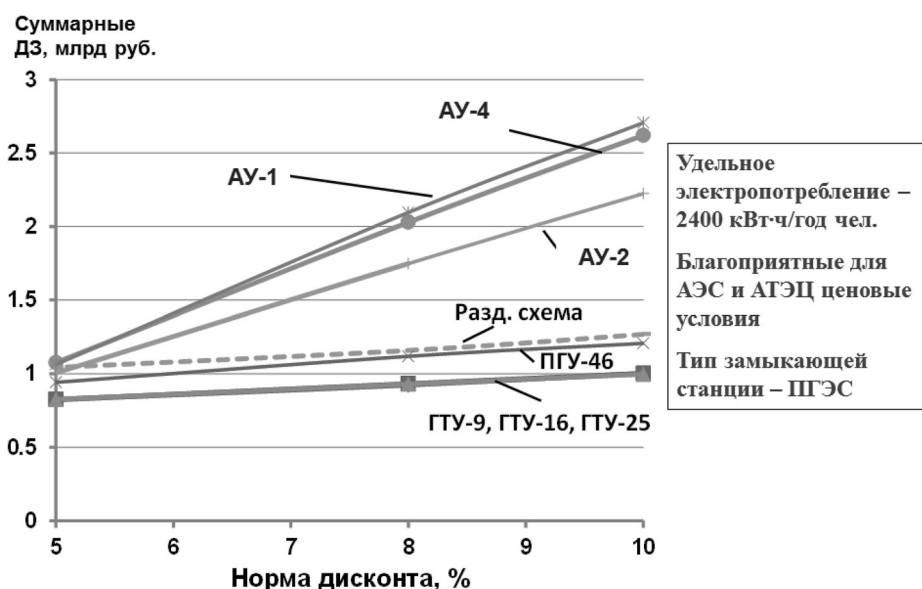


Рис. 3. Эффективность различных схем энергоснабжения городов I группы в ОЭС Центра

атомных источников ценовые условия, тип замыкающей электростанции — ПГЭС) для городов I группы (с приростом тепловой нагрузки до 162 Гкал/ч) в ОЭС Центра применение АТЭЦ оказывается неэффективным независимо от нормы дисконта, а наиболее эффективно для них применение малых ГТ-ТЭЦ.

В то же время в городах III группы (с приростом тепловой нагрузки до 720 Гкал/ч) в ОЭС Центра (рис. 4) при норме дисконта 5% АТЭЦ с реакторами типа АУ-6 оказываются наиболее эффективными, а другие типы АТЭЦ сильно уступают им в эффективности. Однако при повышении нормы дисконта до 8% и более эффективность всех типов АТЭЦ заметно снижается по сравнению как с традиционными ТЭЦ на органическом топливе, так и с раздельной схемой энергоснабжения.

Подобное исследование, проведенное для всего множества рассматриваемых городов в различных ОЭС, позволило сформулировать следующие предварительные выводы об эффективности применения АТЭЦ с энергоблоками единичной мощностью не более 100 МВт:

1. Ни в одной ОЭС в городах I группы сооружение АТЭЦ экономически нецелесообразно, в связи с чем эта группа исключена из дальнейшего рассмотрения при определении масштабов их развития.

2. Лишь при наиболее маловероятных условиях (норма дисконта — 5%) в большинстве ситуаций (за исключением районов с относительно невысокой ценой газа) АТЭЦ могут оказаться эффективными в городах всех остальных групп кроме I.

3. При достаточно высокой степени риска (т.е. при норме дисконта 8% и более) развитие АТЭЦ может быть целесообразно только в городах III и IV

группы, отличающихся значительной потребностью в новой тепловой мощности.

При недостаточности информации о технико-экономических показателях АТЭЦ крайне важной представляется оценка предельных удельных капиталовложений в их сооружение в различных районах страны, обеспечивающих их равную эффективность с альтернативными схемами энергоснабжения на базе использования органического топлива. Проведенный анализ показал, что для достижения данного условия в зависимости от типа установки и района размещения значения УКВ в АТЭЦ должны быть значительно ниже (на 20–40%) принятых в работе, особенно, в условиях высокой стоимости капитала (т.е. при норме дисконта 10% и более).

Если первый этап исследования позволил ориентировочно оценить условия эффективного применения АТЭЦ в различных регионах страны, то на втором этапе основной целью является системная оценка эффективности АТЭЦ, а также предварительное определение оптимальных масштабов их развития в различных условиях. Эта задача решается в рамках совместного рассмотрения балансов мощности, электроэнергии, тепла и основных видов органического топлива в динамической оптимизационной модели развития электроэнергетики и теплоснабжения в рамках ТЭК страны (ЕРОС) [9], являющейся неотъемлемой частью разработанного в ИНЭИ РАН модельно-информационного комплекса SCANNER [10].

Критерием оптимальности в модели служит минимум полных дисконтированных капитальных и эксплуатационных затрат электроэнергетики и топливных отраслей за весь рассматриваемый

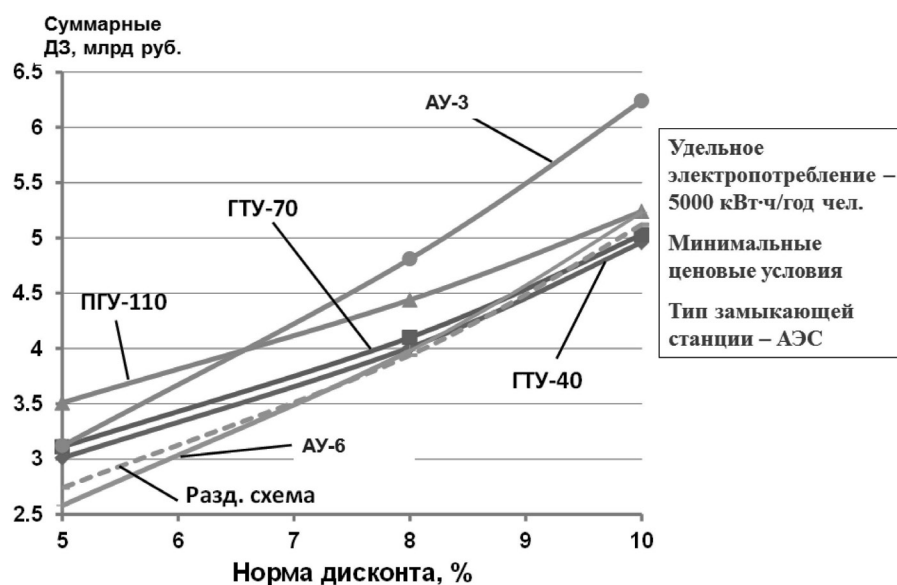


Рис. 4. Эффективность различных схем энергоснабжения городов III группы в ОЭС Центра

период, отражающий общественную эффективность развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения в рамках ТЭК страны.

При этом в модели рассматривается все множество городов на территории, обслуживаемой ЕЭС России (в том числе и городов с населением менее 100 тыс. человек), и при допущении, что АТЭЦ могут сооружаться только за пределами 2020 г.

Как отмечено выше, оценка масштабов развития атомной теплофикации выполняется при прогнозируемом уровне энергопотребления и цен на топливо, соответствующих базовому сценарию Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 г.

Также как и на первом этапе исследования здесь к основным внешним факторам, наиболее сильно влияющим на эффективность развития АТЭЦ, отнесены:

- 1) норма дисконта;
- 2) цены на топливо (в первую очередь — газа);
- 3) соотношение стоимостных показателей альтернативных типов электростанций (АЭС, АТЭЦ, ТЭЦ, ПГЭС и КЭС угольные).

Кроме того, в качестве одного из наиболее важных внешних факторов здесь дополнительно рассмотрена плата за выбросы парниковых газов.

Из рис. 5 видно, что норма дисконта оказывает существенное влияние на эффективность и масштабы развития АТЭЦ: ее снижение от 10 до 5 % приводит к увеличению оптимальной мощности АТЭЦ в 6–8 раз в зависимости от платы за выбросы CO_2 и стоимостных условий. Так, при норме дисконта

10 % оптимальная мощность АТЭЦ на уровне 2030 г. варьируется в диапазоне от 0,4 до 0,9 ГВт, а при норме дисконта 5 % — уже от 3,0 до 5,3 ГВт.

Введение небольшой платы за выбросы CO_2 (на уровне 5 дол./т CO_2) приводит лишь к незначительному увеличению оптимальной мощности АТЭЦ — на 0,3 ГВт (или в 1,1 раза) при норме дисконта 5 % и на 0,2 ГВт (или в 1,5 раза) при норме дисконта 10 %. В то же время при росте платы за выбросы CO_2 до 15 дол./т CO_2 существенно увеличивается мощность АТЭЦ — более чем в 2 раза. Влияние стоимостных условий на мощность АТЭЦ также оказывается достаточно значимым. Переход от благоприятных стоимостных условий к неблагоприятным (при отсутствии платы за выбросы CO_2) приводит к снижению оптимальной мощности АТЭЦ на 30–50 % при норме дисконта 10 и 5 %, соответственно. Вследствие этого, при неблагоприятных ценовых условиях, норме дисконта 10 % и отсутствии платы за выбросы CO_2 оптимальная мощность АТЭЦ в 2030 г. является минимальной и составляет всего около 300 МВт.

Очевидно, что перечисленные факторы оказывают влияние и на территориальную структуру мощности АТЭЦ. Из рис. 6 видно, что введение платы за выбросы CO_2 на уровне 15 дол./т CO_2 лишь незначительно увеличивает масштабы развития АТЭЦ в европейских ОЭС, прежде всего, в ОЭС Урала. В то же время в ОЭС Сибири введение такой платы делает развитие АТЭЦ эффективным даже при высокой норме дисконта.

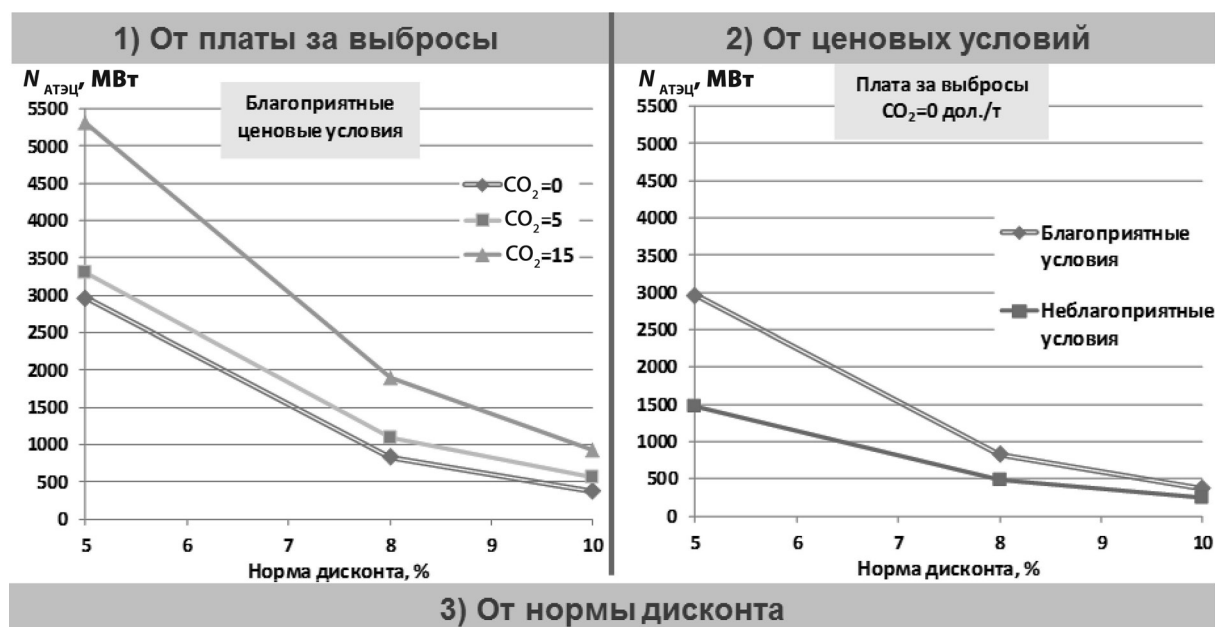


Рис. 5. Зависимость суммарной мощности АТЭЦ в ЕЭС России от основных влияющих факторов

Варьирование нормы дисконта приводит к радикальным изменениям территориального размещения АТЭЦ — ее увеличение сокращает территориальное разнообразие районов их размещения. Так, при отсутствии платы за выбросы CO_2 и даже при благоприятных стоимостных условиях развития атомных источников увеличение нормы дисконта от 5 до 10 % делает полностью неэффективным развитие АТЭЦ в ОЭС Сибири, ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги. Лишь в ОЭС Урала и Юга развитие АТЭЦ оказывается достаточно устойчивым к изменению нормы дисконта в принятом диапазоне.

Все это свидетельствует о крайней неустойчивости оптимальных масштабов развития АТЭЦ и их территориального размещения к варьированию основных факторов внешнего окружения.

Подводя итог, можно сделать следующие основные выводы, полученные в ходе исследования перспектив развития атомной теплофикации (на базе блоков мощностью менее 100 МВт) в ЕЭС России до 2030 г.

1) Безусловно, существуют предпосылки для эффективного развития АТЭЦ с энергоблоками единичной мощностью не более 100 МВт в период до 2030 г. для энергоснабжения, в первую очередь, развивающихся городов с населением более 500 тыс. человек в ОЭС Урала, Юга и Средней Волги.

2) Значительно расширить область эффективного применения АТЭЦ с энергоблоками не более 100 МВт можно за счет:

- принятия мер по ограничению выбросов «парниковых газов»;
- обеспечения низкой стоимости капитала (не более 5 %), что невозможно без масштабной государственной поддержки;
- сокращения или, по крайней мере, недопущения роста соотношения удельных капиталовложений:
 - ° в АТЭЦ и ТЭЦ на газе;
 - ° в АТЭЦ и АЭС.

3) Показана высокая чувствительность эффективности АТЭЦ к изменению множества локальных и системных факторов. Это зачастую вынуждает АТЭЦ выполнять роль объекта, замыкающего не только балансы тепла городов, но и балансы мощности и электроэнергии ОЭС. Более того, при свободном размещении крупных АЭС из балансов мощности ОЭС в первую очередь вытесняются именно АТЭЦ.

4) Учитывая значительную неопределенность технико-экономических показателей АТЭЦ, представляется целесообразным на данном этапе разработки ориентироваться лишь на небольшие масштабы их внедрения (не более 300–500 МВт) в период до 2030 г. (без учета экспериментальных и пилотных установок). Требуется дополнительная, более глубокая проработка как технологических, так и экономических аспектов развития предлагаемых типов АТЭЦ.

5) Выявлено несоответствие тепловой мощности АТЭЦ с энергоблоками не более 100 МВт прогнозируемому приросту тепловых нагрузок рассмотренных

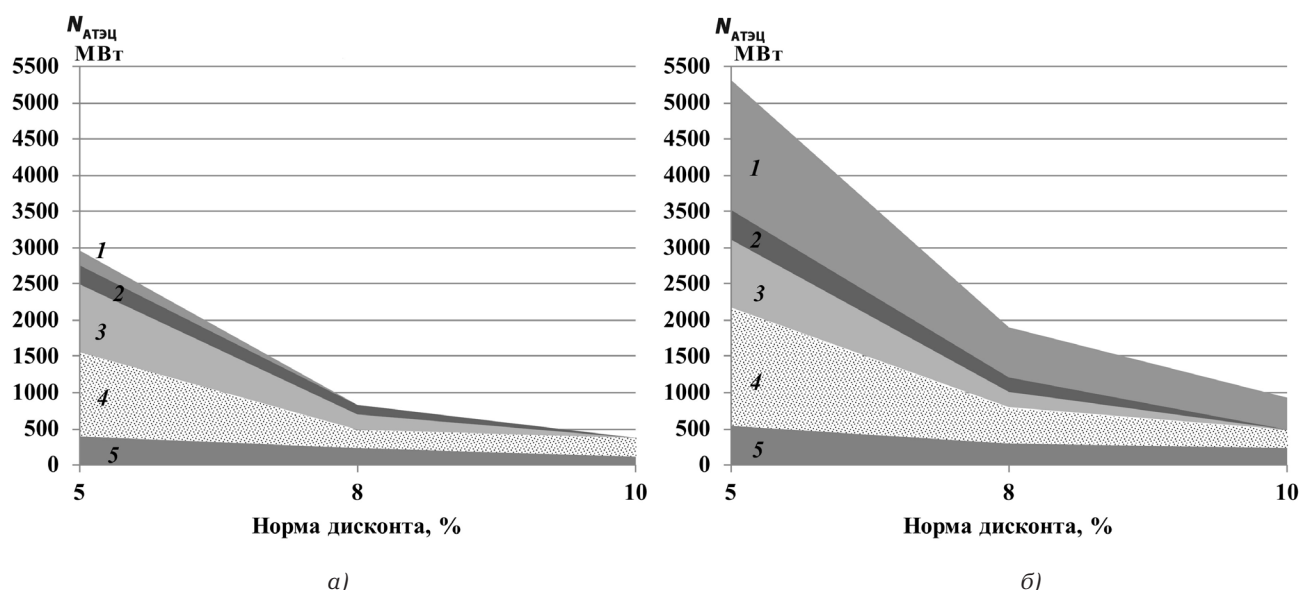


Рис. 6. Оптимальная территориальная структура суммарной мощности АТЭЦ в 2030 г.:

а — при отсутствии платы за выбросы парниковых газов; б — при плате за выбросы 15 дол./т CO_2 (1 — ОЭС Сибири; 2 — ОЭС Центра; 3 — ОЭС Средней Волги; 4 — ОЭС Урала; 5 — ОЭС Юга)

городов в период до 2030 г., что значительно сокращает потенциал их применения. Особенно важным это становится при рассмотрении реалистичного сценария, когда внедрение АТЭЦ возможно только в период 2021 – 2030 гг. Это делает целесообразным разработку АТЭЦ с блоками меньшей единичной мощности.

6) Кроме того, требуют проработки дополнительные аспекты увеличения потенциала применения АТЭЦ:

- осуществимость и целесообразность замещения действующих теплогенерирующих источников за счет АТЭЦ;
- возможность поставки высокопотенциального тепла от АТЭЦ на промышленные предприятия.

Важно также отметить, что такие не совсем оптимистичные результаты исследования были получены при достаточно высоком уровне прогнозируемого энергопотребления по сравнению с теми, что рассматриваются сейчас при корректировке Энергетической стратегии России на период до 2035 г. Это же касается и динамики цен газа, особенно учитывая последние решения Правительства РФ по их заморозке.

А учитывая сильную зависимость эффективности АТЭЦ от изменения внешнего окружения, это приведет к дополнительному сокращению выявленных в данном исследовании относительно небольших эффективных масштабов внедрения АТЭЦ в период до 2030 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Макарова А. С., Панкрушина Т. Г., Шульгина В. С. Об актуальности исследования эффективности развития атомных электростанций с реакторами малой мощности в России // Электрические станции. 2013. № 11. С.2 – 9.

2. **Assessment** of High Temperature Gas-Cooled Reactor (HTGR) Capital and Operating Costs. Technical Evaluation Study (TEV-1196). — 2012, Idaho National Laboratory (INL), USA.

3. **David E. Shropshire**. Economic viability of small to medium-sized reactors deployed in future European energy markets // Progress in Nuclear Energy. 2011. Volume 53. PP. 299 – 307.

4. **Johan Carlsson, David E. Shropshire, Alik van Ipeek, Michael A. Futturer**. Economic viability of small nuclear reactors in future European cogeneration markets // Energy Policy. 2012. Volume 43. PP. 396 – 406.

5. **Исследование** эффективности развития теплофикации в России / Е. А. Волкова, А. С. Макарова, А. А. Хоршев, Л. В. Урванцева, В. С. Шульгина. // Известия РАН. Сер. Энергетика. 2010. № 4. С.95 – 110.

6. **Макарова А. С., Хоршев А. А., Урванцева Л. В., Ерохина И. В.** Комплексное исследование эффективности и масштабов развития теплофикации // Электрические станции. 2010. № 8. С.7 – 14.

7. **Волкова Е. А., Панкрушина Т. Г., Шульгина В. С.** Эффективность не крупных коммунально-бытовых ТЭЦ и рациональные области их применения // Электрические станции. 2010. № 7. С.2 – 10.

8. **Эффективность** и перспективы развития теплофикации в современных экономических условиях / Е. А. Волкова, А. С. Макарова и др. // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» Сто восьмое заседание от 24 февраля 2010 г., Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. Москва.

9. **Методы** и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики / Ф. В. Веселов, Е. А. Волкова, А. Е. Курилов и др. // Известия РАН. Сер. Энергетика. 2010. № 4. С. 82 – 94.

10. **SCANER. Суперкомплекс** активной навигации в энергетических исследованиях / А. А. Макаров, Ф. В. Веселов и др. М.: ИНЭИ РАН. 2011.

Мощность энергосистемы Юга России превысила отметку в 30 тыс. МВ·А

Суммарная трансформаторная мощность энергообъектов Федеральной сетевой компании в Южном и Северо-Кавказском федеральных округах по итогам 2013 г. увеличилась до 30 407 МВ·А. Это на 1 252 МВ·А больше по сравнению с предыдущим годом. Рост мощности произошел благодаря вводу в эксплуатацию десяти новых подстанций в Краснодарском крае и Республике Дагестан, в том числе таких олимпийских энергообъектов как

110 кВ «Ледовый Дворец», «Спортивная», «Веселое», «Стекольная».

Кроме того, на 771 км увеличилась протяженность линий электропередачи. Сейчас она составляет 12 200 км. В прошлом году были введены две линии электропередачи 220 кВ «РП Волгодонск — ГОК» и «Ростов-20 — Таганрог-10 2-я цепь», а также шесть воздушных линий 110 кВ и 440 км кабельных линий 10 – 110 кВ.

Новые технологии в энергетике

В. Е. Фортон, президент РАН

Решение некоторых проблем энергетики Москвы

Объединенный институт высоких температур (ОИВТ) РАН является институтом, ведущим исследования в широкой области, так или иначе связанной с решением проблем развития современной энергетики. Если говорить укрупнено, то это исследования свойств веществ и материалов в широкой области изменения внешних условий (в том числе и в экстремальных состояниях), изучение фундаментальных процессов энерго- и массопереноса и, наконец, разработка и исследование новых энергетических технологий. Настоящая статья в большей мере посвящена некоторым конкретным разработкам в этом третьем направлении. И эти разработки представляют, на наш взгляд, интерес именно для Москвы с ее мощной электрогенерирующей и сетевой системами.

Начну с того, что с удовольствием отмечу тот факт, что высказанная много лет тому назад в ОИВТ РАН и встреченная в то время в штыки идея надстройки РТС газовыми турбинами сегодня реализуется на целом ряде объектов в Москве, что является, безусловно, правильным. Использование на этих РТС авиапроизводных газовых турбин подсказало и следующий шаг их нетрадиционного использования в энергетике.

Большинство действующих парогазовых установок, а их мощность составляет в настоящее время в мире несколько тысяч мегаватт, работает по «классическому» бинарному циклу. В этой схеме пар одного или двух давлений, выработанный в котле-утилизаторе (КУ) в результате использования тепла отработанных газов газовой турбины (ГТ), поступает в паровую турбину (ПТ). Повышение начальной температуры газа T_t и соответствующее ее оптимальной степени повышение давления в компрессоре ПК увеличивают КПД верхней части цикла и установки в целом и изменяют соотношение мощностей ГТ и ПТ в пользу первой.

Относительно небольшая мощность авиационных газотурбинных двигателей 10–20 МВт делает их применение в классической бинарной схеме парогазовой установки малопривлекательным. Полная мощность таких установок составит примерно 15–25 МВт. Гораздо более привлекательным является схема ГТУ с впрыском пара в камеру сгорания. Эта схема впервые была предложена академиком С. А. Христиановичем с сотрудниками. В последние

годы она нашла достаточно широкое применение за рубежом, получив по латинской аббревиатуре название схемы STIG, или, при наличии промежуточного охлаждения воздуха в компрессоре, схемы ISTIG.

В первоначальных вариантах пар в ограниченном количестве вводился в камеру сгорания для снижения образования оксидов азота (так называемый экологический впрыск пара). В последующем количество пара, подаваемого в камеру сгорания, было увеличено. Он стал составлять значительную долю рабочего тела ГТ (энергетический впрыск пара). Это дало возможность поднять удельную (на единицу расхода воздуха на входе в компрессор) мощность ГТУ. И, наконец, на третьем этапе вырабатываемый в КУ пар полностью используется в тракте ГТ — большей частью как рабочее тело, а также для охлаждения высокотемпературного лопаточного аппарата ГТ, частично или полностью замещая охлаждающий воздух.

Это увеличивает эффективность охлаждения лопаточного аппарата, обеспечивает возможность повышения T_t до 1500–1600°C при использовании современных конструкционных материалов и значительно снижает потребную мощность компрессора, что существенно, поскольку доля расхода воздуха на охлаждение при высоких T_t становится чрезвычайно большой (до 15–20%). КПД выработки электроэнергии в установке ISTIG в диапазоне температур 1400–1600°C составляет 51–56%.

Тепловая схема ПГУ с впрыском пара может быть предельно упрощена: из нее исключаются паровая турбина, конденсатор и соответствующая система охлаждения циркуляционной воды. Это создает предпосылки для существенного снижения капитальных затрат и сокращения срока ввода новых установок. При этом основная цель — произвести минимум затрат на получение электроэнергии — достигается не при предельно высоком КПД установки, а при несколько более низких значениях тепловой экономичности, но при существенном упрощении тепловой схемы.

Первая отечественная реализация схемы STIG была осуществлена совместными усилиями коллективов ОИВТ РАН, ММП «Салют» и ТЭЦ-28 ОАО «Мосэнерго». В качестве базового газотурбинного двигателя был выбран серийный авиадвигатель АЛ-21 (рис. 1), модифицированный под условия впрыска пара в КС в объеме примерно 25% расхода продуктов сгорания.

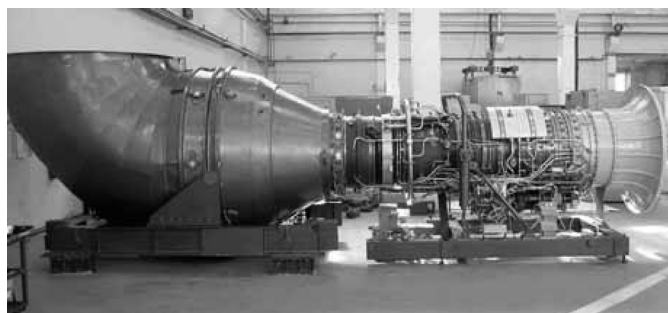


Рис. 1. Авиадвигатель АЛ-21

Модифицированный двигатель представляет собой газогенератор, формирующий поток рабочего тела, состоящего из смеси продуктов сгорания и водяного пара и направляемого на вход в рабочую турбину. Температура на входе в турбину $T = 1214^\circ\text{C}$, давление $P = 11,5$ атм., мощность турбины $W = 40$ МВт.

Важным обстоятельством, реализованным при создании силовой турбины, явилось применение пара для охлаждения сопловых и рабочих лопаток. Применение пара, обладающего большей теплоемкостью, чем воздух, позволяет существенно снизить расход охладителя при неизменной температуре материала лопаток или поднять температуру газа при неизменном расходе охладителя.

Вниз по потоку расположен парогенератор, вырабатывающий пар с параметрами $T = 540^\circ\text{C}$, $P = 95$ атм. Эти параметры превышают необходимые для впрыска пара в КС, что связано с наличием в составе ТЭЦ-28 противодавленческой паровой турбины, вырабатывающей дополнительную мощность, но при этом усложняющей тепловую схему. За парогенератором расположен контактный конденсатор, позволяющий улавливать не только все количество впрыснутого пара, но и воду, образующуюся при сгорании природного газа.

В 2008 г. после окончания строительно-монтажных работ на установке, получившей название МЭС-60, начались и ведутся пусконаладочные работы. На средних мощностях до 25 МВт установка уже отработала непрерывно 72 ч. Продолжаются работы по подготовке к испытаниям на максимальной мощности 40 МВт. Одновременно ведется разработка системы водоподготовки для питания парогенератора водой после контактного конденсатора.

Следует сказать, что подвод водяного пара в камеру сгорания даже при весьма высокой результирующей температуре рабочего тела на выходе из нее позволяет снизить температуру в стехиометрических зонах горения топлива и обеспечить содержание вредных примесей (NO_x , СО и полиароматических углеводородов) на уровне, предписываемом требованиями современных санитарных норм.

Таким образом, схема ПГУ с впрыском пара обладает рядом достоинств как по эффективности преобразования тепла топлива в электроэнергию и экологическим показателям, так и по удельным показателям мощности и стоимости выработки электроэнергии. Разработки этого варианта ПГУ с использованием уже имеющегося опыта и с учетом технологических возможностей авиационного двигателестроения перспективны. Они соответствуют складывающимся в мировой энергетике тенденциям: широкое использование природного газа, рост начальных параметров, применение новых материалов, использование впрыска пара и внедрение в стационарную энергетику инженерных решений, отработанных в военном двигателестроении.

В Московском регионе энергоблоки STIG мощностью 50–70 МВт органично вписываются в энергосистему, занимая промежуточное положение между крупными ТЭЦ и районными тепловыми станциями. Эффективность их использования резко возрастет при использовании теплонасосных установок, оригинальные схемы которых также разрабатываются ММП «Салют».

Второй проблемой, которую хотелось бы затронуть, является разработка средств защиты от прямых ударов молнии и опасных воздействий ее электромагнитного поля в первую очередь на микропроцессорные системы управления. Для исследования этих процессов в ОИВТ РАН разработан и создан мобильный испытательный комплекс (МИК) на основе взрывомагнитного генератора (ВМГ).

МИК состоит из ВМГ, емкостного источника начальной энергии, системы дистанционного управления и системы формирования тока, состоящей из повышающего импульсного трансформатора (ИТ) и нелинейных элементов на основе взрывных размыкателей тока. Эквивалентная электрическая схема МИК показана на рис. 2.

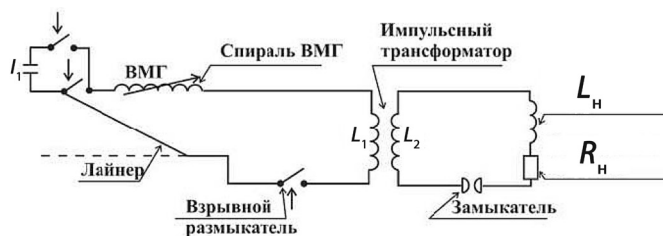


Рис. 2. Эквивалентная электрическая схема МИК

Взрывомагнитный генератор в этой схеме выступает в качестве источника тока I_1 . ИТ работает как индуктивный накопитель. При достижении тока ВМГ максимального значения приводится в действие взрывной размыкатель тока. При этом

в первичной обмотке L_1 , а, следовательно, и во вторичной обмотке L_2 импульсного трансформатора резко повышается напряжение, которое приводит к пробое замыкателя КЗ.

Вторичная обмотка импульсного трансформатора перехватывает магнитный поток, созданный первичной обмоткой. Таким образом, после срабатывания взрывного размыкателя энергия, накопленная первичной обмоткой и перехваченная вторичной обмоткой ИТ, через неуправляемый разрядник КЗ поступает на нагрузку L_n, R_n . Экспериментальные работы с применением макетного образца МИК были проведены на действующей подстанции 110 кВ № 366 в п. Донино Московской области и макете опоры ВЛ с высоким сопротивлением заземления. В экспериментах на подстанции нагрузкой МИК являлся отдельно стоящий заземлитель, а во втором случае — заземлитель опоры ВЛ с сопротивлением постоянному току 24 Ом (рис. 3).



Рис. 3. Эксперименты на действующей подстанции

Проведенные испытания продемонстрировали возможность генерации с помощью МИК тока в нагрузке с параметрами, близкими к току молнии. Для испытания энергообъектов с высоким сопротивлением заземления более рационально использовать схему согласования без размыкателя тока в первичной обмотке. Поэтому в экспериментальном образце МИК применен новый специальный тип ВМГ, в котором вывод индуктивности последней секции генератора производится по линейному закону, что обеспечивает повышенную мощность и рост тока от 0,15 до 1 амплитудного значения фактически за последние 20 мкс. Применение нового типа ВМГ позволяет строить каскадные схемы включения мобильных генераторов тока молнии, что существенно расширяет их область применения.

Новая схема МИК более эффективно работает во всем диапазоне значений сопротивления нагрузки. Небольшой ток на уровне 0,15 амплитудного значения можно считать предвестником, не влияющим на результаты испытаний. Важным

преимуществом экспериментального образца МИК с ВМГ нового типа следует считать повышение стабильности выходного импульса за счет исключения из схемы нелинейных элементов.

Особо необходимо отметить, что впервые ВМГ, применяемый в составе МИК, снаряжен эмпульсионным взрывчатым веществом (ВВ), что исключает необходимость в мобильных складах ВВ и доставку ВВ специальным транспортом. МИК способен формировать импульсный ток амплитудой 30–70 кА в индуктивно-омической нагрузке сопротивлением 1–60 Ом и индуктивностью 50–500 мкГн.

Длительность импульса тока (30–100 мкс) и его амплитуда зависят от индуктивности и сопротивления нагрузки. Выходное напряжение одного генератора токов молнии достигает 4 МВ. Энергия, рассеиваемая в сопротивлении нагрузки, может достигать 1 МДж и более. Параметры импульса, реализуемые в МИК, недостижимы в настоящее время при использовании иных импульсных источников энергии, например, ГИН традиционного исполнения.

Развитие электроэнергетики — ввод новых и расширение существующих электростанций, увеличение пропускной способности электрических сетей — приводит к неуклонному росту токов короткого замыкания (КЗ). Максимальные уровни токов КЗ наблюдаются в ОРУ крупных электростанций и на шинах подстанций с мощной трансформаторной связью при высокой концентрации электрических сетей и генерирующих источников.

При этом токи КЗ на ряде энергообъектов превышают допустимые значения по отключающей способности установленных выключателей. На перспективу тенденции роста токов КЗ сохраняются. Например, выполненные расчеты токов КЗ на перспективу до 2015 г. показали, что в полностью замкнутой электрической сети Московской энергосистемы значения токов КЗ увеличиваются до 120–140 кА.

Существует несколько способов решения или смягчения проблемы. Среди них создание выключателей со значительно большими токами отключения, секционирование энергосистемы на несколько независимо работающих энергорайонов, наконец, применение различных токоограничивающих устройств, среди которых сегодня распространены токоограничивающие реакторы.

Но использование стационарных токоограничивающих реакторов сопровождается падением на них напряжения и дополнительными активными потерями, что ограничивает возможности их использования и глубину токоограничения. В настоящее время появились управляемые токоограничивающие устройства на основе применения силовой

электроники. Эти устройства свободны от недостатков неуправляемых реакторов, связанных с их влиянием на нормальные режимы, и они уже начали применяться в зарубежных энергосистемах. Однако предлагаемые за рубежом управляемые устройства ограничения токов КЗ (ОТКЗ) имеют большие габариты и высокую стоимость. Проводятся эксперименты и по применению технологий высокотемпературной сверхпроводимости для ограничения токов КЗ.

Таким образом, задача создания надежного устройства ОТКЗ с возможностью глубокого токоограничения для линий и подстанций энергосистем России на напряжения 110 кВ и выше является актуальной в настоящее время и будет оставаться актуальной в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

ОИВТ РАН и ОАО «НТЦ электроэнергетики» совместно разрабатывают принципиально новое устройство глубокого ограничения токов КЗ на основе магнитосвязанного реактора с быстродействующим коммутатором в его вторичной обмотке. Основными элементами токоограничивающего устройства являются магнитосвязанный реактор и быстродействующий коммутатор. Ограничитель токов КЗ представляет собой трансформатор, вторичная обмотка которого закорочена в номинальном режиме через коммутационный элемент, а первичная включена последовательно в линию электропередачи. Возникновение КЗ в линии приводит к резкому возрастанию тока в ней. При этом блок управления коммутационным элементом формирует сигнал на его срабатывание.

Коммутационный элемент разрывает цепь вторичной обмотки ограничителя. При этом сопротивление трансформатора, используемого в роли ограничителя, меняется от сопротивления КЗ до сопротивления холостого хода, которое на два-три порядка превосходит сопротивление КЗ, что приводит к резкому ограничению тока КЗ линии. Параллельно коммутационному элементу может быть подключено дополнительное сопротивление, ограничивающее ток КЗ до заданного значения.

Быстродействующий коммутационный элемент состоит из двух параллельных цепей. В первую входит металлический контакт, снабженный пиропатроном, во вторую — плавкий предохранитель в корпусе, заполненном кварцевым песком, с последовательно включенным добавочным сопротивлением. Взрыв пиропатрона разрывает главный металлический контакт. Электрическая дуга на месте разрыва не возникает, так как ток, протекающий по металлическому контакту коммутационного элемента, направляется в параллельную цепь, где

ограничивается плавким предохранителем. Плавкий предохранитель срабатывает и срезает плавно ток. Назначение второй цепи — увеличение времени срабатывания коммутационного элемента и снижение уровня перенапряжений.

Прототип такого устройства ОТКЗ на напряжение 10 кВ был успешно испытан на стенде филиала ОАО «НТЦ Электроэнергетики» — НИЦ ВВА в ноябре 2008 г. На рис. 5 демонстрируются осциллограммы тока коммутационного элемента и тока на нагрузке при срабатывании ограничителя. После КЗ ток в линии возрос до значения 1,25 кА (мгновенные значения). Затем произошел срез тока, и при отсутствии дополнительного сопротивления ($Z_A = 0$) ток в линии ограничен практически до 0. Срез тока происходит на первом полупериоде за время, не превышающее 6 мс.

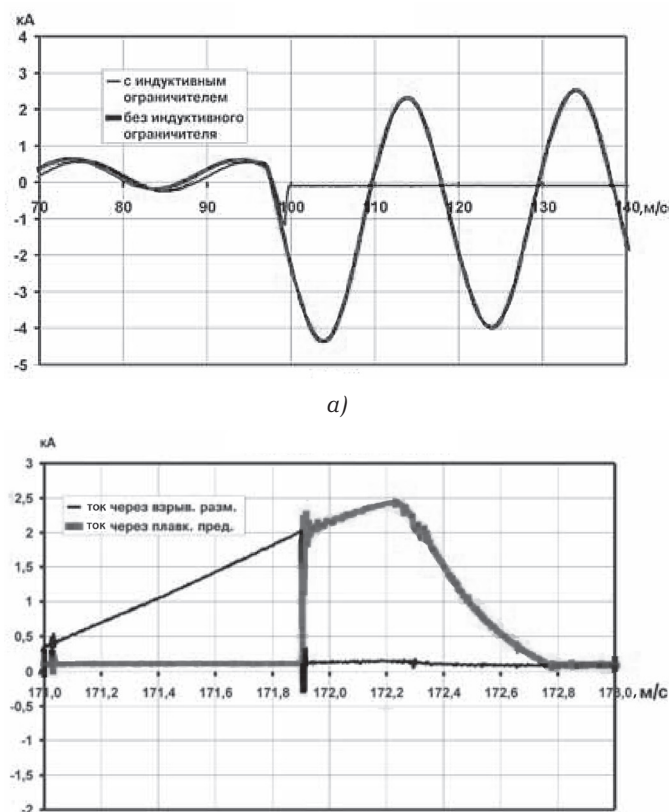


Рис. 5. Осциллограммы тока на нагрузке (а) и тока через размыкатель (б)

Испытания подтвердили работоспособность предлагаемого ограничителя токов КЗ, и в настоящее время ОАО «Запорожтрансформатор» уже выполнило эскизную проработку головного образца магнитосвязанного реактора на напряжение 110 кВ. Приведенные примеры свидетельствуют о том, что при заинтересованности сторон результаты фундаментальных исследований быстро и эффективно

переходят в стадию опытно-конструкторских работ и освоения головных образцов нового оборудования. К сожалению, это происходит далеко не всегда. Освоение новых разработок требует дополнительных затрат.

Поэтому наиболее часто предприятия предпочитают приобретать оборудование уже отработанное, а разработчик, особенно отечественный, не имеет

средств на доводку своих разработок. Развязать этот узел возможно, создав систему «полигонов» в электроэнергетике, нефтяной, газовой, угольной и других отраслях с обязательным участием государства. Применительно к Москве это могут быть полигон — РТС, полигон — электростанция с участием московского правительства.

По материалам сайта «DataLife Engine»

Минэнерго России поддержало инвестиционные планы ФСК ЕЭС на 2015–2019 гг.

На общественных слушаниях в Министерстве энергетики РФ был одобрен проект инвестпрограммы ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2015–2019 гг. Документ предполагает финансирование в объеме 563 млрд руб. в течение пяти лет.

В общей сложности в этот период планируется построить 18 тыс. км линий электропередачи и 65 тыс. МВ·А трансформаторной мощности.

В условиях ограниченности тарифных источников финансирования ФСК уделит приоритетное внимание реализации программ и проектов, имеющих важное социально-экономическое и государственное значение. Компания, в частности, сохранит 100 % плана по подключению генерирующих объектов, с некоторыми подвижками по срокам по инициативе заявителей.

Базовый сценарий предусматривает финансирование основных направлений работы в следующих объемах: технологическое присоединение — 96,88 млрд руб., схемы выдачи мощности — 41,47 млрд руб., развитие сетей — 93,92 млрд руб., реновация фондов — 158,48 млрд руб., реализация госпрограмм — 32,42 млрд руб., мероприятия для обеспечения надежной работы ЕНЭС при раздельном с энергосистемами стран Балтии режиме — 18,06 млрд руб., развитие электросетевой инфраструктуры на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока — 47,24 млрд руб., прочее — 74,43 млрд руб.

По сравнению с ранее утвержденной ИП на 2013–2017 гг., базовый инвестиционный сценарий (с учетом корректировки инвестпрограммы на 2014 г.) предполагает уменьшение финансирования в горизонте планирования 2014–2017 гг. на 24 % — до 471 млрд руб. При этом объем вводов ЛЭП в данный период будет сохранен на 94 %, трансформаторной мощности — на 99 %. В целях сохранения физических объемов инвестиционной

программы ФСК намерена сократить удельные операционные затраты на 25 % к 2017 г. по сравнению с уровнем 2012 г., что даст экономию до 22 млрд руб. Сокращение удельных капитальных затрат в этот же период составит 30 %.

Одобренный сегодня сценарий предусматривает сохранение расчетов по заявленной мощности для прямых потребителей до 1 июля 2015 г. и плату за техническое присоединение (ТП) генерирующих объектов. Без учета полной оплаты ТП генерации, для которой требуется изменение нормативных актов правительства, инвестпрограмма, по сравнению с ранее утвержденными параметрами, может быть реализована в 2014–2017 гг. лишь на 68 % по вводам ЛЭП и на 79 % — по подстанциям. Менеджмент компании отмечает, что в случае выделения средств из ФНБ на расширение возможностей БАМа, Транссиба и ОЭС Северо-Запада, объем физических вводов линий и подстанций составит 104 и 100 % соответственно от плана, зафиксированного в ИП на 2013–2017 гг.

Комментируя результаты рассмотрения проекта инвестиционной программы, председатель Правления ОАО «ФСК ЕЭС» **Андрей Муров** отметил: «Нашей главной целью было максимально сохранить ранее запланированные объемы вводов линий и подстанций. Несмотря на то, что финансирование из-за тарифной «заморозки» снижается почти на четверть в 2014–2017 гг., потери по объемам гораздо менее значительные, нам удастся сохранить в среднем более 90 % от утвержденного на этот период инвестиционного плана. Одобренный сегодня проект позволяет выполнить и другие поставленные перед нами Правительством цели — например, в целом сохранить показатель надежности услуг, не допустить роста аварийности, а также обеспечить ввод всех объектов, необходимых для реализации госпрограмм в заданный период».

Опыт сертификации средств и систем автоматизации

С.А. Ершов, руководитель группы сертификации систем автоматизации компании Schneider Electric

Представлено видение компании Schneider Electric процедуры сертификации средств и систем автоматизации, а также опыт получения разрешительных документов в России. Приведено сравнение с аналогичными процедурами при выводе продукции на рынок Европы.

Новое в техническом регулировании

С 15 февраля 2013 г. вступили в силу технические регламенты Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» и «Электромагнитная совместимость технических средств», которые заменили прежнюю систему сертификации ГОСТ Р для средств автоматизации и низковольтного оборудования. Данные изменения в техническом регулировании направлены на снижение экономических и ликвидацию таможенных барьеров для бизнеса стран — участниц Таможенного союза: России, Белоруссии и Казахстана. Сегодня изготовитель может однократно оформить сертификат или декларацию для обращения продукции на всей территории Таможенного союза, что существенно облегчит процедуры экспорта для многих международных компаний и производителей.

В современном мире использование высоких технологий и электронного оборудования в быту и в промышленности привело к необходимости введения понятия «электромагнитная обстановка», т.е. более детального изучения вопросов корректного функционирования электронных и микропроцессорных устройств совместно с иными техническими средствами. Требования к техническим средствам, способным создавать электромагнитные помехи и техническим средствам, качеству функционирования которых зависит от внешних электромагнитных помех, сформулированы в техническом регламенте «Электромагнитная совместимость технических средств». Соответствующие требования существовали и ранее в системе сертификации ГОСТ Р, но теперь это направление приобрело большую значимость и выделено в отдельную процедуру подтверждения соответствия.

По сути, регламенты Таможенного союза — это аналоги европейских директив. Следовательно, можно полагать, что новая реформа технического регулирования позволила приблизить отечественные процедуры подтверждения соответствия к европейским. Однако некоторые этапы сертификации, как обязательной, так и добровольной, в России до сих пор существенно отличаются от зарубежных. Поэтому, в области сертификации крайне ценен опыт крупных международных компаний, уделяющих

вопросам сертификации продукции особое внимание. Для крупного производителя также важно разработать и внедрить собственную внутреннюю систему подтверждения соответствия, что во многом облегчит процессы внешней сертификации и позволит обеспечить стабильное производство качественной продукции. Рассмотрим опыт компании Schneider Electric в области добровольной и обязательной сертификации, таможенного оформления.

Обязательная сертификация

Необходимость обязательной сертификации продукции обусловлена процедурами ввоза на таможенную территорию. Далее обязательная сертификация необходима для выпуска в обращение продукции на рынок Таможенного союза. На этапе таможенного декларирования средств автоматизации необходим целый набор разрешительных документов, состав которого зависит от того, к какой категории относится продукт.

Базовая сертификация, обязательная при таможенном оформлении для средств автоматизации, основана на подтверждении соответствия техническим регламентам Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» и «Электромагнитная совместимость технических средств».

Средства автоматизации, применяемые в системах пожарной сигнализации, пожаротушения и дымоудаления проходят специальную сертификацию на требования стандартов пожарной безопасности. Соответствующие сертификаты поставщик обязан предоставлять на таможню.

Средства автоматизации, реализованные на беспроводных протоколах связи, должны в обязательном порядке удовлетворять требованиям норм и правил системы сертификации Министерства связи в части не превышения уровня помех, объявленных изготовителем. Если техническое средство использует собственный протокол связи, то необходимо получить разрешение на использование заявляемого диапазона частот в Государственной комиссии по радиочастотам (ГКРЧ) и получить разрешение на ввоз и использование продукции на территории РФ в территориальном Радиочастотном центре (РЧЦ). Отдельной процедурой выделено оформление нотификации

в ФСБ на предмет заявленных характеристик продукции в части шифрования и криптографии передающего сигнала. Разрешения ГКРЧ, РЧЦ и нотификации также являются предметом таможенных процедур.

Если изготовитель заявляет, что его продукт является средством измерения, то в обязательном порядке должна быть проведена метрологическая экспертиза в целях подтверждения заявленных характеристик и последующая регистрация в государственном реестре средств измерений. Метрологическое свидетельство не используется для таможенного оформления, но является обязательным для поставок продукции клиенту.

Своевременное обеспечение разрешительными документами больших объемов поставок продукции крупного изготовителя в рамках обязательной сертификации требует вовлечения в процесс сертификации специалистов высокой квалификации, имеющих большой опыт работы. Исходя из этого, Schneider Electric всегда взаимодействует с компетентными и хорошо зарекомендовавшими себя сертификационными организациями. Это важный аспект, который мы советуем учитывать при подготовке к процедуре обязательного подтверждения соответствия. Недостаток опыта и ресурса сертифицирующего органа может негативно сказаться на сроках и результатах сертификации.

Добровольные системы аттестации и квалификации

Наряду с обязательной сертификацией в ряде отраслей, таких как нефтегазовый сектор (Транснефть, Газпром), энергетика (ФСК ЕЭС), включая ядерную, и в надзорных ведомствах (Ростехнадзор, российский Морской и Речной регистры) действуют добровольные системы аттестации и квалификации. Каждая система обеспечена собственным перечнем внутренних нормативов и стандартов, на соответствие требованиям которых заявитель должен проводить экспертизу и специальные испытания.

Главной задачей добровольной сертификации и ведомственной аттестации является подтверждение работоспособности, надежности и качества функционирования оборудования в особых условиях эксплуатации применительно к той или иной отрасли промышленности.

Существует ряд факторов, которые следует учесть изготовителю еще на этапе подготовки к сертификации. Дело в том, что для подтверждения соответствия продукции отраслевым нормативам, заявителю в ранге международной компании необходимо провести большую предварительную работу, например, ознакомиться с нормативной документацией и отраслевыми

стандартами, изучить международный опыт эксплуатации заявляемого оборудования, проанализировать техническую информацию применительно к национальным отраслевым требованиям, провести предварительную консультацию с экспертными организациями.

В ходе работы заявителю придется столкнуться с рядом трудностей. Этап предварительной подготовки к сертификации и анализ технических требований занимает достаточно продолжительное время. Наличие международного опыта эксплуатации не гарантирует ее соответствие необходимым нормам в России. Это обусловлено объективными причинами, например климатическими условиями региона. Так, продукция Schneider Electric проходит в России дополнительную проверку на хладостойкость. Это нормальная практика, известная всем ведущим производителям. Зачастую именно на данном этапе происходит доработка и совершенствование продукта.

Как правило, выполнение сертификационных процедур, включая дополнительные испытания — длительный, трудоемкий и дорогостоящий процесс, требующий привлечения высококвалифицированных специалистов. Поэтому стоимость работ исчисляется сотнями тысяч, а в некоторых случаях достигает нескольких миллионов рублей. Но при положительных результатах испытаний и получении соответствующих сертификатов, изготовитель получает возможность поставлять электротехническое оборудование на объекты, поднадзорные отраслевым регулирующим ведомствам, а это существенная доля рынка, которая приносит компании дополнительную прибыль.

Особенность — в разнообразии

Порой приходится слышать негативные мнения об обилии в России ведомственных разрешительных систем добровольной сертификации. Однако, если изучить вопрос более детально, то станет понятной и очевидной необходимость внутриотраслевого и межотраслевого разнообразия сертификационных систем. Рассмотрим это чуть подробнее на примере Морского и Речного регистров — двух похожих структур. В содержании их работы на первый взгляд есть много общего: то же судно, наличие требований по устойчивости к вибрациям, к ударным нагрузкам и т.д. Но условия эксплуатации речных и морских судов разные. Морское судно как правило эксплуатируется круглогодично. С речным судном ситуация другая: все оборудование, включая системы автоматизации, должно подвергаться дополнительной проверке на хладостойкость, так как в зимнее время судно не используется и находится не в самых комфортных климатических условиях. Несмотря на то, что основное электрооборудование на речных судах размещается не на открытой палубе, а монтируется

в специальных помещениях, оно должно быть изготовлено и настроено таким образом, чтобы обеспечить работоспособность после многомесячного зимнего простоя при отрицательных температурах.

Еще один пример — атомная отрасль. Здесь необходимо учитывать целый комплекс особенностей, среди которых сложные условия эксплуатации оборудования за счет наличия электромагнитных излучений широкого спектра. Поэтому оборудование автоматизации для ядерной энергетики должно быть обеспечено дополнительной защитой.

Мировой опыт подтверждает, что существование большого числа ведомственных разрешительных систем оправдано, так как в каждой отрасли — свои особенности эксплуатации оборудования.

Европа и Россия: разница подходов

В целом европейская система сертификации имеет единые подходы с российской. Основное различие заключается в более частом использовании процедур декларирования производителем продукции в Европе. Европейский изготовитель зачастую обеспечивает подтверждение соответствия путем собственных доказательств. Другими словами, производитель может провести испытания на соответствие стандартам в собственной лаборатории, оформить декларацию о соответствии и выпустить продукцию на рынок. Так, Schneider Electric использует систему подтверждения соответствия путем проведения испытаний по установленным стандартам в собственных лабораториях, что позволяет гарантировать безопасность, качество и соответствие всем необходимым требованиям. При этом лаборатории компании аттестованы на компетентность.

В России чаще всего применяется обязательная сертификация с привлечением независимой организации, имеющей государственную лицензию.

Работа в условиях Таможенного союза

Технические регламенты Таможенного союза в части сертификации средств и систем автоматизации, конечно, упростили и унифицировали ряд процедур. Но стоит обратить внимание на некоторые потенциальные сложности.

В новых правилах отсутствует процедура признания результатов испытаний, выполненных в зарубежных лабораториях, работающих под эгидой национального органа по сертификации, входящего в состав ассоциации СБ МЭКЭС при том, что целый ряд европейских стандартов гармонизирован со стандартами Таможенного союза. Если оборудование уже было испытано за рубежом, а ожидаемые российскими нормативами параметры сходны с полученными, то

аналогичные дополнительные испытания являются избыточным требованием. Они несут дополнительные затраты, что влияет на себестоимость изделия и в конечном счете отражаются на себестоимости продукции. По логике орган по сертификации мог бы признать протоколы испытаний, как это было предусмотрено прежними правилами. Мы надеемся, что в ближайшее время этот вопрос будет урегулирован на законодательном уровне.

Другой важный момент — анализ состояния производства в рамках сертификации Таможенного союза. В соответствии с требованиями технических регламентов производитель в рамках процедуры сертификации серийно выпускаемой продукции обязан обеспечить анализ состояния производства, но способы анализа не раскрыты. В данном случае следует обратить внимание, что большинство крупных иностранных изготовителей имеет сертифицированную систему менеджмента качества по международным стандартам ISO9001. Наличие сертификата ISO9001 подтверждает стабильный выпуск качественной продукции на предприятии. В рамках сертификации ISO9001 фабрику почти ежегодно инспектирует национальный сертификационный орган. Таким образом, результаты выполненной проверки можно было бы использовать в рамках сертификации продукции. Если бы правила сертификации продукции на соответствие техническим регламентам Таможенного союза предусматривали возможность сертифицирующему органу самостоятельно принимать решение о необходимости выезда на предприятие или использовать другие способы анализа состояния производства, то это бы существенно упростило процесс сертификации.

Выводы и советы

Безусловно, новая система сертификации в рамках Таможенного союза отвечает современным веяниям. Шаг по направлению к европейской системе стандартизации упростит ряд процедур и сделает их более прозрачными. Конечно, найдутся критики реформы, как есть и всегда были критики прежней системы, сетовавшие на обилие разрешительной документации, многообразие ведомственных контролеров и повышенные требования.

Успешное прохождение всех процедур сертификации — добровольной или обязательной, зависит, прежде всего, от качества предварительной подготовки материалов и выбора компетентного сертификационного органа высокой квалификации, способного обеспечить процедуру оперативно и качественно. Schneider Electric руководствуется вышеизложенными принципами, что позволяет компании эффективно справляться с поставленными задачами.

Результаты 15-летней эксплуатации цифровых устройств релейной защиты

О. Г. Захаров

На многих объектах энергетики, промышленности, железнодорожного и другого транспорта цифровые устройства релейной защиты производства НТЦ «Механотроника» находятся в эксплуатации с 1998 г., т. е. с начала их серийного выпуска.

В предыдущих публикациях [1 – 4] было рассказано о показателях надежности цифровых устройств, определенных на основании информации, полученной от разных эксплуатирующих организаций, на которых установлено от одного до нескольких изделий. Наблюдение же за большим количеством изделий, эксплуатируемых в схожих климатических условиях и эксплуатируемых специалистами с практически одинаковым уровнем профессиональной подготовки, позволяет дать более точную оценку надежности цифровых устройств.

В данной статье изложена информация о работе 514 цифровых устройств, эксплуатируемых на 29 подстанциях, обслуживаемых одной организацией. Все подстанции расположены на территории, которая действующими стандартами отнесена к районам с холодным климатом (рис. 1), характеризующимся продолжительной зимой (до 8 – 10 мес) и средней температурой января от -18 до -24°C .

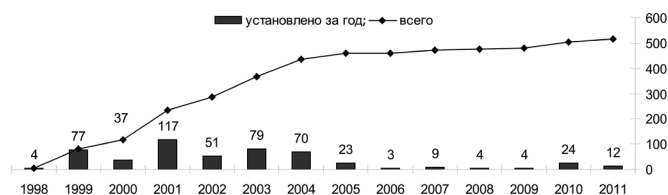


Рис. 2. Изменение числа блоков с 1998 по 2011 г.

За первые четыре года на подстанциях было установлено 235 устройств (рис. 3), что составило 45,7% общего числа изделий — 514 шт., находящихся в эксплуатации к 2012 г.

За последующие четыре года было установлено еще 223 устройства (43,4%). С 2006 г. пополнение парка цифровых устройств происходило небольшими партиями, по несколько штук. И только в 2010 и 2011 гг. поставки превысили 10 изделий в год.

Полученная от пользователя в 2013 г. детальная информация о месте установки цифровых устройств и датах ввода в эксплуатацию позволила уточнить средний возраст и суммарную наработку изделий, а также получить подтверждение их работоспособного состояния после эксплуатации от 2 (последняя поставка 2011 г.) до 15 лет (первая поставка 1998 г.).

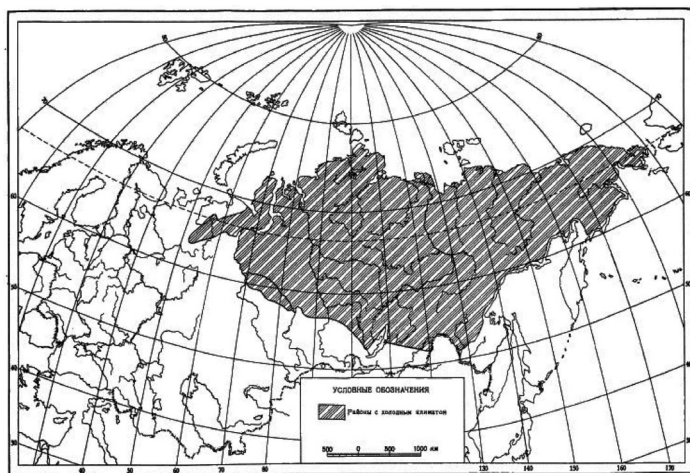


Рис. 1. Территории с холодным климатом в России по ГОСТ 15150 – 69 (заштрихован район с холодным климатом)

Оснащение подстанций цифровыми устройствами рассматриваемых подстанций осуществлялось с 1998 по 2011 г. (рис. 2).

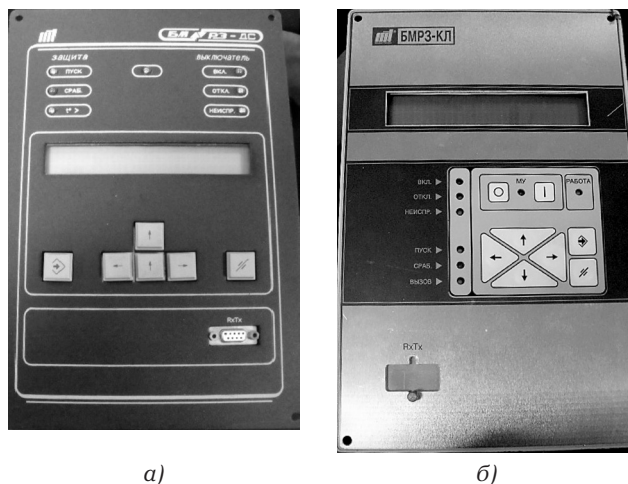


Рис. 3. Лицевая панель устройств БМРЗ, выпущенных в 1998 – 2000 гг. (а) и после 2004 г. (б)

Возраст каждого блока определялся временем, прошедшим от даты его отгрузки до даты получения информации от потребителя о его работоспособном состоянии в 2013 г.

На рис. 4 показан средний возраст блоков, установленных на каждой из 29 подстанций (столбцы), а также для всей выборки из 514 блоков (пунктирная линия, 10,2 года).

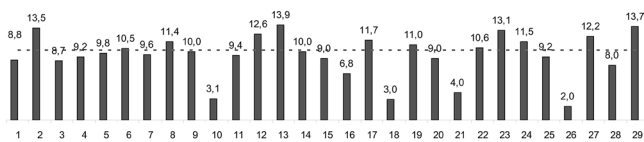


Рис. 4. Средний возраст блоков

Всё множество подстанций, на которых установлены 514 блоков производства НТЦ «Механотроника», можно разделить на четыре типа.

На подстанциях первого типа установлены только блоки БМЦС [5], а все защиты выполнены без применения цифровых устройств.

В зависимости от количества обрабатываемых сигналов на подстанциях других типов также использованы блоки БМЦС (от 1 до 2 шт.)

На подстанциях второго типа цифровые устройства установлены на вводных (БМРЗ-ВВ) и отходящих фидерах (БМРЗ-КЛ и БМРЗ-ДА [6]). Блоки управления секционными выключателями (БМРЗ-СВ) отсутствуют.

Подстанции третьего типа отличаются использованием блоков БМРЗ-СВ для управления секционными выключателями.

Подстанции четвертого типа построены с использованием блоков БМРЗ-0,4 и БМПА-0,4.

Из общего числа изделий (514 шт.) наибольшую часть (262, или 51%) составляют блоки БМРЗ-КЛ (см. рис. 3, б) нескольких исполнений — БМРЗ-КЛ-46-01, БМРЗ-КЛ-45, БМРЗ-КЛ-10, БМРЗ-КЛ-12, предназначенные для защиты кабельных линий (рис. 5).

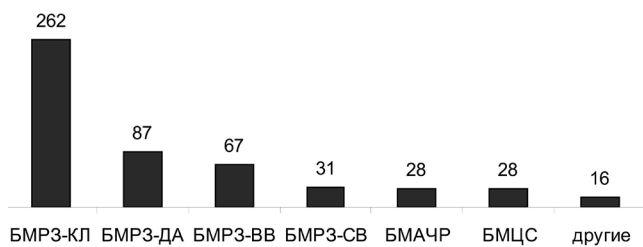


Рис. 5. Распределение изделий по типам

Вторую по численности группу цифровых блоков составили блоки БМРЗ-ДА нескольких исполнений (87 шт. из 514, или 16,9%), предназначенные для защиты асинхронных электродвигателей.

На нескольких подстанциях вместо них применены блоки БМРЗ-ДС (4 шт. этих устройств учтены

в столбце «другие»), предназначенные для защиты синхронных электродвигателей [6] (см. рис. 3, а).

Третью по количеству группу образуют 67 устройств БМРЗ-ВВ (13% общего числа).

Для частотной разгрузки на подстанциях применены блоки БМАЧР [1, 7] в количестве 28 шт. (5,45% общего числа). На большинстве подстанций установлено по одному блоку частотной автоматики, но на шести подстанциях установлено по два блока БМАЧР.

Надежность работы блоков оценивалась по информации, полученной из двух источников:

- непосредственно от эксплуатирующего предприятия;
- из базы данных предприятия, в которой отражена вся история блока, начиная с приемосдаточных испытаний в ОТК.

В письмах, полученных от эксплуатирующего предприятия, указаны следующие замечания по работе блоков (см. рис. 4):

- 1) на подстанции 22:
 - отказ БМРЗ-ДА — заменен в 2011 г.;
 - отказ блока БМРЗ — заменен в 2011 г.;
 - блок БМРЗ-КЛ — заменен модуль МАС в 2011 г.

Причина одновременности замены трех блоков в одном и том же году потребителем не сообщена;

2) установленный на подстанции 28 блок БМРЗ-ДА был в ремонте;

3) установленный на подстанции 24 блок БМРЗ-ДА был заменен в 2009 г. из-за отказа (наработка 2 года — с 2007 по 2009 г.).

В базе данных предприятия дополнительно зафиксировано только четыре обоснованных замечания по работе блоков:

- БМРЗ-ВВ (подстанция 3) и БМРЗ-КЛ (подстанция 1) — в каждом из блоков отказали ионисторы;
- БМРЗ-ДА (подстанция 1) — отказали варистор, предохранитель и реле;
- БМРЗ-КЛ (подстанция 4) — отказал жидкокристаллический дисплей.

Ещё три замечания эксплуатирующего предприятия по работе блоков были признаны необоснованными, так как при их проверке в условиях предприятия-изготовителя блоки соответствовали всем требованиям, установленным в технической документации. После возвращения этих блоков замечаний по их работе пользователь не высказывал.

Каждое изделие, к работе которого у эксплуатирующего предприятия возникло замечание, после возвращения на предприятие-изготовитель подвергается специальной процедуре для установления причин его возврата.

Помимо установления причины возврата, выявления и замене отказавших элементов, результаты исследования позволяют косвенно оценить организационный и технический уровень эксплуатации изделий.

Отсутствие механических повреждений, пыли, загрязнений во многом характеризует своевременное выполнение эксплуатирующим персоналом регламентных работ, предусмотренных в эксплуатационной документации.

Среди возвращенных на предприятие блоков, перечисленных выше, не было ни одного, причиной возврата которого была бы вина эксплуатирующего персонала. Данный факт позволяет косвенно оценить уровень профессионализма обслуживающего персонала как достаточно высокий.

Для того, чтобы оценить наработку среднестатистического изделия воспользуемся диаграммой, приведенной на рис. 2, где показано изменение числа изделий, находящихся в эксплуатации. Первые четыре изделия, установленные в 1998 г., проработали 15 лет, что соответствует суммарной наработке 60 лет (рис. 6). Увеличение числа установленных на подстанциях изделий приводило к соответствующему увеличению суммарной наработки всех установленных изделий.

Площадь области, ограниченной сверху графиком изменения наработки изделий за период с 1998 по 2013 г. соответствует суммарной наработке всех изделий, находящихся в эксплуатации.

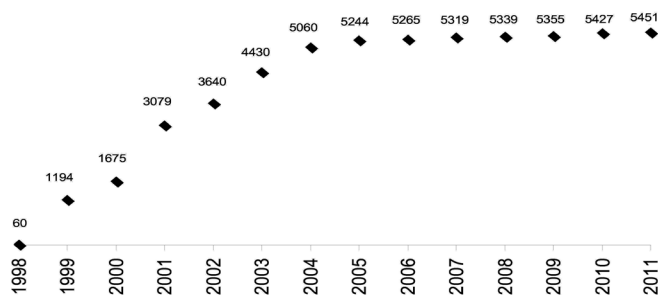


Рис. 6. График изменения суммарной наработки блоков, начиная с даты установки первых четырех блоков в 1998 г. до конца 2013 г.

Для дальнейших расчетов будем использовать не общее число установленных на подстанциях за всё время блоков (514 шт.), а их приведенное число, которое найдем как отношение суммарной наработки $\sum_{\text{нар}}$, равной 5451 г. (на конец 2013 г.), к продолжительности эксплуатации $t_{\text{экс}}$, определяемой с даты установки первых четырех блоков в 1998 г. до конца 2013 г. (15 лет):

$$N_{\text{прив}} = \sum_{\text{нар}} / t_{\text{экс}} = 5451 / 15 = 363,4 \text{ шт.} \quad (1)$$

На основании сказанного наработку среднестатистического блока можно оценить следующим образом:

$$T_{\text{срст}} = (5451 \cdot 8640) / 363,4 \approx 129600 \text{ ч.} \quad (2)$$

Полученное значение хорошо коррелируется со значением наработки на отказ, полученной в ранее выполненных расчетах [8–14] и равной 125000 ч.

Информация о работе рассматриваемой выборки из 514 блоков, полученная от эксплуатирующих предприятий и из базы данных предприятия-изготовителя, позволяет также оценить некоторые показатели надежности цифровых устройств.

Для обобщенной оценки надежности изделий НТЦ «Механотроника» использует показатель q , определяемый как отношение общего числа блоков, по работе которых были высказаны обоснованные замечания (замечания, признанные производителем), к общему числу блоков, находящихся в эксплуатации [15, 16].

Если этот показатель вычислить для общего числа блоков, установленных с 1998 по 2011 г. на 29 подстанциях, то

$$q = 9 / 514 \cdot 100 = 1,75\%. \quad (3)$$

Другими словами, на каждые 100 блоков, находящихся в эксплуатации, было высказано в среднем 1,75 замечания за все время их эксплуатации.

В связи с тем, что приведенное число блоков $N_{\text{прив}}$ существенно меньше, уточненное значение показателя возрастет:

$$q_y = 9 / 363,4 \cdot 100 = 2,5\%. \quad (4)$$

По формуле, приведенной в стандарте [17], можно получить грубую, явно завышенную статистическую оценку суммарной наработки на отказ для всего массива блоков:

$$\hat{T} = \frac{t}{r(t)}, \quad (5)$$

где $r(t)$ — число отказов, фактически происшедших за суммарную наработку t .

Так как все изделия эксплуатируются в статистически однородных условиях, то формула (5) может быть обобщена на весь массив цифровых устройств, при этом значение t следует заменить на сумму наработок всех рассматриваемых изделий, а $r(t)$ — на суммарное число отказов этих объектов.

Учитывая все сказанное, суммарная наработка на отказ для всех изделий, эксплуатируемых на всех подстанциях:

$$T = 47\,096\,640/5 + 4 \approx 5233\,000 \text{ ч}, \quad (6)$$

где 5 — число отказов устройств по данным эксплуатирующего предприятия; 4 — число отказов устройств по данным ООО «НТЦ «Механотроника».

Утверждение о явно завышенной оценке, получаемой с помощью этой формулы базируется на нескольких моментах, прежде всего на том, что:

- фактическая наработка ни одного из 514 блоков не превышает 129600 ч (такое время отработали только четыре блока, эксплуатируемые с 1998 г.);
- экстраполяция эмпирических результатов за пределы продолжительности испытаний (в данном случае за пределы срока эксплуатации 15 лет) приводит к значительным ошибкам;
- оценка, полученная по формуле (6), представляет собой показатель МТБФ [18], который распространяется на конкретную выборку и не может быть отнесен к отдельному изделию.

Поэтому в расчетах надежности изделий [8–14] оценка наработки на отказ была проведена с использованием плана испытаний [NMS], рекомендованном в стандарте [19]. Согласно этому плану N вводят в эксплуатацию последовательно, отказавшие изделия восстанавливают M и продолжают их эксплуатировать. После окончания испытаний принимают решение S о результатах испытаний.

Для наработки на отказ T_0 , равной 125000 ч, полученной в расчетах [8–14] параметр потока отказов

$$\lambda = 1/T = 1/125000 \approx 8 \cdot 10^{-6}. \quad (7)$$

Даже если принять за наработку на отказ фактически отработанное время четырех блоков (129600), значение этого показателя изменится несущественно (до $7,7 \cdot 10^{-6}$), т.е. в пределах погрешности расчетов.

По полученным значениям показателей можно определить такой показатель безотказности, как гамма-процентная наработка до отказа [16]. Этот показатель характеризует наработку цифрового устройства в течение которой отказ не возникнет с вероятностью γ , выраженной в процентах.

В нашем случае значение гамма-процентной наработки определим графическим путем (рис. 7) по кривой вероятности безотказной работы $P(t)$, проведя горизонтальную линию до пересечения с кривой.

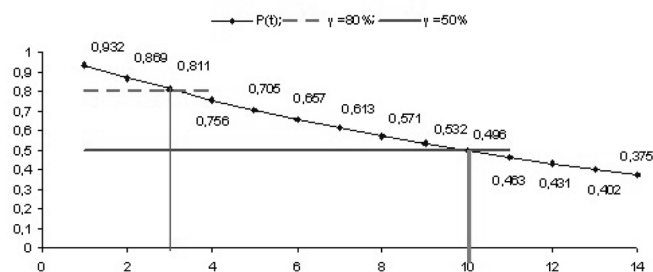


Рис. 7. Графическое определение гамма-процентной наработки на отказ

Наработку до отказа обычно определяют для значений $\gamma > 80\%$ (верхняя горизонтальная линия на рис. 7).

Для прогнозирования потребности в запасных частях гамма-процентную наработку определяют и при меньших значениях, например при $\gamma = 50\%$ (нижняя горизонтальная линия на рис. 7).

Сравнение полученных графическим путем результатов с фактическим числом отказавших за все время эксплуатации блоков, показывает, что фактическое значение $\gamma > 80\%$, а параметр потока отказов существенно меньше $7,7 \cdot 10^{-6}$.

Для оценки результатов 15-летней эксплуатации изделий важно оценить и то, как во время эксплуатации проявились те дефекты и недостатки, которые были выявлены при приемосдаточных испытаниях изделий на предприятии-изготовителе. Из всей информации, содержащейся базе данных предприятия-изготовителя, приведем сведения о результатах приемосдаточных испытаний (ПСИ) только одного из блоков.

В блоке БМРЗ-ВВ выпуска 2004 г. (подстанция 3 на рис. 4) при проведении ПСИ был выявлен дефект — на ЖК-дисплее не высвечивается строка. Дефект был устранен заменой модуля индикации. За всё время эксплуатации замечаний по работе этого блока не поступало. Данный пример выбран потому, что после поступления нескольких претензий от потребителя данный тип дисплея был заменен на другой (сравните рис. 3, а и б), что привело к исключению:

- бракования блоков на ПСИ по причине дефектов индикаторов;
- возвратов блоков из-за отказов индикаторов.

Другие причины бракования блоков на ПСИ (ошибки монтажа, снижение сопротивления изоляции и т.п.), как показывает 15-летний опыт эксплуатации блоков, после их устранения предприятием-изготовителем, не служат основанием для их возврата.

В то же время, 100%-ный выходной контроль готовых изделий ставит надежный заслон для

выхода изделий с заводским браком за пределы предприятия.

Многолетняя эксплуатация цифровых устройств производства НТЦ «Механотроника» в условиях холодного климата подтвердила, что фактическое климатическое исполнение изделий соответствует заявленным в технических условиях группам климатического исполнения УХЛ 4 и УХЛ 3.1, а проводимые предприятием периодические испытания на устойчивость к воздействию климатических факторов сообщают достоверную информацию об этой характеристике изделий.

Литература

1. Гондуров С. А., Захаров О. Г. Надёжность блоков частотной автоматики БМАЧР в цифрах и фактах // Вести в электроэнергетике. 2010. № 2. С. 22.
2. Гондуров С. А., Захаров О. Г. Определение наработки на отказ по результатам эксплуатации // Вести в электроэнергетике. № 1. 2010. С. 22.
3. Захаров О. Г. Надёжность цифровых устройств в цифрах и диаграммах // Вести в электроэнергетике. № 4. 2013. С. 42.
4. Захаров О. Г. Оценка сохраняемости цифровых устройств релейной защиты // СТА (Современные технологии автоматизации). № 2. 2013. С. 90.
5. Козлов В. Н., Захаров О. Г. Цифровые устройства центральной сигнализации. В двух частях. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2009. Вып. 7 (127) и 8 (128).
6. Захаров О. Г. Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки. В двух частях. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2012. Вып. 12(168), 2013. Вып. 1(169).
7. Александров А. Ф., Езерский В. Г., Захаров О. Г., Малышев В. С. Частотная разгрузка в энергосистемах. В двух частях. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2007. Вып. 8(104) и 9(105).
8. ДИВГ.648228.003 РР. Блок микропроцессорный многофункциональных реле частоты БММРЧ. Контрольные испытания на надёжность. Расчёты. СПб.: НТЦ «Механотроника», 2012.

9. ДИВГ.421241.002 РР. Регистратор «Дуга-Ф». Контрольные испытания на надёжность. Расчёты. СПб.: НТЦ «Механотроника», 2012.

10. ДИВГ.421452.002 РР. Блок «Дуга-БЦ». Контрольные испытания на надёжность. Расчёты. СПб.: НТЦ «Механотроника», 2011.

11. ДИВГ.421241.001 РР. Регистратор «Дуга-О». Контрольные испытания на надёжность. Расчёты. СПб.: НТЦ «Механотроника», 2012.

12. ДИВГ.648228.003 РР. Цифровые блоки разгрузки по частоте и напряжению типа БРЧН-100. Контрольные испытания на надёжность. Расчёты. СПб.: НТЦ «Механотроника», 2012.

13. ДИВГ.648228.007 РР. Блоки микропроцессорные релейной защиты БМРЗ. Контрольные испытания на надёжность. Расчёты. СПб.: НТЦ «Механотроника», 2012.

14. ДИВГ.421235.001 РР. Блок микропроцессорный противоаварийной автоматики БМПА-0,4. Контрольные испытания на надёжность. Расчёты. СПб.: НТЦ «Механотроника», 2011.

15. Способ оценки надёжности цифровых устройств релейной защиты // [Электронный ресурс «Всё о релейной защите»], режим доступа: <http://www.rza.org.ua/blog/a-43.html>.

16. Захаров О. Г. Надёжность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки. М.: Инфра-Инженерия, 2014.

17. ГОСТ 27.002–89. Надёжность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

18. МТВФ = наработка на отказ? // [Электронный ресурс «Всё о релейной защите»], режим доступа: <http://www.rza.org.ua/blog/a-60.html>.

19. ГОСТ 27.410–89. Надёжность в технике. Надёжность в технике. Методы контроля показателей надёжности и планы контрольных испытаний на надёжность.

20. Прокопьев А. М., Скороходов В. В., Сергиенко Н. Н. Надёжность контроллеров производства ЗАО «ПК «Промконтроллер» по результатам промышленной эксплуатации // Автоматизация & ИТ в энергетике. 2011. № 3 (20).

ФСК выступает за развитие фундаментальной науки в России

ФСК успешно действует долгосрочная Программа инновационного развития, компания ежегодно инвестирует в исследования и разработки в области энергетики, общая сумма вложений

за последние 4 года составила более 7,5 млрд. руб. Совместно с ведущими научными организациями компания выполнила ряд прорывных работ, а число патентов и свидетельств выросло до 262.

Интеллектуальное управление или новая эра автоматизации

А. Ефремов, руководитель отдела «Оборудование промышленной автоматизации» компании Schneider Electric.

Системы автоматизированного управления призваны обеспечить безопасную и надежную работу техники, оборудования, предприятия. Развитие рынка промышленной автоматизации со временем создало предпосылки для рождения решений, в которых комплексно применяются различные элементы, устройства, стандарты обмена данными. Главное условие для полноценной работы всей системы — совместимость всех ее элементов, и это может быть выполнено в том случае, если одно устройство способно управлять всеми элементами АСУ ТП.

Такие задачи выполняют многофункциональные контроллеры, управляя технологическими процессами в режиме «реального времени». С помощью открытых стандартов обмена данными, в частности Ethernet, контроллеры имеют доступ к параметрам и функциям и интегрированы в общую систему автоматизации объекта. Такой прорыв в совершенствовании систем управления стал возможен при появлении технологии ePAC (Ethernet-PAC).

Технологии открытых сетей обмена данными обладают рядом неоспоримых достоинств, начиная от большой пропускной способности и заканчивая доступностью данных на всех уровнях. Контроллеры ePAC в полной мере отвечают этим требованиям: они построены на стандартах Ethernet и взаимодействуют со всеми прикладными системами предприятия, включая системы планирования ресурсов (ERP), управления производством (MES), активами (EAM) и цепочками поставок (SCM). Стоит отметить, что с учетом постоянного увеличения и расширения объема информации в приложениях система управления должна не просто инициировать обмен данными, но и мгновенно обновлять информацию на уровне устройств, а также при необходимости сохранять очень большие объемы информации. Именно такими функциями обладают платформы автоматизации, построенные на базе Ethernet.

Немаловажно и то, что контроллеры ePAC сравнительно просты и экономичны при установке, пусконаладочных работах и вводе в эксплуатацию систем управления. И, наконец, решения на базе ePAC характеризуются высокой степенью энергоэффективности: они потребляют значительно меньше электроэнергии, а значит, позволяют предприятию экономить значительные средства.

Учитывая все более высокие требования заказчиков к надежности и эффективности работы оборудования, разработчики стремятся к постоянному совершенствованию своих продуктов и программ в соответствии с предложениями своих потенциальных клиентов. И чем своевременнее состоится обновление продукта и дополнение его необходимым

функционалом, тем проще и быстрее заказчик выполнит «перезагрузку» своего производства, а значит, получит возможность избежать отключения и даже минимального простоя технологической цепочки.

Приоритетный выбор

При всем многообразии рынка выбор невелик: если отдельные элементы решений выпускают сотни компаний, работающих на рынке автоматизации, то лишь немногие способны предложить комплексные решения. Schneider Electric уже много лет занимает положение одного из ведущих разработчиков систем автоматизации для промышленных предприятий. В 1968 г. компания Schneider Electric приобрела компанию Modicon, которая вывела на рынок первый в мире ПЛК Modicon-084, а также разработала протокол промышленной сети Modbus. В 1996 г. компания Schneider Electric представила свой первый PAC Modicon Premium — многофункциональную платформу, предназначенную для управления технологическими процессами и управления перемещениями, с функциями веб-сервера и регистрации данных. Со временем компания Schneider Electric еще больше усилила решения SCADA, ЧМИ и MES, а также их функциональные возможности и сервисы, упрочила свои позиции лидера в разработке устройств и программного обеспечения для управления энергоснабжением и энергопотреблением, что создало прочную основу для разработки концепции и внедрения контроллера ePAC M580.

Modicon M580 — революционный продукт, первая в мире система, у которой все коммуникации между компонентами, включая внутреннюю шину шасси, полностью основаны на технологии Ethernet, что обеспечивает принципиально новый уровень прозрачности и гибкости процесса управления. Использование Ethernet технологии, как базиса нового контроллера Modicon M580 дает специалистам промышленных предприятий и инженеринговых компаний возможность проектировать, внедрять, а также управлять технологическим процессом, активно используя все преимущества

открытых сетей управления: интеграция различных устройств, прозрачный доступ ко всей технологической информации, повышенная скорость обмена данными, мощная система защиты, позволяющая оградить систему от кибератак.

Подлинно открытая сеть обмена данными

Ядром нового передового контроллера Modicon M580 является микропроцессор семейства SPEAr, имеющий встроенный детерминированный стандарт связи Ethernet, используемый во всех коммуникациях, включая обмен данными по внутренней шине шасси, что дает новый уровень прозрачности и производительности без необходимости ручной настройки каждого подключенного устройства.

Технология SPEAr использует стандарт связи Ethernet для коммуникаций по магистральной, контрольной (управляющей) шине и внутренней шине шасси (межблочная/межкомпонентная), что в значительной степени упрощает интеграцию различного оборудования в единую систему управления. Протокол Ethernet также используется для работы с любыми устройствами в сети, например: устройства распределения электроэнергии, низковольтные щиты, системы энергоменеджмента, которые вместе составляют единую, полноценную и открытую систему управления предприятием.

Вследствие такого подхода, многие типы данных легко объединить в единую систему управления и сделать доступными для операторов, помогая им провести быструю диагностику и выявление причин возникновения различных проблем, получить доступ к целостным и точным данным, необходимым для принятия своевременных решений, а также сократить время простоев благодаря подробной информации о сигналах тревоги и событиях.

Модернизация без дополнительных инвестиций

Основой Modicon M580 является современный двухъядерный ARM-процессор, который обеспечивает высочайший уровень вычислительной мощности и широкие возможности подключений, что позволяет реализовывать функции безопасности в контроллере, повышая его устойчивость к киберугрозам. Кроме того, благодаря возможности изменения конфигурации «на лету» специалистам промышленных предприятий больше не нужно останавливать производственный процесс, чтобы добавить или удалить модуль и изменить архитектуру или даже модифицировать приложение.

Обновление существующего парка контроллеров Schneider Electric на Modicon M580 возможно

без дополнительных инвестиций в повторный монтаж проводки от полевых устройств, разработку прикладной программы и переподготовку обслуживающего персонала. Устаревшая система Telemecanique I/O TSX 7 может быть легко подключена к Modicon X80 с помощью инновационного переходного адаптера, который обеспечит быструю миграцию на новейшие технологии.

Микропроцессор SPEAr позволяет использовать преимущества стандарта Ethernet совместно с шиной Bus X линейки Modicon Premium, что дает возможность широкого выбора различных центральных процессоров из линеек Modicon с единой существующей системой ввода—вывода без повторного монтажа кабелей от полевых устройств. Существующее прикладное программное обеспечение может быть использовано после проведения минимальной отладки.

Интегрированная архитектура автоматизации PlantStruxure

Modicon M580 является частью комплексной и интегрированной архитектуры автоматизации PlantStruxure от компании Schneider Electric. PlantStruxure объединяет в себе решения по телеметрии, ПЛК/SCADA и PCY с полным перечнем сервисов на протяжении всего жизненного цикла системы управления для повышения эффективности предприятий.

PlantStruxure предназначена для оптимизации работы персонала компании, а также повышения надежности и отказоустойчивости технологических процессов на предприятии, обеспечивая конкурентные преимущества без ущерба для итоговых показателей прибыльности.

Система использует инновационные технологии бесшовной передачи данных между системой управления технологическим процессом и системой управления предприятием, где необходимые производственные данные предоставляются ответственному лицу в требуемый момент времени, оптимизируя производственный процесс и повышая его энергоэффективность.

Новый Modicon M580, совмещая все перечисленные возможности, является одним из ключевых компонентов операционной эффективности PlantStruxure с улучшенными возможностями в областях интеграции и мобильности.

Области применения

Modicon M580 прежде всего разработан для технологических потребителей в энергоемких отраслях: нефтегазодобывающей, пищевой,

горнообработывающей, металлургической сферах, в энергетике и водоочистке. Применение встроенных решений Schneider Electric оптимизирует энергоснабжение и энергопотребление, играя ключевую роль в минимизации затрат на энергоресурсы, сокращении риска вредного воздействия на экологию и повышении рентабельности вашего предприятия

«Перспективными потребителями новых разработок, подобных Modicon M580, в ближайшие годы

станут предприятия всех сегментов экономики. Очевидными факторами, повышающими спрос на данные разработки, станет стремление заказчиков снизить капиталовложения в энергоресурсы и инфраструктуру, а также желание значительно улучшить качество конечной продукции за счет модернизации производства», — отмечает Алексей Ефремов, руководитель отдела «Оборудование промышленной автоматизации» компании Schneider Electric.

Возобновляемая энергетика и когенерация — наиболее перспективные направления в ближайшее десятилетие

Москва, 24 марта 2014 г. Результаты опроса, проведенного организатором мероприятия, корпорацией Pennwell во время выставок и конференций Russia Power 2014 и HydroVision Russia 2014, показали, что 23,8 и 23,1 % респондентов ожидают, что в ближайшие 10 лет наибольший рост продемонстрируют возобновляемая энергетика и когенерация соответственно. Предстоящие изменения в законодательстве относительно возобновляемой и тепловой энергии внушают оптимизм: новые правила игры должны привлечь дополнительных инвесторов в данные секторы энергетического рынка.

Большинство респондентов (73 %) считают наиболее важным для развития российской энергетики повышение энергоэффективности. Представления участников мероприятия совпадают с целью государства повысить энергоемкость до 40 % к 2020 г. На сегодняшний день энергоемкость российской энергетической отрасли более чем в 2 раза выше европейской, таким образом даже малейшее увеличение стоимости энергии оказывает огромное влияние на общий уровень конкурентоспособности промышленности страны в мире.

Опрос проводился в течение 3 дней работы выставок и конференций Russia Power и HydroVision Russia, которые проходили с 4 по 6 марта в Москве в Экспоцентре на Красной Пресне. Более 120 руководящих сотрудников генерирующих и сетевых компаний, производителей оборудования, а также представителей технических университетов ответили на вопросы, касающиеся видения текущего состояния индустрии, а также будущих перспектив ее

развития. 83,4 % опрошенных представляли Россию, 11,2 % — европейские страны.

67,7 % респондентов считают, что модернизация российского электроэнергетического сектора происходит слишком медленно, в то время как 78,7 % опрошенных полагают, что необходимо намного больше инвестиций в электроэнергетику для ее развития, чем есть на сегодняшний день. Их настроение — это отражение общего убеждения, что нынешняя модель рынка электроэнергии нуждается в обновлении, чтобы повысить доверие инвесторов и обеспечить непрерывность процесса либерализации. Несмотря на это, правительство планирует решать эти вопросы, запустив новую модель в 2015 г. Эти темы широко обсуждались в ходе совместной стратегической сессии Russia Power 2014 и HydroVision Russia 2014.

34,8 % участников HydroVision Russia и 18,5 % участников Russia Power заявили, что участие в мероприятиях помогает им получать самую актуальную информацию об энергетической отрасли, основных ее тенденциях и перспективах развития. Респонденты также отметили, что Russia Power и HydroVision Russia — замечательная площадка для знакомства и встречи с профессионалами отрасли.

За три дня работы Russia Power 2014 and HydroVision Russia 2014 в выставках и конференциях приняли участие более 5300 экспертов, 145 экспонентов и 109 спикеров из 55 стран мира. Большинство посетителей, принявших участие в опросе, оценили уровень мероприятия как «высокий» и «очень высокий».

Предложения по развитию методики среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию (во взаимосвязи с индикаторами социально-экономического развития страны и регионов) для разработки схемы и программы развития ЕЭС России

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», член-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. А. Ф. Дьяков
«2» апреля 2013 г.

ПРОТОКОЛ № 2/13

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

«26» марта 2013 г.

г. Москва

На совместном заседании выступили:

Со вступительным словом:

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

С докладом: «**Предложения по развитию методики среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию (во взаимосвязи с индикаторами социально-экономического развития страны и регионов) для разработки схемы и программы развития ЕЭС России**», подготовленным коллективом ИНЭИ РАН (академик А. А. Макаров, чл.-корр. РАН С. П. Филиппов, канд. экон. наук Ф. В. Веселов, канд. экон. наук В. А. Малахов), — заведующий отделом ИНЭИ РАН, канд. экон. наук **Ф. В. Веселов**.

Ниже представлено содержание доклада.

Прогноз потребности в электроэнергии является основой всех прогнозных и проектных работ в электроэнергетике. В отличие от остальных отраслей ТЭК в электроэнергетике существует нормативная база для регулярной прогнозной деятельности.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 17.10.09 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» разрабатываются генеральная схема размещения объектов электроэнергетики, схемы и программы развития ЕЭС на среднесрочный период, схемы развития электроэнергетики субъектов РФ. Требования к планированию развития энергосистем более детально представлены в проекте постановления Правительства РФ «О правилах технологического функционирования электроэнергетических систем», которое проходит согласование в Минэнерго России.

Вышеперечисленные нормативные документы формируют систему общих требований к прогнозу спроса на электроэнергию на основе:

- прогноза социально-экономического развития страны на долгосрочную перспективу;
- статистических данных о фактическом потреблении электрической энергии;
- данных о заявках потребителей на технологическое присоединение;
- данных, предоставляемых крупными энергоемкими потребителями;

- информации об инвестиционных проектах, реализация которых планируется на территории субъектов РФ.

Важно отметить, что данные требования существенно шире подхода к прогнозу электропотребления, предусматриваемого в действующих «Методических рекомендациях по проектированию энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

Подготовленный ему на смену в 2012 г. проект «Методических указаний по проектированию энергосистем» по сути лишь более подробно детализирует систему требований к формированию прогноза спроса, не затрагивая методических аспектов этой сложной проблемы.

Таким образом, можно считать достаточно актуальной задачу формирования комплексной методики прогноза потребления электроэнергии в региональном разрезе, учитывая особенности формирования прогноза на среднесрочную и долгосрочную перспективу.

С учётом высокой доли теплофикации в России столь же важной является и задача прогнозирования потребности в централизованном тепле.

В части прогнозирования спроса на электроэнергию на среднесрочный период данная работа на регулярной основе ведётся ОАО «СО ЕЭС», которое ежегодно разрабатывает схему и программу развития ЕЭС России, включая схемы ЕНЭС.

В основу прогнозирования положен, во-первых, подробный анализ данных «снизу» об отчетной динамике потребления электроэнергии в каждом субъекте РФ в целом и в разрезе наблюдаемых крупных потребителей (субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности — ОРЭМ — и прочих потребителей с годовой выработкой электроэнергии более 120 ГВт·ч), электростанций с выделением потерь в ЕНЭС и потребления населением.

Во-вторых, в прогнозе подробно учитываются данные о новых вводах и изменении нагрузки существующих потребителей, включая заключённые договоры на техническое присоединение (присоединяемую мощность, сроки ввода, число часов использования), официальные данные по отдельным существующим потребителям (при их наличии), а также показатели программ социально-экономического развития субъектов РФ и данные о крупных комплексных объектах (Олимпиада 2014 г. в Сочи, международные форумы и др.).

Основными составляющими прогноза электропотребления являются прогнозы изменения спроса крупных потребителей (до 200–300 таких потребителей в крупной энергосистеме), учитывающие

отчётное электропотребление, дополнительную присоединяемую мощность по годам на основе заключённых договоров на техническое присоединение и число часов использования максимума присоединяемой нагрузки. Для прогноза потребности в мощности учитываются также коэффициенты участия в совмещённом максимуме нагрузки энергосистемы и другие коэффициенты, связывающие заявленную и прогнозную нагрузку.

Остальная часть конечного электропотребления (мелкомоторная и прочая нагрузка, а также население) прогнозируется укрупненно через годовые коэффициенты прироста отчетных объёмов. Отчетные данные лежат также в основе прогноза потребления электроэнергии на электростанциях и потерь в сетях ЕНЭС.

Подробное формирование среднесрочного прогноза «снизу вверх» на основе заявок потребителей, к сожалению, не снимает ключевой проблемы — достоверности заявок и их реализуемости с учётом макроэкономической ситуации в стране, регионах, отдельных отраслях экономики. В результате появляются систематические расхождения прогноза на основе заявок и прогноза экономики, которые заключаются в следующем:

- завышение (относительно роста экономики) темпов роста в первые 2–3 года, исходя из заявляемых предельных производственных возможностей потребителей;
- занижение темпов роста в последние 2–3 года из-за недостатка заявок и информации о развитии потребителей.

Проблема достоверности заявок потребителей требует комплексного решения в рамках совершенствования правил и порядка технического присоединения.

В настоящее время все заявки потребителя на выдачу технических условий, подаваемые на этапе выбора площадки для размещения своего производства (даже в разных регионах и/или разной мощности), автоматически учитываются в прогнозах, исходя из принципа заблаговременности планирования инфраструктуры.

На основе данных прогнозов происходит планирование и начинается реализация инвестиционных программ сетевых компаний, а также проводятся долгосрочные отборы генерирующих мощностей — еще до завершающей фазы подписания потребителем юридически обязывающего договора на присоединение с определенными параметрами и размещением своего производства. При этом отложенная (до момента подписания договора на техническое присоединение) реализация значительной части сетевых проектов по присоединению новых

потребителей может привести к задержкам в полном и надёжном энергоснабжении последних.

Таким образом, при совершенствовании процедуры технического присоединения необходимо предусмотреть дополнительные механизмы (в том числе дополнительные этапы), повышающие ответственность потребителей за качество предварительных заявок, в том числе за счёт разработки механизмов снижения (разделения) рисков избыточных инвестиционных решений.

Методическая увязка среднесрочного прогноза электропотребления, основанного на заявках потребителей, с динамикой развития экономики страны и регионов требует перехода к более комплексному алгоритму прогнозирования.

В рамках данного алгоритма необходимо осуществить синтез методов прогнозирования как «сверху вниз» (с учетом перспективных показателей динамики роста и структурной перестройки экономики страны и регионов), так и «снизу вверх» (с учетом региональной специфики, включая данные о заявках потребителей крупных инвестиционных проектах).

В результате применения такого комплексного алгоритма в первые 3–4 года среднесрочного прогноза обеспечивается сепарация и корректировка заявляемых «снизу» объемов потребления с учётом макроэкономической оценки предельных темпов развития отраслей и регионов, а в последние 3–4 года — заявляемые «снизу» объёмы спроса дополняются с учётом макроэкономической оценки тенденций по темпам развития отраслей и регионов.

Синтез двух методов прогнозирования электропотребления позволяет компенсировать существенные недостатки каждого из них. В частности, проблемными сторонами применяемого в настоящее время прогноза «снизу вверх» являются не только достоверность «приростного спроса» за счёт реализации новых заявок по объёмам и срокам, но и динамика «базового спроса» уже существующих потребителей.

В комплексном подходе эти проблемы решаются, во-первых, на основе прогноза динамики развития секторов экономики, а во-вторых, с учётом динамики повышения энергоэффективности (электроёмкости) секторов экономики в увязке с динамикой инвестиций.

Проблемная же сторона прогноза «сверху вниз» связана с учётом неравномерности динамики спроса по регионам и секторам экономики с учётом возмущений, вносимых крупными инвестиционными проектами экономических субъектов. В комплексном подходе этот недостаток преодолевается на основе постоянной актуализации состава и параметров крупных инвестиционных проектов в соответствии с заявками потребителей.

Основные принципы, имеющие ключевое значение для качества получаемых количественных параметров, состоят в следующем:

- прогнозирование осуществляется на основе комплексных взаимосогласованных сценариев социально-экономического развития страны в целом и регионов России;
- обеспечивается разделение экономических/производственных (экстенсивных) и энергетических (интенсивных) переменных при едином подходе к их представлению по видам экономической деятельности (ВЭД) с учётом особенностей использования электроэнергии в секторах экономики и в виде базовых трендов на основе отчётной динамики и накладываемых на них возмущений (инвестиционные программы и проекты);
- осуществляется перманентная адаптация моделей к реальным условиям развития экономики (регулярная актуализация моделей и исходной информации).

Важным требованием является также универсальность методики как инструмента прогнозирования конечного потребления не только электроэнергии, но в перспективе и централизованного тепла, а также других видов топливно-энергетических ресурсов.

Совместное прогнозирование взаимосогласованных сценариев социально-экономического развития страны в целом и регионов России может быть осуществлено в рамках многоэтапной процедуры, предусматривающей:

- *на первом этапе* — разработку развёрнутого прогноза развития экономики страны в целом в разрезе ВЭД с выделением экономических переменных, необходимых для прогноза электропотребления;
- *на втором этапе* — формирование «проектной траектории» развития экономики регионов на основе актуальной базы данных по перспективным инвестиционным проектам;
- *на третьем этапе* — определение ретроспективной динамики развития экономики регионов с выделением экономических переменных, необходимых для прогноза электропотребления;
- *на четвёртом этапе* — прогноз «трендовой» траектории развития экономики регионов на основе детализации прогноза экономики страны и сложившихся в ретроспективе тенденций;
- *на завершающем пятом этапе* — формирование итоговых показателей социально-экономического развития регионов России на

основе совокупности «трендовой» и «проектной» траекторий развития.

Целью первого этапа является разработка развернутого прогноза развития экономики страны в целом в разрезе ВЭД определение объемов производства и инвестиций отраслей с учетом требований финансовой устойчивости.

Последнее требование является принципиально важным, поскольку, как будет показано далее, именно оно обеспечивает обоснованный прогноз динамики инвестиций в отраслях, которые определяют тенденции изменения их электроёмкости (и в более общем виде — энергоёмкости).

Данная задача требует совместного моделирования межотраслевого баланса по основной продукции и услугам отраслей (видам экономической деятельности по ОКВЭД) и их финансовых балансов.

Результатом данного этапа является развернутый в отраслевом разрезе прогноз развития экономики с выделением экономических переменных, необходимых для прогноза электропотребления, включая динамику валовых выпусков и капиталовложений ВЭД, динамику валовой добавленной стоимости в экономике и доходов населения.

Последующие этапы связаны с формированием прогнозов развития экономики регионов с учетом прогноза по стране в целом, ретроспективной динамики и вклада значимых инвестиционных проектов.

На втором этапе формирования «проектных траекторий» выполняется анализ перспективных инвестиционных проектов (в том числе межотраслевых), масштаб которых оказывает существенное влияние на изменение структуры экономики регионов.

В качестве критерия «значимости» может рассматриваться, например, объем инвестиций, превышающий определенную долю (например, 5%) отчетного объема инвестиций по данному ВЭД в данном субъекте РФ.

Каждый проект характеризуется территориальной и временной привязкой, а также составом показателей, позволяющих интегрировать его в развернутый прогноз экономики:

- суммарными объемами инвестиций и их распределением по годам;
- приростами выпусков продукции по годам и полной проектной мощностью.

Агрегирование совокупности проектов в каждом регионе позволяет сформировать «проектную траекторию» субъекта РФ (также по ВЭД), а последующее агрегирование «проектных траекторий» субъектов РФ позволяет построить «проектную траекторию» страны в виде последовательности отраслевых векторов выпусков и инвестиций.

На следующих двух этапах осуществляется формирование «трендовой траектории» развития страны и регионов, характеризующей динамику развития ВЭД без учета значимых инвестиционных проектов.

Для решения этой задачи необходим анализ ретроспективной экономической информации, на основе которого определяются отчетные тенденции изменения

- региональной структуры экономики России;
- отраслевой структуры экономики региона.

На основе данных тенденций осуществляется дезагрегирование «трендовой траектории» развития страны, которая формируется вычитанием из прогнозных отраслевых выпусков и инвестиций каждого ВЭД объемов, вносимых «проектной траекторией», т.е. совокупностью параметров значимых инвестиционных проектов.

На завершающем этапе прогнозные параметры «трендовой траектории» развития региона (валовой региональный продукт — ВРП, доходы населения, объемы отраслевых валовых выпусков и инвестиций) складываются с параметрами «проектной траектории» региона (с учетом соответствующих приростов отраслевых выпусков и инвестиций).

В итоге формируются сводные показатели прогноза социально-экономического развития регионов страны, который:

- согласован с балансами продукции и услуг финансовыми балансами отраслей на уровне страны;
- учитывает ретроспективные темпы изменения отраслевой структуры экономики регионов;
- отражает качественные изменения в региональной структуре экономики страны и в отраслевой структуре экономики регионов при реализации значимых инвестиционных проектов.

Определение прогнозных показателей социально-экономического развития субъектов РФ позволяет перейти к прогнозу отраслевых электроёмкостей (по ВЭД).

При этом совместно решаются следующие три задачи:

- определяются базовые тренды изменения электроёмкостей отраслей. Данная задача решается путём сопоставления объемов электропотребления отраслей с их динамикой производства и инвестиций;
- формируется оценка прогнозных объемов энергосбережения и энергозамещения для отраслей. Данная задача решается на основе методов технико-экономического анализа энергосберегающих и энергозамещающих технологий и мероприятий;

- для каждого значимого инвестиционного проекта определяются энергетические характеристики (как правило, экспертным образом или с использованием типовых аналогов) для их учёта в процессе прогнозирования электропотребления.

Для формирования базовых трендов электроёмкости по видам экономической деятельности требуется статистический анализ их взаимосвязи с основными показателями прогноза экономики. Проведённые исследования показывают, что для всех ВЭД решающей является связь электроёмкости с кумулятивными инвестициями в основной капитал соответствующей отрасли.

Важно отметить, что данные тенденции характерны не только для интенсивности потребления электроэнергии, но и централизованного тепла и других топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Для душевого потребления электроэнергии населением наиболее значимыми факторами являются цена электроэнергии и рост обеспеченности жильем.

В рамках поставленной задачи требуется разработать общую схему применения комплексного подхода к прогнозу спроса на электроэнергию на основе синтеза двух методов «сверху вниз» и «снизу вверх».

Процедура поэтапного прогноза экономики страны и регионов и изменения электроёмкости отдельных ВЭД с учётом вклада значимых инвестиционных проектов, обеспечивающая в итоге расчёт электропотребления «сверху вниз», должна быть замкнутой с блоком прогноза электропотребления «снизу вверх» — по исходной и постоянно актуализируемой информации о новых потребителях (инвестиционных проектах) и по итоговой увязке результатов двух прогнозов.

Таким образом, преодолеваются проблемные стороны каждого из методов и достигаются основные эффекты применения комплексного прогноза.

Основные выводы по развитию методики среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию для разработки схемы и программы развития ЕЭС России состоят в следующем.

1. Методическая проработка комплексного подхода к среднесрочному прогнозу электропотребления страны и регионов актуальна, имеет основания для развития в соответствии с нормативными требованиями и будет важным инструментом практической реализации «Методических указаний по проектированию энергосистем».

2. В рамках комплексного подхода важно обеспечить синтез методов прогнозирования электропотребления как «сверху вниз» (с учётом перспективных показателей динамики роста и структурной перестройки экономики страны и регионов), так

и «снизу вверх» (с учётом региональной специфики, включая данные о заявках потребителей, участвующих в крупных инвестиционных проектах).

3. Развитие регулярной системы прогнозирования спроса в ОАО «СО ЕЭС», опирающейся на данные о техническом присоединении потребителей, может быть обеспечено при условии решения следующих основных задач:

- повышения достоверности заявок крупных потребителей по объёмам и размещению требуемой электрической мощности, учитываемых при разработке схемы ЕЭС (и схемы ЕНЭС);
- корректировки совокупности заявок потребителей с учётом прогнозных макроэкономических условий и инвестиционных возможностей для развития отдельных отраслей экономики.

4. Для повышения достоверности заявок потребителей необходимо совершенствовать порядок технического присоединения, усиливая ответственность потребителя за качество заявок, включаемых в среднесрочные прогнозы и инвестиционные программы субъектов электроэнергетики и предусматривая механизмы снижения (разделения) рисков избыточных инвестиционных решений.

5. Для учёта в среднесрочном прогнозе макроэкономических условий и инвестиционных возможностей развития отраслей экономики необходимо разработать методические предложения по оценке перспективной динамики и структуры спроса на электроэнергию на основе прогнозных параметров развития экономики регионов России (в разрезе видов экономической деятельности).

6. Данные методические положения должны обеспечить:

- взаимную согласованность параметров социально-экономического развития регионов и страны в целом;
- взаимосвязь между прогнозной динамикой развития и показателями энергоёмкости видов экономической деятельности;
- учёт вклада заявленных потребителями крупных инвестиционных проектов в изменение сложившихся трендов в отраслевой и региональной структуре электропотребления.

В обсуждении доклада приняли участие:

А. В. Ильенко — член правления ОАО «СО ЕЭС», директор по управлению развитием ЕЭС; канд. техн. наук **А. А. Троицкий** — советник генерального директора Института энергетической стратегии; канд. техн. наук **В. В. Нечаев** — директор по технологическому развитию электроэнергетики ЗАО «АПБЭ»; **Е. В. Лукина** — начальник отдела

ЗАО «АПБЭ»; канд. экон. наук **Н. В. Бобылёва** — директор по развитию ЕЭС и ЕНЭС ОАО «Институт «Энергосетьпроект»; доктор техн. наук **В. А. Барин** — руководитель отделения энергетики ОАО «ЭНИН им. Г. М. Кржижановского»; канд. техн. наук **В. И. Старостенко** — ведущий научный сотрудник ОАО «Институт микроэкономики»; доктор техн. наук **В. В. Кудрявый** — научный руководитель Центра «Оптимизация управления в энергетике» НИУ МЭИ; доктор техн. наук **Б. И. Нигматулин** — первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий; чл.-корр. РАН **Л. А. Пучков** — президент Московского государственного горного университета (МГГУ); **Р. М. Хазиахметов** — директор по технической политике ОАО «РусГидро»; канд. техн. наук **В. И. Баланчевадзе** — зам. генерального директора ОАО «ГВЦ Электроэнергетики»; доктор техн. наук **Б. Д. Сюткин**.

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

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. Для повышения эффективности инвестиционного процесса в электроэнергетике необходимо совершенствовать нормативную и методическую базу планирования и прогнозирования развития отрасли.

В части подготовки новых методических документов по прогнозированию считать актуальной разработку методики комплексного подхода к среднесрочному и долгосрочному прогнозу электропотребления страны и регионов, которая должна быть важным инструментом практической реализации Методических указаний по проектированию развития энергосистем. Новый методический документ должен служить цели формирования сбалансированного прогноза электропотребления страны и регионов.

Главными задачами, которые необходимо решить в рамках подготовки нового методического документа, являются:

- согласование сценариев социально-экономического развития страны, регионов и отраслей, включая инвестиционные возможности и совокупности заявок потребителей на технологическое присоединение мощности;
- учёт зависимости между стоимостью электроэнергии для потребителей и динамикой выпусков и развитием отдельных видов экономической деятельности, а также спрос у населения;

- обеспечение взаимосвязи между прогнозной динамикой развития видов экономической деятельности и показателей их электроёмкости;
- оценка вклада существующих потребителей и новых крупных инвестиционных проектов в изменение сложившихся трендов в отраслевой и региональной структуре электропотребления.

2. При прогнозировании спроса на электроэнергию в качестве исходных вариантов, обеспечивающих взаимосвязь спроса на электроэнергию с индикаторами социально-экономического развития страны и регионов, целесообразно принимать прогнозы социально-экономического развития страны, разрабатываемые Минэкономки России, проводить их детализацию в разрезе видов экономической деятельности и субъектов РФ, обеспечивая тем самым взаимосогласованность темпов роста валового внутреннего продукта (ВВП) и электропотребления в стране и темпов роста валового регионального продукта (ВРП) и темпов роста электропотребления в регионах.

3. Представленный коллективом ИНЭИ РАН доклад «Предложения по развитию методики среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию для разработки схемы и программы развития ЕЭС России» (далее — Предложения по развитию методики) является основой для формирования технического задания на разработку методических положений комплексного среднесрочного прогноза спроса на электроэнергию, в том числе методики формирования региональных прогнозов электро- и теплотребления в рамках программ развития электроэнергетики регионов на 5 лет, выполняемых в соответствии с постановлением Правительства РФ от 17.10.09 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

4. Отметить важность используемого в Предложениях по развитию методики синтеза методов прогнозирования электропотребления «сверху вниз» (с учетом перспективных показателей динамики роста и структурной перестройки экономики страны и регионов) и «снизу вверх» (с учётом региональной специфики), включая данные о заявках потребителей на увеличение мощности и о планируемых к реализации крупных инвестиционных проектов.

5. В настоящее время отсутствует финансовая и юридическая ответственность потребителей за исполнение своих заявок на присоединение. Около 7 млн кВт мощностей потребителей подали заявки на своё присоединение к электрическим сетям, но не обеспечили их выполнение или выполняют свои заявки не в полном объёме. В то же время для

обеспечения заявленных мощностей потребителей проектируются и строятся генерирующие мощности электростанций и линии электропередачи. Общий объём инвестиций, отвлечённых на эти цели из реального сектора экономики страны, составляет по разным оценкам от 200 до 600 млрд руб. Всё это увеличивает тариф на электроэнергию и подавляет экономическую активность самих же потребителей.

В целях повышения достоверности заявок на присоединение, включаемых в среднесрочные прогнозы и инвестиционные программы субъектов электроэнергетики при разработке схем и программ развития ЕЭС России, необходимо совершенствовать порядок технологического присоединения, в том числе:

- усилить финансовую и юридическую ответственность потребителей за выполнение ими заявок на техническое присоединение;
- разработать механизмы снижения (разделения) рисков избыточных и недостаточных инвестиционных решений.

6. Для повышения качества среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию необходимо разработать нормативную базу и организационные механизмы для участия межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК), территориальных сетевых организаций (ТСО) и энергосбытовых компаний в формировании информационной базы по спросу на электроэнергию потребителей на обслуживаемых ими территориях, включая данные о долгосрочных договорах на поставку электроэнергии (при их наличии).

7. Прогнозирование спроса на электроэнергию внутри страны — основа для разработки схемы и программы развития ЕЭС России. Результаты

прогнозирования объёмов электропотребления целесообразно учитывать при разработке прогнозов режимов потребления электроэнергии.

Совместное заседание РЕШИЛО:

1. Одобрить представленный коллективом ИНЭИ РАН доклад «Предложения по развитию методики среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию (во взаимосвязи с индикаторами социально-экономического развития страны и регионов) для разработки схемы и программы развития ЕЭС России» как основу комплексного подхода к определению региональной динамики электропотребления.

2. Рекомендовать ОАО «СО ЕЭС»:

- сформировать техническое задание на разработку методических положений комплексного среднесрочного прогноза спроса на электроэнергию на основе представленных ИНЭИ РАН «Предложений по развитию методики среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию для разработки схемы и программы развития ЕЭС России» и с учётом замечаний и предложений, изложенных в настоящем протоколе и в выступлениях членов Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, а также приглашённых специалистов;
- на основе вышеупомянутого технического задания организовать разработку методических положений комплексного среднесрочного прогноза спроса на электроэнергию для использования их при разработке схем и программ развития ЕЭС России.

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

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

*Учёный секретарь Научного совета РАН
по проблемам надёжности и безопасности
больших систем энергетики, заведующий
отделением ОАО «Энергетический инсти-
титут им. Г. М. Кржижановского», доктор
техн. наук, проф.*

В. А. Баринов

Создание общей информационной модели ЕЭС на основе стандартов МЭК, разработка систем классификации и идентификации объектов электроэнергетики

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, чл.-корр. РАН, доктор техн. наук,
проф. А. Ф. Дьяков
«24» декабря 2013 г.

ПРОТОКОЛ № 10/13

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

16 декабря 2013 г.

г. Москва

Со вступительным словом выступил Председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. А. Ф. Дьяков.

В своём вступительном слове А. Ф. Дьяков сказал следующее.

В настоящее время в нашей стране нет общей информационной модели, обеспечивающей единое информационное пространство между предприятиями в электроэнергетике. Ранее в СССР существовала автоматизированная система управления АСУ Энергия, которая сейчас не функционирует. Различные субъекты ЕЭС России применяют каждый свои отдельные правила сбора, хранения и использования информации. Необходимо создать предпосылки для объединения их в общую информационную модель, обеспечивающую эффективное функционирование единого информационного пространства электроэнергетики. Вопрос о том, кто представляет информацию, куда она поступает и где будет храниться, остаётся открытым. Какая организация станет генеральным проектировщиком общей информационной модели, до сих пор не ясно. Поэтому рассматриваемая сегодня на нашем совместном заседании двух советов тема по созданию общей информационной модели ЕЭС — очень важная.

С докладом: «Создание общей информационной модели ЕЭС на основе стандартов МЭК, разработка систем классификации и идентификации объектов электроэнергетики» выступил директор по информационно-управляющим системам ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», доктор техн. наук Ю. И. Моржин.

Ниже изложены основные положения его доклада.

Одной из основных и важнейших задач, стоящих перед энергетикой, является создание единой интегрированной системы информационного обмена в рамках технологического и оперативного управления. На сегодняшний день в российской энергетике в системах управления различных объектов функционируют множество программных продуктов от различных производителей. Обмен данными между этими продуктами, и следовательно их интегрирование в единую систему крайне сложно, а часто просто невозможно из-за отсутствия чётко определенных стандартов и протоколов взаимодействия. Для организации такого взаимодействия в первую очередь необходимо создание единой информационной инфраструктуры, поддерживающей функционирование единого информационного пространства электроэнергетики (или, по крайней мере, субъектов электроэнергетики).

Такая единая информационная инфраструктура должна обеспечивать:

- поддержку распределённой в пространстве архитектуры системы управления;

- возможность агрегирования, консолидации и интеграции данных по уровням управления;
- наличие механизмов обмена информацией, хранящейся на разных уровнях управления;
- поддержку корпоративной нормативно-справочной информации;
- наличие интерфейсов взаимодействия с внешними системами;
- возможность наращивания функционального состава системы.

Для удовлетворения этим требованиям Информационная инфраструктура должна включать в себя:

- общую информационную модель (Common Information Model — CIM) в соответствии со стандартами МЭК 61970 (EMS) и МЭК 61968 (DMS);
- единую систему идентификации, классификации и кодирования (ЕСКК) в соответствии с МЭК 61346 и общероссийскими классификаторами «ОКОФ» и «ОКАДО»;
- единую систему протоколов и интерфейсов в соответствии со стандартами Международной энергетической комиссии (МЭК), Unified Architecture — Унифицированная архитектура (OPC UA) и World Wide Web Consortium (W3C);
- типовые протоколы и интерфейсы данных реального времени и коммерческого учёта производства и потребления электроэнергии в соответствии со стандартами МЭК 60870.

Без создания информационной инфраструктуры невозможно функционирование единого информационного пространства в электроэнергетике и, как следствие, невозможна реализация таких проектов как ситуационно-аналитический центр (CAI), SmartGrid и т.п.

В настоящее время наибольшее признание и распространение в мире получила Общая информационная модель — CIM, определённая стандартами МЭК. Работы по созданию CIM были начаты в 1992 г. в целях расширения прикладных протоколов обмена данными (ССАPI).

С 1996 г. работы по созданию информационной модели включены в состав работ 57-го Технического комитета МЭК.

В настоящее время в этом направлении работает несколько международных рабочих групп, отвечающих за интеграционные документы в области DMS (МЭК 61968), EMS (МЭК 61970), рыночных систем — Market Operations (МЭК 62325). На сегодняшний день выпущено несколько редакций стандарта и с 2014 г. начнёт действовать 4-я официальная редакция стандарта 61970 — 301. Международная организация по

стандартизации ISO (International Organization for Standardization) и Некоммерческая организация по выработке подходов в развитии энергетики EPRI (Electric Power Research Institute) спонсируют работы по созданию моделей данных для рынка электроэнергии, задач планирования и динамики.

На сегодняшний день внедрение CIM в мире очень широко (США, Китай, Япония, Европейское сообщество и др.). В 2000 г. на Национальную комиссию по надёжности в энергетике США NERC (National Energy Reliability Commission) была возложена ответственность за применение CIM в США и проведены первые тесты на совместимость интерфейсов. В 2009 г. Энергетическая комиссия Европейского союза (ЕС) приняла решение о внедрении CIM-интерфейсов для обеспечения задач прогноза и планирования для всех членов ЕС. Летом этого же года прошли очередные полугодовые тестовые испытания на совместимость продуктов различных изготовителей. В испытаниях приняли участие 16 производителей, в том числе ABB, Siemens, Alstom, SISCO и др. В начале 2014 г. начинается практическое внедрение первой очереди системы в рамках 32 стран-членов ЕС.

Применение общей информационной модели позволяет:

- создать общий «язык» обмена для всех взаимодействующих приложений;
- обеспечить единство данных во всех приложениях на всех уровнях управления, а также в распределённых иерархических объектах, за счёт однозначного определения источников данных и семантически единых схем описания данных и интерфейсов;
- генерировать запросы к данным без знания структур конкретных баз данных, а используя только схемы моделей;
- создать средства для создания XML-файлов и WEB-сообщений для обмена сформированными моделями;
- создать библиотеку стандартных XML-сообщений для обмена данными;
- интегрировать «наследуемые» приложения с точки зрения общего внешнего описания данных.

В России работы по изучению и попыткам внедрения стандартов МЭК были начаты в 2003 г. в Научно-техническом центре энергетики (НТЦЭ) ВНИИЭ, но до настоящего времени не нашли, к сожалению, должного понимания со стороны эксплуатирующих организаций. Текущее состояние проблемы можно определить следующими условиями:

- неформулированные и неоднозначно понимаемые цели и задачи применения CIM;

- большой объём хаотично разработанных наследуемых и разрабатываемых приложений;
- отсутствие какой бы то ни было архитектуры интеграционной системы и методологии ее создания;
- отсутствие согласованных и утверждённых нормативных документов — моделей, классификаторов, протоколов, интерфейсов, платформ;
- отсутствие продуманной, описанной и последовательно выполняемой стратегии разработки и внедрения (дорожной карты);
- непонимание необходимости первоочередного развития информационной инфраструктуры для интегрированной системы;
- выполняемые в отдельных МЭС и МРСК попытки внедрения и адаптации модели проблеме хаоса не столько решают, сколько усугубляют.

В ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» совместно с ОАО «Институт «Энергосетьпроект» в 2010 — 2012 гг. были разработаны основополагающие документы для внедрения единой системы описания и обмена данными. Основными результатами работы являются:

1. Проект профиля общей информационной модели.
2. Словарь локализованных терминов информационной модели (гlossарий).
3. Проект отраслевого стандарта по классификации и кодированию сетевых объектов электроэнергетики.
4. Проект нормативных технических документов (НТД) по созданию и сопровождению информационной модели.
5. Проект 1-й редакции национального стандарта (ГОСТ Р МЭК) на основе стандарта МЭК 61970 — 301 (3-я редакция).
6. Методика создания интерфейсов обмена данными.
7. Создание открытого сайта общей информационной модели (<http://www.cim-ru.ru>), в котором представлены проекты всех основных документов МЭК (переведённые) и все результаты проекта.

Для дальнейшего развития и внедрения общей информационной модели в целях создания единой информационной инфраструктуры в электроэнергетике необходимо выполнить следующие работы.

1. Рекомендовать Минэнерго России совместно с Росстандартом подготовить и утвердить документ об обязательном применении общей информационной модели в системах управления электроэнергетическими объектами.

2. Рекомендовать Минэнерго России обеспечить финансирование работ по адаптации общей информационной модели к реалиям российской энергетики. В качестве прототипа организации работы может быть принят опыт и результаты работы аналогичной рабочей группы ЕС.

3. В первую очередь должны быть выполнены следующие работы:

- в качестве первоочередной задачи необходимо обеспечить доработку и выпуск подготовленного в ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» стандарта ГОСТ Р МЭК «Общая информационная модель ЕЭС» как концептуальную основу для разработки стандартов предприятий и построения типовых профилей обмена между субъектами отрасли;
- определить и утвердить базовые основополагающие документы, определяющие порядок доработки и внедрения стандартов общей информационной модели;
- разработать долгосрочную дорожную карту и детальный план ближайших работ, включая разработку структуры и архитектуры транспортной среды для передачи данных.

Для отработки технических решений по составу и структуре общей информационной модели субъектам электроэнергетики (ОАО «Россети» и ОАО «СО ЕЭС») предлагается выполнить следующие работы:

- определить минимальный состав задач интеграции для пилотных объектов первой очереди (с учетом их функционального назначения);
- определить минимальный состав данных, совместимость с которым будет являться обязательной при внедрении новых продуктов;
- выработать предложения по технологическому описанию типовых интерфейсов;
- создать орган сертификации по определению совместимости новых программных продуктов с CIM спецификациями.

4. Организовать обучение специалистов в целях сопровождения и развития моделей в условиях эксплуатации.

С отзывами по представленной работе выступили: канд. техн. наук **Ю.Д. Карасев** — первый заместитель генерального директора ЗАО «Монитор Электрик»; **А.В. Левандовский** — начальник отдела оперативно-технологических систем Департамента оперативно-технологического управления ОАО «ФСК ЕЭС».

В обсуждении доклада приняли участие: доктор техн. наук **О.А. Терешко** — руководитель Учебно-методического центра Корпоративного энергетического университета — заместитель генерального директора; доктор техн. наук

Ю. Н. Кучеров — начальник департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС»; **Ф. Ю. Опадчий** — заместитель председателя правления ОАО «СО ЕЭС»; канд. техн. наук **М. И. Лондер** — главный эксперт ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»; **А. М. Гельфанд** — заместитель генерального директора ОАО «Институт «Энергосетьпроект»; доктор экон. наук **В. И. Эдельман**; канд. техн. наук **А. А. Волошин** — заместитель заведующего кафедрой РЗиАЭС НИУ «МЭИ»,

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. Общая информационная модель (СИМ) — это правила описания объектов и элементов системы. Применение этих правил позволяет организовать обмен моделями и данными как для внутренних бизнес-процессов внутри компании, так и между компаниями (субъектами ЕЭС России). В настоящее время общая информационная модель ЕЭС России отсутствует. Нет также и организации, отвечающей за её создание. Важная задача — организовать процесс разработки, согласования и поэтапного внедрения общей информационной модели между предприятиями электроэнергетики в целях упрощения информационного обмена и интеграции приложений.

2. Представленная ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» работа «Создание общей информационной модели ЕЭС на основе стандартов МЭК, разработка систем классификации и идентификации объектов электроэнергетики» может служить основой для разработки «дорожной карты» и плана ближайших работ по созданию общей информационной модели ЕЭС.

3. Вызывает сомнение целесообразность распространения разрабатываемого ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» стандарта ГОСТ Р МЭК-61970—301 на все субъекты отрасли, включая тепловые электрические станции. В части кодирования информации ни у нас, ни за рубежом нет единого подхода для теплотехнического и электротехнического оборудования.

В части содержания обмена информацией между электростанциями как генерирующими объектами и предприятиями электроэнергетических систем, в первую очередь Системным оператором, принят перечень информации, обязательный для их взаимодействия. Изменять хорошо зарекомендовавшие себя на практике положения по кодированию и обмену информацией для генерирующих предприятий и их связи с организациями электроэнергетических систем путем внедрения предлагаемой ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» общей информационной модели ЕЭС представляется нецелесообразным.

4. Необходимо разделить работу по созданию общей информационной модели ЕЭС на несколько задач и принять решения отдельно по каждой из

них. Так, например, внедрение Единой системы классификации и кодирования (ЕСКК), разработанной ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» и ОАО «Институт «Энергосетьпроект», — это отдельная трудоёмкая задача, требующая согласования между заинтересованными организациями.

5. Представленную ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» работу целесообразно дополнить задачами учёта и анализа работы релейной защиты и автоматизации энергосистем (РЗиА) и противоаварийной автоматики (ПА). Для решения этих задач необходимо выполнить следующие работы:

- использовать ЕСКК при формировании описания подстанций по стандарту МЭК 61970;
- совместно с ОАО «СО ЕЭС» рассмотреть применение ЕСКК и СИМ для информационного обмена между энергетическими объектами и подразделениям ОАО «СО ЕЭС» для учёта и анализа работы РЗиА и ПА.

6. Рекомендовать проектным организациям, ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Россети», ОАО «РусГидро» и другим организациям при разработке разделов проектной и рабочей документации по АСУ ТП, РЗиА и ПА использовать ЕСКК для формирования проектных наименований оборудования и сигналов.

С заключительным словом и по проекту решения выступил председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А. Ф. Дьяков**. Он предложил создать рабочую группу по выработке решений настоящего совместного заседания. В рабочую группу должны войти все докладчики, участники обсуждения и заинтересованные участники заседания.

Заслушав доклады, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специалистов, выступивших в дискуссии, Совместное заседание РЕШИЛО:

1. Рекомендовать Минэнерго России создать рабочую группу из числа представителей ОАО «Россети», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ГК «Росатом», ОАО «РусГидро» и других заинтересованных организаций для решения следующих вопросов:

- определения состава первоочередных задач рабочей группы;
- выработки предложений по технологическому описанию типовых интерфейсов

- программно-аппаратного комплекса (ПАК), требующих интеграции;
- обеспечения планирования и координации работ по использованию стандартов МЭК 61968/61970 при создании информационно-технологических и управляющих систем;
 - рассмотрения принципов организации сертификации новых программных продуктов на соответствие общей информационной модели.
2. Рекомендовать ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» разработать «дорожную карту» и план работ по созданию общей информационной модели ЕЭС.
3. Рекомендовать ОАО «Россети»:
- совместно с Росстандартом и ОАО «СО ЕЭС» обеспечить доработку, актуализацию и выпуск стандарта ГОСТ Р МЭК-61970—301 «Интерфейсы прикладных программ для

- управления производством и передачей электроэнергии (EMS). Общая информационная модель ЕЭС» как концептуальную основу для разработки стандартов предприятий и построения типовых профилей обмена между субъектами отрасли;
- обеспечить выпуск отраслевого стандарта по классификации и кодированию сетевых объектов электроэнергетики;
 - утвердить базовые документы, определяющие порядок доработки и внедрения стандартов общей информационной модели.
4. Рекомендовать энергетическим и электротехническим институтам Минобрнауки России, Корпоративному энергетическому университету организовать обучение специалистов для сопровождения и развития общих информационных моделей в условиях эксплуатации.

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

*Учёный секретарь Научного совета РАН
по проблемам надёжности и безопасности
больших систем энергетики, заведующий
отделением ОАО «Энергетический инсти-
тут им. Г. М. Кржижановского», доктор
техн. наук, проф.*

В. А. Баринов

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

Объем ремонтной программы ДГК в 2014 г. увеличен на 11 %

Хабаровск, 20 марта 2014 г. ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК, входит в холдинг РАО ЭС Востока) утвердило ремонтную программу 2014 г. в объеме 5,9 млрд руб. Это на 11 % больше, чем в 2013 г., когда затраты на плановый ремонт основного и вспомогательного оборудования составили 5,1 млрд руб.

Всего в 2014 г. на теплосетях ДГК будет проведен капитальный и средний ремонт 53 единиц основного оборудования. В том числе запланирован ремонт: 16 котлоагрегатов общей паропроизводительностью 4265 т/ч, 10 турбоагрегатов общей мощностью 702 МВт, 14 генераторов общей мощностью 1292 МВт, 4 трансформатора общей мощностью 73 МВ·А, 9 водогрейных котлов общей производительностью 631,54 Гкал/ч.

Другим важным направлением ремонтной программы после завершения осенне-зимнего периода

станет ремонт тепловых сетей. Предстоящим летом будут обновлены более 41 км теплотрасс в Южной Якутии, в Амурской области и ЕАО, в Хабаровском и Приморском крае. В связи с повреждением теплотрасс во время разрушительного паводка 2013 г. энергетики вынуждены были пересмотреть план ремонтов и скорректировать его в сторону увеличения. Окончательный объем потребностей в ремонтах теплосетей можно будет определить только после повсеместного схождения снежного покрова.

На ремонт технологического оборудования в 2013 г. ДГК направила 5,1 млрд руб. Ожидаемый экономический эффект от реализации этой ремонтной программы составит около 430 млн руб. Дополнительный эффект в размере 280 млн руб. будет получен за счет безаварийной работы оборудования в случае выполнения плана нынешней ремонтной кампании.

Сократились сроки и стоимость технологического присоединения к сетям в 2013 г.

В «Россети» в 2013 г. сократили сроки технологического присоединения к сетям с 281 до 162 дней, сообщает новостям энергетики пресс-служба компании. При этом стоимость услуги была также снижена в 2 раза, а число этапов для осуществления техприсоединения сократилось до пяти, отмечается в сообщении.

По итогам 2013 г. количество заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения в группе компаний «Россети» возросло на 15 % по сравнению с 2012 г. — было получено более 478 тыс. заявок на суммарную мощность 52 386 кВт. В итоге заключено 383 тыс. договоров на суммарную мощность 30 551 кВт. Кроме того, рост выполненных заявок на мощность по категории до 15 кВт составил 24 %, от 15 до 150 кВт — 36 %.

Достижению показателей способствовала оптимизация процедуры техприсоединения, проводимая «Россетями»: большая внутренняя работа по упрощению бизнес-процессов, автоматизация обработки заявок, унификация документооборота и многое другое. Благодаря этому Россия поднялась сразу на 71 пункт в рейтинге Всемирного Банка Doing Business за 2013 г. в части удобства подключения к электросетевой инфраструктуре, отмечается в сообщении.

Для удобства потребителей во всех дочерних предприятиях компании действуют центры и офисы обслуживания клиентов (на сегодня их 636), где потребители получают подробную информацию по технологическому присоединению к электросетям. По итогам 2013 г. в ЦОКи обратилось 1,5 млн потребителей, что выше аналогичного показателя 2012 г. на 24 %.

Кроме того, в декабре 2013 г. «Россети» запустили единый центр информации по технологическому присоединению — Портал-ТП.РФ, где обеспечена возможность в электронном виде подать заявку на присоединение к сетям с максимальной мощностью энергопринимающих устройств не более 150 кВт, пошагово отследить всю процедуру подключения, а также самостоятельно рассчитать стоимость услуги.

За первые 2 мес работы на сайт поступило 15 обращений и 11 заявок.

В планах компании до 2017 г. — сократить рассмотрение заявки на технологическое присоединение мощностью до 150 кВт до 10 дней, число визитов для получения услуги ТП во всех регионах — до трех, а сроки готовности к осуществлению ТП — до 40 дней.

Мощность питающих центров в Северо-Кавказском регионе увеличится почти на 1000 МВ·А

«Россети» в период 2014 — 2018 гг. планируют ввести 930,6 МВ·А трансформаторной мощности и повысить надежность в рамках строительства и реконструкции 115 подстанций 110 — 35 кВ в Северо-Кавказском регионе.

«В ходе реализации пятилетней инвестиционной программы только в Республике Дагестан будет введено 143,4 МВ·А трансформаторной мощности, будут реконструированы 35 крупных подстанций 110 и 35 кВ и модернизированы более 50 трансформаторных подстанций, — рассказывает первый заместитель генерального директора, главный инженер ОАО «МРСК Северного Кавказа» Борис Мисирсов. — На энергообъектах будет применено высокотехнологичное оборудование: установлены новые трансформаторы, современная система релейной защиты и автоматики, выключатели и многое другое».

В филиале МРСК Северного Кавказа «Ставропольэнерго» для технологического

присоединения энергопринимающих устройств нового жилого микрорайона «Западный» в г. Пятигорске уже в 2014 г. планируется приступить к строительству подстанции 110 кВ «Бештау» с заходами воздушной линии 110 кВ. Завершение этого проекта планируется в 2016 г.

Присоединение к сетям парогазовой установки ПГУ-135 ОАО «Ставролен» в г. Буденновске будет обеспечиваться с помощью расширения подстанции «Покойная», строительства воздушной линии напряжением 110 кВ от питающего центра 330 кВ «Прикумск» до места присоединения ВЛ к подстанции «ГПП-2».

В Кабардино-Балкарии в целях улучшения водоснабжения г. Тырныауза запланирована реконструкция питающего центра 35/0,4 «Чалмас». Проект предусматривает замену силового трансформатора на более мощный, установку ячеек 10 кВ и микропроцессорной защиты «Орион-РТЗ». Обновятся

выключатели, разъединители. Реконструкция другой подстанции 110/35/10 кВ «Адыл-Су» позволит почти вдвое, с 12 до 20 МВ·А увеличить ее мощность.

В Северной Осетии планируется завершить строительство ПС 110/35/6 кВ «Парковая». Она обеспечит электроэнергией западную часть Владикавказа и позволит снабдить электроэнергией новостройки в перспективных микрорайонах города.

В Республике Ингушетия в этот период завершится строительство подстанции «Плиево-новая» общей мощностью 80 МВ·А. Цель инвестиционного проекта — обеспечение электроэнергией села Плиево и части жителей и объектов в Назрановском районе. Кроме того, новая подстанция позволит в перспективе обеспечить разгрузку существующего питающего центра «Плиево».

В Чеченской Республике планируется сдать в эксплуатацию подстанцию «Гудермес-Сити» мощностью 50 МВ·А. Питающий центр включает строительство пункта управления с системами управления, мониторинга состояния, релейной защиты и противоаварийной автоматики совмещенного с закрытым распределительным устройством 10 кВ. Подстанция обеспечит электроэнергией потребителей Гудермесского района с численностью населения около 120 тыс. человек

и районный центр. Реконструкция затронет питающий центр «Ищерская» с приростом мощности на 6 МВ·А и подстанцию «ГРП-110» с увеличением ее мощности на 9 МВ·А. Также пройдет реконструкция питающих центров 110 кВ «Каргалиновская» и «Шелковская».

В Карачаево-Черкесской Республике ожидается ввод в эксплуатацию второго пускового комплекса подстанции «Южная». В дополнение к первому, здесь появится второй мощный трансформатор на 40 МВ·А, что даст толчок еще большему развитию южной части Черкесска. Также пройдет реконструкция подстанции 110 кВ «Северная» с увеличением ее мощности до 80 МВ·А и обновлением всего подстанционного оборудования.

Для электроснабжения поселка Архыз и выполнения обязательств по договору технологического присоединения туристско-рекреационного комплекса — поселка «Романтик» планируется завершить реконструкцию питающего центра 35/10 кВ «Архыз» на сумму 144 млн руб.

По словам Бориса Мисирова, вводы новой трансформаторной мощности позволят значительно повысить пропускную способность сетей и надежность функционирования энергосистемы Северо-Кавказского федерального округа.

Повышение безопасности и надежности оборудования высокого и сверхвысокого напряжения

Трансформаторный ввод с бумажной пропитанной смолой изоляцией производства Alstom прошел показательное и первое в своем роде испытание на воздействие внутренней дуги. Это испытание продемонстрировало способность ввода повышать безопасность и надежность работы оборудования линий и сетей электропередачи. В то время как это испытание является типичным для прочих электрических компонентов, для трансформаторного ввода оно проводится впервые.

При разработке этого нового технического решения для оборудования высокого и сверхвысокого напряжения специалисты Alstom ставили своей целью повышение безопасности. Испытания на опытном образце трансформаторного ввода на напряжение 420 кВ с бумажной, пропитанной смолой изоляцией были успешно проведены в октябре 2013 г. в независимой испытательной лаборатории высокого и сверхвысокого напряжения ZKU, находящейся в Праге (Чехия).

Трансформаторные вводы предназначены для регулирования электрического поля и обеспечения

надежного прохождения электрического тока через стенки трансформаторного бака. Недавние испытания продемонстрировали взрывобезопасность вводов с пропитанной смолой бумажной изоляцией в случае серьезного внутреннего короткого замыкания и последующего возрастания давления. Хотя такие отказы происходят нечасто, они создают угрозу безопасности персонала и оборудования. В трансформаторных вводах с пропитанной смолой бумажной изоляцией используются современные композитные изоляторы, которые разрушаются, а не взрываются, что значительно снижает риск получения травмы или возникновения возгорания.

В то время как многие традиционные вводы имеют керамический корпус, эксплуатирующие организации для повышения безопасности все чаще обращаются к композитным изоляторам, таким как пропитанная смолой бумажная изоляция Alstom. По сравнению с вводами с бумажно-масляной изоляцией технология пропитанной смолой бумажной изоляции является пожаро- и взрывобезопасной. Кроме того, поскольку в таких трансформаторных

вводах не используется масло, то значительно снижается воздействие на окружающую среду.

При проведении испытания на воздействие внутренней дуги воссоздавался нагрев и давление, характерные для внутреннего короткого замыкания. Для этого трансформаторный ввод с бумажной, пропитанной смолой изоляцией на напряжение 420 кВ подвергался в течение 0,5 с воздействию тока короткого замыкания 63 кА. Полная приложенная энергия во время этого испытания составила впечатляющие 13 МДж, что эквивалентно запуску объекта массой

1000 кг со скоростью 580 км/ч. Как было зафиксировано на пленке, ввод показал хорошую взрывостойкость, пройдя тем самым испытание на безопасность.

В 2011 г. Alstom стала первой компанией в мире, которая провела испытание на воздействие внутренней дуги на трансформаторном вводе на напряжение 420 кВ, в котором использовалась традиционная бумажно-масляная изоляция. Сегодня компания повторила свое достижение на новом трансформаторном вводе на напряжение 420 кВ с бумажной изоляцией, пропитанной смолой.

Совершенствование нормативной базы совместной работы энергосистем БРЭЛЛ

4–5 марта в Вильнюсе состоялось 26-е заседание комитета энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ). В ходе работы комитет согласован ряд нормативно-технических документов, регулирующих совместную работу электрического кольца (ЭК) БРЭЛЛ.

В работе комитета принимали участие представители ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», ОАО «Российские сети», ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Интер РАО» (Россия), ГПО «Белэнерго» и РУП «ОДУ» (Беларусь), «Elering» OU (Эстония), «Augstsprieguma tīkls» AS (Латвия), LITGRID AB (Литва), НЭК «Укрэнерго» (Украина). Делегацию ОАО «СО ЕЭС» возглавил член Правления, директор по управлению развитием ЕЭС Александр Ильенко.

В ходе заседания комитет энергосистем БРЭЛЛ рассмотрел и принял решения по ряду технологических вопросов, связанных с обеспечением надежной работы энергосистем электрического кольца БРЭЛЛ, в том числе был согласован Перечень мер, позволяющих ввести режим в допустимую область, в случае если режимы электрического кольца БРЭЛЛ на этапах суточного планирования и управления режимом содержат нарушения допустимых параметров.

Комитет энергосистем БРЭЛЛ также согласовал дополнительное соглашение к Соглашению

о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих энергосистемы Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы от 5 декабря 2006 г. Изменения, вносимые дополнительным соглашением, предусматривают возможность оперативного внесения комитетом энергосистем БРЭЛЛ изменений в перечень межгосударственных воздушных линий электропередачи, находящихся под наведенным напряжением (раньше такие изменения находились исключительно в компетенции руководителей сторон Соглашения о параллельной работе энергосистем БРЭЛЛ), а также регламентируют порядок вступления в силу указанных изменений.

Кроме того, на заседании были утверждены изменения в Перечень распределения объектов диспетчеризации ОЭС Белоруссии, ЕЭС России, энергосистем Эстонии, Латвии и Литвы по способу диспетчерского управления.

«Россети» представили итоги первого года работы

24 марта в Совете Федерации состоялся «круглый стол» «Российский электросетевой комплекс: стратегия развития и ее законодательное обеспечение».

В ходе обсуждения были, в том числе, рассмотрены итоги первого года работы группы компаний

«Россети», которые представил первый заместитель Генерального директора Андрей Демин.

Участники встречи отметили, что создание единого технологического и организационного ядра российской электроэнергетики на базе ОАО «Россети» позволило достичь основных целей,

которые ставил перед компанией Президент России.

Так, в части обеспечения надежности и энергетической безопасности страны по итогам первого года работы удельная аварийность снижена на 10 %. Сокращены сроки восстановления электроснабжения в результате технологических нарушений.

Опыт ликвидации последствий сложных погодных явлений в Северо-Западном, Центральном, Южном федеральных округах, а также наводнения на Дальнем Востоке показал эффективность и максимальную оперативность обеспечения восстановительных работ из единого Штаба электросетевого комплекса. Во многом этому способствовало создание в 2013 г. единой информационной базы ресурсов группы компаний «Россети», включающей данные об аварийном резерве, мобильных бригадах, резервных источниках электроснабжения, подрядных организациях, которые могут быть задействованы в устранении нештатных ситуаций.

Целям повышения надежности электроснабжения также сегодня служит утвержденная в 2013 г. Единая техническая политика в электросетевом комплексе.

В числе показателей эффективности первого года функционирования электросетевого комплекса под управлением ОАО «Россети» были отмечены экономия на закупочной деятельности, которая составила свыше 42 млрд руб., создание единой системы управления НИОКР в рамках группы компаний, а также активное развитие интеллектуальной электроэнергетической системы (smart grid). Потери электроэнергии от отпуска из сети снижены в распределительном сетевом комплексе — на 7,78 %, в магистральном — на 4,28 %. Таким образом, экономия от снижения потерь составила 3,4 млрд руб. По итогам первого года реализации Программы управления издержками отмечается снижение расходов по отношению к общим операционным затратам в распределительных сетях на 10,9 %, в магистральных — на 10 %.

2013 г. запомнится компании крупными проектами и результатами в развитии и модернизации электросетевого комплекса.

Проделана большая работа в рамках повышения системной надежности Сочинского энергорайона и создания резерва мощности для социально-экономического развития региона. Суммарная трансформаторная мощность выросла до 3 500 МВ·А. Было создано и модернизировано 68 крупных энергообъектов. За прошлый год специалистами ОАО «Россети» выполнен пятилетний план по ремонту городской распределительной сети. Комплекс проделанных работ гарантировал отсутствие перебоев в электроснабжении в период пиковых нагрузок во время Зимних Олимпийских Игр.

Было отмечено, что такие результаты состоялись благодаря консолидации электросетевого комплекса на базе ОАО «Россети», что позволило задействовать потенциал распределительных и магистральных сетевых предприятий, привлечь в Сочи к работе по строительству, модернизации и эксплуатации более 4 000 энергетиков ОАО «Россети» и 561 единицу техники.

Высокую степень подготовки группы компаний «Россети» к энергообеспечению Зимней Олимпиады в Сочи подтвердил и независимый аудит французской компании ERDF.

Кроме того, для опережающего развития и повышения энергобезопасности «Россети» провели успешные испытания по передаче электроэнергии из Финляндии в Россию через вставку постоянного тока на подстанции 400 кВ Выборгская (Ленинградская область). Объем первой поставки составил 2 700 МВт·ч. Поставлена под рабочую нагрузку линия 500 кВ для схемы выдачи мощности Зейской ГЭС, благодаря чему восполнен дефицит в электроэнергии Хабаровского края, Еврейской автономной и Амурской областей. «Россети» поставили под напряжение новую воздушную линию электропередачи 500 кВ Курган — Ишим, которая повысит надежность работы Курганской энергосистемы, создаст возможность обмена электроэнергией между Уралом и Сибирью, а также снизит зависимость России от энергосистемы Казахстана.

Серьезные шаги были сделаны в области повышения доступности электросетевой инфраструктуры для новых технологических присоединений. Уже наблюдается серьезная динамика по увеличению числа открытых центров питания. В 2013 г. число заключенных договоров на техприсоединение увеличилось на 15 %.

Руководствуясь «дорожной картой» по техприсоединению в 2013 г. был создан электронный ресурс по работе с клиентами — ПОРТАЛ-ТП.РФ. За первый квартал 2014 г. его посетило уже более 60 тыс. потенциальных потребителей.

Среди стратегических ориентиров дальнейшей работы ОАО «Россети» были обозначены повышение операционной эффективности на 15 % и инвестиционной эффективности на 30 %, снижение потерь на 11 %, снижение количества ТСО на 50 % к 2017 г., а также реализация Дорожной карты по техприсоединению, сокращение недоотпуска электроэнергии, снижение стоимости техприсоединения для малого и среднего бизнеса и ряд других задач.

Их достижение позволит обеспечить надежное и качественное электроснабжение потребителей в целях дальнейшего роста социально-экономического благосостояния страны.