



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

2
ВЫПУСК
2017

— МОСКВА —



ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ, НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Выпуск **•2•** 2017

Издается с 1995 года

Редакционная коллегия:

В.В. Бушуев – д.т.н., профессор, генеральный директор ИЭС, главный редактор

Н.И. Воронин – д.т.н. чл.-корр. РАН, научный руководитель ИСЭМ СО РАН, зам. главного редактора

А.М. Мастепанов – д.э.н., профессор, зам. директора ИЭС, зам. главного редактора

А.М. Белогорьев – отв. секретарь, зам. директора по энергетическому направлению, Фонд «Институт энергетики и финансов»

А.И. Громов – к.э.н., Фонд «Институт энергетики и финансов», директор по энергетическому направлению

А.Н. Дмитриевский – д.г.-м.н., академик РАН, научный руководитель ИПНГ РАН

В.А. Крюков – д.э.н., чл.-корр. РАН, зам. директора ИЭОПП СО РАН

Ю.Н. Кучеров – д.т.н., начальник департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС»

А.А. Макаров – д.э.н., академик РАН, советник РАН

О.С. Попель – д.т.н., зам. директора ОИВТ РАН

В.В. Саенко – к.э.н., ИИП РАН

С.М. Сендеров – д.т.н., зам. директора ИСЭМ СО РАН

Ю.А. Станкевич – зам. председателя Комитета РСПП по энергетической политике и энергоэффективности

Е.А. Телегина – д.э.н., чл.-корр. РАН, декан факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Ю.К. Шафраник – д.э.н., председатель Совета директоров ЗАО «МНК «СоюзНефтеГаз»

А.Б. Яновский – д.э.н., зам. министра энергетики РФ

Учредители журнала «Энергетическая политика»: ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие», Институт энергетической стратегии, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Издатель журнала ИЦ «Энергия».

Адрес редакции: 111116, Москва, ул. Лапина, д. 17а, оф. 408.
Телефон ред.: (495) 229-42-41 (доб. 230)
E-mail: ies2@umail.ru; kriliosov@guies.ru
Web-site: <http://www.energystrategy.ru>

Выходит 6 раз в год

Ведущий редактор *С.И. Крылов*

Компьютерная верстка *В.М. Щербаков*

Отпечатано в типографии Onebook

Подписано в печать 12.04.2017

Формат 60x84/8

Бумага офсетная. Печать офсетная

Усл. печ. л. 14,88. Уч. изд. л. 16

Тираж 500 экз.

Заказ № 29 (67/02-99) ИЭС № 370

© ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие», Институт энергетической стратегии, 2017
Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
При перепечатке материалов ссылка на издание обязательна.



ПОБЕДИТЕЛЬ VII ВСЕРОССИЙСКОГО
ЖУРНАЛИСТСКОГО КОНКУРСА
«ЛУЧШАЯ ПУБЛИКАЦИЯ
ПО ПРОБЛЕМАМ ТЭК РОССИИ 2001 года»

СОДЕРЖАНИЕ CONTENTS

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ACTUAL PROBLEMS AND PERSPECTIVES OF DEVELOPMENT OF ELECTRIC POWER INDUSTRY

- Г.П. Кутовой.** О целях и задачах продолжения реформ в электроэнергетике и ценообразования на электроэнергию для потребителей реального сектора экономики.....3
- G.P. Kutovoy.** On the aims and objectives of further reforms in electric power industry and electricity pricing for real economy consumers
- А.Н. Лухачёв.** Почему сильная стратегия не всегда приводит к успеху: проблемы и риски организации энергоснабжения.....11
- A.N. Likhachev.** Why strong strategy does not always lead to success: problems and risks the organization of supply
- Л.В. Макаревич, В.Д. Ковалев.** О наилучших доступных технологиях в области электроэнергетики и энергосбережения.....19
- L.V. Makarevich, V.D. Kovalev.** On best available technologies in electric power industry and energy conservation
- А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, В.М. Самков.** Актуальные направления развития системы технического регулирования в России и Евразийском экономическом союзе.....27
- A.V. Ivanov, Yu.N. Kucherov, V.M. Samkov.** Current trends of technical regulation system development in Russia and Eurasian Economic Union

<i>Ю.Я. Чукреев, М.Ю. Чукреев.</i> Состояние и проблемы определения нормативного резерва мощности в современных условиях планирования развития ЕЭС России.....	39
<i>Yu.Ya. Chukreyev, M.Yu. Chukreyev.</i> State and problems of determining standard reserve power in modern conditions of planning UES of Russia	
<i>И.Ю. Золотова, И.А. Долматов, В.С. Минкова.</i> Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: эмпирический анализ.....	51
<i>I.Yu. Zolotova, I.A. Dolmatov, V.S. Minkova.</i> Cross subsidization in electric power industry: empirical analysis	
<i>А.А. Соловьёв, К.С. Дегтярёв.</i> Атомная и возобновляемая энергетика как факторы снижения экологических рисков и роста эколого-экономической эффективности энергетике.....	60
<i>A.A. Solovyev, K.S. Degtyarev.</i> Nuclear and renewable energy sectors as environmental risk reduction and eco-economic energy efficiency growth factors	
<i>Е.В. Быкова.</i> Система индикаторов и мероприятия по обеспечению энергетической безопасности Молдовы.....	72
<i>E.V. Bykova.</i> System of indicators and measures for the energy security of Moldova	
<i>Г.И. Шевелёва.</i> Современные приоритеты улучшения корпоративного управления в российской электроэнергетике.....	81
<i>G.I. Sheveleva.</i> Modern priorities in the improvement of corporate governance in Russia's electric power industry	
<i>Г.Ф. Ковалёв, Д.С. Крупенёв, Л.М. Лебедева.</i> Обеспечение электроэнергетической отрасли квалифицированными кадрами как важнейшая проблема энергетической безопасности России.....	90
<i>G.F. Kovalev, D.S. Krupenev, L.M. Lebedeva.</i> Provision of skilled staff for electric power industry as a major problem of Russian energy security	
<i>В.В. Софьин.</i> Международный электроэнергетический форум «RUGRIDS-ELECTRO».....	99



26-я Международная выставка
«Электро-2017»

УДК 621.31+338.5 (470+571)

Г.П. Кутовой¹

О ЦЕЛЯХ И ЗАДАЧАХ ПРОДОЛЖЕНИЯ РЕФОРМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РЕАЛЬНОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ

Рассмотрены ключевые проблемы функционирования российской электроэнергетики и рынка электрической энергии, основные цели и задачи реформирования отрасли на современном и перспективном этапе развития, что в конечном итоге должно привести к снижению тарифов на электроэнергию для потребителей. Представлены основные положения разработанной Концепции интеллектуальной энергетической системы России.

Ключевые слова: электроэнергетика, реформа, ценообразование на электроэнергию, интеллектуальная энергетическая система России (ИЭСР).

Начиная с 1992 г. в нашей стране реализован большой комплекс мер по реформированию электроэнергетики и формированию конкурентного рынка оборота электроэнергии (мощности).

Много сделано по реструктуризации, приватизации и реформированию энергетического комплекса нашей страны с переводом его на рыночные формы хозяйствования. Принято более полутора сотен законодательных актов по упорядочению положений и правил работы энергетических компаний в рыночной среде, и за 25 лет реформ накопился уже определенный опыт работы с потребителями энергоресурсов и услуг энергокомпаний.

Но реформа за 25 лет не получила своего логического завершения – остановилась перед решением самой главной задачи всех ранее предпринятых усилий. Создается впечатление, что мы забыли целевые задачи реформ в электроэнергетике: реструктуризация, приватизация, либерализованный рынок электроэнергии, частные, включая иностранные, инвестиции в развитие энергетических мощностей, усиление на этой базе конкуренции и **снижение тарифов на электроэнергию для потребителей.**

Последняя целевая задача должна быть венцом, конечным результатом реформы, а мы пока видим совершенно противоположный результат. Цены и тарифы постоянно только растут и

сегодня уже этот процесс не удастся остановить лишь потому, что конкуренция производителей за договора с потребителями, о которой так много и долго говорили реформаторы, не работает. За эти 25 лет постсоветского реформирования электроэнергетики наша экономика по стране в целом не увеличила полезное электропотребление ни на 1 кВт·ч, но при этом, благодаря усилиям правительства, а не рыночным механизмам, установленная мощность электростанций увеличилась настолько, что стали уже ненужными (сверх необходимых резервов) свыше 30 млн кВт генерации, увеличились удельные расходы топлива на производство электроэнергии, снизилась загрузка установленных мощностей как в генерации, так и в электросетевом хозяйстве, возросли потери электроэнергии на ее передачу, существенно возросла численность производственного персонала в отрасли, увеличилась удельная стоимость строительства энергетических объектов по сравнению не только с дореформенным периодом, но и с аналогами строительства энергообъектов в ведущих зарубежных энергетических компаниях.

В итоге по всем технико-экономическим показателям отрасль за 25 лет ухудшила свое состояние, что, естественно, излишне обременило реальный сектор экономики ценами (тарифами) на электроэнергию, по оценке экспертов, не менее чем на 550 млрд рублей в год, в том числе

¹ Георгий Петрович Кутовой – научный руководитель Центра экономических методов управления в энергетике Корпоративного образовательного и научного центра ЕЭС (НП «КОНЦ ЕЭС»), д.э.н., к.т.н., академик РАЕН, профессор, e-mail: GKutovoy@inbox.ru

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

только за счет перекрестного субсидирования населения и приравненных к ним группам потребителей почти на 300 млрд рублей [1]. Это как раз те финансовые ресурсы, которые уже сегодня можно и нужно направить на реальную поддержку промышленного сектора для реализации его инновационной перестройки и развития, так как отрасль ценами на энергоресурсы тормозит инновационное импортозамещение и развитие промышленности, снижает ее конкурентоспособность.

Как при этом не вспомнить крылатое выражение В.С. Черномырдина: «Хотели как лучше, а получилось как всегда...». Так вот, вечно актуальный российский вопрос – «кто виноват и что делать?» нам сегодня следует рассмотреть только во второй его части. Что сегодня нужно сделать, чтобы существенно уменьшить ценовое давление энергетики на промышленный сектор экономики и в энергообеспечении и энергоснабжении потребителей наступил баланс экономических интересов как производителей, так и потребителей энергоресурсов при обеспечении их законных прав на свободу предпринимательства?

Необходимо попытаться найти рациональные ответы для того, чтобы продолжить остановившиеся реформы в электроэнергетике и предложить должностным лицам, принимающим решения, рекомендации по механизмам здоровой конкуренции с участием не только производителей, но, что самое главное, с реальным участием в этих механизмах потребителей энергоресурсов для эффективной мотивации производителей на снижение своих производственных затрат.

Представляется, что решение такой системно сложной задачи в создавшихся к настоящему времени условиях потребует участия высококвалифицированных экспертов как со стороны отраслевых компаний, так и, что является определяющим, со стороны промышленных предприятий и независимых экспертов со стороны научных организаций. Необходимо исключить ситуацию, когда эксперты отраслевых энергетических компаний могли бы продолжать совершенствовать «рыночные механизмы» и соответствующую нормативно-правовую базу «под себя», то есть для продолжения практики выкачивания финансовых ресурсов из промышленного сектора экономики под лукавым лозунгом

опережающего (чего и зачем?) развития электроэнергетики.

Большинству аналитикам сегодня понятно, что оставаться в таком состоянии нельзя, так как сформированная к настоящему времени моноцентричная торговая система оптового рынка электроэнергии (мощности) с выводом на оптовый рынок практически всех ТЭЦ и соответствующее этой структуре ценообразование исказили ценообразование и мотивацию предпринимательства как в самой отрасли, так и в системе электро- и теплоснабжения промышленных предприятий. Это обусловило деградацию существующей системы централизованного энергоснабжения на базе комбинированного производства электро- и теплоэнергии со стихийным переходом к раздельному энергоснабжению с перерасходом топлива по сравнению с комбинированным производством электроэнергии и тепла не менее чем на 30%.

Региональные рынки электроэнергии без региональной генерации так и не стали конкурентными торговыми площадками, что является одним из самых главных препятствий для создания мультицентричной конкурентной среды в электроэнергетике. Представляется, что сегодня необходимо безотлагательное продолжение рыночных реформ в сфере обращения электроэнергии и теплоэнергии с новой парадигмой системы защиты экономических интересов потребителей энергоресурсов: на рынке всегда прав потребитель как самый заинтересованный заказчик на покупку товара по справедливой цене и при высоком его качестве.

Сегодня можно констатировать, что в настоящее время электроэнергетика России превратилась в сдерживающий фактор развития экономики, снижающий ее конкурентоспособность и, следовательно, она уже сегодня выступает сдерживающим фактором эффективности социально-экономического развития нашей страны. Поэтому главнейшая задача в этой области заключается в том, чтобы развернуть вектор рыночных реформ в энергетике, поставив в центр внимания всех преобразований в торговой системе экономические интересы промышленных потребителей и сельского хозяйства как материальной основы решения всех социально-экономических проблем общества.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Представляется, что заниматься «рыночной декорацией» неправильно выстроенных торговых отношений в электроэнергетике бессмысленно. Необходимо принять альтернативную парадигму рыночных отношений – рынок должен быть построен в интересах потребителей с адекватным учетом интересов субъектов электроэнергетики, в первую очередь на розничных рынках электро- и теплоэнергии, а оптовый рынок со своими энергоресурсами и стоимостью электроэнергии должен в каждом розничном рынке присутствовать в качестве конкурентного балансирующего поставщика.

Такой подход должен обеспечить максимум энергоэффективности и объективно учитывать мотивацию коммерческой деятельности всех заинтересованных субъектов хозяйственной деятельности, а не только энергетиков.

Именно такие цели поставлены в разработанной в нашей стране Концепции интеллектуальной энергетической системы России (ИЭСР), разработка которой велась с 2010 г. и к настоящему времени этот проект уже приобретает статус национального проекта [2, 3]. Прежде всего следует отметить, что рассматриваемый документ представляет собой результат очень глубокой научной и профессионально-прикладной работы, в которой авторы предложили по новому выстроить торгово-экономические отношения в сфере оборота электроэнергии. В новой парадигме выстроить такую архитектуру взаимоотношений между субъектами рынков электроэнергии и мощности, функционирование и развитие которой должно быть подчинено интересам потребителей при их активном мотивационном поведении на рынке энергоресурсов.

Эта новая парадигма построения коммерческих, технических, социальных и экологических отношений в электроэнергетике предусматривает решение взаимосвязанных по срокам и по содержанию подпрограмм исходя в первую очередь из необходимости повышения энергетической и экономической эффективности реального сектора экономики при оптимальном эффектив-

ном функционировании и развитии электроэнергетической системы как средства повышения эффективности всей экономики. Это значит, что необходимо как можно быстрее, с использованием уже сегодня доступных материальных, интеллектуальных и технических возможностей уйти от сложившейся неэффективной, сверхзатратной системы экономических отношений в энергетике, в которой практически игнорируются экономические интересы и законные права потребителей.²

В рассматриваемом документе совершенно справедливо перечислены внутренние проблемы функционирования энергетики в настоящее время и определены основные вызовы и драйверы перехода к интеллектуальной энергетике. Но вместе с тем перечень внутренних проблем функционирующей энергетики, приведенных в рассматриваемом документе, следовало бы дополнить [4] отсутствием:

- методики прогнозирования спроса на электроэнергию и мощность, основанной, в том числе на параметрах экономического развития страны;
- единой методологии технико-экономических обоснований и оценки экономической эффективности сооружения объектов электроэнергетики;
- системы определения и актуализации величины нормативного резерва генерирующих отраслей и запасов пропускной способности электросетевых объектов;
- методических рекомендаций по формированию схем и программ развития (СиПР) электроэнергетики субъектов РФ;
- взаимосвязи между принимаемыми решениями по выдаче технических условий (заключения договоров техприсоединения) с СиПР ЕЭС и СиПР СРФ;
- координации между СиПР СРФ и схемами теплоснабжения городов (муниципальных образований) с СиПР ЕЭС.

² Резервы генерации в ЕЭС составляют в настоящее время 80 ГВт вместо 20 ГВт по нормам советского периода, то есть с превышением в четыре раза, а в теплоснабжении установленная мощность всех теплоисточников превышает фактическую загрузку по теплу более чем в три раза. Если учесть, что для выдачи мощности электростанций и распределения их до потребителей были построены десятки тысяч километров линий электропередач при отсутствии адекватного вывода из работы (демонтажа) старого энергетического оборудования и сетей, то в условиях стагнации спроса на энергоресурсы приведенные факты явились основным фактором роста цен (тарифов).

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Обоснования перехода от экстенсивного развития энергетики к интенсивному за счет средств и способов ее интеллектуализации не вызывает возражений. Основные функциональные свойства ИЭСР, перечисленные в экономическом (рыночном), технологическом и информационном контурах с адаптивной системой управления не вызывают возражений, кроме лишь того, что в рыночном контуре указанное «многообразие взаимосвязанных торговых площадок» представляется слишком общим выражением, так как думается более целесообразным вести речь об ОРЭМ и о превращении региональных энергетических рынков (РЭР) в действительно конкурентные рынки (площадки) с конкуренцией всех типов генерации, включая все когенеративные электростанции и ВИЭ, выдающие свою энергию и мощность в распределительную электрическую сеть на территориях соответствующих субъектов РФ. Правила работы таких конкурентных РЭР, как торговых площадок, предстоит разработать фактически заново. При этом представляется целесообразным рассмотреть вариант создания таких конкурентных региональных рынков электроэнергии, в которых торговые операторы этих рынков были бы филиалами коммерческого оператора ОРЭМ. Это могло бы снять очень многие вопросы по согласованию совместной работы и отработке правил конкуренции поставок электроэнергии с ОРЭМа на каждый региональный рынок с учетом экономических и технических особенностей на каждом из них.

По перечню приоритетных областей развития ИЭСР до 2020 г. есть два замечания. Во-первых, предложение о развитии «умной сети» как базовой инфраструктуры ИЭСР поставить в качестве первоочередного мероприятия на шаг вперед относительно адекватного развития других субъектов энергетической системы для обеспечения их интеграции вызывает возражение. Принятие такого принципа требует серьезного обоснования, так как в условиях большой неопределенности с динамикой спроса на электроэнергию это связано с риском создания излишков в электросетевом хозяйстве, что в условиях стагнации спроса на электроэнергию дорого обойдется потребителю, так как будет обременять транспортный тариф на электроэнергию.

Работа в этой области, безусловно, должна быть постоянной, но нельзя слишком забегать вперед, чтобы не превратить этот процесс в банальное повышение стоимости электроэнергии для потребителя без явных для него экономических выгод.

Во-вторых, целесообразно обеспечить преимущественный подход к работам в первую очередь по активации потребителей как субъектов ИЭСР, чтобы они увидели реальную пользу для себя и стали драйверами преобразования сети в интеллектуальную сеть. Речь в данном случае идет об уже существующих потребителях, с которыми и нужно отрабатывать все механизмы мотивации для их нового статуса. Что же касается так называемых новых потребителей, которые обращаются с просьбами о технологическом доступе к сети, то для них уже сегодня необходимо разрабатывать такие технические условия доступа, в которых нужно прописывать требования по их оснащению всеми необходимыми устройствами автоматизации режимов электропотребления как активных субъектов ИЭСР. При этом представляется целесообразным разработать такой механизм привлечения адекватных финансовых ресурсов новых потребителей энергии в качестве инвесторов развития распределительных сетей, который бы обеспечивал электросетевую компанию необходимыми для ее развития финансовыми средствами, а потребитель – инвестор мог бы стать акционером сетевой компании или, при желании, продать купленные им ценные бумаги электросетевой компании (конвертируемые облигации или акции) на фондовом рынке, вернув деньги в свой профильный бизнес.

Поэтому представляется целесообразным в качестве первого приоритета в области развития ИЭСР принять «интеграцию потребителей в ИЭСР», поменяв ее в очередности с «умной сетью». Это предложение обосновывается тем, что развитие систем измерения, учета и управления нагрузкой у потребителя и соответствующих потребительских сервисов для обеспечения интеграции потребителя в ИЭСР является тем первым «кирпичиком», с которого нужно начинать строить всю структуру интеллектуальной системы. *Именно успешное решение в первую очередь мотивации потребителя как актив-*

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ного участника рынка, а также успешная интеграция в ИЭСР распределенной генерации и микросетей, обеспечат успешный старт нового этапа реформ электроэнергетики.

Для того чтобы успешно реализовать ИЭСР как национальный проект представляется необходимым уже на стартовом этапе:

1. Образовать Координационный центр перспективного планирования и развития интеллектуальной энергетической системы России (КЦ ИЭСР) с правами и полномочиями принимать нормативные решения в рамках своих уставных полномочий, обязательные к исполнению всеми юридическими лицами, работающими в сфере электроэнергетики и теплоэнергетики независимо от их организационного статуса и форм собственности.³

2. Разработать целевую программу инновационного переустройства, реконструкции и модернизации действующих электроэнергетических систем и централизованных систем теплоснабжения городов для вывода из энергобаланса устаревших фондов с установленной мощностью генерирующего оборудования не менее 40 ГВт в течение пяти лет с мерами, исключающими риски нарушения надежности электроснабжения потребителей.⁴

3. Разработать целевую программу инновационного переустройства, реконструкции и модернизации действующих систем теплоснаб-

жения городов на базе применения энергоустановок когенерации и тригенерации различного типа, включая ВИЭ, для вывода из энергобаланса устаревших фондов с установленной мощностью не менее 20-30% за пятилетний период.⁵

4. Образовать внебюджетный целевой фонд поддержки реализации национальной программы ИЭСР под патронажем Минэнерго России, Минэкономики России, Минфина России, Минпрома России, ФАС России и КЦ ИЭСР за счет централизации сбора финансовых средств (например 0,01%) со стоимости каждой полезно потребленной единицы энергии.⁶

5. Реализация Национальной программы ИЭСР должна осуществляться на основе и в рамках реализации целевых программ (пп. 2, 3) как их технологическая основа и регламентироваться permanently на пятилетний период.

6. Разработать проект Положения о конкурентных региональных рынках электроэнергии с участием всех типов когенеративных энергоустановок и электростанций независимо от величины их установленной мощности, организационно-правовой формы и собственности с учетом особенностей их участия на рынках теплоэнергии в городах и ценообразования на электроэнергию и тепло при комбинированном их производстве с механизмами участия активного потребителя на территориях субъектов РФ.⁷

³ В перечень функций КЦ ИЭСР предлагается включить функции координации работ по перспективному планированию и проектированию развития электроэнергетических систем и систем теплоснабжения, что, во-первых, учитывает предложение о создании специального центра компетенций для организации перспективного планирования развития ЭЭС и, во-вторых, совмещение функций перспективного планирования развития с функциями координации работ по реализации национального проекта ИЭСР представляется эффективным решением. Рационально рассмотреть создание отраслевого Министерства электроэнергетики и теплоснабжения, что для нашей страны представляется очень эффективным решением, так как позволит снять практически все вопросы мониторинга и согласования, а также реализовать административный ресурс по координации реализации национального проекта ИЭСР.

⁴ Реализация такой программы обновления основных производственных фондов в энергетике с учетом пересмотра инвестиционных программ электросетевых компаний позволит снизить цены (тарифы) для конечных потребителей энергии на 25-30%, или не повышать их в течение пяти лет. Сэкономленные финансовые средства можно было бы централизовать в специальном внебюджетном фонде поддержки реализации проекта национальной программы ИЭСР. Но если Правительство РФ не готово пойти на такой радикальный шаг, то можно предложить другой путь использования накопившихся резервов в электроэнергетике – на ближайшие 5-7 лет ввести механизм энергетического стимулирования развития промышленного и сельскохозяйственного производства за счет установления льготных цен (тарифов) на энергоресурсы на новые и приростные объемы производства, то есть устанавливать так называемые цены (тарифы) экономического роста – не выше 25% от обычно применяемых значений. Для этого достаточно внести поправку в основы ценообразования на электроэнергию [5].

⁵ Программа разрабатывается в рамках полномочий субъектов РФ и муниципальных образований, и представляется в Правительство РФ Минэнерго РФ и КЦ ИЭСР для утверждения.

⁶ Реализация программ обновления основных производственных фондов согласно предложений по вышеизложенным пп. 2 и 3 должна по своим результатам привести к относительному снижению цен (тарифов) на энергоресурсы для потребителей и предлагаемый целевой сбор не должен приводить к повышению стоимости используемой энергии потребителями. Величина такого сбора должна уточняться каждый год в рамках бюджетного регламента.

⁷ Это ключевое мероприятие повышения конкурентной эффективности торгово-экономических отношений активного потребителя, существующих ТЭЦ, блок-станций промышленных предприятий и появляющихся разного типа генераций как между собой, так и с поставками на региональные рынки электроэнергетики с ОРЭМа.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

7. Принять поправки в Федеральный закон «Об электроэнергетике», разрешающей всем типам ТЭЦ независимо от их установленной мощности и форм собственности работать в качестве субъектов на конкурентном региональном рынке электроэнергии и мощности с учетом:

а) работы на рынках теплоэнергии в городах;
б) особенностей ценообразования на электроэнергию и тепло при их комбинированном производстве;

в) возможности их участия в качестве субъектов ОРЭМ на рынке системных услуг, предоставляя для системного использования свои недогруженные по теплу конденсационные мощности (хвосты).

Внести соответствующие поправки в положение об ОРЭМ.

8. Разработать положение об активном потребителе электроэнергии (для всех типов потребителей) на розничном рынке электроэнергии с полным набором оснащения его системами измерений, учета электропотребления и передачи информации на системные центры ее обработки, взаимодействия систем регулирования режимов работы энергосистем и электрических систем внешнего электроснабжения потребителя, обеспечения системных центров питания потребителей программными продуктами взаимодействия алгоритмов системной автоматики и АСУТП потребителя с возможностью для него ценозависимого управления спросом на электроэнергию, а также обеспечением возможности для потребителя участвовать в регулировании показателей качества электроэнергии.

В составе проекта Положения в качестве приложения к нему должен быть согласованный перечень пилотных проектов для отработки окончательных нормативных документов.

9. Разработать положение о формировании источников финансирования объектов капитального строительства в электросетевом комплексе Российской Федерации исходя из следующих принципиальных положений:

9.1. Инвестиционные программы в электроэнергетике должны формироваться отдельно для уже созданных и эксплуатируемых производственных фондов с учетом строительства новых объектов для замещения выбывающих из баланса энергообъектов и отдельно для строи-

тельства новых энергообъектов в целях энергообеспечения прироста спроса на энергоресурсы новыми энергетическими нагрузками. Для указанных инвестиционных программ должны по-разному формироваться источники финансирования. В первом случае инвестиционная программа должна финансироваться за счет цен (тарифов) на электроэнергию, а для другой инвестиционной программы необходимо привлечение средств с рынка капиталов.

9.2. Инвестиционные программы развития ЕЭС России должны разрабатываться в рамках долгосрочного стратегического планирования и энергетической политики государства по оптимизации ТЭБа страны с учетом условий евразийской экономической интеграции на принципах проектного финансирования.

9.3. В распределительном электросетевом комплексе страны целесообразно инвестировать программы формировать отдельно:

а) для повышения эффективности уже функционирующих систем внешнего энергоснабжения реализацией имеющихся резервов в электросетевом комплексе для льготного доступа к сетям новых потребителей, с включением соответствующих капвложений в тариф на транспорт электроэнергии (мощности);

б) для развития электросетевого комплекса на уровне МРСК и субъектов РФ в целях обеспечения доступа новых энергопотребителей к сетям энергосистем за счет привлечения средств самих потребителей с обеспечением их прав и экономических интересов как инвесторов. Акционерная форма хозяйствования и электросетевых компаний и энергопотребителей позволяет решить эту проблему на принципах инвестиционного доступа к сети в рамках действующего законодательства.

9.4. Поддержание мотивации субъектов электроэнергетического комплекса к развитию своего профильного бизнеса с учетом тенденций укрепляющегося мирового тренда на развитие малой и средней по мощности когенерации различного типа, включая ВИЭ, должно быть в центре энергетической политики государства. Необходимо снять противоречия между энергокомпаниями сложившейся системной энергетики и промышленными предприятиями по строительству собственной генерации, мотивируя

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

их к участию в строительстве когенеративных электростанций для промышленных предприятий за их счет, или с участием собственных средств, с использованием механизмов лизинга, долевого участия с последующей эксплуатацией этих блок-электростанций на условиях аутсорсинга. Возможны варианты финансовых схем энергосервисных контрактов. Но для того чтобы такого рода финансовые схемы были интересны для системных энергокомпаний, должен быть очень четкий критерий отказа от оплаты энергокомпаниям содержания не прошедших конкурсный отбор устаревших энергетических мощностей.

9.5. Для оптимизации развития электросетевого комплекса, кроме мер предусмотренных в утвержденной Стратегии электросетевого комплекса РФ, целесообразно снять законодательный запрет для электросетевых компаний иметь на своем балансе электростанции так называемой распределенной генерации, что позволит в ряде случаев существенно повысить надежность электроснабжения потребителей, отказаться от строительства дорогостоящих ЛЭП и ПС, повысить качество электроэнергии в центрах питания и снизить потери в электрических сетях. В этом случае электросетевые кампании могли

бы принять участие в развитии промышленной, коммунальной и сельскохозяйственной энергетики, конкурируя с системными энергокомпаниями в этой сфере.

9.6. Представляется особо важным мероприятием при любом варианте реализации ИЭСР – безотлагательно организовать переподготовки ведущих энергетических кадров промышленных предприятий, чтобы как можно быстрее поставить все вопросы активизации потребителей на рынках электроэнергии на нормальную научно-практическую основу. Для этих целей необходимо повышение квалификации специалистов-энергетиков промышленных предприятий проводить совместно со специалистами электросетевых компаний по одной и той же программе.

9.7. Основным механизмом реализации положений Национального проекта ИЭСР должны стать договора между государством и бизнесом, в которых государство берет на себя создание системы максимального благоприятствования, а бизнес – обязательства по обеспечению и достижению заданий программы и целевых ее критериев в заданные сроки со взаимной ответственностью за неисполнение своих обязательств.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кутовой Г.П. Становление форм и методов государственного регулирования электроэнергетики в ходе реформ экономических отношений и приватизации. Аналитический обзор / прил. к журналу «Энергетик», М., № 12, 2015.

2. Бердников Р.Н., Дементьев Ю.А., Моржис Ю.И., Шакарян Ю.Г. Концепция интеллектуальной энергетической системы России // Энергия единой сети, № 4, 2012.

3. Основные положения концепции реализации национального проекта интеллектуальной энергетической системы России. Минэнерго России / НИИ, РЭА, ИНЭИ РАН, М. 2016.

4. Совершенствование системы перспективного планирования в электроэнергетике. Минэнерго России (ДРЭ), М. 2016.

5. Постановление Правительства РФ № 1178 от 29.12.2011 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

Поступила в редакцию
16.03.2017 г.

G.P. Kutovoy⁸

**ON THE AIMS AND OBJECTIVES OF FURTHER REFORMS
IN ELECTRIC POWER INDUSTRY AND ELECTRICITY PRICING
FOR REAL ECONOMY CONSUMERS**

The paper considers the key problems of Russian electric power industry and market performance, primary aims and objectives of industry reforms at the current and future stages of development to ultimately reduce electricity tariffs for consumers. The main provisions of the developed Concept of Russian Smart Grid are specified.

Key words: electric power industry, reform, electricity pricing, Russian Smart Grid (RSG).

⁸ Georgy P. Kutovoy – Academic Director of the Center of Economic Management Methods in Power Engineering at the Corporate Education and Research Center of the Unified Energy System, Doctor of Economy, PhD in Engineering, Academician of the RANS (Russian Academy of Natural Sciences), Full Professor, *e-mail:* GKutovoy@inbox.ru

УДК 620.9 (470+571)

А.Н. Лихачёв¹

ПОЧЕМУ СИЛЬНАЯ СТРАТЕГИЯ НЕ ВСЕГДА ПРИВОДИТ К УСПЕХУ: ПРОБЛЕМЫ И РИСКИ ОРГАНИЗАЦИИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Наличие сильной стратегии – не гарантия успеха. Способность ее реализовать порой даже более важна. Россия во все времена была чемпионом по изобретениям, однако только единицы были доведены до технологий. Традиционная российская забава под названием – монополизм – превратилась в слишком мощное средство защиты от прогресса.

Ключевые слова: теплоэнергетика, генеральная схема энергоснабжения, модель альтернативная котельная, ЕТО, изобретения и инновации, закон о закупках.

Какой будет российская энергетика в 2035 году? Если совсем «крупными мазками», то примерно такой же, как сейчас. Что-то при этом будет совсем новым, построенным за счет сверхусилий всей страны (будь то новые блоки атомной энергетике, профинансированные напрямую из бюджета, или ТЭЦ, оплаченные специальными сборами с рынка – по договорам поставки мощности (ДПМ) или конкурентного отбора мощности (КОМ)). Большая часть энергетике страны, напротив, придет в поизносившееся состояние. При этом мы рискуем разойтись с остальным миром в трендах, используемых технологиях, оргструктуре и методах мотивации для энергетике. Почему это происходит, хорошо это или плохо? На этом я и хотел бы сосредоточиться в данной статье.

Первое и главное, что стоит отметить: в мире набирает силу стремление избавиться от топливной зависимости, особенно если топливо для этого необходимо приобретать за рубежом. Логика здесь понятна: если расходы на углеводороды для электростанции занимают половину себестоимости энергии, то зависимость от рыночной конъюнктуры цен на газ и нефть, а также риски валютных колебаний (которые, зачастую, сильно связаны между собой) ставят под угрозу не только устойчивую работу энергокомпаний, но и экономику целых стран – импортеров углеводородов. И чем отвечает мир? Несколькими трендами. От демонополизации рынка газа путем перехода на сжиженный до расширения использования ВИЭ. И здесь тоже

все логично: используя, например, «солнечную» технологию, можно выстроить долгосрочную инвестиционную модель, в которой отсутствует такая неопределенность, как цена на топливо. А относительное удорожание энергии по сравнению с классической углеводородной (да и то только на начальном этапе, а с развитием технологий и это преимущество углеводородов пропадет!) равномерно ложится на всех субъектов экономической деятельности, в том числе через управление курсом валюты (по крайней мере для некоторых стран). У нас же основное топливо – газ – «свой», тарифами на него управляет государство. Следовательно, рисков, которые движут зарубежными энергетиками (стоит добавить, и правительствами!), нет. Еще одна технология, которую не назовешь ультрановой, но себестоимость которой снижается и по прогнозам в ближайшие 3-5 лет станет ниже себестоимости производства электрической энергии. Речь идет о накопителях энергии. А это будет диктовать совершенно иные требования к правилам рынка, скорректирует классификацию его участников, весьма вероятно сделает лишней около трети нынешней генерации! Так нужно ли нам отказываться от традиционных технологий? Ответ на этот вопрос не так прост, как может показаться на первый взгляд. Тем более что наше любимое занятие – не принимать никаких решений, и дать процессам развиваться так, как они сами развиваются. Время от времени что-то запрещая (как правило, что-то новое, отбирающее часть бизнеса у традиционного и делающее

¹ Андрей Николаевич Лихачёв – председатель Совета директоров EuroSibEnergo PLC, член Общественного совета Минэнерго России, эксперт Открытого правительства, e-mail: AndreyNLi@enplus.ru

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

последнее совсем нерентабельным, ведь в этом случае доходы у него падают, а постоянные расходы – нет), а что-то поддерживая (как правило, архаичное, но имеющее сильное лобби). И мне представляется, что это гораздо более важная тема, чем спор о собственно технологиях. В конце концов, возможность применять разные технологии всегда приводит к одному результату: кто-то обязательно угадает, поставив на «то», кто-то обязательно проиграет, выбрав «не то». Но во всех случаях выиграем мы, потребители, все общество в целом. Это если правила рынка позволяют.

Что мы видим у нас? Монополизм – как основной способ хозяйствования. Даже там, где целевой моделью провозглашен рынок, на практике мы движемся в противоположном направлении. Нужны примеры? Пожалуйста! Для начала перечислю наиболее вредоносные. «Генеральная схема энергоснабжения». Это когда действующий участник рынка, обладающий наибольшим лоббистским ресурсом, готовит будущий рынок «под себя». Даже если представить себе, что обошлось без лоббизма, и схему разработали в департаменте энергетики местной администрации, то это не меняет сути: мы консервируем рынок под чьим-то субъективным взглядом. Попробуйте вписать сюда инновации в виде крышных или оконных солнечных панелей и желанием продавать излишки электроэнергии на рынок, или, к примеру, накопители, хеджирующие риски перебоев поставки энергии, а тем более пики потребления из-за слабых электросетей, или источники тепла, основанные на различных технологиях выработки и преобразования энергии.

К механизму «схемы» под стать и инструменты. ДПМ (правда, в последнее время лед тронулся и ему на смену приходит КОМ, но о «конкурсных процедурах» речь впереди). Модель «альтернативной котельной». Тут, надо заметить, в самой модели, изложенной в виде проекта закона, нет ничего плохого. Напротив. Министерством экономического развития делается попытка демонополизации. Дьявол кроется в деталях. А в них лоббисты от монополий как раз и обладают высокой квалификацией. Так, например, исходя из завуалированных способов выбора единой теплоснабжающей организации (ЕТО) скрывается почти безальтернативный выбор в этом качестве территориальных генерирующих компаний.

То же касается такой формы, как концессия, широко используемой в последнее время в тепловом бизнесе. Принципы, на которых проводятся конкурсы, вызывают немало сомнений в их разумности. Как иначе оценить ситуацию, при которой инвестиционную программу, под которую предоставляется право концессии, должны разрабатывать и утверждать те же самые люди, под чьим чутким руководством муниципальные предприятия теплоснабжения были доведены до их нынешнего состояния?! И концессия, которая авторами законов представлялась как способ привлечь специалистов, превратилась в видоизмененную обертку прежних подходов. А на практике все еще более грустно. Понятно, что инвестпрограмма под концессию не разрабатывается в мэриях и администрациях. Это делают частные компании. За свой счет. Но после этого проводится конкурс, на котором, совершенно справедливо, разработчик программы формально не имеет преференций. Они, как правило, проявляются неформально. Нужны нам такие конкурсы? Но ничем не лучше ситуация, когда в конкурсе побеждает не тот, кто потратил месяцы, чтобы разобраться во всех процессах, а тот, кто решил, что главное – ввязаться в бой, а там посмотрим! И главный критерий – объем инвестиций (то есть обязательство «закопать как можно больше денег») – разве это то, что нужно потребителю?! Это, скорее, критерий будущей коррупционности, но никак не эффективности: чудеса, конечно, еще случаются, но чаще возврат «вложений» обеспечивается воровством из капитальных затрат и высокими тарифами (кто бы ни заверял, что размер инвестпрограммы на тарифах не должен сказаться – а они растут!)

Теперь подробнее об альтернативной котельной. О том, какими могут быть эффекты внедрения этой модели лучше всего рассуждать, используя следующие разделы анализа:

- цели проведения реформы теплоснабжения;
- критерии (ключевые показатели) успешности проведения реформы;
- мероприятия, направленные на достижение целей и критериев (ключевых показателей) успешности реформы.

Реализация концепции альтернативной котельной направлена на достижение следующих целей:

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

- Результативность (как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе): удовлетворенность потребителей услугой обеспечения тепловой энергией. Критериями для измерения удовлетворенности теплоснабжением могут быть показатели надежности (количество перебоев в теплоснабжении потребителей в единицу времени), бесперебойности (время устранения перебоев в теплоснабжении потребителей), гибкости (возможность потребителей управлять своим потреблением, получая то количество тепла, которое им необходимо тогда, когда необходимо), доступность (возможность сравнительно легко стать абонентом какой-либо теплоснабжающей компании, особенно в условиях нового жилищного и промышленного строительства).
- Эффективность теплоснабжения (как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе) заключается в минимизации расходов потребителей. Критерием является цена (тариф) на тепловую энергию и подключение к системе (если таковая уплачивается отдельно), а также сроки этого подключения. Кроме того, с точки зрения долгосрочной перспективы, критерием является инвестиционная привлекательность рынка теплоснабжения (качество среды для инвестиций, прозрачность рынка, недискриминационность участников, потенциал финансового и фондового рынков как источников инвестиций в рынок теплоснабжения, соотношение привлеченных инвестиций к оценке потребности в них, определяемых на основании схем теплоснабжения).

Следует отметить, что концепция альтернативной котельной решает в краткосрочной перспективе вопросы надежности и бесперебойности, однако в долгосрочной перспективе может создать им угрозу, так как провоцирует конфликт между генерирующими и сетевыми компаниями за долю в выручке (по утверждению разработчиков, модель альтернативной котельной хорошо работает только тогда, когда генерация и сети будут принадлежать одному собственнику). Возникновения такого конфлик-

та, как правило, не удастся избежать, а в силу большой инерционности его последствия будут иметь отложенный скрытый характер, когда накопятся технологические проблемы (как следствие «недоремонта», накопленного за время конфликта), способные привести в некоторых случаях к коллапсу в системе теплоснабжения (то есть концепция альтернативной котельной предполагает вынуждение к перераспределению собственности сетевых предприятий, которое не сможет пройти бесконфликтно). В качестве способа разрешения конфликта предлагается активное вовлечение ФАС. Однако критерии разрешения подобных конфликтов концепцией пока не описаны. Кроме того, концепция не дает однозначного ответа на вопрос о надежности и бесперебойности в тех случаях, когда требуется развитие сетевого хозяйства (закольцовка, перемычки и т.д.). Сформулированная в общем виде ответственность ЕТО за качество теплоснабжения недостаточна, так как может вступить в противоречие с принципом применения наказания только при наличии доказанной вины. А последнее, в случае низкого качества содержания и развития сетевого хозяйства в условиях дерегулирования отношений (до объединения с генерацией) и условной «недоплаты» со стороны генерации (которая, очевидно, здесь является «сильной стороной»), вызывает сомнения.

Во-вторых, в концепции альтернативной котельной недостаточно проработана проблема присоединений новых абонентов (доступность), что может стать серьезной проблемой уже в краткосрочной перспективе. Так, например, если считать, что тариф альтернативной котельной включает в себя все затраты, в том числе на присоединение новых абонентов, то встает вопрос об ответственности заявителя за пользование данной услугой в будущем в достаточном объеме, чтобы обеспечить возвратность инвестиций ЕТО – иначе может быть построено много лишней инфраструктуры, что отразится на тарифах. Кроме того, это будет означать, что существующие потребители будут вторично оплачивать услугу, которую уже оплатили ранее, а также оплачивать услугу, которую оказывают не им. Введение (сохранение) взимания платы сверх тарифа альтернативной котельной будет означать, по сути, отказ от базового принципа концепции

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

«все включено, и клиент больше ничего не должен» и приведет к непрозрачности правил подключения (противоречие критериям «эффективность» и «доступность»). Одним из возможных предварительных решений является сохранение дополнительной платы за подключение и применение индивидуального подхода под контролем регулирующих и антимонопольных органов для каждого случая нового присоединения, однако, это, скорее, уход от решения данной проблемы на данном этапе, чем попытка ее системного решения.

В-третьих, применение в качестве одного из основных мероприятий концепции альтернативной котельной критериев по выбору ЕТО приводит к наделению, как правило, данным статусом генерирующие компании. В концепции отсутствуют критерии, которыми должна руководствоваться ЕТО при покупке тепловой энергии у иных производителей. Таким образом, может возникнуть конфликт интересов (в краткосрочной перспективе): ЕТО, обладая собственными источниками генерации, заинтересована в загрузке собственных мощностей, в то время как независимые производители, возможно, могли бы предложить более дешевую тепловую энергию (критерии «эффективность» и «недискриминационность»). Простой расчет показывает, что при условном распределении собственных затрат ЕТО, если это генерирующая компания, в виде 50% – постоянные, 50% – переменные, покупка тепловой энергии у стороннего производителя имеет экономический смысл для ЕТО только при цене ниже величины ее переменных затрат, в противном случае, отвлекая из платежа потребителя сумму большую, чем величина собственных переменных затрат, ЕТО получит убыток. Данный конфликт предлагается урегулировать при помощи ФАС, однако из концепции неясно, что в данном случае считать справедливыми рациональным решением. Просто, неочевидно, чью позицию в такой ситуации ФАС следует поддержать. Чтобы разрешить это противоречие, следует обратить внимание на опыт организации рынка (закупки) тепловой энергии по аналогии с рынком электрической энергии, или по аналогии с рижским опытом рынка тепловой энергии, где статус ЕТО у сетевой компании, и которая организует еженедель-

ные (ежесуточные) публичные торги по закупкам тепловой энергии у ее производителей.

В-четвертых, аналогичный конфликт интересов может возникнуть, когда появляется потребность в создании новых генерирующих мощностей в зоне ЦСТ, причем без выхода конечных потребителей из системы ЦСТ (или имеют место иные предпосылки, например, слишком дорогая генерация, которой можно создать более дешевую альтернативу – критерий «эффективность» в долгосрочной перспективе). То есть в тех случаях, когда новый источник генерации может быть построен не ЕТО (неочевидно, что ЕТО сможет построить априори самый эффективный источник генерации, или, предположим, из-за долговой нагрузки не может привлечь инвестиции), но ЦСТ сохраняется. Концепция альтернативной котельной не раскрывает принципов и условий для свободного входа на этот рынок, оставляя на усмотрение ЕТО отбор будущих поставщиков тепловой энергии. Данная неопределенность, вкуче с неопределенностями предыдущего пункта создает угрозу ограничения для входа на этот рынок потенциальных инвесторов, оставляя суженное окно возможностей для инвестирования (через капитал ЕТО, либо долг ЕТО, либо специальные договоренности с ЕТО). Тем самым могут быть поставлены под сомнение критерии «эффективность» концепции альтернативной котельной, а также «недискриминационность», «качество инвестиционной среды» и «потенциал финансового и фондового рынков, как источников инвестиций в рынок теплоснабжения» в долгосрочной перспективе.

Подытоживая, можно констатировать, что нынешняя стадия работы над весьма прогрессивной моделью альтернативной котельной в целом в части одного из основных мероприятий (статусом ЕТО наделяется, как правило, генерирующая компания, которая сама определяет, у кого и по каким правилам закупать тепловую энергию в настоящем и будущем времени, сколько платить за транспортировку тепловой энергии по сетям в тех случаях, когда сети принадлежат третьим лицам, на каких принципах обеспечивать подключение к ЦСТ новых абонентов) не всегда приводит к достижению поставленных целей по выбранным критериям успешности реформы. Причем беспокойство

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

должно вызывать не столько отклонение от целей в краткосрочной перспективе, сколько в перспективе долгосрочной.

Еще из опасений: целесообразно ли в принципе сосредоточивать в руках ЕТО такую рыночную власть? Целесообразно ли, что ЕТО является единственно возможным продавцом для всех потребителей в ЦСТ? ЕТО в ЦСТ будет занимать даже не доминирующее, а исключительное положение. Это очень опасно во многих отношениях. Главное, поскольку ЕТО – центр всех денежных потоков, при недобросовестности ЕТО терпит крах вся экономика рынка (а не отдельные субъекты).

В розничной электроэнергетике похожая ситуация с гарантированными поставщиками (ГП): сейчас для подавляющего большинства потребителей они единственно возможные продавцы (хотя формально там есть конструкция прямых договоров с независимыми сбытами). И на практике получается, что если возникает проблема с ГП, страдает весь рынок. В итоге государство возвращает ГП, собирает их на базе одной уважаемой госкорпорации. Никакой конкуренции, и уж тем более инвестиционной привлекательности. Разумеется, в отличие от сбыта, генерация располагает значительным имуществом. Однако не стоит рассчитывать на наивность владельцев, которые не предпримут мер по защите своих активов.

В то же время, в отличие от рынка электроэнергии, в теплоснабжении уход абонентов из ЦСТ на физическую альтернативу гораздо менее затруднителен. Следовательно, можно предположить, что излишняя жесткость ЕТО по защите своего рынка приведет к противоположным результатам, когда многие активные потребители выберут физическую альтернативу теплоснабжения, что вызовет либо дополнительную финансовую нагрузку на потребителей, оставшихся в ЦСТ, либо (с учетом ограничения тарифа методом альтернативной котельной) приведет к большим технологическим катаклизмам.

Мне представляется, что во многом все эти проблемы с альтернативной котельной решает наделение статусом ЕТО субъектов рынка, владеющих распределительными сетями. Правда, специально оговорюсь, только в тех случаях, когда они прошли акционирование и привати-

зацию. Они должны быть частными! Тогда модель рынка альтернативной котельной приобретет законченный вид. Схематично это работает так: тариф для потребителей ограничен регулятором, сети закупают тепловую энергию, проводя торги (несколько лет назад в Риге по такой модели торги по закупке проводились еженедельно, а сейчас, по-моему, ежесуточно – тогда этот рынок будет коррелировать с рынком электроэнергии «на сутки вперед» – очень удобно!).

Но вернемся к распределенной энергетике. Вернее, к мировому тренду, с которым мы, похоже, рискуем сильно разминуться. Проблема в том, что дешевизна углеводородов на внутреннем рынке не сопровождается инновациями в сфере отечественного энергомашиностроения, то есть мы по-прежнему приобретаем технологии и оборудование для ТЭЦ за рубежом. А если мир свернет (и, похоже, уже сворачивает!) разработки в этом направлении и переключится на иные способы выработки энергии (например, та же солнечная энергетика, иные ВИЭ), то перспектива для углеводородной энергетике в России становится безрадостной. Это не камень в огород нашей науки, но, думаю, читателям «Энергетической политики» не надо объяснять разницу между изобретениями и инновациями... А поскольку прогресс не остановить, да еще под влиянием популизма представителей целого ряда ветвей и уровней власти, когда регулирование сводится к поддержке населения за счет хозяйствующих субъектов, последние будут ввозить в страну продукты мировых инноваций для автономного энергообеспечения и уходить из централизованной системы энергоснабжения, увеличивая тарифную нагрузку на оставшихся. Так что однажды эта ноша окажется непомерной, и «музыка перестанет играть». (Помните игру, в которую мы играли в детстве: все бегает вокруг стульев, пока играет музыка, а когда она перестанет играть, надо быстро сесть, но, вот беда, выясняется, что стульев на всех не хватает, и тот, кому не хватило стула, выбывает из игры.) В принципе такое уже неоднократно случалось в нашей истории: сначала мы пропускаем целое технологическое поколение, а потом, обнаружив у себя ставшие вдруг нужными миру очередные природные богатства, которых у нас имеется на все случаи жизни, обмениваем их на еще более

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

современные технологии... Главное – чтобы и в этот раз миру понадобилось то, что мы у себя откопаем (речь идет о следующем, после углеводородов, запросе, и остается только надеяться, что и в этот раз он не будет основан на чем-либо принципиально ином, неприродного происхождения). Монополизм государства в энергетике (и не только в энергетике!) приводит к отсутствию венчурного инвестирования, без которого нет инноваций. Ведь венчур – это когда рискуешь «своими». Даже если большая часть доверена тебе рынком, то все равно, это не государственные... А если рисковать бюджетными средствами, собранными с граждан и бизнеса (!), то результат заранее известен – воровство... И еще: без частного капитала не сформировать здорового отношения к неудаче. А ведь известно, что «стрела, попавшая в цель – это результат тысячи промахов».

И последнее соображение насчет отечественных инноваций. Вложенные в разработку технологий средства должны, как известно, возвращаться в цене готового продукта. Если ваш рынок – весь мир, то доля, покрывающая затраты на капитал, вложенный в разработку, одна, а если рынок сбыта ограничен одной страной – другая. И если мы, культивируя углеводородное топливо, находимся не в мировом тренде, и тем более не формируем его, то следует приготовиться к тому, что сегодняшняя относительная дешевизна энергии – это ненадолго. Вот почему импортозамещение, если оно самоцель, а не место в мировой конкуренции, всегда хуже и дороже.

Стоит сказать несколько слов о Федеральном законе № 44-ФЗ от 5 апреля 2013 г. «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд» и Федеральном законе № 223-ФЗ от 18 июля 2011 г. «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц». Когда-то, как утверждают некоторые разработчики этих законов, предполагалось, что частный сектор может проводить любую политику закупок, а государственный должен все закупать как можно дешевле... Стоит заметить, что, по разным оценкам, доля государства в нашей экономике в целом превышает 70%, а в энергетике она и того больше (в скобках замечу,

что частные корпорации не слишком утруждают себя анализом эффективности закупочных процедур, обязательных для госсектора, и просто переписывают его регламенты, доводя таким образом базовую установку «закупать как можно дешевле» до 100%). Что происходит в результате? Те субъекты рынка, которые должны зарабатывать на рынках, например, электро- и теплоснабжения заходят в рынок (а попросту – в карман) своих поставщиков/подрядчиков и ищут там дополнительные для себя доходы. При этом, совершенно очевидно, что снизить цену без снижения качества можно только в очень узком диапазоне, существенно меньшем, чем то снижение, к которому приводят эти процедуры. А это, в свою очередь, ведет к серьезным последствиям. Добросовестному участнику, не находящемуся в коррупционной связи с заказчиком, не на что рассчитывать. Вот вам и монополия там, где все законы вроде бы были призваны обеспечить конкуренцию. Шансы «победить» есть только у того, кто заранее уверен, что при помощи дополнительных соглашений конечная цена будет иметь мало общего с указанной в конкурсной заявке, а «благоприятный повод» всегда найдется. Если же участник, снижающий цену, не входит в периметр коррупционного круга заказчика, от него можно потребовать «неукоснительного соблюдения условий собственной заявки». Правда, до этой стадии дело вряд ли дойдет, так как такая ситуация тоже может стать палкой о двух концах: ответственность должностных лиц заказчика за несвоевременный ввод строящихся объектов в эксплуатацию никто не отменял. Вот и приходится придумывать дополнительные критерии и весовые коэффициенты к ним, сравнивая «теплое с зеленым», а «высокое с мягким», чтобы отсеять нежелательных контрагентов. В итоге мы вводим норму закона, смысл которой «покупаем все самое дешевое», а потом придумываем, как эту норму обойти. Самое смешное (и грустное одновременно) то, что в борьбе с коррупцией мы усиливаем требования в отношении контроля и работы всевозможных контролеров и заставляем последних фиксировать нарушения – закупки не по самой низкой цене, которую, например, предложит Интернет, оставляя вне поля зрения вопросы соответствия найденного проекту, от-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ветственности за конечный результат и т.д. И вот уже потенциальными преступниками становятся абсолютно все. В том числе и те, кто совсем не был нацелен на воровство, а хотел сделать полезное дело! Таким образом, бездействие в отсутствие письменных указаний – лучшая стратегия и тактика. Глобальная же проблема в том, что «выжатые до доньшка» подрядчики без нормального дохода не могут вкладывать в развитие как человеческого, так и технического потенциала. А то и вынуждены «химичить» с налогами, зарплатами и т.д. И через некоторое время с полным правом можно констатировать, что работать у нас в стране никто не умеет, что вороватые собственники переводят активы во вновь создаваемые юрлица, что кредитовать их невозможно и т.д. Тут мы, конечно, ужесточаем законодательство и находим способ взыскать с директоров и владельцев брошенных компаний недоплаченные налоги и зарплаты. Это, наверное, правильно, но окончательно добывает неаффилированных подрядчиков. Вот и нет уже на рынке некогда крупных ЕРС-контракторов. Остались только свои, корпоративные... А есть ли рецепт, как обойтись без ставших привычными процедур закупок? На мой взгляд, тендеры необходимы. Но если глава ФАС России заявляет, что 95% конкурсов в стране – фикция, то процедуру, очевидно, надо менять. И если мы с относительной легкостью (пусть нахмутив брови и изобразив недовольство) заключаем дополнительные соглашения, изменяющие первоначальную цену, то не лучше ли признать, что мы изначально готовы заплатить по смете (другое дело, что и смета, и проект должны быть соответствующего качества), а критерием определения победителя тендера станет размер ответственности за нарушение условий договора: качества и, что особенно важно, сроков! И не на словах, а подкрепленный банковской гарантией или страховкой. И сравнивать легко: деньги с деньгами. Никаких «фиолетовое лучше/хуже мягкого». И размер этой ответственности должен соотноситься не с ценой закупки, а со всеми последствиями срыва сроков (или качества) для заказчика. Покажу, почему так важны сроки, и как они связаны с вечным удорожанием смет. Довольно часто встречается практика, когда заказчик в целях контроля (!) за ценами поставок

оставляет за собой закупки комплектации и оборудования. У него есть годовой план закупок. Он, в соответствии со своим кассовым планом проводит тендеры, где в погоне за своим КРІ весьма либерально относится к срокам (цена же важнее!). Отдельно отбирается подрядчик на строительные-монтажные работы. И в какой-то момент времени оказывается, что комплектация не поступила. Простой. А зарплату людям надо платить. Если затраты примет на себя заказчик, он неизбежно «вылетит» из бюджета. Возможно, он откажет подрядчику в оплате простоев, и тогда, что называется смотри ситуацию, описанную выше, «как разоряются ЕРС-контракторы». Есть еще опция: закупить комплектацию впрок, с запасом. Надо ли объяснять, что произойдет в этом случае?! Сколько капитала будет заморожено? Во что эта «запасливость» обойдется?! Вот так в погоне за дешевизной закупок, достижением локального оптимума и зарабатывании премий на КРІ растут сметы, сдвигаются сроки, увеличиваются расходы. Страдают от этого все: владельцы компаний, потребители, менеджеры, выполняющие КРІ по закупкам, менеджеры, не сделавшие дело, либо сделавшие его, но оказывающиеся под подозрением в коррупции... Не говоря уже о сервисных компаниях, которые попросту разоряются.

Разумеется, приведенные здесь рассуждения не слишком тянут на глубокомысленный анализ Энергостратегии. А с другой стороны, где еще об этом говорить? К тому же это то, что, во-первых, реально мешает и поставит крест на любой стратегии, если это не изменить. Во-вторых, абсолютно реализуемо и зависит не от мировых трендов, а от нас самих. И в-третьих... Мы много обсуждали Энергостратегию РФ до 2035 года в различных экспертных советах. Министерство энергетики прислушалось к высказанным рекомендациям и внесло в Правительство РФ, на мой взгляд, очень достойный документ. Я его поддерживаю. В редколлегию журнала «Энергетическая политика» входят выдающиеся специалисты, которые не раз подробно высказывались по всем разделам Энергостратегии, представляя чиновникам и экспертам куда больше материалов для анализа, чем может позволить вместить в себя в общем-то сухой бюрократический документ под названием «Энергетическая

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Стратегия РФ на период до 2035 года». Журнал также неоднократно публиковал эти материалы. Когда я начинал работу над данной статьей, то не предполагал, что меня увлекут размышления

об ограничениях, мешающих нам развиваться. Но по мере написания почувствовал, что именно это является сегодня болевой точкой...

Поступила в редакцию
31.03.2017 г.

A.N. Likhachev²

WHY STRONG STRATEGY DOES NOT ALWAYS LEAD TO SUCCESS: PROBLEMS AND RISKS THE ORGANIZATION OF SUPPLY

A strong strategy is not a guarantee of success. The ability to implement it is even more important sometimes. Russia has always been a champion of inventions, however only few of them were developed into technologies. A traditional Russian fun called «monopoly» became an excessively powerful protection against progress.

Key words: heat power industry, master plan of power supply, alternative boiler house model, Unified Tariff Authority, inventions and innovations, procurement act.

² Andrey N. Likhachev – Chairman of the Board of Directors at EuroSibEnergо PLC, member of the Public Council of the Russian Ministry of Energy, Public Government Expert, *e-mail:* AndreyNLi@enplus.ru

УДК 621.31 (470+571)

Л.В. Макаревич, В.Д. Ковалев¹

О НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Дана информация о принципах наилучших доступных технологий (НДТ) как технологий производства продукции, работ и услуг на основе современных достижений науки и техники, позволяющих обеспечить наиболее эффективную защиту окружающей среды. Представлена дорожная карта внедрения НДТ в России с разработкой отраслевых справочников НДТ, технологических нормативов и выдачей комплексных экологических разрешений предприятиям со значительным воздействием на окружающую среду. Предлагается рассматривать применение принципов НДТ для этапов генерации, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Рассмотрены основные технологии и высоковольтное электротехническое оборудование, которые могут быть представлены в справочниках НДТ. Отмечается, что применение принципов НДТ будет способствовать ускорению внедрения инновационного энергетического и электротехнического оборудования, а также созданию новых энергоэффективных видов оборудования.

Ключевые слова: наилучшие доступные технологии, охрана окружающей среды, электроэнергетика, энергоэффективность.

В Российской Федерации идет процесс гармонизации законодательства с нормами международного права. Россия подписала ряд международных конвенций и соглашений, в соответствии с которыми обязана уменьшить как имеющееся, так и потенциальное негативное воздействие хозяйственной деятельности на окружающую среду, что может быть достигнуто при внедрении наилучших доступных технологий (НДТ).

НДТ – это технология производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения [1].

Наилучшие – означает наиболее эффективные в достижении высокого уровня защиты окружающей среды в целом, *доступные* – означает, что при выборе технологии необходимо учитывать затраты, а условия их внедрения должны быть экономически целесообразны. Отправной точкой являются экологические характеристики, но окончательное решение о выборе технологии принимают только с учетом ее доступности с финансовой точки зрения. Логический подход

для принятия решения по НДТ представлен на рис. 1 [2].

Термин «наилучшие доступные технологии» впервые появился в ЕС в Директиве рабочей группы по атмосферному воздуху в 1984 г. и относился к выбросам загрязняющих веществ в атмосферный воздух от крупных промышленных предприятий. Позже принципы НДТ были сформированы в Директиве парламента и совета ЕС по вопросам комплексного предотвращения и контроля загрязнений, принятой 15 января 2008 г., которая, в свою очередь, заменила аналогичную директиву ЕС 96/61/ЕС от 24 сентября 1996 года. В дальнейшем действовала объединенная директива ЕС по предотвращению и контролю загрязнений (IPPC Directive). В 2010 г. была опубликована модифицированная формулировка данной директивы, которая в итоге, наряду с еще шестью другими директивами, регулирующими большие промышленные объекты, вошла в состав директивы промышленных выбросов. Согласно этому документу были разработаны и утверждены отраслевые справочники наилучших доступных технологий.

Справочники НДТ являются одним из базовых документов, направленных на внедрение НДТ и установление нормативов качества для

¹ Леонид Владимирович Макаревич – генеральный директор ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД», e-mail: info@elektrozavod.ru;
Виктор Дмитриевич Ковалев – директор по науке и инновационным программам ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД», д.т.н., e-mail: v.kovalev@elektrozavod.ru

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

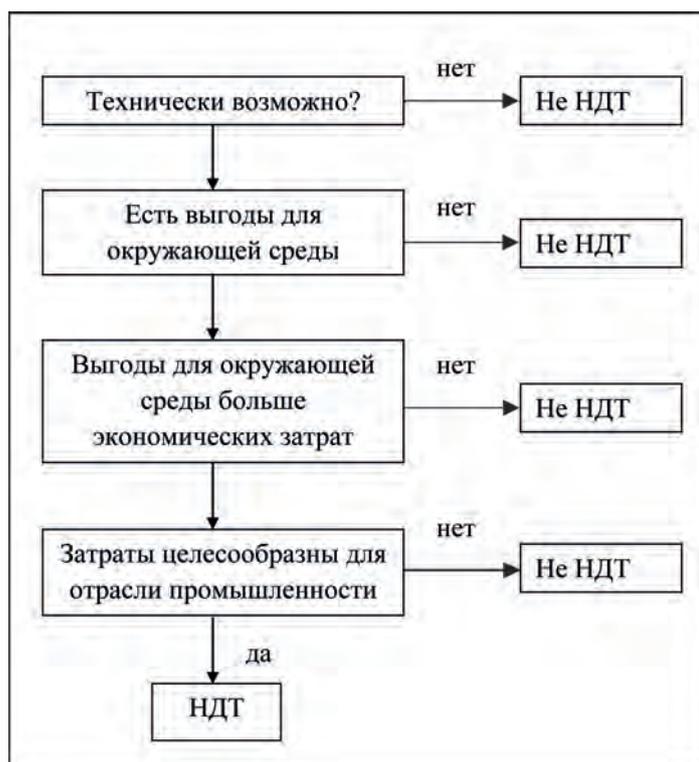


Рис. 1. Логический подход для принятия решения по НДТ

конкретной отрасли. Эти справочники используются регулирующими органами при выдаче хозяйствующим субъектам природоохранных разрешений на право хозяйственной деятельности, а также при формировании предприятиями своей экологической политики.

За рубежом принцип НДТ является основным инструментом при регулировании техногенного воздействия на окружающую среду. Директивой ЕС предусматривается выдача комплексных экологических разрешений (КЭР) на все виды воздействия (выбросы, сбросы, отходы).

1 января 2015 г. в России вступил в силу Федеральный закон № 219-ФЗ от 21 июля 2014 г. «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации», заложивший основы перехода к экологическому нормированию крупных предприятий ключевых отраслей экономики на основе НДТ.

Порядок отнесения технологий к НДТ определен Постановлением Правительства РФ от 23.12.2014 г. № 1458 «О порядке определения технологий в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических

справочников по наилучшим доступным технологиям».

Распоряжением Правительства РФ № 2178-Р от 31 октября 2014 г. был утвержден и поэтапный график создания в 2015-2017 гг. отраслевых справочников НДТ. В 2015-2016 гг. были разработаны 23 справочника НДТ, в 2017 г. планируется разработать еще 28 справочников, в том числе справочник по электроэнергетике, и под № 48 справочник по энергоэффективности.

Информационно-технические справочники по наилучшим доступным технологиям, применяемым в отнесенных к областям применения НДТ видах хозяйственной и (или) иной деятельности, должны содержать следующие сведения:

- указание о конкретном виде хозяйственной и (или) иной деятельности (отрасли, части отрасли, производства), осуществляемой в Российской Федерации, включая используемые сырье, топливо;
- описание основных экологических проблем, характерных для конкретного вида хозяйственной и (или) иной деятельности;
- методологию определения наилучшей доступной технологии;

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

- описание наилучшей доступной технологии для конкретного вида хозяйственной и (или) иной деятельности, в том числе перечень основного технологического оборудования;
- технологические показатели наилучших доступных технологий;
- методы, применяемые при осуществлении технологических процессов для снижения их негативного воздействия на окружающую среду и не требующие технического переоснащения, реконструкции объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду;
- оценку преимуществ внедрения наилучшей доступной технологии для окружающей среды;
- данные об ограничении применения наилучшей доступной технологии;
- экономические показатели, характеризующие наилучшую доступную технологию;
- сведения о новейших НДТ, в отношении которых проводятся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы или осуществляется их опытно-промышленное внедрение;
- иные сведения, имеющие значение для практического применения наилучшей доступной технологии.

Информационно-технические справочники по НДТ разрабатываются с учетом имеющихся в РФ технологий, оборудования, сырья, других ресурсов, а также с учетом климатических, экономических и социальных особенностей страны. При их разработке могут использоваться международные информационно-технические справочники по наилучшим доступным технологиям. Пересмотр технологий, определенных в качестве наилучшей доступной технологии, осуществляется не реже чем один раз в десять лет.

Справочники НДТ не имеют статуса предписаний, в них не устанавливаются предельные значения выбросов/сбросов, лимитов образования отходов для определенного промышленного сектора. Принципы НДТ – это принципы государственного регулирования бизнеса. Вопросы внедрения наилучших доступных тех-

нологий активно обсуждаются сегодня на уровне Государственной Думы и правительственных структур с приглашением представителей научно-технической общественности и бизнеса.

На «Неделе российского бизнеса 2017» 15 марта 2017 г. широко обсуждались вопросы перехода на наилучшие доступные технологии в энергетике. Дорожная карта внедрения НДТ в России представлена на рис. 2.

Разработку и публикацию отраслевых справочников НДТ планируется завершить в 2018 г., утверждение технологических нормативов в 2019 году. Технологические нормативы и показатели обеспечат учет специфики применяемой технологии и позволят создать определенные преференции предприятиям, внедряющим НДТ. С 2019 г. к предприятиям будут применяться разрешительные меры, выдаваться комплексные экологические разрешения (КЭР) в пилотном режиме на основе программ повышения экологической эффективности.

КЭР будет являться единственным официальным документом, подтверждающим возможность осуществлять деятельность, связанную с воздействием на окружающую среду, и содержащим обязательные для выполнения требования в области ее охраны. Получение КЭР является обязательным для объектов со значительным воздействием на окружающую среду.

Также с 2019 г. проектирование новых предприятий будет только на основе НДТ. Вводится государственная экологическая экспертиза проектов нового строительства и модернизации производств на основе НДТ.

В зависимости от степени воздействия на окружающую среду определены четыре категории предприятий РФ. Выдача КЭР предприятиям первой категории (300 предприятий) будет осуществляться с 2019 г., второй – с 2020 года.

Внедрение НДТ будет осуществляться на основе программ повышения экологической эффективности. Срок реализации программ для градообразующих предприятий и компаний стратегического назначения предполагается до 14-ти лет, для остальных – 7 лет.

Для перехода на НДТ государство предоставляет предприятиям ряд льгот: предоставление инвестиционного налогового кредита под 5%,

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

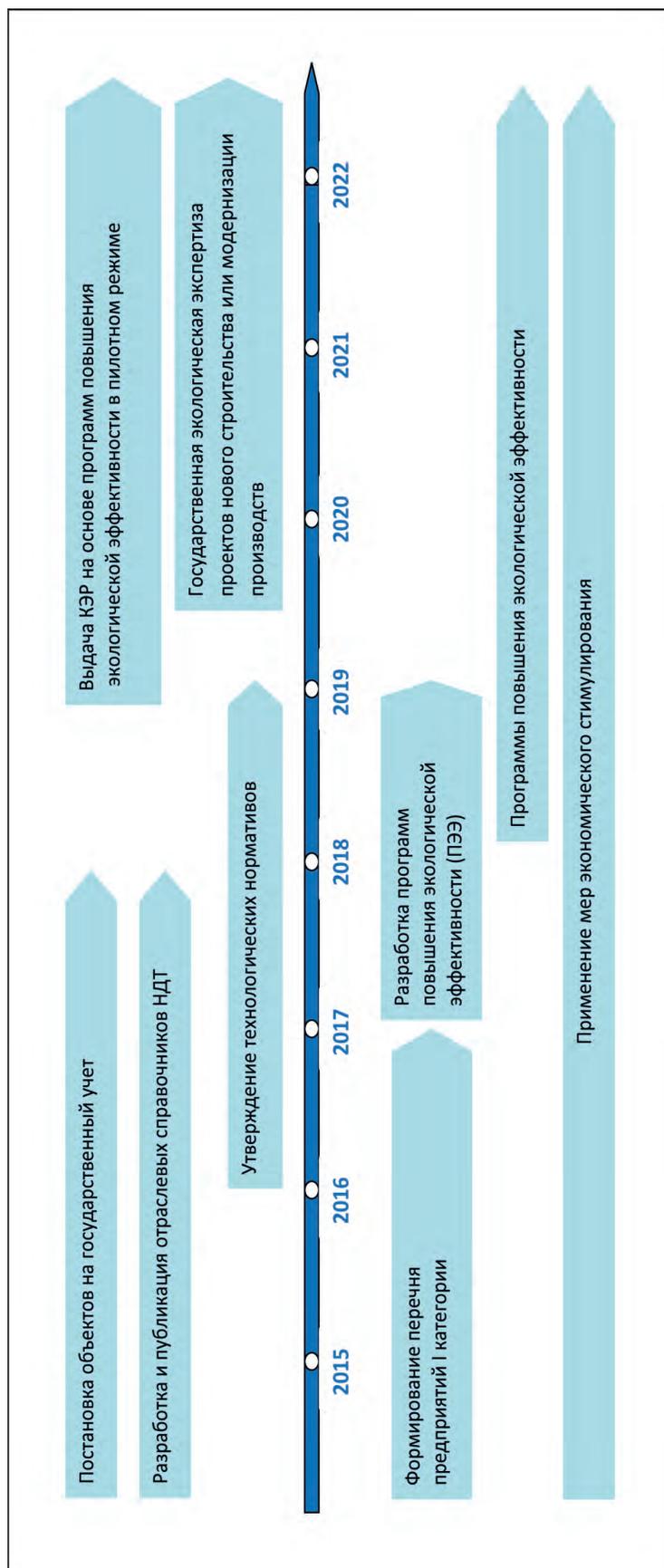


Рис. 2. Дорожная карта внедрения НДТ в России

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

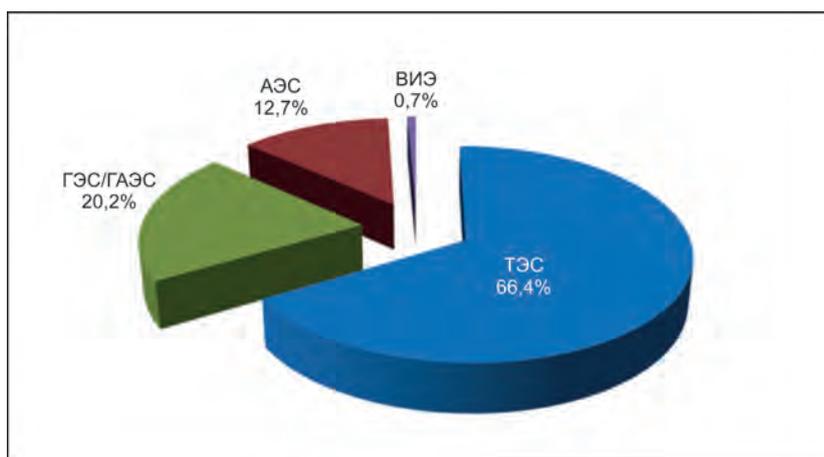


Рис. 3. Структура генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России к 2022 году

дополнительный специальный коэффициент по амортизации, освобождение от налогообложения в отношении объектов НДТ в течение трех лет со дня постановки на учет такого имущества.

Рассмотрим наилучшие доступные технологии, которые, по мнению авторов, можно было бы отразить в планируемых для разработки справочниках НДТ по электроэнергетике и энергоэффективности. Применение наилучших доступных технологий следует рассматривать для всех этапов: выработки, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

В энергосистемах развитых стран мира доля возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ – ветроэнергетика, солнечная энергетика, приливные электростанции, биоэлектростанции) постоянно увеличивается. Так, например, Германия планирует к 2050 г. обеспечить использование ВИЭ до 80% от общей генерации.

По данным Института «Энергосетьпроект», генерирующие мощности ЕЭС России к 2022 г. с общим объемом 252,1 тыс. МВт будут иметь структуру, представленную на рис. 3. Несмотря на то, что основным источником остается генерация с использованием углеводородного топлива, увеличивается доля АЭС и ВИЭ. С учетом гидроэлектростанций (ГЭС) и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) общая доля возобновляемых источников электрической энергии в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России к 2022 г. составит 20,9%.

Широкое использование возобновляемых источников электроэнергии позволит уменьшить

как расходы углеводородного топлива, так и существенно снизить выбросы и сбросы в окружающую среду. Поэтому в справочниках НДТ при развитии и модернизации энергосистем в части генерации электрической энергии необходимо в первую очередь отразить широкое применение ВИЭ, поскольку существующие темпы создания ВИЭ на территории России явно недостаточны и существенно отстают от развитых стран.

Передача больших мощностей на дальние расстояния от источников генерации до центров потребления осуществляется по сверх- и ультравысоковольтным линиям электропередач переменного и постоянного тока. Сегодня класс напряжения переменного тока 1150 кВ и постоянного тока 1500 кВ является самым высоким в мире. В Китае ведутся разработки высоковольтного электротехнического оборудования для передач постоянного тока на класс напряжения ± 1000 кВ.

Создание оборудования и линий электропередач на более высокие классы напряжения переменного тока возможно, и такие исследования в Советском Союзе проводились для напряжения 1800 кВ. Однако реализация таких проектов не получила развития из-за технико-экономических соображений.

В общем случае передача больших мощностей на дальние расстояния может осуществляться по сверх- и ультравысоковольтным линиям электропередач или по передачам с меньшими напряжениями, но способным передавать большие токи с малыми потерями. В последнем случае это возможно, например, с использова-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

нием технологии сверхпроводимости. Однако на сегодняшний день в мире нет разработанных технологий передачи больших мощностей на дальние расстояния, конкурентных с передачей по сверх- и ультравысоковольтным линиям электропередач.

Поскольку при формировании НДТ для передачи электрической энергии на дальние расстояния должны приниматься во внимание возможности энергосбережения, в НДТ должны быть определены требования по потерям электрической энергии для ПАО «ФСК ЕЭС», а производителям высоковольтного электротехнического оборудования – требования по потерям электрической энергии в высоковольтных трансформаторах и реакторах. Существующие ГОСТы, определяющие потери в трансформаторах, сегодня устарели. Отечественные предприятия производят трансформаторы и реакторы с потерями на 20-30% ниже заданных ГОСТом, а новые требования до настоящего времени отсутствуют.

Существенное снижение потерь электрической энергии в дальних линиях электропередач может быть обеспечено за счет применения передач и вставок постоянного тока, устройств продольной компенсации, фазоворотных трансформаторов, управляемых шунтирующих реакторов (УШР), накопителей электрической энергии, а также устройств оптимального управления генерирующими мощностями и иерархических систем противоаварийного управления.

Основные виды указанного электротехнического оборудования разработаны отечественными предприятиями. На рис. 4 представлен УШР 500 кВ производства ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД».

Потери при распределении электрической энергии в электрических сетях России могут достигать до 30% и более. В распределительных сетях далеко не всегда сбалансированы потоки реактивных мощностей, которые вызывают дополнительные потери к передаче активных мощностей. Необходима оптимальная установка в сетях источников реактивной мощности (шунтирующие реакторы, управляемые шунтирующие реакторы, конденсаторные батареи, статические компенсаторы). Кроме этого, потребители России не платят за потребление

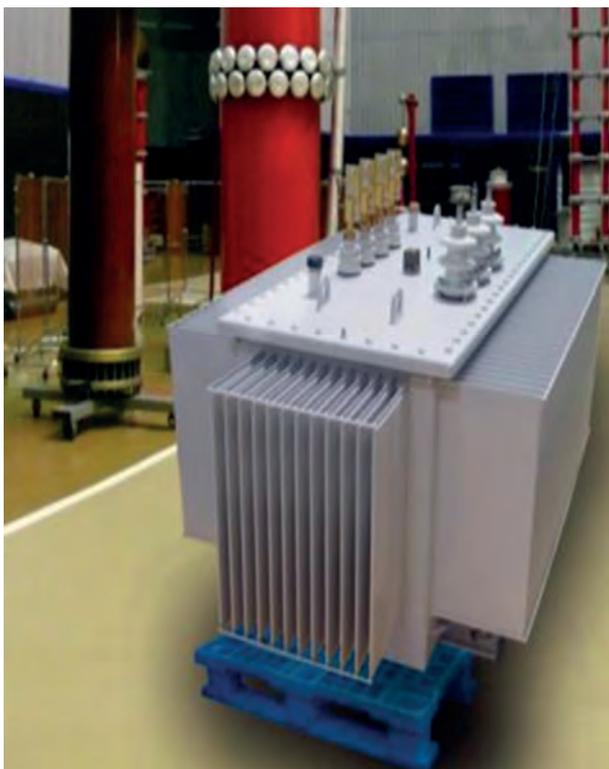


Рис. 4. Управляемый шунтирующий реактор

реактивной мощности, поэтому значительные потоки реактивных мощностей поступают к потребителям, создавая дополнительные потери в распределительных электрических сетях.

Дополнительное снижение потерь электрической энергии можно получить за счет широкого применения газоизолированных линий с применением элегаза, смеси газов или сжатого воздуха при вводе больших мощностей к городским потребителям, а также использования сверхпроводящих кабелей и сверхпроводящих токоограничителей в распределительных электрических сетях.

Экономическая плотность тока, принятая в России при проектировании электрических сетей, существенно больше экономической плотности тока, используемой в развитых странах, что также приводит к дополнительным потерям электрической энергии. В распределительных сетях установлено большое количество трансформаторов, которые далеко не всегда работают в номинальном режиме. Для того чтобы снизить потери холостого хода распределительных трансформаторов целесообразно использовать трансформаторы с магнитопроводами из



**Рис. 5. Аморфный трансформатор 10 кВ, 630 кВА
(ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»)**

аморфной стали (рис. 5), в которых потери холостого хода в 4-5 раз меньше потерь электрической энергии традиционных трансформаторов. Хотя российскими производителями разработаны трансформаторы с магнитопроводами из аморфной стали, они до настоящего времени не нашли применения в электрических сетях России, в то время как, например, в Китае до 40% распределительных трансформаторов применяются с магнитопроводами из аморфной стали.

Энергоемкость ВВП в России в 3 раза выше энергоемкости ВВП западных стран. Необходимо снижать энергопотребление промышленных предприятий за счет внедрения новых энергоэффективных технологий. 60% электрической энергии российскими предприятиями потребляется электроприводами. Объем же применяемых частотно-регулируемых приводов (ЧРП) не превышает 10% от их общего количества, в то время как за рубежом применяется до 50% ЧРП. Проведенные исследования показали, что при увеличении объемов ЧРП до 50%, можно получить экономию в потреблении электрической энергии до 10% от общего объема вырабатываемой электрической энергии в стране [3]. Применение

аморфных трансформаторов и отбор тепла от силовых трансформаторов для отопления зданий высоковольтных подстанций также позволит существенно снизить потребление электрической энергии.

В Постановлении Правительства РФ № 600 от 17.06.2015 г. «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности» нашли отражение только распределительные трансформаторы 10 кВ мощностью 100-2500 кВА. Для указанных трансформаторов данным постановлением определены предельные значения потерь холостого хода и короткого замыкания, по которым можно относить распределительные трансформаторы к объектам высокой энергетической эффективности. Требования же к электрическим потерям силовых трансформаторов практически ничем не регламентированы. Указанные выше технологии, снижающие потери электрической энергии в электрических сетях и потребление электрической энергии, безусловно, должны найти свое отражение в НДТ.

Вопросы энергосбережения охватывают все отрасли экономики. Переход на увеличение использования электрической энергии взамен топливной составляющей позволит существенно снизить выбросы, сбросы и отходы в окружающую среду: широкое внедрение электротехнологий в производственных процессах промышленных предприятий, РЖД, ЖКХ; переход на электромобили; замена газовых плит на электроплиты и т.п.

Выводы

1. Актуальна разработка справочников НДТ по электроэнергетике и энергосбережению. НДТ будут способствовать ускорению внедрения инновационного энергетического и электротехнического оборудования, а также созданию новых энергосберегающих видов оборудования.

2. Комплексные экологические разрешения (КЭР) в части ограничения потерь электрической энергии должны распространяться на «Россети» и «ФСК ЕЭС».

3. Необходимо рассмотреть вопрос о введении ограничений на потребление электрической энергии в зависимости от вида и объема выпускаемой предприятиями продукции.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон № 219-ФЗ от 21 июня 2014 г. «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

2. ГОСТ Р 54097-2010 Ресурсосбережение. Наилучшие доступные технологии. Методология идентификации.

3. Ковалев В.Д., Макаревич Л.В. Энергосбережение и электробезопасность в электроэнергетике // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 2. С. 2-8.

Поступила в редакцию
28.03.2017 г.

L.V. Makarevich, V.D. Kovalev²

ON BEST AVAILABLE TECHNOLOGIES IN ELECTRIC POWER INDUSTRY AND ENERGY CONSERVATION

The paper covers the principles of best available technologies (BAT) as product-making, work and service provision technologies based on modern science and engineering advances to ensure the most efficient environmental protection. The road map for BAT introduction in Russia is provided including the development of BAT business reference books, technological standards and issue of integrated environmental permits to plants that have a significant impact on the environment. It is proposed to consider the application of BAT principles for electric power generation, transfer, distribution and consumption stages. Basic solutions and high-voltage electrical equipment are considered to be presented in BAT reference books. It is noted that BAT principles will lead to accelerated introduction of innovative power and electric equipment and design of new energy conservation equipment types.

Key words: best available technologies, environmental protection, electric power industry, energy efficiency.

² Leonid V. Makarevich – General Director at OJSC «ELEKTROZAVOD», e-mail: info@elektrozavod.ru;

Viktor D. Kovalev – Director for Science and Innovative Programs at OJSC «ELEKTROZAVOD», Doctor of Engineering, e-mail: v.kovalev@elektrozavod.ru

УДК 006:621.311

А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, В.М. Самков¹

АКТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В РОССИИ И ЕВРАЗИЙСКОМ ЭКОНОМИЧЕСКОМ СОЮЗЕ

В статье приведен порядок формирования и развития технического регулирования в России и Евразийском экономическом союзе (ЕврАзЭС), направленный на обеспечение безопасности, надежности, качества продукции и услуг. Подробно рассмотрены тренды развития законодательства в области технического регулирования, стандартизации и аккредитации в промышленном секторе страны, в том числе в электроэнергетике, а также раскрыты некоторые особенности развития в аналогичной области в Европейском союзе. На основе изложенного материала представлены предложения по совершенствованию законодательства в области технического регулирования в России и ЕАЭС с учетом применения передовых зарубежных практик.

Ключевые слова: техническое регулирование, стандартизация, безопасность, надежность, электроэнергетика.

Краткий ретроспективный анализ

Техническое регулирование и стандартизация является одним из наиболее признанных инструментов нетарифного регулирования на рынке товаров (работ, услуг). Обеспечить должное доверие к данному инструменту призвана система аккредитации организаций, осуществляющих деятельность в области подтверждения соответствия. Следует отметить, что функционирующие в России системы – техническое регулирование, стандартизация, аккредитация – существовали не всегда и развивались эволюционно с учетом использования наилучших практик зарубежных стран, особенностей формирования и функционирования экономических и политических объединений, интеграционных союзов и иных форм ассоциации государств.

От того времени, когда императивная норма «несоблюдение стандарта преследуется по закону» была неотъемлемой частью государственных стандартов СССР, осталось лишь одна ст. 19.19 в КоАП [1], которая устанавливает ответственность за несоблюдение обязательных требований. Действительно, Россия, вступив на новые для себя рыночные рельсы, была вынуждена сократить вмешательство государства в эконо-

мику, ослабить государственную регламентацию, сократить перечень объектов, требования к которым являются обязательными, и привести в соответствие с требованиями рыночных стандартов системы подтверждения соответствия.

Одновременно вначале 1990-х гг. были приняты два основополагающих в данной области закона – Закон РФ «О стандартизации» (в настоящее время утратил силу) [2] и Закон РФ «О сертификации продукции и услуг» (также утратил силу) [3], один из которых фактически определил полномочия и механизм установления обязательных требований, а второй – установил порядок и правила подтверждения соответствия этим требованиям. Был применен широко распространенный подход, когда в стандарте устанавливались требования к продукции, а обязательность применения этого стандарта устанавливалась уже отдельным нормативным правовым актом. Ежегодно актуализировался сводный перечень продукции, к которой предъявлялись обязательные требования – данный документ назывался: «Номенклатура продукции, в отношении которой законодательными актами Российской Федерации предусмотрена обязательная сертификация». В соответствии с Законом «О сертификации продукции и

¹ Алексей Владимирович Иванов – заведующий отделом электротехники и электроэнергетики Всероссийского научно-исследовательского института стандартизации и сертификации в машиностроении (ВНИИНМАШ), *e-mail*: a.ivanov@vniinmash.ru

Юрий Николаевич Кучеров – ответственный секретарь ТК 016 «Электроэнергетика», советник директора АО «СО ЕЭС», д.т.н., *e-mail*: kucherov@so-ups.ru;

Вячеслав Михайлович Самков – первый заместитель директора по научной работе ВНИИНМАШ, к.т.н., *e-mail*: info@vniinmash.ru

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

услуг» [3], регулирование вопросов, связанных с аккредитацией органов по сертификации и испытательных лабораторий (центров), было отнесено к полномочиям Госстандарта. Что же касается конкретных положений, правил и порядка аккредитации, они были установлены ведомственными приказами.

С учетом международной практики тех лет при проведении аккредитации, помимо национальных стандартов серии ГОСТ Р 51000 «Система аккредитации в Российской Федерации», применялись стандарты, идентичные соответствующим международным стандартам ISO/IEC17025 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий» и ISO/IEC65 «Общие требования к органам по сертификации продукции», то есть фактически аккредитация осуществлялась по требованиям, характерным для международной практики.

Разработанные в целях реализации Закона о сертификации [3] положение и порядки сертификации однородной продукции предусматривали проведение подтверждения соответствия по аналогичным с международными системами сертификации схемам и были призваны выполнять аналогичные принципы и подходы. В свою очередь в рамках реализации закона о стандартизации [2] национальная система стандартизации начала выстраивать свои взаимоотношения со странами СНГ на региональном уровне, а также вобрала в себя большую часть инструментария ISO/IEC, CEN и CENELEC, включая те полномочия, которые Россия получила от членства в международных организациях по стандартизации.

Данные изменения значительно повлияли на развитие системы стандартизации в России. Как следствие, изменилась идеология стандартизации. Фактически произошла переориентация системы с разработки стандартов, необходимых для обеспечения надежности выпуска качественной продукции, оборудования, технологических процессов и технических систем, на внедрение в России международных стандартов, устанавливающих требования безопасности продукции. Уже в этот момент начинают заметно проявляться структурные сдвиги в фонде стандартов. Постепенно начинает уменьшаться доля стандартов, устанавливающих характеристики

продукции, и увеличивается доля стандартов с требованиями безопасности и соответственно стандартов на методы испытаний, направленных на оценку выполнения данных требований. Последние зачастую вступали в противоречие с имеющимся на тот момент фондом стандартов.

Одновременно в Европе в тот период времени проходили множественные интеграционные процессы, которые требовали еще большей либерализации рынка, вследствие чего был сформирован новый подход к техническому регулированию, который заключался в формировании технических Директив ЕС, не содержащих прямых требований к продукции, а включающий в себя только «существенные» требования безопасности. Также Директивами ЕС «нового подхода» предлагается применять стандарты на добровольной основе или использовать иные документы, устанавливающие требования к продукции, при условии обоснования, что их применение позволит обеспечить соответствие требованиям Директив ЕС.

Внедрение данного подхода не замедлило себя ждать и в России. Всю законодательную базу, на основе которой осуществлялась деятельность по сертификации и стандартизации, вместо ее совершенствования свели к одному закону «О техническом регулировании» [4]. В данный закон были имплементированы основные положения Директив ЕС. Одновременно законом были установлены нормы, регулирующие правоотношения в сфере стандартизации и аккредитации. Правоприменение со всей очевидностью показало несовершенство закона. Примером тому является многократное внесение в него поправок, вплоть до выхода из него целых отраслей.

Интеграционные процессы в странах СНГ

Одним из таких вызовов является образование в 2000 г. Евразийского экономического сообщества (ЕврАзЭС), которое предполагало общие правила технического регулирования для стран-участниц (рис. 1).

Помимо разработки и введения в действие национальных технических регламентов была начата работа по разработке технических регламентов ЕврАзЭС. Данный подход уже внес

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ



Рис. 1. Хронология интеграционных процессов стран СНГ

значительные риски в процесс постепенного перехода от системы сертификации ГОСТ Р и ряда отраслевых систем к национальным техническим регламентам России.

Когда разработка технических регламентов ЕврАзЭС еще не была завершена, был создан Таможенный союз, который также предусматривал создание технических регламентов для стран-членов. При этом прямой преемственности в данных работах между ЕврАзЭС и Таможенным союзом не было, что заставило, пусть и не с чистого листа, но начинать разработки всех регулирующих документов заново. Работы по формированию нормативной базы Таможенного союза велись ускоренными темпами, и ряд технических регламентов Таможенного союза был принят еще до введения в действия аналогичных технических регламентов в России на национальном уровне, разработка которых велась под эгидой закона «О техническом регулировании». Это позволило в значительной степени облегчить введение новых технических регламентов Таможенного союза, которые уже значительно лучше воспринимались внутренним рынком. К первоочередным техническим регламентам Таможенного союза относятся:

- ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» (решение

Комиссии Таможенного союза от 16.08.2011 № 768);

- ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» (решение Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 823);
- ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 № 825);
- ТР ТС 016/2011 «О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе» (решение Комиссии Таможенного союза от 09.12.2011 № 875);
- ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств» (решение Комиссии Таможенного союза от 09.12.2011 № 879);
- ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (решение Совета Евразийской экономической комиссии от 02.07.2013 № 41).

Основой доказательной базой для всех наднациональных технических регламентов стали межгосударственные стандарты, которые могли действовать на территории всех стран-участниц

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

и приниматься путем консенсуса заинтересованных в их разработке государств.

Современное состояние технического регулирования в России

Когда основные технические регламенты Таможенного союза были приняты и вступили в действие, остро встал вопрос о дальнейших перспективах закона о техническом регулировании [4]. Стало очевидным, что концепция закона, доминантой которой является техническое регулирование, не позволяет обеспечить дальнейшее развитие национальной системы стандартизации, а также не может являться основой для международного признания российской системы аккредитации. Это послужило толчком к разработке ряда специализированных федеральных законов. Были разработаны законы о стандартизации [5] и об аккредитации в национальной системе аккредитации [6]. Оба закона в настоящее время вступили в силу и фактически стали самостоятельными правовыми институтами. Таким образом, можно констатировать, что «три кита», на которых держится доверие и безопасность продукции на рынке (рис. 2), регулируются сегодня отдельными законами и разработанными в их развитие подзаконными актами.



Рис. 2. Взаимосвязь стандартизации, технического регулирования и аккредитации

Закон о техническом регулировании [4] фактически является связующим звеном для введения в действие на территории РФ положений Договора о ЕАЭС [7] и других нормативных правовых актов ЕАЭС, не имеющих прямого действия на территории России. При этом закон о техническом регулировании [4] претерпел значительные структурные изменения. В частности, из него выведены вопросы, касающиеся регулирования правоотношений в сфере стандартизации и аккредитации. Они, как видно из рис. 3, включены в соответствующие законодательные акты. Анализ современного состояния закона о техническом регулировании [4] ясно показывает, что он нацелен на решение совершенно иных задач, в отличие от поставленных на момент его разработки. Тем не менее инструментарий, который вводится данным законом, не потерял своей актуальности и активно применяется регулирующими органами и бизнесом в своей деятельности. В настоящее время действуют семь национальных технических регламентов, включая такие, как «О требованиях пожарной безопасности», «О безопасности зданий и сооружений», «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» и т.д.

Особого внимания заслуживает взгляд, с точки зрения стандартизации, на развитие законодательства и те цели и задачи, которые ставились перед экономикой и промышленностью за прошедшие годы. Каждое изменение вектора развития отечественной экономики влекло за собой соответствующую реакцию со стороны института стандартизации. Если обратиться к ретроспективе, не трудно увидеть как с появлением новых законов и изменением стратегии развития экономики менялись по времени и приоритеты стандартизации:

- ориентация стандартов на цели сертификации в 1993 году;
- ориентация на цели подтверждения соответствия в сфере технического регулирования в 2002 году;
- содействие формированию Таможенного союза в 2007 году;
- реализация принятого в 2009 г. Закона «Об энергетической эффективности...» [8];
- обеспечение выполнения задач импортозамещения в 2014 году;

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

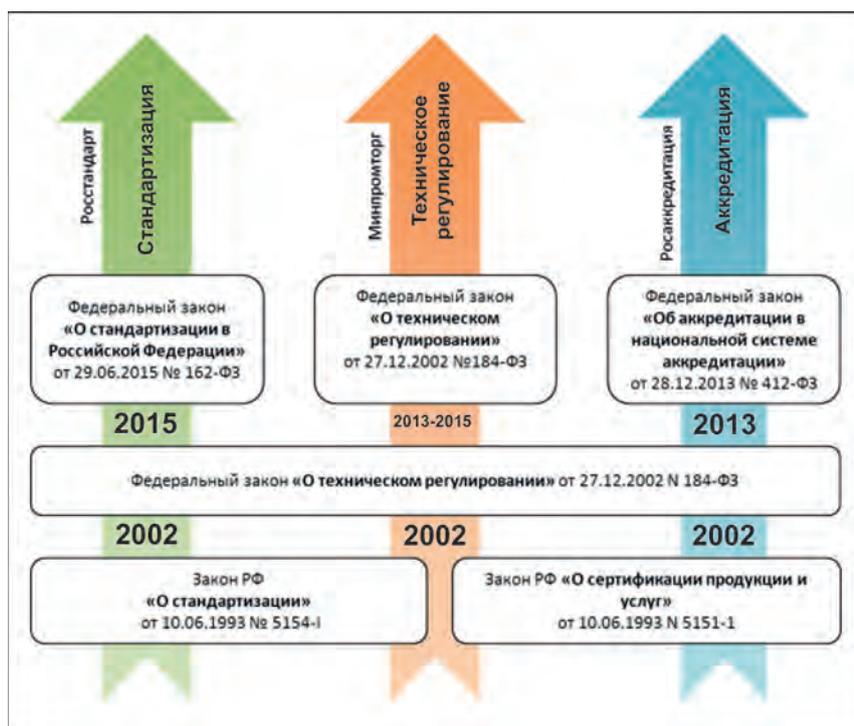


Рис. 3. Развитие законодательства по стандартизации, техническому регулированию и аккредитации

- применение стандартов при осуществлении государственных и муниципальных закупок в 2016 году.

Наряду с этим разработка стандартов была нацелена на выполнение множества конкретных поручений Правительства и Президента РФ, активное применение в России стандартов МЭК и ИСО и многое другое. Все это так или иначе отразилось на структуре и качестве действующего фонда национальных стандартов. Одновременно с ответами на данные вызовы видоизменялась и сама система национальной стандартизации, оставляя при этом без модернизации огромный пласт отраслевых и межотраслевых нормативных технических документов, разработанных ранее и принятых рядом профильных министерств и ведомств. Проводилась реорганизация технических комитетов по стандартизации, структура которых на сегодняшний день как на национальном, так на межгосударственном уровне крайне далека от зеркальности и, как следствие, не позволяет обеспечить необходимый уровень координации работ в области планирования и разработки стандартов.

В результате разнонаправленной по целям и не всегда скоординированной деятельности

участников работ сформировался неупорядоченный фонд национальных стандартов, состоящий из документов по стандартизации двух основных технических школ: национальной, в которой предусматривалась разработка стандартов на конкретные виды продукции, а также комплексов стандартов на определенные аспекты стандартизации, и международной, в которой имеется структурирование по объектам и аспектам, и уделяется особое внимание рыночному спросу на стандарты. Кроме того, фонд национальных стандартов слабо коррелируется с отраслевыми нормативными техническими документами, статус которых, как правило, носит неопределенный характер.

Необходимо отметить, что в различных отраслях ситуация с фондом стандартов существенно отличается друг от друга. В первую очередь необходимо обратить внимание на те отрасли, которые не попадают в поле действия закона о техническом регулировании [4] или попадают в него лишь частично. Одним из ярких примеров такого фонда является электроэнергетика, вопросы стандартизации которой до вступления в силу закона «О стандартизации в РФ» фактически

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

были выведены из-под закона о техническом регулировании, а вследствие структурных реформ в отрасли была утрачена преемственность в развитии нормативного технического обеспечения. В результате работы по обновлению и развитию фонда стандартов в данной области продвигались крайне медленно. На сегодняшний день в электроэнергетике существует значительный объем устаревших и требующих актуализации технических отраслевых документов, утвержденных как в советский период, так и под эгидой РАО ЕЭС России и Минэнерго РФ в дореформенный период.

Наднациональное законодательство о техническом регулировании в СНГ

Отдельного внимания заслуживает система наднационального технического регулирования. Общая структура этой системы приведена на рис. 4. Каждый из блоков этой структуры регулируется отдельными документами и является функционально законченным.

Основным связующим элементом этих блоков должны быть ссылки и взаимная увязка положений, приведенных нормативных правовых актов. Однако, ввиду совершенно разно-

направленных процессов формирования этих документов, четкой синхронной взаимосвязи между ними нет. Примеров такой разнонаправленности или несогласованности можно привести довольно много, но давайте остановимся на ряде из них. В частности, Соглашение о проведении согласованной политики в области стандартизации, метрологии и сертификации слабо взаимосвязано, соответственно по вертикали, с законами о стандартизации и техническом регулировании, и по горизонтали – с Договором о ЕАЭС.

На горизонтальном уровне соглашение о МГС не предусматривает никаких отдельных процедур по разработке стандартов под обеспечение требований технических регламентов ЕАЭС. Этот вопрос процедурно очень важен, так как Договор о ЕАЭС приоритетно предписывает применять для целей подтверждения соответствия именно межгосударственные стандарты. Однако нет никаких требований о том, какими странами СНГ эти стандарты должны быть применены и как они должны участвовать в разработке межгосударственных стандартов. Никаких дополнительных требований по обеспечению консенсуса именно среди стран-членов ЕАЭС в этих документах нет. Зачастую это при-



Рис. 4. Общая структура технического регулирования по уровням применения

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

водит к тому, что проекты стандартов для целей подтверждения соответствия в ЕАЭС не входят в перечни стандартов, по которым высказали свою заинтересованность страны. При этом данные стандарты должны будут применяться странами в обязательном порядке в дальнейшем. Данное обстоятельство, а также практика применения национальных стандартов в обеспечение технических регламентов ЕАЭС (как временная мера) приводят к тому, что в странах-членах ЕАЭС применяются стандарты, которые в этих странах не введены. Так, большая часть перечней к техническим регламентам Таможенного союза «первой волны» – 2011 г. – включает как межгосударственные, так и национальные стандарты Российской Федерации, Республики Беларусь, Республики Казахстан. Причем зачастую для определенной продукции у заявителя нет выбора стандарт какой страны применить, так как он разработан и утвержден только в одной из стран. Эту ситуацию были призваны урегулировать вводимое вначале Соглашением о единых принципах и правилах технического регулирования в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации (прекращено с 01.01.2015), а затем Договором о ЕАЭС приоритетное применение и разработка межгосударственных стандартов, которая для указанных целей ведется уже более пяти лет. Но это только теория. На практике ситуация часто складывается как было описано выше – не все стандарты вводятся в странах ЕАЭС и не все стандарты этими странами рассматриваются при разработке. Ситуация становится аналогичной описанной для национальных стандартов – применение стандартов, которые не введены на территории страны-члена ЕАЭС.

Управление в области стандартизации в России и в ряде стран-членов Межгосударственного совета по стандартизации (МГС) имеет свои особенности. В частности, значительная доля стандартов в России разрабатывается за счет бюджетных средств. Средства компаний, несмотря на положительную динамику, все же составляют незначительную долю от всех выполняемых работ. Переход на региональный (межгосударственный) уровень не всегда является привлекательным для компаний ввиду более сложной и зарегулированной процедуры

разработки стандартов по сравнению с разработкой национальных стандартов. В отдельных случаях данный переход является неприемлемым вследствие существенного снижения требований, содержащихся в таких стандартах, ввиду невозможности их выполнения более широким кругом компаний стран-членов МГС. Так как расходы на разработку стандартов, заказчиком которых является государство, финансируются из бюджетов отдельных стран, то возникает задача общей координации выполняемых на межгосударственном уровне работ, которая каждый раз решается в «ручном режиме» при формировании ежегодного плана межгосударственной стандартизации. При таком подходе становится очевидным, что ряд ключевых направлений стандартизации на межгосударственном уровне остаются не обеспеченными необходимыми средствами, что приводит к нарастанию разрыва в темпах работ по данным направлениям в международных организациях по стандартизации.

Рассмотрев результаты взаимодействия на международном и национальном уровнях стандартизации, можно отметить, что за прошедшие годы основные формы участия России в работах МЭК и ИСО, а также механизмы применения международных стандартов в России проработаны довольно подробно. В настоящее время Россия является членом 178-ми технических комитетов МЭК (145-ти – полноправным членом, 33-х – наблюдателем) и членом 104-х технических комитетов ИСО (79-ти – полноправным членом, 25-ти – наблюдателем). Разработаны и утверждены основополагающие методические документы по выполнению работ в данных международных организациях, в том числе:

- ПР 50.1.017-2000 «Порядок работы с документацией в рамках ИСО/МЭК в режиме электронного обмена информацией»;
- Р 50.1.104-2015 «Положение о российском национальном комитете по участию в МЭК (РосМЭК)»;
- Р 50.1.105-2015 «Положение о секретариате российского национального комитета по участию в МЭК (Секретариат РосМЭК)»;
- Р 50.1.106-2015 «Положение о Российском комитете – члене ИСО (РосИСО)»;
- Р 50.1.107-2015 «Положение о секретариате российского комитета-члена ИСО (секретариат РосИСО)».

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Аналогичные работы на межгосударственном уровне в СНГ не проведены и порядок работы в МЭК и ИСО на межгосударственном уровне сегодня отрегулирован лишь в общих чертах. То есть функции и процедуры работы в зеркальных технических комитетах и закреплённых за российскими техническими комитетами международных комитетах сегодня понятны и работают, в то время как на межгосударственном уровне имеется значительный пробел в этой области. Между тем межгосударственная стандартизация становится все более востребованной в связи с принятием и введением в действие технических регламентов Таможенного союза (ЕАЭС), а многие национальные ТК переходят к более активной разработке межгосударственных стандартов, предпочитая их разработке ГОСТ Р. Недостаточная проработанность условий и процедур взаимодействия межгосударственных ТК с ИСО и МЭК, а также факторы, перечисленные выше, негативно сказываются на работе российских специалистов на международном уровне.

Сегодня необходимы четкие процедуры, которые бы раскрывали все положения Меморандума МЭК – ЕАЭС и порядки работы внутри стран-участниц МГС по организации международной деятельности по стандартизации.

Стандартизация – как основа технического регулирования

Рассмотрение любого из известных документов в области технического регулирования в ЕС (а таких документов, например технических директив, в настоящее время в ЕС насчитывается более 50-ти), показывает, что все они в своих технических нормах опираются на стандарты. Во многих отраслях действуют уже вторые поколения Директив ЕС «Нового подхода», в которых практически отсутствуют конкретные требования, а применяются только существенные требования безопасности. Конкретные технические требования содержатся в стандартах, причем как в части установления требований безопасности, энергоэффективности, технологической и информационной совместимости и т.д., так и в части методов испытаний, отбора образцов и проб.

Для понимания уровня взаимосвязи Директив ЕС и поддерживающих их стандартов, достаточно отметить, что тексты Директив ЕС, как правило, излагаются на нескольких десятках страниц, в то время как перечни стандартов, необходимых для обеспечения требований этих Директив ЕС, зачастую содержат ссылки на несколько сотен стандартов. Директивами ЕС предусматриваются также и условия, когда можно не применять стандарты при подтверждении соответствия, но в этом случае производитель обязан доказать, что его документы содержат требования не ниже требований, установленных Директивами ЕС, а применённые технические решения обеспечивают минимальные допустимые для данного оборудования и продукции риски.

Подобного рода механизмы соответствуют требованиям Всемирной торговой организации (ВТО). При этом ВТО рекомендует по возможности применять международные стандарты, а также предусматривать отклонения от них в обоснованных случаях. Анализ европейских стандартов (EN), показывает, что соответствующие отклонения от международных нормативных документов имеются более чем в половине фонда стандартов, применяемых для целей подтверждения соответствия.

Ряд документов, устанавливающих правило подтверждения соответствия в международных системах сертификации, оформлены и утверждены также документами международных организаций по стандартизации, то есть стандарты также служат методической основой для подтверждения соответствия как в отдельных странах, так и международных системах.

Таким образом, стандарты ИСО и МЭК для России являются хорошим ориентиром для выстраивания стройной системы требований к объектам регулирования, и могут стать надежным фундаментом для всего технического регулирования в стране.

Аккредитация в России и СНГ

Долгое время в нашей стране вопросы стандартизации, аккредитации и подтверждения соответствия в целом были сосредоточены в одном федеральном органе исполнительной вла-

сти – Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии. Такое триединство давало ряд определенных преимуществ в виде гибкости при формировании систем подтверждения соответствия и оперативного реагирования на задачи, которые возникали перед страной в 1990-е годы. За счет утверждения отдельных порядков, разработки дополнительных процедур и правил удавалось встроить требования международных систем подтверждения соответствия, передовой опыт аккредитации и внедрять гармонизированные стандарты на продукцию. Вся работа была максимально скоординирована и отвечала текущим вызовам. Однако по мере развития технического регулирования и аккредитации данные направления потребовали большей самостоятельности и отдельных управленческих структур. Для аккредитации такой структурой в 2011 г. стала Федеральная служба по аккредитации (Росаккредитация).

В соответствии с концепцией развития Национальной системы аккредитации Росаккредитация разработала проект закона «Об аккредитации в национальной системе аккредитации» и соответствующую переходную модель, которая вводилась распорядительными документами как непосредственно Росаккредитации, так и документами вышестоящего федерального органа исполнительной власти – Министерства экономического развития РФ.

В настоящее время закон «Об аккредитации в национальной системе аккредитации» принят и вступил в силу, а положения и процедуры данного закона и подзаконных актов активно анализируются иностранными аудиторами на предмет возможности международного признания аккредитации российских органов по сертификации и испытательных лабораторий и, соответственно, признания результатов их деятельности за рубежом.

Данная интеграционная задача требует решения посредством обеспечения международного признания через присоединение к Международной организации по аккредитации лабораторий (ILAC) и Международному форуму по аккредитации (IAF). Соответствующий план мероприятий (дорожная карта) по обеспечению международной интеграции Национальной системы аккредитации разработан и реализу-

ется Росаккредитацией. Он предусматривает четыре основных раздела:

1. Вступление Росаккредитации в Международный форум по аккредитации (IAF) и заключение многостороннего соглашения о взаимном признании (MLA).

2. Вступление Росаккредитации в Международную организацию по аккредитации лабораторий (ILAC) в качестве полноправного члена ILAC и заключение двустороннего соглашения о присоединении к многостороннему соглашению о взаимном признании (MRA).

3. Устранение препятствий для признания российской системы аккредитации, связанных с особенностями системы технического регулирования в Российской Федерации.

4. Устранение препятствий для признания российской системы аккредитации, связанных с особенностями организации системы обеспечения единства измерений в Российской Федерации.

Процесс обеспечения взаимопризнания аккредитации и результатов работ по подтверждению соответствия требует всестороннего участия России со стороны национальных органов по аккредитации и стандартизации на национальном, межгосударственном и международном уровнях с привлечением всех участников системы технического регулирования и заинтересованных сторон. Это особенно важно в электроэнергетике страны, отличающейся практически отсутствием центра компетенции в проведении единой технической политики в отрасли.

Развитие систем добровольной сертификации

Одним из вызовов является относительно низкое доверие к результатам подтверждения соответствия продукции, обращаемой на внутреннем рынке. В первую очередь это распространяется на подтверждение соответствия в системах добровольной сертификации. Дело в том, что законом о техническом регулировании устанавливается *уведомительный статус регистрации систем добровольной сертификации*. В результате на сегодняшний день в России существуют 1260 зарегистрированных систем добровольной

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

сертификации притом, что стороннюю оценку из них проходят лишь единицы. Естественной причиной такого подхода является добровольность сторонней оценки как Росаккредитацией, так и с привлечением российских и международных аудиторских и экспертных компаний.

Ввиду значительной ограниченности перечня продукции, в том числе используемого в электроэнергетике, требующей прохождения процедур обязательного подтверждения соответствия, и относительно низкого доверия рынка к системам добровольной сертификации применение имеющихся механизмов оценки и подтверждения соответствия не получается использовать достаточно эффективно. Данное обстоятельство сказывается на множестве аспектов безопасности, совместимости, системной надежности и приводит к значительным затратам бизнеса на решение последствий этих проблем.

Приведенный подход напрямую противоречит международной практике, в которой роль добровольных систем сертификации в общей системе регулирования является ведущей, а доверие к таким системам крайне высоко. Степень этого доверия отражает тот факт, что в определенных случаях рынки требуют представления документов о подтверждении соответствия в добровольных системах сертификации, тем самым превращая их в обязательные.

Сегодня за рамками обязательного подтверждения соответствия остались целые отрасли и технологии, в том числе перспективные и инновационные, такие как энергетическая эффективность, энергоменеджмент, информационные технологии и т.д. В мировой электроэнергетике одним из наиболее перспективных направлений развития является возобновляемая энергетика (возобновляемые источники энергии – ВИЭ), объекты которой также не включены в перечень обязательных для подтверждения соответствия в России, а применение добровольных систем сертификации для них сегодня практически отсутствует. И это притом, что в течение последних нескольких лет в МЭК создана и активно развивается международная система подтверждения соответствия оборудования возобновляемых источников энергии IECRe.

Россия является полноправным членом МЭК и в настоящее время только оценивает перспек-

тивность внедрения международного подхода в этой области у себя в стране, в то время как во многих других странах-участницах МЭК уже активно внедряют данную систему и способствуют продвижению технологии в области ВИЭ на мировом рынке. В данном конкретном случае негативное влияние на ситуацию оказывает и отсутствие центра компетенции в области возобновляемой энергетики в России, который мог бы централизованно возглавить и координировать данную работу. Проводя параллель между российской и международной нормативной технической документацией и стандартами в области ВИЭ становится ясно, что в России значительно недооценены как сама возобновляемая энергетика, так и применение механизмов подтверждения соответствия для обеспечения безопасности, технической совместимости и системной надежности в данной области.

Отдельно для ВИЭ необходимо отметить обеспеченность данной деятельности национальными стандартами, подавляющее большинство из которых были разработаны с применением соответствующих стандартов МЭК и ИСО с учетом климатических условий и технологического уровня развития в России. Однако, если пытаться качественно оценить возможность полноформатного применения подобного рода систем подтверждения соответствия в России, то становится понятно, что развитие и совершенствование фонда стандартов на объекты возобновляемой энергетики должно стать неотъемлемой частью этой работы. На наш взгляд, должны быть разработаны стандарты в области производства оборудования и интеграции объектов ВИЭ в энергосистему, мониторинга технического состояния, сервисного обслуживания и эксплуатации, квалификации персонала по монтажу и работам, выполняемым на объектах возобновляемой энергетики и др.

Международная практика последних лет характеризуется ослаблением вмешательства государства в вопросы подтверждения соответствия, рассматривая в качестве альтернативы повышение ответственности производителей и поставщиков, а также применение риск-ориентированного подхода при осуществлении контрольно-надзорной деятельности.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Известно, что проводимая в России работа по аккредитации направлена в первую очередь на упорядочение деятельности по подтверждению соответствия на национальном уровне и предусматривает в первоочередном порядке проработку обязательных требований технических регламентов, имеющих прямое действие в России. С момента разработки и принятия основного пакета технических регламентов Таможенного союза прошло уже более пяти лет и целый ряд соответствующих Директив ЕС, гармонизация с которыми была одним из приоритетов при их разработке, в настоящее время пересмотрен и имеет множество принципиальных отличий от прежних версий.

Прежде всего данные отличия заключаются в применении в ЕС более «мягкой» формы подтверждения соответствия, а именно *декларирования соответствия*. Остальные модули оценки соответствия, предусматривающие сертификацию с анализом состояния производства и испытаниями образцов продукции в аккредитованных испытательных лабораториях, сегодня из многих директив ЕС исключены.

Указанное несоответствие процедур подтверждения соответствия по техническим регламентам Таможенного союза (ЕАЭС) и Директивам ЕС, на наш взгляд, не может быть устранено в ближайшей перспективе. Опыт показывает, что в России отсутствуют предпосылки для расширения масштабов применения механизма декларирования соответствия без проведения испытаний (исследований) и проверки производства. Причиной этого является недостаточно высокий технологический уклад отечественных предприятий в данной сфере деятельности, а также отсутствие адаптированного к этой форме подтверждения соответствия законодательства.

Выводы

1. Текущая редакция Закона «О техническом регулировании» является многократно измененным документом и в настоящее время уже не направлена на решение тех задач, которые изначально ставились перед данным законом. Необходимо детально проработать состав положений Закона «О техническом регулировании»

для всесторонней оценки путей актуализации и совершенствования его регулирующей функции при применении наднационального права о техническом регулировании.

2. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС) Содружества Независимых Государств (СНГ) на сегодняшний день не имеет отдельных правил и процедур по разработке, пересмотру и внесению изменений для межгосударственных стандартов, применяемых для целей подтверждения соответствия в Евразийском экономическом союзе (ЕАЭС), в связи с чем применение межгосударственных стандартов при подтверждении соответствия в странах ЕАЭС зачастую затруднено. Требуется более тесное процедурное взаимодействие между МГС СНГ и Евразийской экономической комиссией (ЕЭК) с активным привлечением национальных органов по стандартизации и аккредитации с целью выстраивания действенных механизмов развития стандартизации для обеспечения задач технического регулирования ЕАЭС.

3. Регулирование вопросов аккредитации наднационального уровня не позволяет осуществлять проведение работ по аккредитации и подтверждению соответствия в странах ЕАЭС в единых условиях, что приводит к значительным отличиям как в сложности, так и в себестоимости данных работ и входит в противоречие с принципами взаимного признания работ по подтверждению соответствия. С целью совершенствования деятельности по подтверждению соответствия необходимо конкретизировать и гармонизировать процедуры аккредитации и контроля над деятельностью аккредитованных лиц в странах ЕАЭС между собой.

4. Действующий в настоящее время современный фонд стандартов сформирован во многом под влиянием процессов создания доказательной базы для механизмов технического регулирования, направленного на обеспечение безопасности продукции, и не соответствует вызовам, которые ставятся сегодня промышленностью и экономикой перед техническим регулированием и стандартизацией. Необходимо проведение работ по структурированию действующего фонда стандартов с целью обе-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

спечения организации системных работ по его актуализации и пересмотру, и, как следствие, повышению эффективности применения стандартов в электроэнергетике и промышленности в целом. Данные работы необходимо выполнять в достаточном для их реализации темпе, обеспечивающем применение актуальных стандартов.

5. Подходы к формированию и оценке систем добровольной сертификации требуют совершен-

ствования с целью повышения доверия рынка к ним и оперативного ответа на инновационные направления развития промышленности и технологий. Системы добровольной сертификации должны стать механизмом апробации применения международных систем подтверждения соответствия в России, в том числе системы подтверждения соответствия IECRe оборудования возобновляемых источников энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001 № 195-ФЗ.
2. Закон РФ от 10.06.1993 № 5154-1 «О стандартизации» (утратил силу).
3. Закон РФ от 10.06.1993 № 5151-1 «О сертификации продукции и услуг» (утратил силу).
4. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
5. Федеральный закон от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».
6. Федеральный закон от 28.12.2013 № 412-ФЗ «Об аккредитации в национальной системе аккредитации».
7. Договор о Евразийском экономическом союзе от 29.05.2014 года.
8. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Поступила в редакцию
20.02.2017 г.

A.V. Ivanov, Yu.N. Kucherov, V.M. Samkov²

CURRENT TRENDS OF TECHNICAL REGULATION SYSTEM DEVELOPMENT IN RUSSIA AND EURASIAN ECONOMIC UNION

The article describes the mechanisms of technical regulation formation and development in Russia and the Eurasian Economic Union (EAEU) intended to ensure security, reliability, and quality of products and services. The paper provides a detailed review of legislative trends in technical regulation, standardization and accreditation as pertaining to the industrial sector of the country including the electric power industry, and considers some peculiarities of similar sector development in Russia and the EAEU taking into account best foreign practices.

Key words: technical regulation, standardization, security, reliability, electrical power industry.

² Alexey V. Ivanov – Head of Electrical Engineering and Electrical Power Engineering at the All-Russian Research Institute for Standardization and Certification in Machine Building Industry (VNIINMASH), e-mail: a.ivanov@vniinmash.ru;
Yury N. Kucherov – Executive Secretary of the Technical Committee «Electric Power Industry» (TK 016), Adviser to the Director of SO UPS JSC (System Operator of the United Power System), Doctor of Engineering, e-mail: kucherov@so-ups.ru;
Vyacheslav M. Samkov – First Deputy Director for Science at the VNIINMASH, PhD in Engineering, e-mail: info@vniinmash.ru

УДК 621.311.019.3

Ю.Я. Чукреев, М.Ю. Чукреев¹

СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЭС РОССИИ

Рассматривается состояние научно-исследовательских работ в области обеспечения надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) при управлении их развитием. Выявлены проблемы, возникающие при использовании существовавших в постсоветский период методических наработок в этой области. Рассматриваются вопросы изменившихся условий получения исходной информации для решения задач оценки показателей балансовой надежности и средств ее обеспечения применительно к ЭЭС России. Приведено сравнение результатов влияния различного представления исходной информации на уровне резервирования объединенных ЭЭС и ЭЭС России в целом.

Ключевые слова: электроэнергетическая система (ЭЭС), показатели балансовой надежности, средства обеспечения надежности, генерирующая мощность, электропотребление, нормирование, резерв мощности.

История и текущее состояние проблемы в России и за рубежом

Глобализация электроэнергетики привела к созданию единых энергетических систем (ЕЭС) отдельных стран или их групп, связанных общностью режима. Примером могут служить ЕЭС России, объединения энергосистем Европейского союза, Северной Америки. Надежность баланса мощности больших ЭЭС, безусловно, должна анализироваться как в целом по системе, так и в разрезе ее отдельных территориально выделенных зон. В нашей стране в рамках ЕЭС России выделяются зоны в виде объединенных энергетических систем (ОЭС) с их дроблением на территориальные подзоны. При этом в ЕЭС России надежность обеспечения баланса мощности каждой зоны может обеспечиваться как собственными резервами мощности, так и резервами других зон. Это является особенностью нашей энергосистемы. В Европейском союзе надежность обеспечивается в рамках каждой национальной энергосистемы. В Северной Америке выделяются 8 зон, охватывающие обжитые регионы США, Канады и частично Мексики. В этих энергообъединениях надежность баланса мощности в выделенных зонах обеспечивается как собственными источниками мощности, так

и генерацией смежных зон, но по заранее оговоренным правилам поставки мощности.

Задаче обеспечения балансовой надежности при управлении развитием энергосистем и ЕЭС России (бывшего СССР) всегда уделялось должное внимание при разработке стратегии развития электроэнергетической отрасли на перспективу от 5 до 20 лет. В 70-х годах прошлого столетия выстроилась достаточно строгая иерархическая система, в рамках которой были разработаны эффективные методы, реализованные в комплексах программ, позволяющие решать весь комплекс задач, связанных с управлением развитием ЕЭС страны. В эту систему, помимо решения задач оптимизации перспективного развития генерирующих мощностей и основной электрической сети, входили и задачи оценки показателей балансовой надежности (ПБН) и обоснования средств их обеспечения [1].

В чем состояла строгость иерархической системы планирования в нашей стране? Наверное, самое важное, что вопросы обоснования средств обеспечения надежности в ней разрабатывались в отделениях проектно-изыскательского института «Энергосетьпроект» и всегда курировались Министерством энергетики. Можно сказать, что задача решалась «сверху». Важно отметить, что

¹ Юрий Яковлевич Чукреев – директор Института социально-экономических и энергетических проблем Севера (ИСЭ и ЭПС) Коми НЦ УрО РАН, д.т.н., e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru;

Михаил Юрьевич Чукреев – старший научный сотрудник лаборатории энергетических систем ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН, к.т.н., e-mail: mchukreyev@gmail.com

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

именно отделениями института «Энергосетьпроект» разрабатывались нормативы по обеспечению балансовой надежности ЕЭС страны, которые входили составной частью в нормативно-технические документы (НТД) в виде методических указаний (рекомендаций) по проектированию энергосистем (далее по тексту МУ или МР), утверждаемые Министерством энергетики [2]. Для обоснования этих нормативов с привлечением высококвалифицированных специалистов в области надежности разрабатывались программные комплексы. Именно это обстоятельство позволяло достаточно обоснованно планировать резервы генерирующей мощности по ОЭС в ЕЭС страны как на краткосрочный период (5-7 лет), так и долгосрочный.

Постановка и решение задачи обоснования балансовой надежности в нашей стране мало чем отличалась от таковой в ЕЭС Северной Америки. Правда там оценка балансовой надежности осуществляется в соответствии с планами развития генерирующих мощностей конкретных компаний (можно сказать «снизу») с последующей корректировкой. Этой работой в Северной Америке занимается Совет по надежности – NERC, который проводит ежегодный анализ балансовой надежности на перспективу от 2 до 10 лет и разрабатывает обязательные стандарты надежности. Североамериканская школа по вопросам обеспечения балансовой надежности ЭЭС [3, 4], как и отечественная [5-9 и др.], имеет давние традиции. Можно сказать, что они развивались параллельно с учетом специфических особенностей электроэнергетической отрасли своих стран.

Реформирование отрасли в нашей стране, начатое в середине 90-х годов прошлого столетия, привело к снижению интереса к вопросам обеспечения балансовой надежности вариантов развития ЕЭС России. Этому способствовало множество факторов: резкое, практически на треть, снижение электропотребления, измене-

ние форм собственности, ухудшение качества управленческого персонала в электроэнергетической отрасли, закрытие отраслевых институтов и многое другое. В Федеральном законе «Об электроэнергетике» [10] в какой-то мере была восстановлена необходимость решения этой задачи. Вопросы обоснования средств обеспечения надежности были законодательно закреплены за ведущей в электроэнергетике организацией АО «СО ЕЭС».

Начиная с 2009 г., в соответствии Правилами, утвержденными постановлением Правительства РФ², АО «СО ЕЭС» совместно с ПАО «ФСК ЕЭС», ежегодно выполняется «Схема и программа развития ЕЭС России на семилетний период» (в дальнейшем – СиПР ЕЭС России). С 2010 г. АО «СО ЕЭС», привлекая специалистов в области надежности из других организаций, были разработаны регламентирующие документы: проект технологических правил работы энергосистем³ (правила технологического функционирования – ПТФ) и новые МР⁴. Именно в этих документах четко оговорено, что расчеты балансовой надежности ЕЭС России должны проводиться для решения задач:

- определения величин перспективных нормативных резервов генерирующей мощности (РГМ) и запасов пропускной способности электрических сетей на 7 летний период (ежегодно);
- прогноза развития в рамках разработки Генеральной схемы размещения объектов энергетики на 15-летний период (один раз в 3 года).

Значимость проблемы обоснования перспективных резервов мощности характеризуется поручением заместителя председателя Правительства РФ А.В. Дворковича в адрес Минэнерго России и Минэкономразвития России⁵ по вопросу совершенствования системы перспективного планирования в электроэнергетике. В поручении представлен пункт о порядке пред-

² Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства РФ № 823 от 17.10.2009.

³ Одобрено на совместном заседании Научного совета РАН по проблемам надежности систем энергетики и научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» 16.05.2011 года.

⁴ Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем / ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2012 г. (одобрены НП «НТС ЕЭС», секция «Техническое регулирование в электроэнергетике» в июле 2012 г., но до настоящего времени не утвержденные Минэнерго РФ).

⁵ Исх. № 8928п-Пз от 26.11.2016 на 5 листах.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ставления величины нормативного РГМ в ЕЭС России и изолированных энергосистемах.

Понятия нормативного резерва как составляющей баланса мощности

При планировании развития электроэнергетической отрасли всегда разрабатывается перспективный баланс мощности для ОЭС и ЕЭС России в целом. Его форма (рис. 1), применительно к НТД в виде МУ и МР разных редакций и к приложениям ежегодно выполняемой СиПР ЕЭС России, включает в себя две позиции:

- расходная часть (спрос): максимум потребления мощности, перспективный нормативный РГМ, экспорт мощности в энергосистемы зарубежных стран;
- приходная часть (покрытие): установленная мощность, ограничения мощности на максимум нагрузки и т.п.

В расходной части баланса в плане обеспечения надежности наиболее важной является характеристика нормативного перспективного РГМ. В МУ (МР) разных редакций он соответствует нормативному (расчетному) РГМ. Нормативный РГМ необходим для обеспечения надежного функционирования энергосистемы в перспективе, определяется при планирова-

нии развития электроэнергетической системы и включает в себя ремонтный, компенсационный и стратегический резервы. Деление условное, при этом приведенные составляющие считаются независимыми. Это в значительной степени упрощает решение задачи обоснования нормированного резерва мощности.

Компенсационный (ранее носивший название оперативный) резерв предназначен для компенсации аварийного снижения мощности генераторами электрических станций и случайных превышений нагрузки потребителей электрической энергии над планируемыми в балансах значениями, вызванных ошибками ее прогноза и температурными отклонениями. Поэтому компенсационный резерв подразделяется на аварийный и нагрузочный.

Ремонтный резерв мощности, в соответствии с МУ (МР) разных лет утверждения, предназначен для компенсации мощности генерирующего оборудования электростанций, выводимого в плановый (средний, текущий и капитальный) ремонт. При принятии методического подхода по учету режима электропотребления в виде характерных суток декабрьского максимума нагрузки, длящегося весь год, условно принимается, что плановые средние и капитальные ремонты проводятся в периоды летного снижения нагрузки и могут не учитываться при оценке ПБН



Рис. 1. Структура прогнозируемого баланса мощности

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ЭЭС. При разработке МУ (МР) разных лет ремонтный резерв мощности определялся только нормами на проведение текущего ремонта, приведенными в справочной литературе, например, в [11].

Следует отметить, что с запуском рынка мощности в 2006 г., а юридически после окончания переходного периода реформирования электроэнергетики и прекращения деятельности РАО ЭЭС России в 2008 г., нормы продолжительности и периодичности ремонтов, как и перспективные пятилетние планы ремонтов основного оборудования электростанций, утратили нормативную роль. В результате, в современных рыночных условиях, величина снижения для проведения плановых ремонтов в осенне-зимний период определяется не столько нормами на проведение ремонтов, сколько техническими и финансовыми возможностями энергокомпаний с учетом режимно-балансовой ситуации в энергосистеме и правилами оптового рынка электрической энергии (мощности).

В силу перечисленных причин необходима актуализация методических подходов к определению перспективной ремонтной составляющей резерва мощности как компромисса между существовавшими ранее нормами, статистической информацией о проведении ремонтов, отражающей функционирование энергетики в последнее десятилетие, балансом между рыночными отношениями и техническими потребностями.

Отметим, что в процессе разработки МР 2012 г. ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН ремонтный резерв мощности принимался по нормативам текущего ремонта в соответствии с [11]. Они в среднем по ЭЭС России составляли 4,04% от нерегулярного максимума нагрузки. «Институт Энергосетьпроект» предложил величину 5,56%. В последней редакции МР 2012 г. ремонтный резерв по ЭЭС России составил 6,8% (см. далее). Это более чем в 2,5 раза выше нормативных значений, приведенных в справочной литературе [11].

Введение в баланс мощности стратегического резерва, имевшего в МУ (МР) название народнохозяйственного, было обусловлено условиями обеспечения энергетической безопасности государства. В последней редакции МР 2003 г. его назначение состояло в обеспечении балан-

са мощности из-за непредвиденных отклонений его составляющих от прогнозных величин, связанных с инерционностью энергетического строительства объектов, а также с объемами и темпами технического перевооружения оборудования электростанций, исчерпавшего свой ресурс. В МУ 1981 г. он принимался в размере 1% от максимальной нагрузки для перспективы до 10 лет и 2% – для более далекой перспективы. В МР 2003 г. от 1,1 до 2,5%, за исключением ОЭС Сибири (0%) и ОЭС Урала (до 6%). В неутвержденных Минэнерго России МР 2012 г., стратегический резерв во всех ОЭС принят в размере 3% от нерегулярного максимума нагрузки. На наш взгляд, это не совсем обосновано.

Современное развитие экономики страны, внедрение новых энерготехнологий, сокращение сроков ввода нового и реконструкции действующего генерирующего оборудования и, наконец, имеющийся на протяжении последних 25-ти лет значительный задел в избытках мощности в ЭЭС России ставит под сомнение необходимость поддержания стратегического резерва мощности в таких объемах. Его назначение, приведенное в новых, неутвержденных Минэнерго России МР 2012 г., не отражает существующего состояния в электроэнергетике страны.

Сложность определения нормативного РГМ в основном связана с нахождением компенсационного резерва мощности, зависящего от множества случайных факторов и событий. Безусловно, все составляющие нормативного РГМ влияют на ПБН. Однако только составляющая компенсационного резерва мощности носит вероятностный характер и зависит от случайных изменений нагрузки, генерации и пропускной способности электрических связей, а две другие составляющие запланированные детерминированные величины. Особенно важность этого момента проявляется при решении первой из перечисленных в конце предыдущего раздела задач балансовой надежности.

Действие случайных факторов и событий могут быть оценены определенными показателями надежности. Именно поэтому, в соответствии с [6], к задачам балансовой надежности ЭЭС, в том числе и при управлении развитием ЭЭС России, относятся лишь те, *решение которых связано с необходимостью:*

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

- учета анализа отказов из-за аварийных повреждений элементов системы (аварийная составляющая компенсационного резерва);
- учета нерегулярных колебаний и ошибок прогнозирования нагрузок (нагрузочная составляющая компенсационного резерва).

Развитие генерирующих источников и электрических связей требует существенных финансовых затрат и обладает инерционностью. Это должно отражаться на уровнях резервирования, принимаемых при перспективном планировании развития энергосистем, и ЕЭС России в частности, а, следовательно, и на нормативных значениях принимаемых ПБН.

Показатели балансовой надежности

Выбирая показатели, характеризующие балансовую надежность ЭЭС, следует понимать, что их число по возможности должно быть минимальным и в то же время достаточным для

принятия управленческих решений. Выбранные ПБН ЭЭС должны быть достаточно чувствительными к возмущениям, приводящим к снижению или увеличению надежности системы. В отечественных [5-9 и др.] и зарубежных публикациях [12-14 и др.] приведенным рекомендациям наиболее полно отвечают:

- вероятность бездефицитной работы территориальных зон ЭЭС ($p = 1 - J_d$),

где J_d – интегральная вероятность появления дефицита мощности;

- среднее число дней дефицита мощности, в западной литературе носит название длительности потери нагрузки в сутках в год (*Loss of Load Expectation*) – *LOLE* [13];

- среднее число часов дефицита мощности в год, в западной литературе носит название длительность потери нагрузки в часах (*Loss of Load Hours* – *LOLH*).

В отечественной практике широко используется вероятностный показатель J_d [5-9, 15], который определяется для всего множества возможных временных интервалов изменения нагрузки следующим выражением:

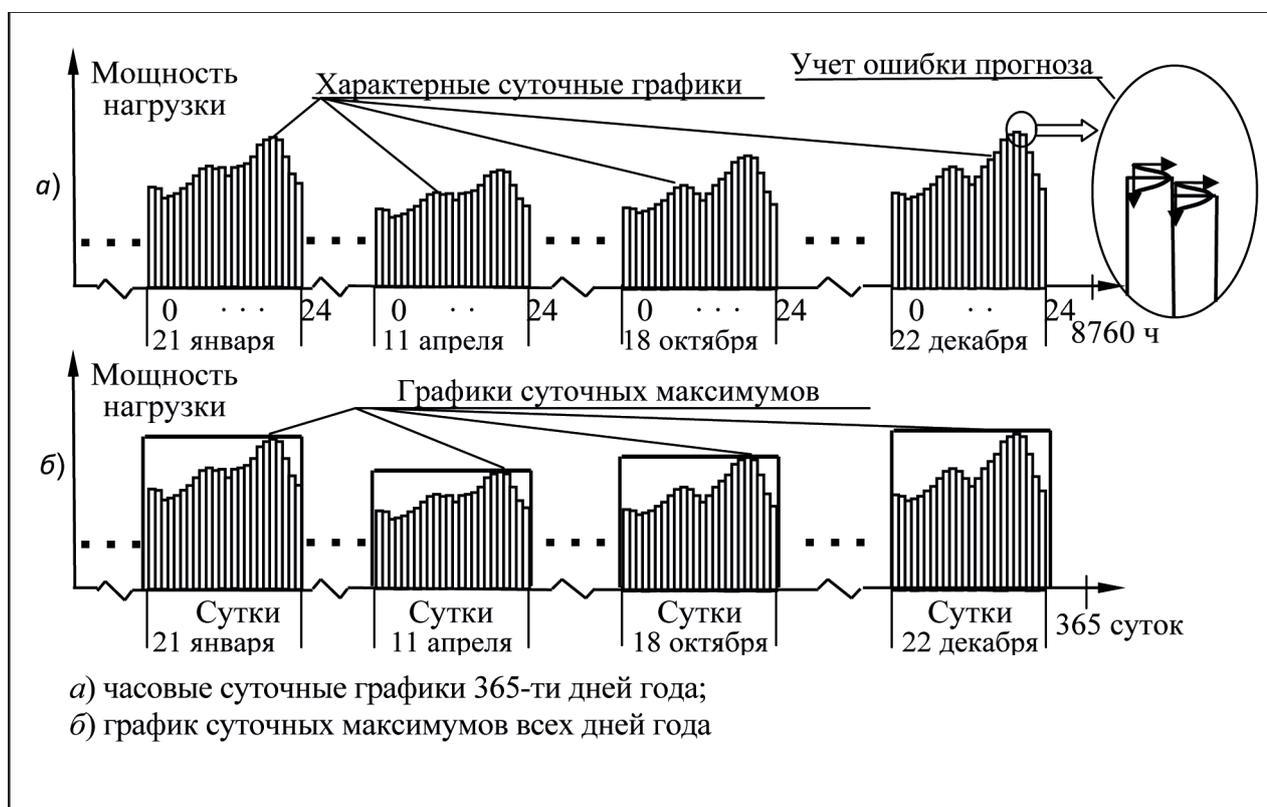


Рис. 2. Формы представления режима электропотребления

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

$$J_d = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H) = \sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^N Q_i p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H), \quad (1)$$

где $Q_i = 1/T$ – вероятность детерминированной ступени графика нагрузки, обычно равная $1/8760$;

T – число ступеней графика нагрузки (8760 часовых изменений в год);

\bar{P}_{ik}^H, P_{ik}^H – соответственно требуемая и обеспеченная имеющимися генерирующими мощностями и запасами пропускных способностей связей нагрузка k -го случайного состояния системы;

p_k – вероятность k -го случайного состояния, в котором наблюдается дефицит мощности в рассматриваемой ОЭС или ее территориальной зоне, то есть когда $\bar{P}_{ik}^H > P_{ik}^H$;

N – количество случайных состояний, моделируемых на i -м интервале изменения нагрузки.

Определение ПБН в виде J_d осуществляется путем моделирования случайных состояний генерирующей мощности, вызванных аварийными выходами оборудования, для каждого часа суточного изменения нагрузки (24 ступени) по всем 365-ти суткам года или 250-ти рабочим дням. При определении этого вероятностного ПБН многозонной ЭЭС, как правило, используются формы представления режима электропотребления, приведенные на рис. 2а.

В зарубежной практике для оценки балансовой надежности в основном используются два вероятностных ПБН – LOLE и LOLH. Определение показателя LOLE связано с моделированием случайных состояний генерирующей мощности не для каждого часа суточного изменения нагрузки, а только для его пикового максимального значения [13] (одна ступень суточного графика) по всем 365-ти суткам года (рис. 2б). Определение показателя LOLH в значительной степени совпадает с определением отечественного показателя J_d

Условия оптимальной надежности и критерии нормирования показателей балансовой надежности ЭЭС

Оптимальный уровень надежности ЭЭС независимо от принципов управления должен

соответствовать минимуму функционала приведенных (дисконтных) затрат с учетом компенсационных затрат на возмещение ущерба от ненадежности электроснабжения потребителей:

$$Z_{\Sigma}(\Pi) = Z_R(\Pi) + Z_L(\Pi) + M[U] \rightarrow \min, \quad (2)$$

где Π – показатели, характеризующие средства обеспечения надежности энергосистемы (резервы генерирующей мощности территориальных зон и запасы пропускной способности связей, их соединяющих);

$Z_R(\Pi) = \sum_{j=1}^n z_{R_j}^{уд} R_j$ – затраты на резерв генерирующей мощности R_j всех j -х энергосистем;

$Z_L(\Pi) = \sum_{l=1}^m z_{L_l}^{уд} P_l^L$ – затраты на увеличение запаса пропускных способностей (P_l^L) l -х связей (для концентрированной энергосистемы равны нулю);

$z_{R_j}^{уд}, z_{L_l}^{уд}$ – удельные затраты соответственно на создание резерва генерирующей мощности в j -й территориальной зоне и в усиление запаса пропускной способности (P_l^L) l -х связей;

$M[U]$ – затраты, компенсирующие ущербы потребителей из-за их длительных аварийных ограничений (обычно эти затраты называют математическим ожиданием ущерба потребителей);

n, m – число рассматриваемых территориальных зон и связей их соединяющих в модели расчетной схемы ЭЭС.

При перспективном планировании развития ЭЭС обычно пренебрегают дискретностями изменения генерации и считают все слагаемые функционала (2) непрерывными и выпуклыми. Тогда оптимальному уровню надежности ЭЭС соответствует условие равенства нулю частных производных от показателя суммарных затрат по оптимизируемым переменным системы резервам мощности и запасам пропускной способности связей. Сложность решения такой системы уравнений в основном связана с трудностями получения частных производных от количественного ПБН – математического ожидания ущерба потребителям от недоотпуска электрической энергии. В работах [7, 9] для случая

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

равенства удельных ущербов в территориальных зонах показано, что решение можно представить в виде:

$$\left. \begin{aligned} z_{R_j}^{уд.} - T_p y_0 J_{d_j}^{опт.} = 0, \quad j = 1, 2, \dots, n, \\ z_{L_i}^{уд.} - T_p y_0 J_{n_i}^{опт.} = 0, \quad j = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Приведенное выражение практически ничем не отличается от условий оптимальности централизованной ЭЭС, полученных в работе [15] для централизованной ЭЭС:

$$J_{d}^{опт.} = z_{R}^{уд.} / (y_0 T). \quad (4)$$

В условиях рыночных отношений в электроэнергетике оптимизация средств обеспечения надежности, на наш взгляд, должна проводиться по условиям обеспечения требуемой (нормативной) надежности при минимальных затратах на создание РГМ территориальных зон и усиление запасов пропускной способности системообразующих связей. В этом случае функционал (2) принимает вид [7, 9]:

$$Z_{\Sigma}(П) = Z_R(П) + Z_L(П) \rightarrow \min, \text{ при } \rho(П) > \bar{\rho}, \quad (5)$$

где $\rho(П)$, $\bar{\rho}$ – соответственно ПБН при заданных средствах обеспечения надежности (П) и их нормативные значения (в МР 2003 и 2012 гг. принимается равным 0,996).

В развитых странах мира минимальная величина резерва мощности от внеплановых изменений параметров также должна соответствовать неким заранее выбранным вероятностным нормативным показателям. На экспертном уровне в Северной Америке и Западной Европе приняты определенные нормативные значения показателей $LOLE$ и $LOLH$, служащие индикаторами принятия решений. В США и Канаде компанией NERC проводится ежегодный анализ балансовой надежности на перспективу от 2 до 5 или от 6 до 10 лет. При этом минимальная величина резерва мощности в этих странах должна соответствовать ПБН не выше значения $LOLE = 0,1$ сут./год. Общепринятые стандарты нормативов для некоторых европейских стран [17]:

Франция – $LOLH = 3$ ч/год, Великобритания и Нидерланды – $LOLH = 4$ ч/год, Ирландия – $LOLH = 8$ ч/год, Скандинавские страны – $LOLP = 0,001$.

Влияние различных факторов на принимаемые решения при подготовке МР 2003 и 2012 годов

Уже отмечалось, что в МР 2003 г. задача определения величины компенсационного резерва мощности осуществлялась силами ОАО «Институт Энергосетьпроект» с привлечением специалистов ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН. В последней редакции неутвержденных Минэнерго России МР 2012 г. активное участие принимали специалисты непосредственного их заказчика АО «СО ЕЭС».

Известно, что ПБН ЭЭС зависят в основном от влияния перечисленных ниже условий и факторов, носящих, в том числе, и вероятностно определенный характер:

- модель расчетной схемы ЭЭС России с выделенными территориальными зонами и связями их соединяющими;
- располагаемые мощности отдельных территориальных зон;
- структура генерирующих мощностей;
- плановые ремонты оборудования;
- снижение генерирующей мощности территориальных зон из-за аварийных повреждений агрегатов электростанций;
- регулярный и нерегулярный максимумы нагрузок территориальных зон и графики их изменения в разрезе года и суток;
- нерегулярные колебания нагрузки и ошибки прогнозирования спроса потребителей;
- запасы пропускной способности связей в нормальных и аварийных режимах между выделенными в модели расчетной схемы ЭЭС России территориальными зонами.

Модель расчетной схемы ЭЭС России. При обосновании долей резерва мощности в МР 2003 г. в качестве модели расчетной схемы ЭЭС выступала схема с числом территориальных зон равном числу ОЭС. Ряд ОЭС представлялся

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

двумя территориальными зонами, но в любом случае расчетная схема не превышала 10 территориальных зон. В редакции МР 2012 г. рассматривалась расчетная схема с 50-ю территориальными зонами, разработанная ОАО «Институт Энергосетьпроект» по заданию АО «СО ЕЭС».

По пунктам располагаемых мощностей отдельных территориальных зон и структуры генерирующих мощностей в них значительных изменений в информационном наполнении задачи оценки балансовой надежности не наблюдается.

По следующим двум факторам (плановые и аварийные ремонты оборудования) следует отметить положительную тенденцию к их реставрации для современных условий специалистами АО «СО ЕЭС». Информационная обеспеченность генерирующих компаний позволяет произвести статистическую обработку данных о ремонтах и получить среднестатистические показатели норм плановых и аварийных ремонтов [18]. Следует отметить и отрицательный момент. Если ранее подобная информация была доступна для широкого круга специалистов (справочники), то сегодня она доступна только для узкого круга специалистов. В целом, на наш взгляд, существует тенденция завышения норм планового ремонта и занижения норм аварийного. Связано это с переводом ряда аварийно выведенных агрегатов в категорию планового ремонта.

Следующие два пункта касаются вопросов моделирования режимов электропотребления (графики нагрузок, их нерегулярные колебания и ошибки прогноза). В качестве максимума нагрузки при составлении перспективных балансов мощности, в том числе и в работе СиПР ЕЭС России, используется нерегулярный максимум нагрузки. В то же время при обосновании составляющей компенсационного резерва мощности используется регулярный максимум нагрузки – среднее значение нагрузки в течение часа максимального электропотребления. Связь между регулярным и нерегулярным максимумами в МУ и МР разных редакций осуществляется вероятностными характеристиками нерегулярных колебаний и ошибок прогнозирования, которые принято подчинять нормальному закону распределения. По последним исследованиям специалистов АО «СО ЕЭС», ошибки прогнози-

рования нагрузки в большой степени зависят от погодных условий и в значительной степени коррелированы между территориальными зонами. Это кардинально изменяет применяемый ранее подход к их моделированию и, как показывают предварительные исследования, в значительной степени влияет на принимаемые решения.

Последний пункт касается запасов пропускной способности связей между территориальными зонами модели расчетной схемы ЕЭС России. Сложность их определения во все времена состояла в том, что модель расчетной схемы ЕЭС для оценки ПБН не в полной мере отражает реально существующие процессы. Здесь присутствует определенная погрешность. В то же время без формирования модели расчетной схемы ЕЭС задачу оценки ПБН на реально существующих схемах реализовать невозможно.

Следует обратить внимание еще на две проблемы, характерные для задачи обоснования средств обеспечения надежности. Первая состоит в учете при описании вероятностного состояния, используемого при формировании случайных состояний генерирующей мощности, всего оборудования без вычленения, не используемого в покрытии нагрузки. Вторая проблема состоит в выборе способа оптимизации средств обеспечения надежности – только за счет оптимизации резервов генерирующей мощности или и с учетом оптимизации запасов пропускной способности связей. При разработке СиПР ЕЭС России естественным является оптимизация только резервов мощности, так как в работе уже предусмотрен конкретный перечень вводов электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше. В то же время при решении задачи прогноза развития в рамках разработки Генеральной схемы размещения объектов энергетики на 15-летний период правильным был бы второй подход.

Анализ результатов нормативного резерва мощности последних редакций МР

Авторы статьи принимали участие в проведении расчетов по обоснованию полного, правильнее сказать компенсационного (оперативного в редакции МР 2003 г.) резерва мощности, что и явилось основанием подобного рода

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

исследований сопоставительного характера. В табл. 1 представлены результаты полного резерва мощности ОЭС и ЕЭС России в целом. Балансы мощности взяты из работы СиПР ЕЭС России на 2011-2017 гг. для уже прошедшего 2012 года. Связано это с тем, что формирование МР 2012 г., по заданию АО «СО ЕЭС», проводилось силами ОАО «Институт Энергосетьпроект» с привлечением специалистов ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН именно для этого года.

Строка 2 в табл. 1 соответствует уровням резервирования в соответствии с рекомендациями МР 2003 года. Следует напомнить, что нормы

полного резерва мощности в МР 2003 г. были получены в результате полной оптимизации как компенсационного резерва мощности ОЭС, так и пропускной способности системообразующих связей между ними. Последующие строки табл. 1 взяты из [9]. В строках 3-6 приведены результаты оптимизации при существующих на 2012 г. уровнях пропускной способности связей между ОЭС и территориальными зонами в них. Результаты, приведенные в строках 7 и 8, получены в полном соответствии условиям формирования норм полного резерва в МР 2003 г. (совместная оптимизация резерва мощности и пропускной

Таблица 1

Величины полного резерва мощности

Параметры	ЕЭС России без ОЭС Востока	ЕЭС России (Европ. часть)	Название ОЭС					
			Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Урал	Сибирь
Совмещенный с ЕЭС максимум, МВт	147785	116945	14151	36454	17316	14019	35005	30840
Полный резерв мощности в соответствии с нормами МР 2003 г., МВт/%								
В соответствии с МР 2003 г.	23738 16,06	19881 17%	2982 21,07	6362 17,45	2187 12,63	1988 14,18	6362 18,17	3857 12,51
Полный резерв мощности (расчеты ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН) [9], МВт/%								
При заданных пропускных способностях связей								
50 территориальных зон	22974 15,55	18980 16,23	3983 28,14	5179 14,21	1507 8,70	2049 14,62	6263 17,89	3994 12,94
50 территориальных зон, рыночные условия	23474 15,88	18480 16,66	3683 26,03	5129 14,07	1957 11,30	1999 14,26	6713 19,18	3994 12,94
6 территориальных зон	22224 15,04	18230 15,59	3533 24,97	4879 13,35	1507 8,70	2049 14,62	6263 17,89	3994 12,94
6 территориальных зон, рыночные условия	22724 15,38	18480 16,66	3383 23,91	5079 13,93	1907 11,01	1749 12,48	6713 19,18	3894 12,63
При оптимизации пропускных способностях связей								
Соотношение $z_{Rj}^{уд.} / z_{Li}^{уд.} = 0,5$	22832 15,45	18841 16,11	3016 21,31	5046 13,84	2163 12,49	2022 14,42	6594 18,84	3991 12,94
Соотношение $z_{Rj}^{уд.} / z_{Li}^{уд.} = 1,0$	24529 16,6	20241 17,31	3215 22,72%	5446 14,94%	2413 13,94%	2222 15,85%	6944 19,84%	4291 13,91%

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

способности связей). Необходимо заметить, что нормы ремонтного резерва мощности взяты, как и при подготовке МР 2003 г., из справочной литературы [11], нормы стратегического резерва рассчитывались по методике Института «Энергосетьпроект» и в строках 3-8 полностью соответствуют таковым при подготовке МР 2003 года.

Из табл. 1 видно, что результаты строк 7 и 8 практически во всех ОЭС и ЕЭС в целом достаточно хорошо корреспондируются со строкой 2, особенно при отношении $z_{R_j}^{уд.} / z_{L_l}^{уд.} = 0,5$. Так, по ЕЭС России в соответствии с МР 2003 г., полный резерв составляет 16,06%, по данным ИСЭ и ЭПС – несколько ниже (15,45%). Снижение

в основном за счет ОЭС Центра (17,45 и 13,84%). При принятии отношения $z_{R_j}^{уд.} / z_{L_l}^{уд.} = 1,0$ (строка 8) показатели полного резерва уже превышают таковые в МР 2003 г., кроме ОЭС Центра (17,45 и 14,94%). В случае оптимизации резерва мощности при существующих уровнях пропускной способности связей резервы мощности изменяются в более широких пределах и они несколько снижаются, что легко объясняется тем обстоятельством, что реально существующие пропускные способности связей несколько выше оптимальных при заданных экономических соотношениях удельных затрат $z_{R_j}^{уд.} / z_{L_l}^{уд.}$. В целом можно констатировать достаточно хорошее совпадение

Таблица 2

Сопоставление результатов составляющих нормированного резерва мощности в процентах к нерегулярному максимуму нагрузки

Данные	ЕЭС России без ОЭС Востока	Название ОЭС					
		Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Урал	Сибирь
Процент составляющих резерва мощности: ремонтный / стратегический / компенсационный / нормированный (полный)							
ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН	4,04	4,91	6,24	2,65	3,00	4,91	3,09
	2,08	2,10	1,10	0,91	1,28	5,84	0,0
	8,92-10,5	14,3-21,1	7,5-9,1	5,13-10,37	8,22-11,58	7,18-9,08	9,48-10,81
	15,04-16,6	21,3-28,1	14,8-16,4	8,7-13,9	12,5-15,9	17,9-19,8	12,6-13,9
ОАО «Институт Энергосетьпроект»	5,56	4,31	7,38	4,67	5,76	6,06	3,83
	2,08	2,10	1,10	1,28	1,28	5,84	0,0
	9,3-10,5	14,3-15,7	8,0-9,1	8,9-10,37	10,1-11,58	8,08-9,08	9,85-10,81
	16,7-17,9	21,7-22,9	16,5-17,6	14,5-16,3	17,1-18,6	20,0-21,0	13,7-14,7
Новые, не утвержденные Минэнерго России, МР 2012 г.	6,8	4,4	8,3	7,5	3,9	5,3	9,0
	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	10,7	11,6	10,7	6,0	12,6	11,7	10,0
	20,5	19,0	22,0	16,5	19,5	20,0	22,0
МР 2003 г.	4,04	4,91	6,24	2,65	3,00	4,91	3,09
	2,08	2,1	1,1	0,91	1,28	5,84	0,0
	9,94	14,06	10,11	9,07	9,90	7,42	9,42
	16,06	21,07	17,45	12,63	14,18	18,17	12,51

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

результатов определения полного, а, следовательно, и компенсационного резерва мощности в новых МР с редакцией МР 2003 года.

Трансформация представленных ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН результатов нормированного (полного) резерва мощности (табл. 1), на наш взгляд, произошла в результате их обсуждения между ОАО «Институт Энергосетьпроект» и генеральным заказчиком работы в лице службы перспективного развития АО «СО ЕЭС». Сравнение результатов всех участников и результатов, полученных на основе применения МР 2003 г., представлено в табл. 2.

Обращает на себя внимание факт достаточно хорошего совпадения результатов ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН, и ОАО «Институт Энергосетьпроект» с результатами, полученными в соответствии с МР 2003 года. Это в принципе объяснимо в силу использования и в МР 2003 г., и в МР 2012 г. практически одинакового информационного обеспечения по номам планового и аварийного ремонтов генерирующего оборудования. Модель расчетной схемы и ограничения по запасам пропускной способности связей несколько перераспределили компенсационный резерв по отдельным ОЭС. По расчетам ИСЭ и ЭПС, компенсационный резерв мощности в ОЭС Центра ниже и, наоборот, в ОЭС Северо-Запада, Урала и Сибири несколько выше, чем в МР 2003 года. Превышение процентной доли полного резерва мощности для ЕЭС России в целом в новых МР 2012 г. (20,5%), по сравнению с МР 2003 г. (16,06%), на 4,44% объясняется использованием представленных специалистами АО «СО ЕЭС» своих среднестатистических показателей планового ремонта генерирующего оборудования, которые значительно превос-

ходят нормативные. Из этой доли превышения 3,68% приходится на плановый ремонт (2,76%) и стратегический резерв (0,92%) и только 0,76% на долю компенсационного резерва мощности.

Заключение

В настоящее время назрела необходимость в разработке новых, отвечающих современным условиям, требований к информационному наполнению задачи оценки балансовой надежности для анализа перспективных вариантов развития ЕЭС России. Здесь большой спектр работ в направлении сбора и обработки ретроспективной информации по режимам электропотребления (особенно ее случайной составляющей, вызванной температурным фактором), формированию плановых и аварийных ремонтов генерирующего и сетевого оборудования и многим другим аспектам.

Современные возможности информационного наполнения задачи обоснования средств обеспечения надежности требуют актуализации методических подходов к определению всех составляющих нормативного РГМ. Необходимо найти компромисс между существовавшими ранее нормами на проведение аварийных и плановых ремонтов, имеющейся статистической информацией, отражающей функционирование энергетики в последнее десятилетие, балансом между рыночными отношениями и техническими потребностями. С этих позиций, используя отечественный и зарубежный опыт, требуется разработка новых методических рекомендаций к оценке показателей балансовой надежности и обоснованию резервирования перспективных схем развития ЕЭС России.

ЛИТЕРАТУРА

1. Волков Э.П., Баринов В.А. Управление развитием и функционированием электроэнергетики в условиях формирования рыночных отношений // Изв. РАН. Энергетика, 2002. – № 5. – С. 37-48.

2. Методические рекомендации по проектированию энергосистем. Утверждены приказом

Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281. М.: Минэнерго России, 2003.

3. Billinton R. Power System Reliability Evaluation. – New York, London, Paris. Gordon and Breache Science Publishers, 1970. – 299 p.

4. Billinton R., Li W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Methods. – New York and London, Plenum Press, 1994. – 351 p.

5. Волков Г.А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1986. – 116 с.

6. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1986. – 252 с.

7. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: КНЦ УрО РАН, 1995. – 176 с.

8. Ковалев Г.В., Сеннова Е.В., Чельцов М.Б. и др. / под ред. Н.И. Ворояя. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. – Новосибирск: Наука. СО РАН, 1999. – 434 с.

9. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. – 207 с.

10. Федеральный закон РФ от 26.03.2003 г. № 35-03 «Об электроэнергетике».

11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др. / под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

12. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: пер. с англ. / под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

13. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. New York and London, Plenum Press, 1996. 509 p.

14. Li W. Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods and Applications. IEEE Press, 2005. 325 p.

15. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969. 51 с.

16. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Обеспечение надежности электроэнергетических систем при управлении их развитием в условиях реформирования электроэнергетики. Сыктывкар, 2009. 44 с. (Новые научные методики и информационные технологии / КНЦ УрО РАН; Вып. 63).

17. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Развитие нормативного и методического обеспечения надежности сложных энергосистем и энергообъединений в условиях либерализованной энергетики // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2010, № 6. – С. 2-11.

18. Кучеров Ю.Н., Чукреев Ю.Я., Пиленикс Д.В., Федоров Ю.Г., Чукреев М.Ю. Проблемы методического и информационного обеспечения задачи оценки балансовой надежности схем развития ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 62. – Иваново: ПресСто, 2011. – С. 17-25.

Поступила в редакцию
19.02.2017 г.

Yu.Ya. Chukreyev, M.Yu. Chukreyev⁶

STATE AND PROBLEMS OF DETERMINING STANDARD RESERVE POWER IN MODERN CONDITIONS OF PLANNING UES OF RUSSIA

Given the state of scientific research in the area of reliability of electric power systems (EPS) in the management of their development. Identified problems arising from the use of existed in the post-Soviet period, methodological developments in this area. Discusses the issues of changing conditions of receiving the initial information for solving problems assessment indicators of adequacy and capabilities with regard to UES of Russia. The comparison result of various representations of the initial information on the levels of redundancy combined EPS and UES Russia as a whole.

Key words: power system (EPS), indicators of adequacy, means reliability, generating capacity, power consumption, regulation, capacity reserve.

⁶ Yury Ya. Chukreev – Director of Institute for Social-Economic and Energy Issues of Northern Komi SC UB RAS, Doctor of Engineering, e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru;

Mikhail Yu. Chukreev – Senior Researcher of the Laboratory of Energy Systems, Institute for Social-Economic and Energy Issues of Northern Komi SC UB RAS, Ph.D in Engineering, e-mail: mchukreyev@gmail.com

УДК 338.5:621.31 (470+571)

И.Ю. Золотова, И.А. Долматов, В.С. Минкова¹

ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ: ЭМПИРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

В настоящее время одной из ключевых и острых проблем функционирования и развития электроэнергетики России является проблема перекрестного субсидирования, без решения которой невозможно дальнейшее полноценное развитие рыночных отношений, эффективное функционирование участников рынка и экономики страны в целом. Целью настоящей статьи является комплексный обзор существующих в отрасли видов перекрестного субсидирования (основным из которых остается субсидирование между населением и прочими потребителями), системный анализ причин его возникновения и перспектив в решении данной проблемы, включая оценку потенциальных рисков сохранения рассматриваемого ценового механизма.

Ключевые слова: перекрестное субсидирование, электроэнергетика, тарифы на электроэнергию, группы потребителей.

Перекрестное субсидирование: сущность и виды

В общем случае перекрестное субсидирование – это ценовая дискриминация, при которой для одних покупателей (потребителей) устанавливается цена выше предельных издержек, а для других – ниже предельных издержек, что позволяет в общем итоге иметь цены, равные средним издержкам.

До 2014 г. в Российской Федерации перекрестное субсидирование в электроэнергетике было запрещено: не допускалось установление пониженных тарифов для одних потребителей/товаров за счет увеличения цен для других (в 2014 г. данный механизм был легализован и соответствующее понятие введено в законодательство России [1]).

Вместе с тем фактически были распространены следующие виды перекрестного субсидирования:

- между группами потребителей (населением и прочими потребителям);
- межтерриториальное перекрестное субсидирование (субсидирование одних регионов за счет других, действующее через ме-

ханизм оптового рынка электроэнергии и мощности);

- между видами энергии (субсидирование тепловой энергии за счет электрической, в ряде случаев – наоборот);
- между видами деятельности (характерно для дореформенного периода и для энергокомпаний, в которых не произошло разделение видов деятельности).

Общий объем перекрестного субсидирования (в целом по всем видам) по состоянию на начало 2014 г. оценивался в размере 240 млрд рублей. При этом исторически значительный объем перекрестного субсидирования приходится на субсидирование населения за счет прочих групп потребителей (234 млрд руб.).

В настоящее время, несмотря на установленный курс Правительства РФ на ликвидацию перекрестного субсидирования, его объем увеличился. При этом важно отметить, что сокращены объемы межтерриториального перекрестного субсидирования и субсидирования между видами энергии. Таким образом, сохраняется (и даже нарастает) проблема межгруппового субсидирования, что является, прежде всего, следствием социальной направленности политики государства.

¹ Ирина Юрьевна Золотова – заместитель директора Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ, e-mail: izolotova@hse.ru;
Илья Алексеевич Долматов – директор Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ, к.э.н., e-mail: idolmatov@hse.ru;
Валерия Сергеевна Минкова – ведущий эксперт Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ, e-mail: vminkova@hse.ru

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Межтерриториальное перекрестное субсидирование

Межтерриториальное перекрестное субсидирование в электроэнергетике приводит к завышению тарифов для потребителей в одних регионах РФ при их снижении в других, имеющих территориальные и технологические особенности энергоснабжения.

Процесс сокращения (ликвидации) межтерриториального перекрестного субсидирования был запущен в 2006-2007 годах – в период разделения вертикально интегрированных энергетических компаний в отрасли (разделение отдельных видов бизнеса). Для формирования конкурентных механизмов на оптовом рынке электрической энергии необходимо было сформировать экономически обоснованные уровни цен, обеспечивающие компенсацию обоснованных затрат, что неизбежно приводило к росту цен для конечных потребителей в субсидируемых регионах.

Таким образом, в целях минимизации негативных последствий резкого роста розничных цен в электроэнергетике в результате сокращения межтерриториального перекрестного субсидирования с начала 2007 г. в России был введен механизм, использующий систему целевых (адресных) субсидий из федерального бюджета.

На решение этой проблемы из федерального бюджета в 2007 г. было выделено 13,3 млрд рублей. В последующие годы, по мере сокращения перекрестного субсидирования между регионами, размер этих субвенций сокращался и к 2013 г. величина указанных субсидий определена только для Чукотского АО – региона с преобладающей долей дизельной генерации (табл. 1).

К началу 2015 г. проблема межтерриториального перекрестного субсидирования считалась решенной. Вместе с тем сегодня можно говорить о возврате данного вида субсидирования и сохранении имеющейся проблемы.

Так, в настоящее время законодательно предусмотрено установление надбавок для субъектов

Таблица 1

**Распределение субсидий, предоставляемых бюджетам субъектов
Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования
в электроэнергетике, тыс. рублей**

Наименование субъекта РФ	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Всего субсидии	13 313 392	11 924 701	7 875 635	3 691 940	1 421 132	1 188 707	929 794
Республика Дагестан	2 381 580	2 282 320	1 485 313				
Карачаево-Черкесская Республика	366 323	349 590	108 657				
Республика Карелия	883 879	843 996	314 655	395 232			
Республика Коми	247 891						
Республика Саха (Якутия)	334 473	301 464	174 508	109 984			
Чувашская Республика	917 470	874 681	323 270				
Приморский край	110 690						
Амурская область	2 113 578	1 677 654	1 439 141	722 813	521 093	258 913	
Архангельская область	1 972 055	1 992 101	1 420 922	924 059			
Калининградская область	296 280	232 586	148 319				
Мурманская область	2 710 446	2 412 854	1 475 637	561 119			
Чукотский автономный округ	978 729	957 454	985 214	978 734	900 039	929 794	929 794

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

оптового рынка электрической энергии и мощности в целях поддержки энергообъектов, расположенных в особых экономических зонах Российской Федерации [2]:

- надбавка к цене на мощность, устанавливаемая в целях частичной компенсации стоимости мощности и (или) электрической энергии субъектов оптового рынка Калининградской области;
- надбавка к цене на мощность, устанавливаемая в целях компенсации капитальных и эксплуатационных затрат генерирующих объектов (тепловых электростанций), построенных и введенных в эксплуатацию на территориях Республики Крым и города федерального значения Севастополя.

Применение данных надбавок приведет к сохранению межтерриториального перекрестного субсидирования и искажению рыночных механизмов на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

Перекрестное субсидирование между электрической и тепловой энергией

Энергетическая система Российской Федерации включает большое количество производственных объектов (электростанций), связанных с единым процессом производства электрической и тепловой энергии (объекты когенерации).

В настоящее время цена на электроэнергию для конечных потребителей складывается как из регулируемых составляющих (в части услуг по передаче электроэнергии, сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков и тарифов инфраструктурных компаний), так и компонентов, формируемых на основании конкурентных механизмов (при ценообразовании на оптовом рынке электрической энергии и мощности). При этом цена (тариф) на тепловую энергию полностью регулируется государством – устанавливается соответствующими региональными органами исполнительной власти².

В связи с тем, что основным потребителем тепловой энергии является социально значи-

мая группа – население, тарифы на теплоэнергию в процессе регулирования сдерживаются, в том числе за счет использования механизма перекрестного субсидирования. В результате распределения общих затрат электростанций между видами энергии происходит завышение стоимости электрической энергии (мощности) и занижение стоимости тепловой энергии, отпускаемых одним и тем же производителем-поставщиком. Данный вид перекрестного субсидирования привел к тому, что в отрасли сложилась нулевая рентабельность по тепловому сектору.

Реформирование электроэнергетики и разделение видов деятельности потребовало изменения существующей на тот период ситуации с ценообразованием для когенерационных объектов. Установление тарифов на электрическую и тепловую энергию, обеспечивающих полную компенсацию обоснованных затрат, постепенное доведение цен и тарифов до уровня самфинансирования, уменьшение перекрестного субсидирования являлись важными направлениями в рамках становления новых условий функционирования хозяйствующих субъектов в отрасли в начале 2000-х годов.

По официальным оценкам ФСТ России, объем перекрестного субсидирования между электрической и тепловой энергией в 2013 г. оценивался в 5 млрд руб. [3]. К настоящему времени не произошло увеличения указанной величины, что можно отметить как положительную тенденцию в решении проблемы перекрестного субсидирования в отрасли.

Перекрестное субсидирование между группами потребителей: история возникновения и текущие тенденции

Как уже было отмечено выше, законодательно термин и сам механизм «перекрестного субсидирования» впервые был закреплен в 2014 году. Согласно Федеральному закону РФ от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» «величина перекрестного субсидирования – размер финансовых средств, который учитывается при осуществлении государственного

² В настоящее время в Российской Федерации происходит частичное (пилотное) внедрение новой, рыночной модели ценообразования на тепловую энергию (так называемая модель альтернативной котельной).

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

регулирования цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии и (или) бытовых надбавок гарантирующих поставщиков для потребителей (покупателей) на розничных рынках, но не учитывается при установлении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии и (или) бытовых надбавок гарантирующих поставщиков для населения и приравненных к нему категорий потребителей».

Таким образом, говоря о перекрестном субсидировании между группами потребителей, рассматривается перераспределение финансовых обязательств (ценовой нагрузки) между населением и прочими потребителями (в основном крупными промышленными потребителями, которые занимают преобладающую долю в структуре электропотребления России).

Экономически обоснованная стоимость (цена) электроэнергии, поставляемой населению, выше стоимости (цены) электрической энергии, отпускаемой крупным промышленным потребителям. Указанное отклонение цен связано с особенностями схем энергоснабжения данных групп потребителей: население осуществляет потребление электроэнергии на низком уровне напряжения (энергоснабжение населения сопряжено с затратами на передачу электроэнергии по электрическим сетям высо-

кого, среднего и низкого уровней напряжений), энергоснабжение крупных промышленных потребителей осуществляется, как правило, на высоком уровне напряжения (таким образом, затраты на передачу электроэнергии по электросетям среднего и низкого напряжения отсутствуют).

Исторически цены на электроэнергию для населения и прочих потребителей являлись отражением реальных издержек, связанных с энергоснабжением соответствующих групп потребителей.

Так, согласно преискуранту Государственного комитета по ценам СССР № 09-01, в 1982 г. соотношение тарифов на электроэнергию для населения и прочих групп потребителей составляло 3,51 (табл. 2). Данный факт свидетельствует об отсутствии в Советском Союзе межгруппового перекрестного субсидирования при оплате электрической энергии: население платило за потребленную электроэнергию намного больше, чем промышленность.

В период экономического спада начала 90-х годов прошлого века, характеризующимся высоким уровнем инфляции, были приняты меры социальной поддержки населения, одной из которых стало сдерживание цен на электроэнергию для данной группы потребителей. Рост издержек предприятий отрасли, участвующих в процессе производства, передачи, распреде-

Таблица 2

**Анализ розничных цен (тарифов) на электрическую энергию согласно преискуранту
Государственного комитета по ценам СССР № 09-01**

Показатели	1982 г.	1991 г.
Соотношение тарифов население/ прочие потребители, раз	3,51	1,61
Тарифы на электроэнергию, коп/кВт.ч		
Население с газовыми плитами	4	4
Население с электроплитами	2	2
Население сельское	4	1
Средний тариф для населения	3,9	3,0
Прочие потребители (кроме населения),	1,1	1,9
в том числе промышленность свыше 750 кВА	1,2	2,2
Справочно: средняя розничная цена	1,87	2,59

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ления и поставки электрической энергии конечным потребителям, компенсировался за счет роста цен на электроэнергию для промышленных потребителей.

Так, в 1991 г. указанное выше соотношение цен на электроэнергию между группами потребителей снизилось (и составило 1,61) в связи с введением льготного тарифа для сельского населения в размере 1 коп/кВт·ч³ (при полной стоимости 4 коп/кВт·ч) и ростом цен на электроэнергию для промышленности при неизменности тарифов для населения.

Более быстрые темпы роста тарифов на электроэнергию для промышленных потребителей относительно изменения тарифов для населения при росте совокупных издержек, связанных с энергоснабжением потребителей, привели к возникновению механизма перекрестного субсидирования между группами потребителей. Произошло зеркальное изменение соотношения тарифов на электроэнергию между населением и промышленностью: население стало платить в два раза меньше, чем прочие потребители (рис. 1).

В конце 1997 г. Правительство РФ утверждает график по ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике, согласно которому к 2000 г. тариф на электрическую энергию

для населения должен был быть доведен до фактической стоимости производства, передачи и распределения [4].

Поставленные цели не были достигнуты. Вместе с тем, вплоть до 2007 г., наблюдалась положительная динамика в решении проблемы перекрестного субсидирования (ликвидация перекрестного субсидирования являлась важным направлением при реформировании отрасли) – в данный период практически удалось достигнуть равенства цен для рассматриваемых категорий потребителей (рис. 2).

В дальнейшем цены для населения вновь отставали от тарифов для промышленных потребителей, что привело к росту объемов перекрестного субсидирования между группами потребителей (рис. 3).

К 2011 г. (период завершения либерализации оптового рынка электрической энергии и мощности) величина перекрестного субсидирования населения за счет прочих групп потребителей в целом по Российской Федерации составила 242 млрд рублей (с НДС), что составляет существенную величину – 16% (!) от совокупной выручки по отрасли.

Можно отметить существенную региональную дифференциацию в объемах межгруппового перекрестного субсидирования. Наибольшая

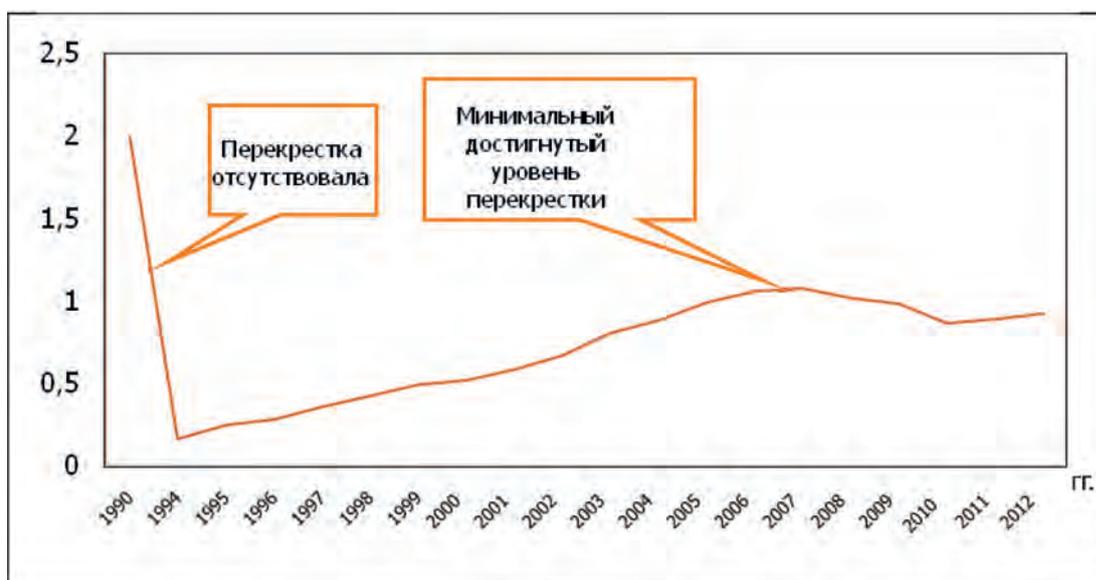
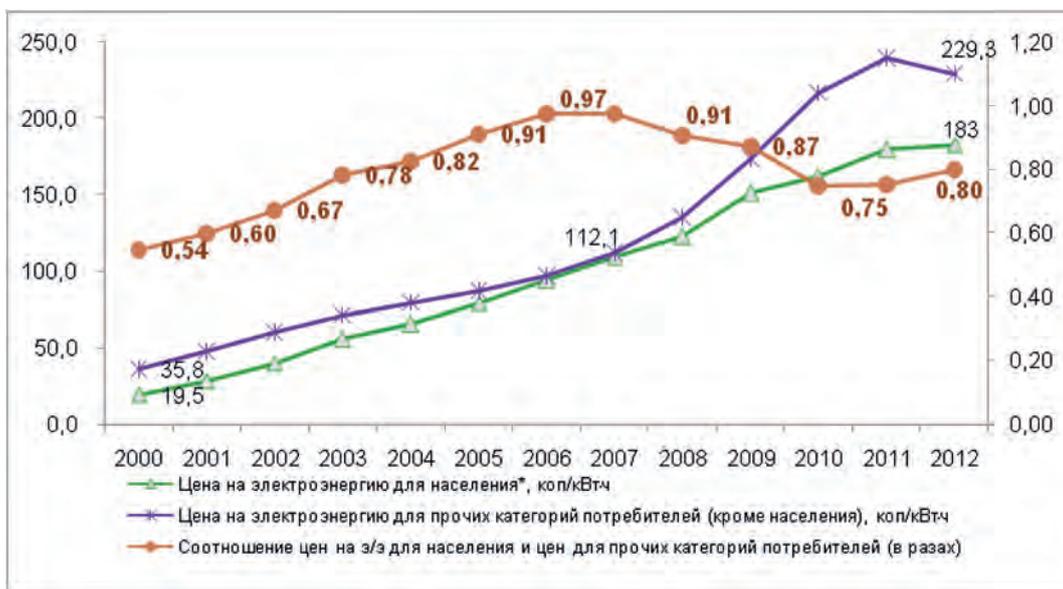


Рис. 1. Динамика соотношений тарифов на электроэнергию для населения и промышленности свыше 750 кВА

³ В настоящее время для сельского населения применяется льготный коэффициент 0,7.

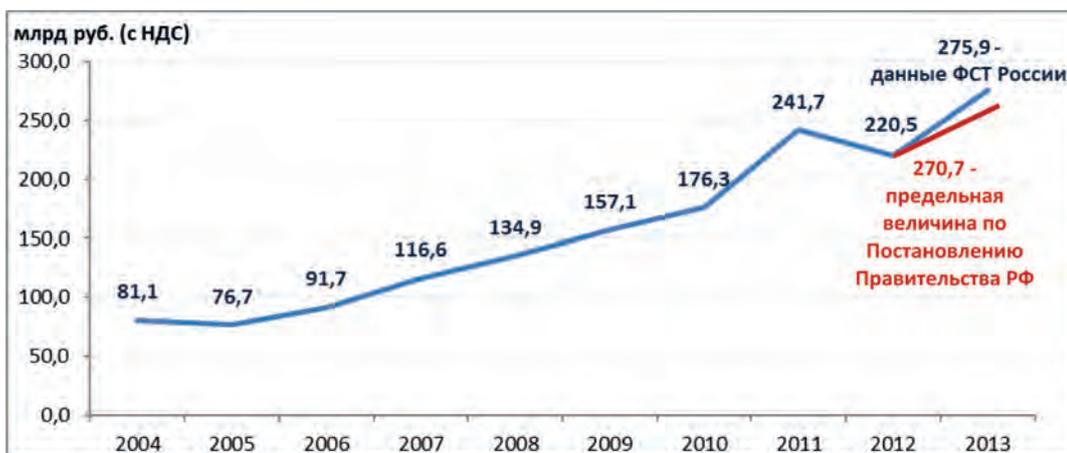
АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ



Источник: ЕЭС России, АПБЭ.

Примечание: * – фактическая цена для всех групп населения без НДС.

Рис. 2. Динамика тарифов на электроэнергию для населения и прочих потребителей



Источник: ЕЭС России; ФСТ России.

Рис. 3. Динамика объемов перекрестного субсидирования населения за счет прочих потребителей в целом по Российской Федерации

величина перекрестного субсидирования (свыше 8 млрд руб.) приходится на Свердловскую область, Москву, Московскую и Самарскую области (совокупно по четырем регионам – 40 млрд рублей или 17% от общего объема перекрестного субсидирования) (рис. 4) [5].

До периода реформирования электроэнергетики (в том числе в условиях функционирования вертикально интегрированных энергетиче-

ских компаний, так называемых «АО-энерго») реализация механизма перекрестного субсидирования осуществлялась посредством установления регулирующим органом розничных (конечных) цен на электроэнергию для соответствующих групп потребителей в требуемом/необходимом соотношении.

В настоящее время, в условиях разделения видов бизнеса и наличия регулируемых и ры-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

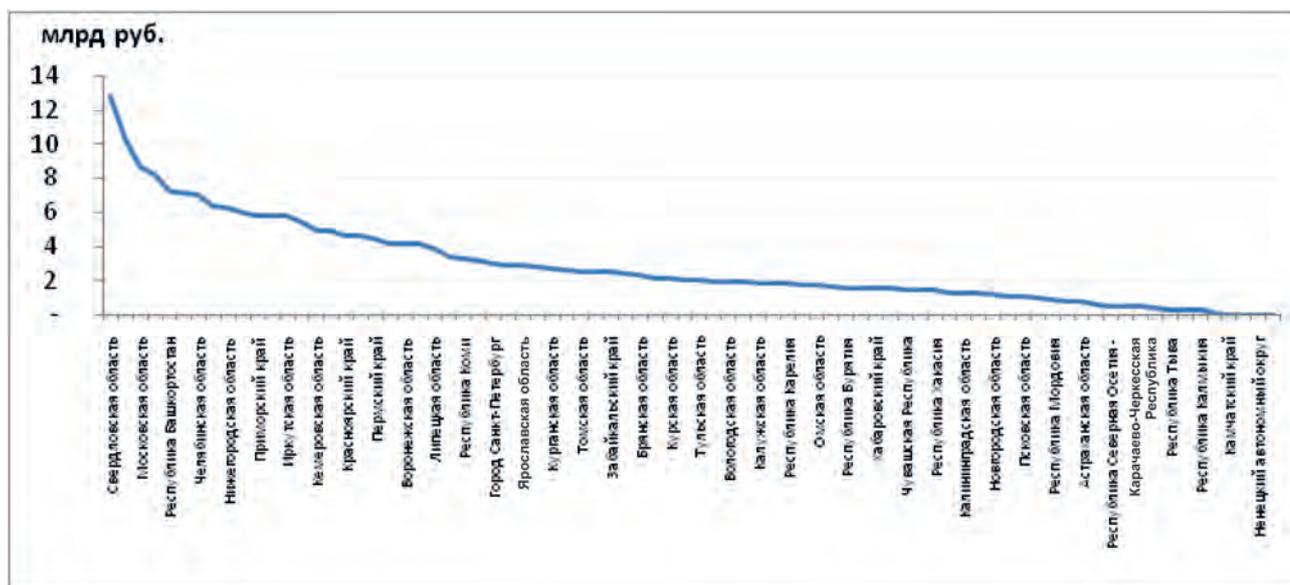


Рис. 4. Распределение предельной величины перекрестного субсидирования (установленной законодательством) по субъектам РФ (без НДС)

ночных составляющих розничной цены, перекрестное субсидирование между группами потребителей осуществляется посредством реализации следующих механизмов ценообразования (преимущественно через регулируемые компоненты):

- перераспределение тарифной выручки между уровнями напряжения при регулировании тарифов на услуги электросетевых организаций по передаче электрической энергии;
- при установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков;
- до 2014 г. – заключением так называемых договоров «последней мили»⁴.

Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: перспективы и направления решения проблемы

Основным негативным последствием перекрестного субсидирования в электроэнергетике является уход крупных промышленных потребителей от «большой» энергетики (выход/отказ

от энергоснабжения в составе Единой энергосистемы России) как в части объемов приобретения электроэнергии на оптовом рынке, так и в части услуг по передаче электроэнергии, оказываемых электросетевыми организациями.

Потребители в целях минимизации затрат на электрическую энергию переходят на энергоснабжение за счет собственных источников. Масштабное развитие собственной генерации промышленными потребителями ведет:

- или к росту тарифной нагрузки для остальных потребителей (учитывая социальную защищенность населения, в основном для сельскохозяйственных и непромышленных потребителей);
- или к снижению эффективности (в ряде случаев – убыточности) энергокомпаний (что наиболее вероятно в условиях государственной политики по ограничению темпов роста цен на электроэнергию);
- или к необходимости консервации действующих энергообъектов (что, в свою очередь, требует соответствующих затрат и наличия механизма реализации), отка-

⁴ Договора, позволявшие ОАО «ФСК ЕЭС» передавать в аренду территориальным сетевым организациям объекты Единой национальной электрической сети (определенный участок магистральной сети). Таким образом, потребители, присоединенные к объектам ОАО «ФСК ЕЭС» и имеющие техническую возможность оплачивать услуги по передаче электроэнергии только в части затрат ОАО «ФСК ЕЭС», оплачивали электрическую энергию по «котловым» тарифам на соответствующем уровне напряжения, то есть по тарифам, рассчитанным исходя из оплаты затрат всех сетевых организаций в регионе (в том числе с учетом перекрестного субсидирования).

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

зу развития (расширения) энергосистемы страны, пересмотру перспективных планов и соответствующих региональных и федеральных программ.

В настоящее время Правительством РФ реализован ряд мер по ликвидации (сокращению) перекрестного субсидирования в электроэнергетике, обозначены ориентиры на перспективу в рамках решения данной проблемы:

1. Распоряжением Правительства РФ от 3 апреля 2013 г. № 511-р «Стратегия электросетевого комплекса» установлена задача по «поэтапному снижению к 2022 году объемов перекрестного субсидирования до оптимального уровня, равного величине субсидирования наименее обеспеченных домохозяйств (в текущих ценах составляет около 45-50 млрд руб. для порядка 30% домохозяйств)».

2. В соответствии с Федеральным законом РФ от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» с 1 января 2014 г. не допускается передача в аренду организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью территориальным сетевым организациям объектов электросетевого хозяйства и (или) их частей, к которым технологически присоединены энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии⁵. Таким образом,

ликвидированы так называемые договора «последней мили».

3. Постановлением Правительства РФ от 22 июля 2013 г. № 614 установлен порядок определения и применения социальной нормы потребления электрической энергии как механизма поэтапного доведения тарифов для населения до экономически обоснованного уровня: сохранение действующих (пониженных) тарифов для объемов, потребляемых в рамках социальной нормы, потребление сверх такой нормы оплачивается по повышенному тарифу. В настоящее время норма потребления электрической энергии применяется в шести регионах России, в дальнейшем – рассматривается механизм ее распространения на территориях всех субъектов Российской Федерации.

Сокращение перекрестного субсидирования должно привести к установлению правильных ценовых сигналов на рынке электрической энергии. Выбор схемы энергоснабжения крупными промышленными потребителями России (в составе «большой» энергосистемы или от собственной генерации) и, как следствие, направления и тенденции развития энергетики страны в целом, ее конфигурация и техническое состояние тесно связаны с решением вопроса перекрестного субсидирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон РФ от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

2. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

3. «Перекрестку» между электричеством и теплом можно ликвидировать за 2 года // *Big Electric Power News*. URL: <http://www.bigpowernews.ru/news/document49865.phtml>.

4. Постановление Правительства РФ от 26 сентября 1997 г. № 1231 «О поэтапном прекращении перекрестного субсидирования в электроэнергетике и доведении уровня тарифов на электрическую энергию для населения до фактической стоимости ее производства, передачи и распределения».

5. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

Поступила в редакцию
09.12.2016 г.

I.Yu. Zolotova, I.A. Dolmatov, V.S. Minkova⁶

**CROSS SUBSIDIZATION IN ELECTRIC POWER INDUSTRY:
EMPIRICAL ANALYSIS**

One of the key and pressing challenge the Russian electric power industry faces today in its development and performance is the problem of cross subsidization. This problem, if not solved, will hinder further adequate development of market relations, effective performance of market players and of the national economy in general. This article is aimed at the comprehensive overview of the cross subsidization types currently existing in the industry (where subsidization between citizens and other consumers remains the basic one), system analysis of its causes and opportunities for the solution of this problem including potential risk assessment as regards the price mechanism reviewed.

Key words: cross subsidization, electric power industry, electricity prices and tariffs, consumer groups

⁶Irina Yu. Zolotova – Deputy Director of the Institute of Pricing and Regulation of Natural Monopolies at the National Research University Higher School of Economics, *e-mail:* izolotova@hse.ru;

Ilya A. Dolmatov – Director of the Institute of Pricing and Regulation of Natural Monopolies at the National Research University Higher School of Economics, PhD in Economy, *e-mail:* idolmatov@hse.ru;

Valeriya S. Minkova – Leading Expert of the Institute of Pricing and Regulation of Natural Monopolies at the National Research University Higher School of Economics, *e-mail:* vminkova@hse.ru;

УДК 621.039+620.9:504

А.А. Соловьёв, К.С. Дегтярёв¹

АТОМНАЯ И ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК ФАКТОРЫ СНИЖЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ И РОСТА ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

В статье рассматривается сравнительная динамика развития энергетики на основе атомной энергии и возобновляемых источников энергии, начиная с 1960-х годов. Проводятся оценки показателей экологической и экономической эффективности, рисков и перспектив развития энергетики, базирующейся на различных типах энергоносителей. Показано, что снижение доли атомной энергетики в мировом энергетическом балансе не может быть в достаточной степени компенсировано за счет возобновляемых источников энергии и приводит к росту использования ископаемых энергоносителей. Сделан вывод о необходимости параллельного развития возобновляемой и атомной энергетики.

Ключевые слова: атомная энергия, возобновляемые источники энергии, энергетическая политика.

Введение

Цель данной работы – выявление и сравнительная оценка роли атомных электростанций (АЭС) и различных типов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в формировании неуглеродного энергетического уклада, росте эколого-экономической эффективности; анализ рисков и перспектив развития многополярной энергетики. В содержании настоящей статьи, построенной на материалах статистического и аналитического характера, рассматривается динамика развития мировой неуглеродной энергетики во второй половине XX – начале XXI в., сравнительная оценка тенденций и закономерностей развития, корреляция развития атомной энергетики с изменениями экологических параметров среды и экологической эффективностью различных типов энергетики. Представлены сравнительные оценки экономической эффективности энергетики на основе различных источников энергии с обсуждением неопределенностей и рисков в отношении АЭС и ВИЭ и их влиянием на перспективы развития энергетики на основе неуглеродных источников энергии.

Динамика развития мировой энергетики на основе атомных и возобновляемых источников

Доля атомной энергии в мировом производстве энергии в период с 1965 по 2014 гг. выросла с 0,2 до 4,4%, или с 6 до 574 млн т н.э. (табл. 1, рис. 1). Атомная энергетика пережила два периода: активный рост до начала 1990-х гг. и стагнацию, начиная с 2000-х годов. Максимальной величины доля атомной энергетики в мировой структуре потребления энергии достигала в 1995-2002 гг. – 6,1-6,3%, после чего начала снижаться. Максимальная величина потребления атомной энергии была достигнута в 2006 г. – 635 млн т н.э., после чего началось снижение и абсолютных показателей, позже стабилизировавшихся и даже продемонстрировавших незначительный рост в 2012-2014 годах.

Еще более отчетливее данная динамика прослеживается на примере производства электроэнергии (табл. 2, рис. 2), доля которого в мировом потреблении энергии выросла с 1985 по 2014 гг. с 31 до 41% – соответственно с 9 956 ТВт·ч (2253 т н.э.) до 23 537 ТВт·ч (5326 т н.э.).

¹ Александр Алексеевич Соловьёв – профессор МГУ им. М.В. Ломоносова, географический факультет, НИЛ возобновляемых источников энергии, д.ф.-м.н., академик РИА, e-mail: asolovev@geogr.msu.ru;
Кирилл Станиславович Дегтярёв – научный сотрудник МГУ им. М.В. Ломоносова, географический факультет, НИЛ возобновляемых источников, e-mail: kir111@rambler.ru

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Таблица 1

Динамика и структура по источникам энергии мирового энергопотребления в 1965-2014 гг. [2]

Источник энергии	1965	1975	1985	1995	2005	2014
млн т н.э.						
Нефть	1 530	2 692	2 817	3 291	3 919	4 211
Природный газ	588	1 064	1 483	1 925	2 505	3 066
Уголь	1 395	1 562	2 077	2 258	3 122	3 882
Всего ископаемая	3 512	5 318	6 377	7 474	9 547	11 158
Атомная	6	82	335	526	626	574
Гидроэнергия	209	324	448	563	661	879
Другие ВИЭ	1	4	12	37	85	317
Всего	3 728	5 729	7 173	8 600	10 920	12 928
Доля в общей структуре потребления						
Нефть	41,0%	47,0%	39,3%	38,3%	35,9%	32,6%
Природный газ	15,8%	18,6%	20,7%	22,4%	22,9%	23,7%
Уголь	37,4%	27,3%	29,0%	26,3%	28,6%	30,0%
Всего ископаемая	94,2%	92,8%	88,9%	86,9%	87,4%	86,3%
Атомная	0,2%	1,4%	4,7%	6,1%	5,7%	4,4%
Гидроэнергия	5,6%	5,7%	6,2%	6,5%	6,1%	6,8%
Другие ВИЭ	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	0,8%	2,5%
Всего	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

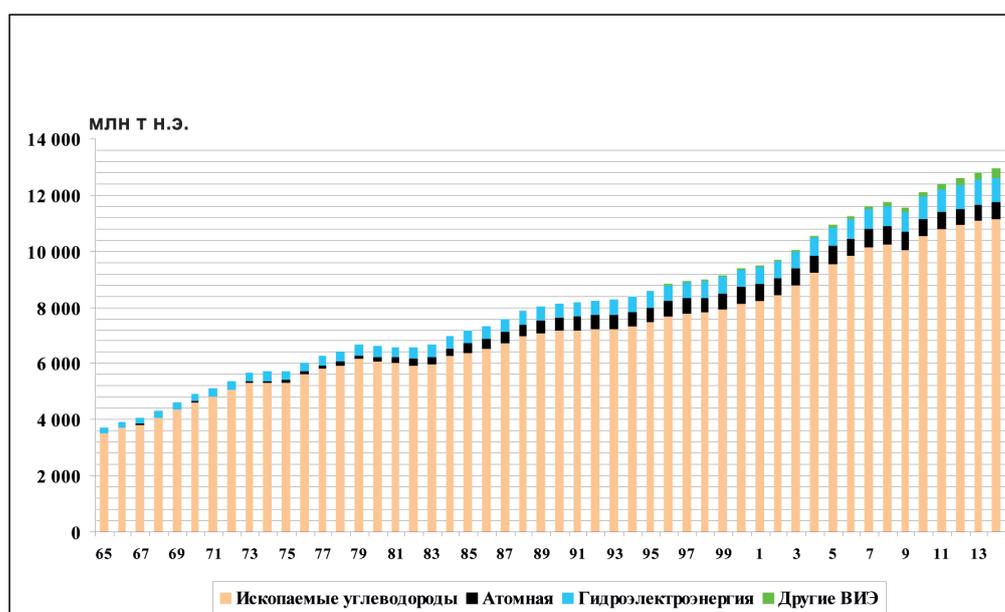


Рис. 1. Динамика и структура потребления первичной энергии в мире, 1965-2014 гг.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Таблица 2

Динамика и структура по источникам производства электроэнергии в 1980-2014 гг., ТВт·ч [11]

Источники энергии	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2014 [2]
Объемы производства электроэнергии, ТВт·ч								
Ископаемые	5 589	6 041	7 136	7 787	9 333	11 437	13 642	15 715
Атомная	684	1 426	1 909	2 210	2 450	2 625	2 630	2 537
Гидроэнергия	1 723	1 952	2 144	2 453	2 623	2 905	3 422	3 885
Другие ВИЭ	31	54	135	179	249	391	765	1 401
Всего	8 018	9 460	11 304	12 608	14 627	17 330	20 437	23 537
Доля в общей структуре производства, %								
Ископаемая	69,7%	63,9%	63,1%	61,8%	63,8%	66,0%	66,8%	66,8%
Атомная	8,5%	15,1%	16,9%	17,5%	16,7%	15,1%	12,9%	10,8%
Гидроэнергия	21,5%	20,6%	19,0%	19,5%	17,9%	16,8%	16,7%	16,5%
Другие ВИЭ	0,4%	0,6%	1,2%	1,4%	1,7%	2,3%	3,7%	6,0%
Всего	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

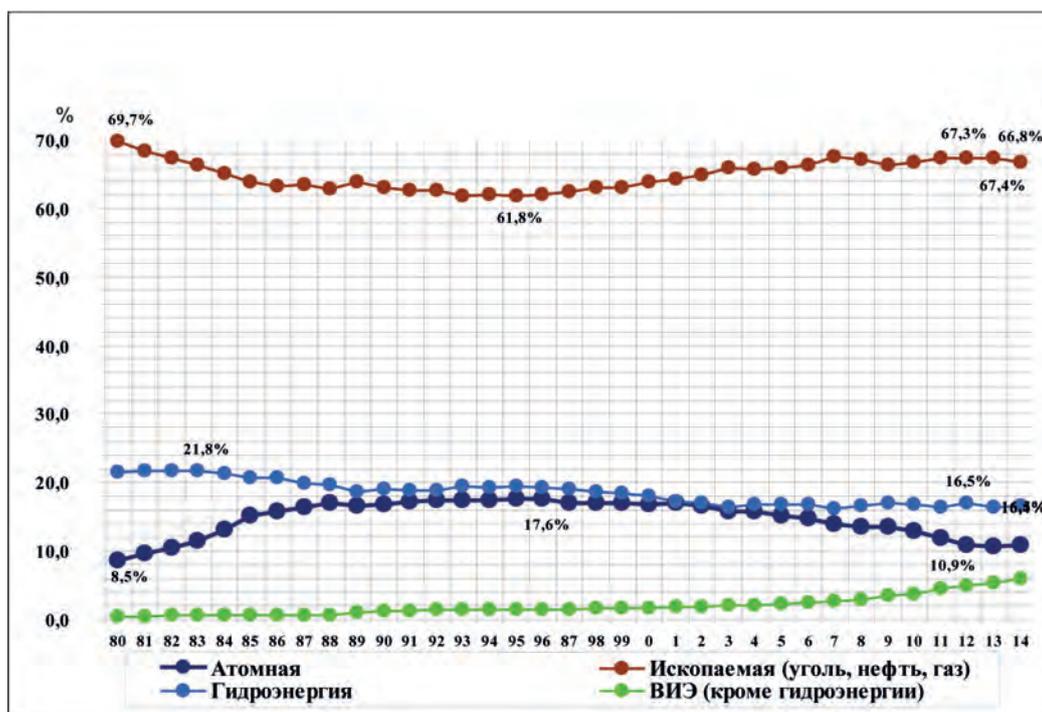


Рис. 2. Доли различных источников энергии в мировом производстве и потреблении электроэнергии в 1980-2014 гг. (до 2012 – на основе данных [11], 2013-2014 – на основе данных [2])

Максимальная доля атомной энергетики в мировом производстве электроэнергии – 17,0-17,6%, была достигнута в 1993-1999 гг., после чего снижается до уровня ниже 11% с 2012 г. и стабилизируется на отметке 10,7-10,8%. По отношению к другим видам производства энергии максимальная доля атомной энергии совпала

с минимальной долей генерации на основе ископаемых энергоносителей (табл. 1). Снижение доли атомной энергетики, напротив, усилило роль ископаемых энергоносителей в мировом энергетическом балансе. Их доля в общем потреблении энергии к 2007 г. выросла до 87,6% и вновь упала до уровня ниже 87% после

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Таблица 3

Изменение долей различных энергоносителей в мировом энергобалансе в 1980-2014 гг.

Источник энергии	1980	1995	1980-1995	2010	1995-2010	2014	2010-2014	1980-2014
В мировом потреблении первичной энергии								
Ископаемые углеводороды (уголь, нефть, газ)	91,7%	86,9%	-4,8%	87,0%	+0,1%	86,3%	-0,7%	-5,4%
Атомная	2,4%	6,1%	+3,7%	5,2%	-0,9%	4,4%	-0,8%	+2,2%
Гидроэнергетика	5,8%	6,5%	+0,7%	6,5%	+0,0%	6,8%	+0,3%	+1,0%
Другие ВИЭ	0,1%	0,4%	+0,3%	1,4%	+1,0%	2,5%	+0,9%	+2,4%
Всего ВИЭ	5,9%	6,9%	+1,0%	7,9%	+1,0%	9,3%	+1,4%	+3,4%
В мировом производстве электроэнергии								
Ископаемые углеводороды (уголь, нефть, газ)	69,7%	61,8%	-7,9%	66,8%	+5,0%	66,8%	+0,0%	-2,9%
Атомная	8,5%	17,5%	+9,0%	12,9%	-4,6%	10,8%	-2,1%	+2,3%
Гидроэнергетика	21,5%	19,5%	-2,0%	16,7%	-2,8%	16,5%	-0,2%	-5,0%
Другие ВИЭ	0,4%	1,4%	+1,0%	3,7%	+2,3%	6,0%	+2,3%	+5,6%
Всего ВИЭ	21,9%	20,9%	-1,0%	20,4%	-0,5%	22,5%	+2,1%	+0,6%

2012 года. В мировом производстве электроэнергии доля ископаемых углеводородов вернулась к отметке около 67% во второй половине 2000-х годов. Частично падение доли атомной энергии компенсировалось за счет развития энергетики на основе ВИЭ, но в большей степени это происходило за счет роста ископаемой энергетики (табл. 3) – прежде всего в электроэнергетике, также как и снижение ее доли достигалось преимущественно за счет развития атомной энергетики.

В целом в 1980-2014 гг. в мировом потреблении первичной энергии доля ископаемых углеводородов уменьшилась с 91,7 до 86,3%, а доля ВИЭ, включая гидроэнергию, выросла с 5,9 до 9,3%. В то же время производство электроэнергии росло темпами, опережающими общий объем энергопотребления, и этот прирост достигался либо за счет атомной энергетики в период ее активного роста, либо за счет ископаемых углеводородов в период стагнации и сокращения атомной энергетики.

Таблица 4

Структура производства энергии по источникам [5]

Энергоноситель	1973		2012	
	Производство энергии, млн т н.э.	Доля в мировом производстве	Производство, млн т н.э.	Доля в мировом производстве
Уголь	1 502	24,6%	3 878	29,0%
Нефть	2 815	46,1%	4 198	31,4%
Газ	977	16,0%	2 848	21,3%
Всего ископаемые углеводороды	5 294	86,7%	10 924	81,7%
Атомная энергия	55	0,9%	642	4,8%
Гидроэнергия	110	1,8%	321	2,4%
Биотопливо и мусор	641	10,5%	1 337	10,0%
Другие ВИЭ	6	0,1%	147	1,1%
Всего ВИЭ	757	12,4%	1 805	13,5%
Всего	6 106	100,0%	13 371	100,0%

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Обращает на себя внимание, что в период 1980-2014 гг. доля ВИЭ (включая гидроэнергию) в мировом производстве электроэнергии выросла всего на 0,6% – с 21,9 до 22,5%, при этом доля гидроэнергетики заметно сократилась – с 21,5 до 16,5%, а рост других видов возобновляемой энергетики в основном компенсировал сокращение доли гидроэнергетики. При этом необходимо отметить, что в период с 1973 по 2012 гг. доля ВИЭ в структуре мирового производства энергии выросла с 12,4 до 13,5% на фоне более заметного подъема с 0,9 до 4,8% атомной энергетики.

Таким образом, фактическая динамика развития энергетики на основе ВИЭ не вполне соответствует распространенным представлениям о ее бурном росте, а ключевая роль в сокращении доли энергетики, основанной на ископаемых энергоносителях, принадлежит атомной энергии.

Экологическая эффективность различных типов энергетики

Динамика развития атомной энергетики обнаруживает корреляцию с изменениями экологических параметров среды. В частности, период активного роста атомной энергетики совпадает с менее высокими темпами роста содержания CO_2 в атмосфере (рис. 3).

Кроме того, в группе наиболее развитых стран существенно менее высокими значениями эмиссии CO_2 на душу населения отличается Франция (табл. 5) – страна с наиболее высокими показателями доли АЭС в производстве электроэнергии – более 70%.

При этом доля ВИЭ – около 16%, включая гидроэнергетику, во Франции ниже, чем в большинстве ведущих стран (для сравнения, в Германии – около 25%).

В целом анализ всего жизненного цикла производства (от добычи энергоносителя и изготовления оборудования до утилизации отходов и выведения из эксплуатации) дает следующие средние (медианные) показатели эмиссии [7] для разных типов действующего в настоящее время производства электроэнергии в граммах эквивалента CO_2 на 1 кВт·ч произведенной электроэнергии (CO_2 экв/кВт·ч):

- тепловые (угольные и газовые) электростанции – 490-820;
- тепловые станции на биомассе – 230-740;
- фотовольтаические – 41-48;
- геотермальные – 38;
- солнечные концентраторы – 27;
- ГЭС – 24;
- АЭС – 12;
- ветровые – 11-12.

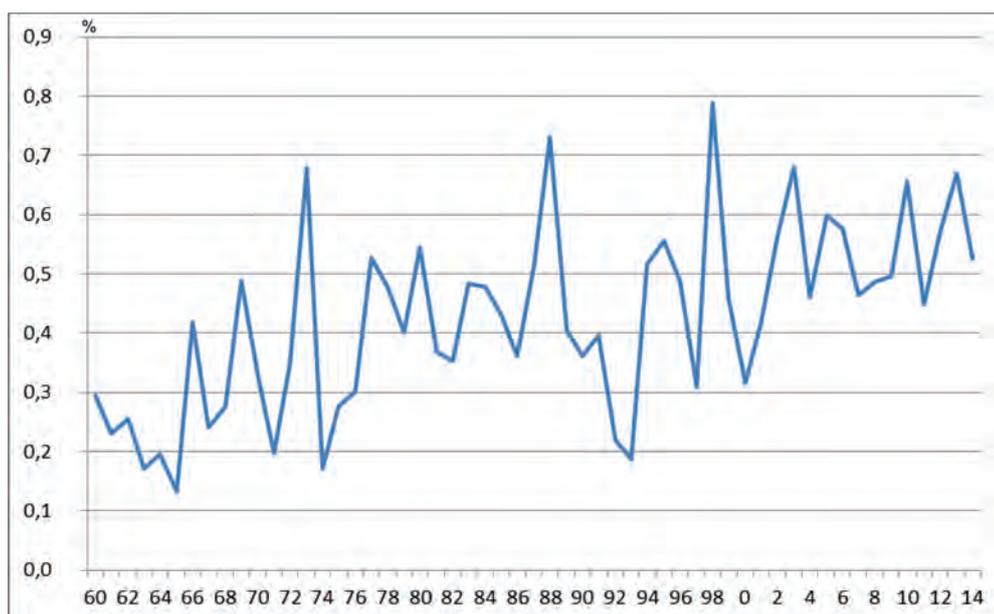


Рис. 3. Темпы роста содержания CO_2 в атмосфере в 1960-2014 гг. [6]

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Таблица 5

Выбросы CO₂ на душу населения (т/чел. в год) в группе наиболее развитых и ведущих индустриальных стран, 2013 [10]

Страна	Эмиссия CO ₂ , т/чел. в год
Австралия	16,9
США	16,6
Канада	15,7
Южная Корея	12,7
Россия	12,6
Япония	10,7
Китай	7,4
ЕС в целом	7,3
Германия	10,2
Великобритания	7,5
Италия	6,4
Франция	5,7

Интегральным показателем эколого-экономической эффективности может считаться величина внешних (экстернальных) издержек на производство единицы продукции. Для стран ЕС диапазон внешних издержек производства электроэнергии (евроцент/кВт·ч) для различных источников энергии по данным на 2003 г. был оценен в следующих величинах [4]:

- уголь – от 2 до 15 евроцент/кВт·ч;
- нефть – от 3 до 11;
- газ – от 1 до 4;
- солнечная (фотовольтаическая) энергия – 0,6;
- биомасса – от 0 до 5;
- гидроэнергия – от 0 до 1;
- атомная энергия – от 0,2 до 0,7.
- ветер – от 0 до 0,25.

Таким образом АЭС оказываются вполне экологически конкурентоспособными с электростанциями, работающими на ВИЭ, практически превосходя их все, кроме ветростанций, с точки зрения эколого-экономической эффективности в комплексном и долгосрочном плане.

Что касается собственно экономической эффективности энергетики, то здесь в качестве интегрального показателя используются выровненные затраты (levelized costs) на производство единицы энергии. Выровненные затра-

ты объединяют инвестиционную, операционную и организационную составляющую затрат. Суммарные затраты, включающие затраты на строительство, обслуживание работы электростанции, организационные и транзакционные затраты распределяются на весь период работы электростанции, за время которого она вырабатывает определенное количество энергии.

Для вычисления выровненных затрат необходимо учитывать либо принять в качестве допущений ряд данных. В их числе: период времени, для которого высчитываются выровненные затраты; инвестиционные затраты на единицу установленной мощности; КИУМ электростанций и выработка энергии в единицу времени; цены на энергоносители; финансовые коэффициенты, связанные с временной стоимостью денег и ставкой дисконтирования, ценой капитала и др. В частности, US Energy Information Administration [12] приводит расчетные данные о выровненных затратах на производство электроэнергии различными типами электростанций, вводимых в действие к 2020 г. (табл. 6), принимая следующие допущения: период времени – 30 лет; средневзвешенная цена капитала – 6,5%; КИУМ – см. в табл. 6. Исходя из этого суммарные выровненные затраты на выработку электроэнергии на ТЭС меняются в широком диапазоне от 72 до 145 долл./МВт·ч (7-15 центов

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Таблица 6

Расчетные выровненные затраты на производство единицы энергии (2013 г., долл./МВт·ч) для электростанций различных типов, вводимых в эксплуатацию в США в 2020 г.

Тип электростанции	КИУМ, %	Выровненные инвестиционные затраты	Постоянные операционные затраты	Переменные операционные затраты (включая топливо)	Транзакционные затраты	Суммарные выровненные затраты
Тепловые (угольные и газовые различных типов)	30-85	14,4-97,3	1,7-9,8	30,7-94,6	1,2-3,5	72,6-144,4
Атомные	90	70,1	11,8	12,2	1,1	95,2
Геотермальные	92	34,1	12,3	0,0	1,4	47,8
Биомасса	83	47,1	14,5	37,6	1,2	100,5
Ветровые (на суше и офшорные)	36-38	57,7-168,6	12,8-22,5	0,0	3,1-5,8	73,6-196,9
Солнечные (фотовольтаические и тепловые)	20-25	109,8-191,6	11,4-42,1	0,0	4,1-6,0	125,3-239,7
ГЭС	54	70,7	3,9	7,0	2,0	83,5

за 1 кВт·ч) в зависимости от типа ТЭС, для АЭС этот показатель составляет 95 долл./МВт·ч, для электростанций, работающих на ВИЭ, – от 48 до 240 долл./МВт·ч.

Таким образом, энергия, полученная на атомных электростанциях, демонстрирует ценовую конкурентоспособность. Обращает на себя внимание и выход ВИЭ на уровень ценовой конкурентоспособности. В последние годы идет встречное движение – наряду со снижением инвестиционных затрат в мощности на ВИЭ происходит их рост для мощностей на ископаемом топливе. Последнее связано с ростом требований к производительности и экологической составляющей, в частности, заметный рост инвестиционных затрат на 1 МВт установленной мощности (табл. 7) на ТЭС дает установка системы улавливания и складирования углерода (carbon capture and storage, CCS). Технологическое и экологическое усовершенствование газовых и угольных ТЭС ведет к росту инвестиционных и постоянных операционных затрат в 2-3 раза. Также дополнительные меры безопасности ведут к росту инвестиционных затрат в строительство АЭС.

Приводимые US EIA допущения по КИУМ ветровых и фотовольтаических станций вы-

глядят достаточно оптимистично, существенно отличаясь в сторону увеличения от фактического КИУМ этих станций. Одновременно следует обратить внимание на то, что КИУМ играет ключевую роль в прямой и косвенной экономической и экологической эффективности станций. В частности, КИУМ ветростанций на суше 36% (табл. 6) по сравнению с КИУМ АЭС 90% означает, что для выработки того же количества энергии требуется создание в 2,5 раза больше мощностей ВЭС по сравнению с АЭС. При этом инвестиционные затраты в строительство ВЭС, равной АЭС по объему генерации, составят величину, примерно равную затратам на строительство АЭС.

Если же брать фактический КИУМ ветростанций, не превышающий 25% (0,7 от расчетного) и не обнаруживающий тенденции к заметному росту (рис. 5, табл. 8), то потребуется создание уже в 3,6 раза больше мощностей, а затраты на строительство будут уже на 44% выше. Добавим к этому существенный фактор, связанный с высокой пространственной емкостью ВЭС в сопоставлении с географическим потенциалом [9] территории. Средняя плотность размещения мощностей ВЭС составляет около 10 МВт/км². Строительство ветропарка (системы ветропар-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

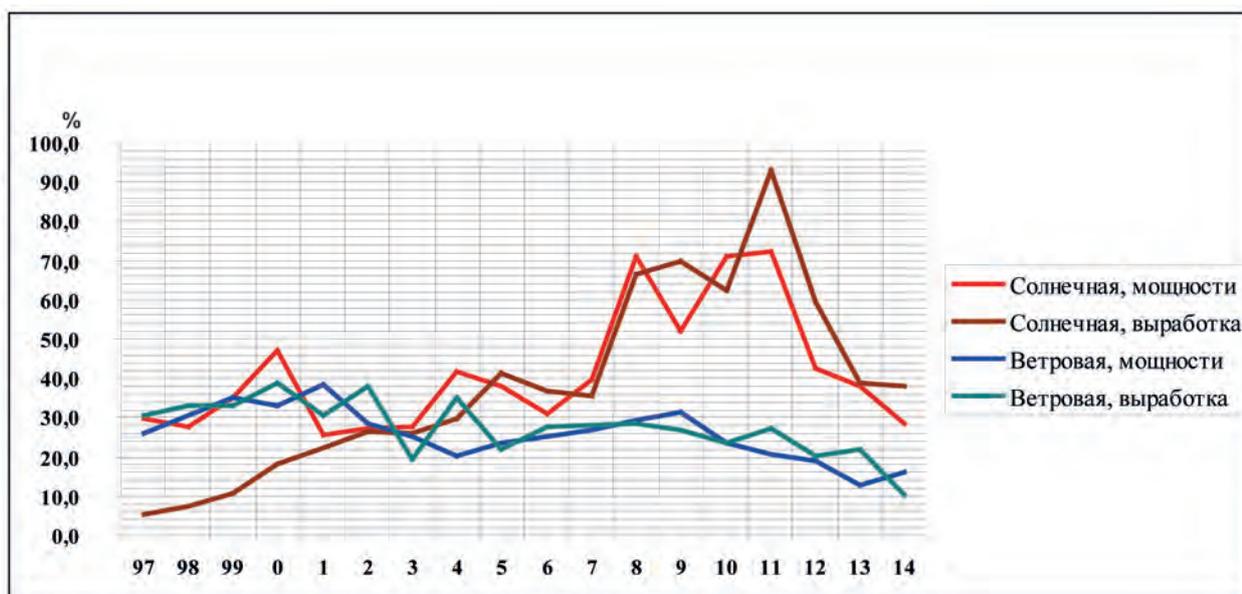
ков) суммарной мощностью 1 ГВт (мощность сравнительно небольшой АЭС) потребовало бы площади в 100 км², а при КИУМ, составляющем 0,7 от расчетной величины – уже 143 км². А ответ на вопрос, достигнет ли срок службы ветровых и фотовольтаических мощностей 30 лет, следует, на данный момент, считать открытым.

Неопределенности, риски и перспективы развития энергетики

Дополнительным доводом в пользу перспективности атомной энергетики в качестве эколого-экономической альтернативы традиционной углеводородной энергетике является обозначившаяся в последние годы неопределенность перспектив энергетики на основе ВИЭ. С экологической точки зрения выявляется ряд непредвиденных последствий (unintended consequences) энергетики на основе ВИЭ, обозначенных, в частности, в работе норвежского исследователя О. Андерсена [1]. Нельзя исключать того, что с течением времени будут выявляться новые непредвиденные последствия с влиянием на динамику развития ВИЭ. Следует обратить внимание на то, что в последние годы на фоне роста вводимых мощностей обозначилось замедление темпов роста энергетики на ВИЭ.

Так, в солнечной энергетике производственные мощности с 1996 по 2014 гг. выросли с 386 до 180 396 МВт [2], или в 467 раз, и одновременно выросло годовое производство электроэнергии с 695 до 185 882 ГВт·ч, или в 268 раз. В ветроэнергетике за тот же период производственные мощности выросли с 6070 до 372 961 МВт – в 61 раз, и годовое производство электроэнергии с 9184 до 706 175 ГВт·ч – в 77 раз. В то же время темпы роста как производственных мощностей, так и выработки электроэнергии снизились и в солнечной, и в ветроэнергетике (рис. 4, табл. 8). В солнечной энергетике заметное снижение темпов роста – и мощностей, и выработки фиксируется после 2011 г. (за 2011 г. прирост мощностей в солнечной энергетике составил 72,5%, к 2014 г. он снизился до 28,7%). В ветроэнергетике общий тренд к снижению темпов роста мощностей и выработки фиксируется с 2000-2001 гг. с некоторым усилением его после 2009 г. (прирост мощностей в ветроэнергетике в 2009 г. составил 31,5%, к 2014 г. снизился до 16,2%).

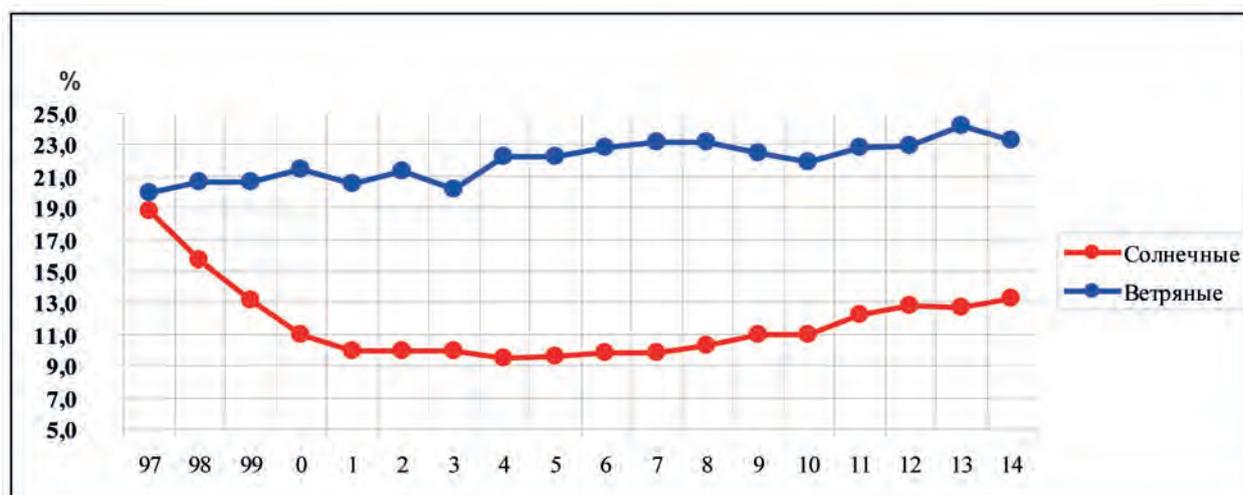
На основе имеющихся данных о производственных мощностях и объемах производства по годам авторами был проведен расчет среднего мирового КИУМ. Для расчета КИУМ за данный год объем выработки сопоставлялся со средним значением существую-



Источник: BP Statistical Review of World Energy, 2015.

Рис. 4. Динамика годовых темпов роста установленных мощностей и выработки электроэнергии на солнечных и ветряных электростанциях мира в 1997-2014 гг.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ



Источник: BP Statistical Review of World Energy, 2015.

Рис. 5. Динамика среднего КИУМ солнечных и ветряных электростанций мира в 1997-2014 гг.

Таблица 8

Основные параметры развития солнечной и ветровой энергетики в мире в 1996-2014 гг.

Показатели	1996-2000	2001-2005	2006-2010	2011-2014
Солнечная энергетика				
Установленные мощности к концу периода, МВт	1 275	5 083	41 345	180 396
Среднегодовые темпы роста мощностей за период	35,0%	32,0%	52,9%	45,4%
Годовое производство в последний год периода, ГВт·ч	1 029	1 029	31 411	185 882
Среднегодовые темпы роста производства за период	10,4%	29,2%	54,3%	57,5%
Среднее значение КИУМ за период	14,7%	9,8%	10,4%	12,8%
Ветроэнергетика				
Установленные мощности к концу периода, МВт	17 934	59 186	197 736	372 961
Среднегодовые темпы роста мощностей за период	30,3%	27,1%	27,3%	17,2%
Годовое производства в последний год периода, ГВт·ч	29 481	104 306	343 364	706 175
Среднегодовые темпы роста производства за период	29,3%	29,0%	26,1%	19,9%
Среднее значение КИУМ за период	20,4%	21,3%	22,6%	23,3%

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

щих мощностей за предыдущий и данный год для учета растянутого в течение данного года ввода в эксплуатацию новых станций. Например, для расчета среднего КИУМ солнечных электростанций мира за 1997 г. берется среднее арифметическое мощностей, действующих в 1996 г. – 386 МВт, и в 1997 г. – 502 МВт, равное 444 МВт. Далее объем выработки электроэнергии на солнечных электростанциях мира за 1997 г., равный 732 ГВт·ч, делится на 444 МВт. Таким образом, объем выработки 1 Вт установленных мощностей составит 1649 Вт. Максимальный объем годовой выработки 1 Вт мощности равен количеству часов в году – 8760 и соответствует КИУМ, равному 100%. Фактический КИУМ рассчитывается делением фактического производства электроэнергии на максимальное теоретически возможное и составляет в данном случае 18,8% (средний КИУМ солнечных электростанций в 1997 г.). Таким способом был рассчитан КИУМ солнечных и ветряных электростанций за 1997-2014 гг. (рис. 5).

Расчеты показывают, что по итогам данного периода КИУМ солнечных электростанций уменьшился с 19 до 13%, при этом минимальным КИУМ был в 2004 г. – 9,5%, далее обозначился постепенный рост, хотя максимальные значения конца 1990-х гг. не были достигнуты. Для ветроэнергетики за тот же период обнаруживается тенденция к слабому росту КИУМ – с 20% в конце 1990-х гг. до 23-25% в последние несколько лет.

Расчетные значения US EIA по КИУМ (табл. 6) для строящихся солнечных и ветроэлектростанций, составляющие соответственно 20-25% и 36-38%, представляются несколько завышенными.

Таким образом, нет оснований рассчитывать, что гипотетическое сворачивание атомной энергетики в мире может быть компенсировано развитием энергетики на возобновляемых источниках. С большой вероятностью в этом случае потребности в энергии начнут удовлетворяться главным образом за счет роста использования ископаемых углеводородных энергоносителей. Противопоставление атомной и возобновляемой энергетики представляется контрпродуктивным. Более конструктивный подход заключается в параллельном развитии атомной и

возобновляемой энергетики и взаимном дополнении ими друг друга.

У атомной энергетики, безусловно, существует свой комплекс проблем, среди которых ключевыми являются неэкономное расходование ядерного топлива в водо-водяных атомных реакторах [3] и проблема хранения отработанного ядерного топлива. Однако эти проблемы имеют ряд технологических решений, разрабатываемых и внедряемых в практику в настоящее время, в частности, реакторы на быстрых нейтронах и другие разработки, связанные с созданием атомной энергетики замкнутого цикла и вовлечением в него урана-238 и тория-232. Кроме того, в настоящее время выглядят реализуемыми и разработки в области управляемого термоядерного синтеза, что, в случае успеха, позволит создать практически неисчерпаемый, мощный и экологически чистый источник энергии. Имеют успех и перспективу отдельные частные разработки, улучшающие работу систем атомных электростанций, в частности – обеспечение роста ресурсосбережения и экологической безопасности в гидравлической системе переноса тепла и массы электростанции [8].

Выводы

Анализ динамики развития энергетики на основе атомной энергии и возобновляемых источников, начиная с 1960-х гг., показывает ключевую роль атомной энергетики в формировании неуглеродного уклада в энергетике и снижении отрицательного экологического воздействия на окружающую среду.

Снижение доли ископаемого углеводородного топлива в выработке электроэнергии в мире, начиная с 1960-х гг., а также некоторое замедление темпов эмиссии CO_2 в атмосферу достаточно четко коррелирует с абсолютным и относительным ростом атомной энергетики, притом что совокупная доля других неуглеродных энергоносителей в период с середины 1960-х до начала 2000-х гг. снижалась, прежде всего за счет падения доли гидроэнергетики.

С середины 1990-х гг. наблюдалось снижение доли атомной энергии в мировом энергобалансе, а с 2000-х гг. – абсолютное снижение выработки электроэнергии на АЭС. Это не компенсирова-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

лось ростом производства электроэнергии на основе ВИЭ, а напротив, привело к увеличению доли ископаемых углеводородов в мировом производстве электроэнергии, а также коррелирует с новым ускорением эмиссии CO₂ в атмосферу. При этом с 2010-х гг. фиксируется устойчивое замедление роста энергетики на основе ВИЭ. Также обнаруживается отставание темпов прироста выработки электроэнергии на ветровых и солнечных электростанциях от скорости прироста производственных мощностей в ветровой и солнечной энергетике. Это указывает на определенные барьеры в развитии энергетики на основе ВИЭ, которые могут проявиться сильнее в ближайшее время.

Сравнительная оценка экономических и эколого-экономических параметров электростан-

ций на атомной энергии и ВИЭ указывает на сохраняющуюся высокую конкурентоспособность АЭС как в экономическом смысле, так и с точки зрения минимизации ущерба для окружающей среды.

Выявленные тенденции и анализ эколого-экономических показателей говорит об атомной энергетике как необходимой составляющей процесса перехода к неуглеродному укладу и снижению рисков для окружающей среды. Нередко имеющее место нигилистическое отношение к атомной энергетике и ее противопоставление ВИЭ представляется необоснованным. Анализ данных последних 50-55 лет и текущих тенденций указывает на целесообразность развития как возобновляемой, так атомной энергетики на основе не конфронтации, а взаимного дополнения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Andersen O. *Unintended Consequences of Renewable Energy. Problems to be solved* – London, Springer-Verlag, 2013. URL: <http://www.twirpx.com/file/1272452/>
2. BP Statistical Review of World Energy, 2015. URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
3. *Energy and Geopolitics. Chief Editors V.V. Kostyuk and A.A. Makarov* / Moscow, Nauka, 2011.
4. *External Costs. Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport. European Commission.* URL: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/externe_en.pdf
5. IEA Key World Energy Statistics, 2014. URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2014.pdf>
6. Mauna Loa Observatory (MLO). URL: <http://co2now.org/Current-CO2/CO2-Now/>
7. Schlomer S., Bruckner T., Fulton L., Hertwich E., McKinnon A., Perczyk D., Roy J., Schaeffer R., Sims R., Smith P., and Wisner R., 2014: Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*, p. 1335. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. URL: http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf
8. Solovyev A., Degtyarev K., Zalikhhanov A., Beryozkin M., Sinyugin O. *Innovations in renewable energy – the start-ups of scientific cooperation. In: Russian-Swiss energy seminar Watt d'Or, Russia, Moscow, Lomonosov Moscow State University.*
9. Soloviev A., Degtyarev K., Zalikhhanov A., Chekarev K. *Regional and local geographical potentials of renewable energy sources in Russia // International Geographical Union Regional Conference GEOGRAPHY, CULTURE AND SOCIETY FOR OUR FUTURE EARTH 17-21 August 2015, Moscow, Russia IGU 2015 Book of Abstracts. — Lomonosov Moscow State University. Faculty of Geography Москва, 2015. P. 716-716.*
10. *Trends in Global CO2 Emissions, 2014 Report.* URL: http://edgar.jrc.ec.europa.eu/news_docs/jrc-2014-trends-in-global-co2-emissions-2014-report-93171.pdf
11. US Energy Information Administration. URL: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=12&cid=regions,&syid=1980&eyid=2012&unit=BKWH>

12. US Energy Information Administration. *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015*. URL: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm

13. US Energy Information Administration. *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. URL: <http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/>

Поступила в редакцию
16.02.2017 г.

A.A. Solovyev, K.S. Degtyarev²

NUCLEAR AND RENEWABLE ENERGY SECTORS AS ENVIRONMENTAL RISK REDUCTION AND ECO-ECONOMIC ENERGY EFFICIENCY GROWTH FACTORS

The article covers comparative growth dynamics of nuclear and renewable energy sectors since the 1960s. The indicators of environmental and cost efficiency, risks and prospects of power industry development based on different types of energy sources are evaluated. The paper demonstrates that reduction in the nuclear power industry share in the global energy balance cannot be sufficiently compensated by renewable sources of energy and leads to increased use of fossil fuels. The conclusion is made on the need for parallel development of renewable and nuclear energy sectors.

Key words: nuclear energy, renewable energy sources, energy policy.

² Alexander A. Solovyev – Professor, Academician of the RIA, Moscow State University MV Lomonosov, Faculty of Geography, Renewable Energy Research Laboratory, Doctor of Science, *e-mail:* asolovev@geogr.msu.ru;
Kirill S. Degtyarev – Research associate, Moscow State University MV Lomonosov, Faculty of Geography, Renewable Energy Research Laboratory, *e-mail:* kir111@rambler.ru

УДК 620.9 (478.9)

Е.В. Быкова¹

СИСТЕМА ИНДИКАТОРОВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МОЛДОВЫ

В настоящей работе рассматриваются методические подходы для исследования энергетической безопасности Молдовы. Описана система из 50-ти индикаторов, распределенных по 10-ти блокам, которые отражают этапы энергоснабжения потребителей. С помощью системы индикаторов проанализировано состояние энергетического комплекса, которое оценивается как предкризисное критическое. Предложены наиболее эффективные мероприятия по возврату кризисных индикаторов к нормальному состоянию согласно требованиям по обеспечению энергетической безопасности.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, индикаторы, кризисное состояние, мероприятия, Молдова.

Введение

Проблема энергетической безопасности отражает целый комплекс взаимосвязей в энергетике, экономике и экологии, касающихся вопросов электроснабжения, теплоснабжения, топливоснабжения потребителей. В литературе имеются несколько определений энергетической безопасности, но наиболее емким является следующее [1, 5]:

Энергетическая безопасность – это состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от обусловленных внешними и внутренними факторами угроз дефицита их обоснованных потребностей в энергии, экономически доступными ТЭР приемлемого качества в нормальных условиях и чрезвычайных ситуациях, а также от нарушений стабильности, бесперебойности топливо- и энергоснабжения.

Целью данной работы является краткое изложение методологии исследования, описание системы индикаторов, принятой для анализа в Молдове, описание состояния ряда индикаторов и возможных мероприятий по обеспечению энергетической безопасности, существующие трудности и возможные пути их устранения.

Методология исследования энергетической безопасности

Основным методом исследования является индикативный анализ [1, 5], который исполь-

зует следующий алгоритм: выбор объекта исследования (ТЭК и энергосистема), формирование системы индикаторов для отражения их структуры и функционирования, определение пороговых кризисных состояний для каждого индикатора, определение состояния индикаторов за текущий год, определение обобщенной итоговой оценки уровня энергетической безопасности, разработка комплекса мероприятий для обеспечения и повышения энергетической безопасности. Такой метод позволяет осуществлять и ряд других исследований, которые касаются мониторинга состояний индикаторов за несколько лет, выявления тенденций их изменения, моделирования трендов индикаторов, определения взаимосвязей с индикаторами других видов безопасности. Также возможно проведение прогнозирования значений индикаторов, определение необходимых инвестиционных средств для реализации мероприятий, построение сценариев для моделирования управляющих воздействий или возможных угроз, анализ отдельных факторов и угроз различных видов, оценка их воздействия на обобщенный уровень энергетической безопасности, другие виды анализа по необходимости.

Состояние работ

Работы в области энергетической безопасности в Республике Молдова ведутся уже не-

¹ Елена Витальевна Быкова – ведущий научный сотрудник Института энергетики Академии наук Молдовы, к.т.н., e-mail: elena-bicova@mail.ru

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

сколько лет. Они были начаты после знакомства с работами российских ученых в ИСЭМ СО РАН [2-4] и Уральском политехническом университете [5-6]. Особенности выбранного подхода для Молдовы заключаются в том, что система индикаторов отражает процессы в ТЭК и энергосистеме комплексно и с определенной степенью детализации, а также с учетом специфики экономики Молдовы. При этом рассматриваются все этапы энергоснабжения потребителей: наличие собственных ресурсов и импорт топлива, производство электро- и теплоэнергии, передача и распределение электроэнергии, потребление энергии, финансовые и инвестиционные вопросы, учитывается также экологическое воздействие энергетики на окружающую среду и некоторые аспекты социальной сферы. Первоначальная система индикаторов включала 24 индикатора, затем она была расширена и на текущий момент исследуется 50 индикаторов. Для них осуществляется ежегодный мониторинг, и временной ряд на текущий момент составляет 26 лет (1990-2015 гг.).

Пороговые значения используются двух видов: экспертные, аналогичные приведенным в литературе [5], и рассчитываемые по специальному разработанному методу функциональных взаимосвязей [7]. Этот метод позволяет снизить степень субъективности экспертных пороговых значений и содержит всего одну экспертно задаваемую величину – ожидаемый уровень ВВП. Для расчета текущих значений индикаторов необходимо достаточно большое количество различных первичных данных (около 200), в связи с чем были начаты работы по разработке вычислительного комплекса для анализа и мониторинга энергетической безопасности. Он включает информационный модуль (базу данных) и расчетный модуль, в котором реализован алгоритм индикативного анализа. Также имеются модули прогнозирования (на краткосрочный и среднесрочный периоды), приложение для расчета сценариев, модуль для расчета итоговой обобщенной оценки состояния энергетической безопасности. В составе комплекса имеются разделы по экономической и экологической безопасности как отдельные направления исследований. В процессе исследований был получен ряд результатов, некоторые из

которых изложены в [7, 8, 14], поддерживаются контакты с группами исследователей по данной тематике в разных странах.

Основные подходы при разработке мероприятий по обеспечению и повышению энергетической безопасности

Формирование комплекса мероприятий является заключительной частью работ при исследованиях состояния индикаторов. Мероприятия можно разделить на две группы: первая – для обеспечения энергетической безопасности, вторая – для ее повышения. Мероприятия можно представлять укрупненно, например, для каждого сектора энергетики, по направлениям, соответствующим этапам энергоснабжения потребителей или по другим требованиям. Такой подход был применен в работах [7, 9]. Но в ряде случаев необходимо определить мероприятия для каждого индикатора в отдельности. Мероприятия корректируются при ежегодном мониторинге, так как в энергосистеме, ТЭК и экономике происходят изменения. Это эффективно для индикаторов, описывающих функционирование энергосистемы (или в разрезе ТЭК). Сложнее обстоит дело, если кризисными являются индикаторы, отражающие структурное состояние энергосистемы (или ТЭК). Ряд индикаторов трудно улучшить из-за объективных трудноизменяемых факторов, например, отсутствия собственных ископаемых топлив в стране. Система индикаторов для анализа энергетической безопасности Молдовы сформирована с учетом особенностей национальной энергосистемы и топливно-энергетического комплекса страны, краткое описание которых приведено далее.

Краткое описание энергетического сектора Молдовы

Энергетический сектор Молдовы включает энергетическую промышленность (производство электро- и теплоэнергии), блок-станции когенерационного типа на промышленных предприятиях, транспортный сектор (мобильное сжигание топлив), обеспечение топливом и энергией бытового, сельскохозяйственного,

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

административного секторов. В последние годы активно развивается сектор возобновляемой энергетики, в основном для местного энергоснабжения. На текущий момент установленная электрическая мощность ВИЭ в Молдове составляет 5 МВт, установленная тепловая мощность – 30 МВт в электрическом эквиваленте. Объемы произведенной электро- и теплоэнергии на ВИЭ крайне малы в сравнении с наблюдаемым спросом. Собственные ископаемые ресурсы незначительны. Имеется ежегодная добыча нефти в объеме 7-10 тыс. т (с 2003 г.) и природного газа в объеме 0,1-0,2 млн м³ (с 2004 г.). Для обеспечения производства энергии обоих видов, транспортных и других потребностей в топливе осуществляется импорт различных видов топлива в страну в суммарном объеме около 3 млн т у.т. (для Правобережного региона).

Краткое описание электроэнергетической системы Молдовы

Электроэнергетическая система Правобережного региона страны включает Кишиневские ТЭЦ-1 (66 МВт) и ТЭЦ-2 (240 МВт), Бельцкую ТЭЦ (24 МВт), Костештскую ГЭС (16 МВт), блок-станции сахарных заводов (98 МВт). Транспорт и распределение электроэнергии осуществляется по сетям 0,4-330 кВ. В Левобережном регионе размещены Молдавская ГРЭС (2520 МВт) и Дубоссарская ГЭС (48 МВт). Собственное производство электроэнергии в Правобережном регионе в 2010-2014 гг. было на уровне 905-1016 млн кВт·ч или 78-91 тыс. т у.т. н.э., и имело тенденцию снижения более чем в два раза – с 1697 (1990 г.) до 963 (2014 г.), 929 (2015 г.) млн кВт·ч. В 2016 г. произведено всего 835 млн кВт·ч, импорт из Украины составил 0 млн кВт·ч, а поставки от МГРЭС – 3343 млн кВт·ч (по данным ГП «Молдэлектрики»).

Системы централизованного теплоснабжения сохранились в двух муниципиях – Кишиневе и Бельцах и в 12-ти районных центрах Правобережья, а в остальных – разрушены. Причинами послужили крайне высокие тарифы и отключение потребителей. Такие же процессы наблюдаются в обоих муниципиях. В зонах доступа к централизованному теплоснабжению повсеместно ведется строительство жилья с

автономным газовым отоплением. Потребление теплоэнергии от централизованных источников постоянно снижается. В связи с этим предпринимались и неоднократно повторяются попытки закрыть имеющиеся немногочисленные источники производства электрической и тепловой энергии по когенерационному циклу. При этом делаются попытки создания их отрицательного имиджа с мотивацией их неэффективности, устаревания и т.п., которые не соответствуют действительности.

Система индикаторов для анализа энергетической безопасности страны

Индикаторы для анализа энергетической безопасности страны отражают топливный, электроэнергетический, теплоэнергетический секторы, ряд экономических, экологических и социальных аспектов энергетики, и разделены на 10 блоков. Блоки классифицированы по этапам энергоснабжения потребителей и включают: топливообеспечение (собственные ТЭР и импортируемые – блоки № 1 и № 9), производство электро- и теплоэнергии (№ 2), передачу и распределение электроэнергии (№ 3), импорт электроэнергии (№ 4), потребление электро- и теплоэнергии (№ 6), финансово-экономические аспекты (№ 7), инвестиционные (№ 8), экологические (№ 5), социальные (№ 10). В каждом блоке имеется несколько индикаторов, которые являются либо первичными показателями, либо синтетическими на основе нескольких первичных показателей. Рассмотрим более подробно индикаторы блоков 1, 2, 6 с описанием их базовых и кризисных величин, а также мероприятиями по их улучшению.

Блок № 1 топливоснабжения включает 6 индикаторов, отражающих потребление топлива.

1) X_{11} – индикатор общего потребления топлива. Около 96% топлива в Республике Молдова импортируется (с 1994 г. на уровне 3,2 млн т). Данный индикатор отражает общее потребление, которое складывается из двух составляющих – собственных ресурсов и импорта топлива. Значение X_{11} является некризисным, поэтому мероприятия больше касаются структуры топлив, чем их общего количества. Изме-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Таблица 1

**Потребление топливно-энергетических ресурсов
в Правобережном регионе Молдовы в 1994, 2010 и 2015 гг., тыс. т**

Виды топлива	1994	2010	2015	Виды топлива	1994	2010	2015
Уголь	476	186	90	Масла	17	10	8
Кокс	12	4	0	Газ, млн м ³	1213	1128	1010
Дизельное топливо	390	418	498	Сжиженный нефтяной газ	19	64	76
Печное топливо	4	2	0	Древесина, тыс. плотных м ³	134	267	1512
Мазут	363	31	2	Древесные остатки, тыс. т у.т.	14	10	10
Моторное топливо	1	13	0	Сельскохозяйственные остатки, тыс. т у.т.	0	21	43
Бензин, тыс. т	211	197	163	Электроэнергия, млн кВт·ч	4347	3488	3368
Керосин	16	0	18	Теплоэнергия, тыс. Гкал	6658	2397	2022

нение структуры потребления топлива связано с ростом доли жидких топлив из-за растущего автопарка страны. При этом уменьшается в процентном отношении доля газообразного топлива в общем балансе топлива, табл. 1 (для трех лет – 1994, 2010, 2015).

2) X_{12} – индикатор доли доминирующего вида топлива. Данный индикатор был введен специально для отражения газовой составляющей в общей структуре топливного баланса, потому что в течение ряда лет имелся перекоп структуры топливного баланса в пользу одного вида топлива – природного газа, доходившего до 60% в суммарном потреблении топлив. В качестве мероприятия служит выравнивание структуры топливного баланса с увеличением долей других видов топлива. За последний период потребление природного газа было в интервале 40-60%, что улучшило ситуацию.

3) X_{13} – индикатор потребления топлива для производства электроэнергии и теплоэнергии. Примерно половина всего импортируемого газа расходуется электростанциями на производство электро- и теплоэнергии. Газ является, по сути, основным видом топлива на станциях (97%). Использование мазута в стране ограничивается объемами 6-45 тыс. т в течение последних 20-ти лет (в 2015 г. – 2 тыс. т).

4) X_{14} и X_{15} – индикаторы удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоэнергии на ТЭЦ составляют 180-160 г у.т./кВт·ч, а при производстве теплоэнергии –

230-180 кг у.т./Гкал с тенденцией снижения и не являются кризисными.

5) X_{16} – индикатор потребления топлива коммунально-бытовым сектором имеет тенденцию постоянного роста по причине использования газа для прямого сжигания для целей отопления. В 1997 г. потребление составляло 767, а в 2015-м – 1633 тыс. т у.т.

В качестве первого мероприятия можно отметить переход на более современные технологии сжигания топлива для нужд теплоснабжения. Сектор децентрализованного теплоснабжения, который составляет 65% от жилого фонда страны, в статистических изданиях практически не представлен. В связи с этим автором было выполнено специальное исследование этого вопроса, в результате которого установлено, что ситуация с производством тепла в секторе децентрализованного теплоснабжения такая, что жители, которые проживают в домовладениях с печным отоплением (более 70% населения страны), получают в зимний период в 6 раз меньше теплоэнергии, чем жители, проживающие в домовладениях с централизованным теплоснабжением [10-11].

В качестве второго мероприятия можно отметить повсеместное улучшение теплоизоляции отапливаемых помещений. Такие мероприятия в стране активно осуществляются и организациями и самими жителями, несмотря на невысокие доходы.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Третьим мероприятием является установление адекватных тарифов на газ, электро- и теплоэнергию, которые должны быть согласованы с располагаемыми доходами населения. Они должны быть прозрачными, корректироваться параллельно с доходами населения и не быть предметом спекуляций и договоренностей. В настоящее время система установления тарифов в Молдове является неудовлетворительной. Высокие тарифы нарушают одно из положений определения энергетической безопасности – экономической доступности каждого вида ТЭР для среднестатистического жителя.

Для иллюстрации приведем график долевого распределения населения с разным уровнем доходов для одного года, например 2011-го, по данным Статистического ежегодника за 2012 г., см. рисунок. На графике выделен диапазон доходов ниже среднедушевого значения. Число жителей с доходами ниже среднедушевого значения в 2011 г. составляло три четверти населения (74%), поэтому приобретать ТЭР по крайне высоким тарифам и ценам они просто не могут. Это является одной из причин отказов потребителей от услуг системы централизованного

теплоснабжения. В 2011 г. среднедушевой доход составил 1444,5 лея в месяц, а тариф на теплоэнергию – 987 леев/Гкал (среднегодовой курс составлял 11,737 леев/долл.)

Блок № 2 – производство электроэнергии и теплоэнергии – содержит 10 индикаторов.

1) X_{21} – индикатор производства электроэнергии на собственных источниках является кризисным. Основная причина – недогрузка источников. Эта причина имеет организационный характер и отражает несовершенство управления отраслью. Однако существующих мощностей все равно недостаточно для покрытия нагрузки Правобережья. С 2009 г. недостающая электроэнергия закупается уже не из украинской энергосистемы, а от Молдавской ГРЭС, которая работает по конденсационному циклу с КПД не более 35%, в то время как ТЭЦ Правобережья имеют лучшие характеристики по КПД. В качестве первого мероприятия является дозагрузка имеющихся ТЭЦ до полной мощности с обеспечением наиболее экономичных температур теплоносителя, а в качестве второго – строительство новых дополнитель-



Распределение населения с уровнем доходов ниже среднедушевой величины

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ных современных источников. За последние 20 лет было много разных предложений по новому строительству, не имевших продолжения. Вместе с тем надо рассматривать вопрос строительства источников когенерационного типа для улучшения ситуации по теплоснабжению.

2) X_{22} – индикатор производства теплоэнергии централизованных источников, X_{29} – индикатор производства теплоэнергии в секторе с индивидуальным отоплением; X_{210} – индикатор производства теплоэнергии в секторе с печным отоплением. Все три индикатора являются кризисными. В качестве мероприятий могут быть следующие:

а) для X_{22} : имеющиеся ТЭЦ недогружаются по причине низких отборов теплоэнергии, а это связано с тем, что новое строительство зачастую ведется с установкой в каждой квартире индивидуального отопления (если имеется доступ к газовым сетям). Одними из главных причин отказов населения от централизованного отопления в домах, где оно имеется, являются высокие тарифы. Заниженные задаваемые параметры теплоносителя на ТЭЦ при дополнительных потерях на теплотрассе и при ряде других экономий (таких как доступ неспециалистов к регулированию в жилых домах) привели к ухудшению имиджа централизованного отопления и отказам жителей от него в пользу либо газового, либо электрического. Для повышения имиджа центральной системы необходимо снизить, или хотя бы не повышать далее, существующие тарифы (факт их завышения даже указан в Энергетической стратегии до 2030 года – п. 18 (2), п. 21, п. 95, принятой в 2013 году). Частое повышение тарифов ведет к нарастанию социальной напряженности. Заметим, что в официальной статистике последних 25-ти лет совсем не отражается раздел «оплата коммунальных услуг», в то время как в статистических изданиях до 1991 г. такие данные были. Хотя именно они являются самыми большими расходами населения.

б) для X_{29} и X_{210} : в качестве мероприятия можно рассматривать теплоизоляцию обогреваемых помещений, а также использование ВИЭ, для чего необходимо повышение доходов населения.

3) X_{23} – индикатор доли собственных источников в покрытии баланса. Основным мероприятием по улучшению данного индикатора является загрузка имеющихся ТЭЦ до номинальных параметров.

4) X_{24} : индикатор доли ГЭС в структуре установленных мощностей. ГЭС дают наиболее дешевую электроэнергию (для сравнения: отпускной тариф Костештской ГЭС – 0,17 лей/кВт·ч, что в 10 раз меньше отпускного тарифа от ТЭЦ); в Республике Молдова всего две ГЭС, но производство электроэнергии на них невелико, но достаточно стабильно в течение многих лет (7-20 тыс. т ут. на КоГЭС и 250-300 млн кВт·ч на Дубоссарской ГЭС). Индикатор X_{24} является структурным, находится в кризисном интервале (доля ГЭС как пиковых источников должна составлять не менее 20%), но мероприятия по улучшению этого индикатора осуществить трудно.

5) X_{25} – индикатор доли блок-станций в структуре суммарных установленных мощностей электростанций. В Правобережье их доля составляет 22%, в масштабах страны 98 МВт от суммарного количества (3006 МВт в Молдове в целом) – 3%. Индикатор является структурным и находится в зоне нормального состояния. В качестве мероприятия можно рассматривать поддержание действующих объектов с блок-станциями в работающем состоянии, что связано с общей экономической ситуацией в стране.

6) X_{26} – индикатор доли самой крупной электростанции (степень концентрации выработки электроэнергии на одном источнике). В Правобережье самой крупной электростанцией является Кишиневская ТЭЦ-2 240 МВт (54% при общей установленной мощности 444 МВт с учетом блок-станций). Индикатор является структурным и находится в зоне кризисного состояния. В качестве мероприятия можно рассматривать строительство новых источников или расширение ТЭЦ-1 и Бельцкой ТЭЦ.

7) X_{27} – индикатор уровня резерва в энергосистеме является нормальным и X_{28} – индикатор величины потерь в высоковольтных сетях не вышел из допустимых пределов, составляя 2,8-2,9% в период в 2007-2015 гг., поэтому специальные мероприятия по нему не рассматриваются. К рекомендуемым мероприятиям относятся все обычные меры по снижению потерь, которые используются на практике.

Блок № 6 потребителей содержит 5 индикаторов. X_{61} – индикатор потребления электроэнергии. За 15 лет произошла кардинальная

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Таблица 2

Потребление электроэнергии по секторам экономики по данным ежегодных топливно-энергетических балансов, млн кВт·ч

Год	Всего	Промышлен- ный сектор	Строительный сектор	Транспорт	Сельско- хозяй- ственный сектор	Коммер- ческий сектор*	Комму- нальный сектор	Бытовой сектор	Прочее
2000	2244	627	11	61	71		393	790	
2005	2921	974	10	50	51	90	581	1041	124
2010	3486	975	13	46	54	185	598	1514	101
2015	3368	772	6	49	46	243	905	1670	0

Примечание: * – для 2000 г. данные по коммерческому сектору включены в значения по коммунальному сектору.

перестройка структуры экономики за счет роста доли бытового сектора (табл. 2).

Индикатор находится в зоне нормального состояния, если сравнение вести со среднегодовым показателем за 1994-2015 годы. В то же время он является кризисным, если сравнивать с 1990 г., когда вклад промышленности в ВВП был на уровне 30%. Произошедшие изменения в структуре экономики страны таковы, что вернуться к прежним позициям невозможно, и сравнение со среднегодовым значением за 20 лет адекватнее отражает текущую ситуацию. Общие мировые тенденции по потреблению электроэнергии показывают возрастание ее использования в связи с появлением все новых и новых электроприборов. В качестве мероприятий тут можно рассматривать в основном меры по эффективному использованию энергии, энергосбережению, снижению потерь в конечном потреблении.

X_{62} – индикатор потребления теплоэнергии от централизованных источников. Индикатор является кризисным ввиду снижения теплопотребления более чем в 3 раза – с 8,7 до 2,1 млн Гкал (1993/2015 гг.). Главными мероприятиями по его улучшению являются снижение тарифов на теплоэнергию от централизованных источников и согласование тарифов с доходами населения.

Для двух новых индикаторов децентрализованного теплоснабжения: X_{64} – индикатор потребления теплоэнергии в секторе домовладений с индивидуальным отоплением и X_{65} – индикатор потребления теплоэнергии в секторе домовладений с печным отоплением мероприятия фактически совпадают с мерами для X_{210} (индикатора производства теплоэнергии в данном секторе). В качестве главной государствен-

ной меры можно рассматривать повышение доходов населения, чтобы существовали ресурсы на обустройство домовладений.

X_{63} – индикатор доли затрат населения на приобретение ТЭР. Этот индикатор имеет комплексный характер и увязывает среднедушевой доход (СДД) и стоимость ТЭР. Он может рассматриваться в целом по стране и более дифференцированно, например, по видам домовладений или по видам потребляемого топлива. Этот индикатор является сложным, для его расчета требуется большое число первичных показателей по топливам и их стоимости. Основным мероприятием по его улучшению является повышение доходов населения для приобретения необходимых объемов ТЭР и снижения энергетической бедности.

Итоговый уровень состояния энергетической безопасности

Мониторинг фактических значений описанных и других индикаторов системы осуществляется ежегодно и для каждого индикатора рассчитывается балл его состояния, а затем определяется итоговый обобщенный уровень энергетической безопасности. Динамика изменения обобщенного уровня имеет тенденцию постоянного ухудшения и в текущий момент наблюдается предкризисное критическое состояние.

Выводы

1. В настоящей работе кратко описаны методология анализа энергетической безопасности и

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

особенности подхода, который используется для исследований в Республике Молдова. Приведено описание топливно-энергетического комплекса и энергосистемы страны, которые являются объектами исследования при анализе энергетической безопасности. Для использования методологии разработана система индикаторов, которая включает 50 показателей энергетической безопасности, разделенных по 10-ти блокам.

2. Для нескольких блоков индикаторов в данной работе проанализировано состояние и предложены мероприятия по их улучшению. Выявлен ряд кризисных индикаторов в рассмотренных блоках, которые позволяют определить мероприятия по их улучшению. Эти мероприятия предполагают развитие каждого сектора энергетики, среди которых основными являются – развитие

генерирующих источников традиционного типа, ВИЭ, изменение тарифов и их согласование с доходами населения и другие.

Среди наибольших проблем энергетики можно отметить недостаток установленных мощностей в Правобережном регионе и существующую, вместе с тем, недогруженность действующих источников по организационным причинам. Необходимо изменить практику строительства новых зданий с газовым индивидуальным отоплением в зоне действия систем централизованного теплоснабжения. Еще одной проблемой являются высокие тарифы на электро- и теплоэнергию, природный газ, которые не соотносятся с доходами населения и создают экономические трудности для приобретения необходимых объемов энергоресурсов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М., Славин Г.Б., Чельцов М.Б. *Энергетическая безопасность России.: проблемы и пути решения*, Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2011. 198 с.

2. *Системные исследования в энергетике. Ретроспектива научных направлений СЭИ – ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай*. Новосибирск: Наука, 2010. 686 с.

3. Сендеров С.М., Рабчук В.И. *Важнейшие индикаторы энергетической безопасности России. Подходы к оценке пороговых и текущих значений // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 65, Иркутск, 2015. ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 62-77.*

4. Пяткова Н.И., Славин Г.Б., Пяткова Е.В. *Недостаток инвестиций в ТЭК страны – одна из основных угроз энергетической безопасности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 65, Иркутск, 2015. ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 196-203.*

5. *Влияние энергетического фактора на экономическую безопасность регионов России / под ред. А.И. Татаркина. Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 1998, 195 с.*

6. *Моделирование устойчивого развития как условие повышения экономической безопасности. А.И. Татаркин и др. – Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 1999, 275 с.*

7. Быкова Е.В. *Методы расчета и анализ показателей энергетической безопасности на примере энергосистемы Молдовы*. Кишинев: АН РМ, 2005, 158 с.

8. Михалевич А.А., Быкова Е.В., Постолатий В.М., Фисенко С.П., Шнип А.И., Римко Д.В., Гродецкий М.В. *Методические подходы к решению проблемы энергетической безопасности Молдовы и Беларуси / серия «Энергетическая безопасность», книга № 5.*

9. Быкова Е.В. *Мониторинг индикаторов энергетической безопасности / серия «Энергетическая безопасность», книга № 4*. Кишинев: АН РМ, 162 с., 2008.

10. Быкова Е.В., Постолатий В.М. *Разработка индикаторов сектора децентрализованного теплоснабжения // Экономика региона, 2013, № 2, с. 106-114.*

11. Быкова Е.В., Постолатий В.М. *Анализ систем теплоснабжения и пути увеличения их эффективности для повышения энергетической безопасности / Сборник трудов Конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов». 29-31 мая 2013 г. Благовещенск, с. 413-420.*

12. Быкова Е.В. *Углубленный анализ тенденций выбросов CO₂ при сжигании угля, мазута и*

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

природного газа при производстве электроэнергии и теплоэнергии в регионах Молдовы / Сборник трудов 8-й Международной конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», 27-29 мая 2015 г., Благовещенск, с. 348-353.

13. Bykova E., Kirillova T. *Informative Inventory Report of the Republic of Moldova 1990-2012 . Submission under the UNECE convention on Long Range Trans boundary Air Pollution / Chisinau, 2014; 323 p.*

14. Быкова Е.В. *Энергетическая безопасность: методология, мониторинг, прогнозирование. LAP Lambert. Германия, 2016, 59 с.*

Поступила в редакцию
06.03.2017 г.

E.V. Bykova²

SYSTEM OF INDICATORS AND MEASURES FOR THE ENERGY SECURITY OF MOLDOVA

Methodological approaches to analyses of energy security of Moldova is describes. The system of 50 indicators, distributed to 10 blocks is describes. Energy sector is analyzed with the help of a system of indicators, and it's critical pre-crisis state is estimated . The most effective measures for return to normal state of indicators is offered to ensure energy security.

Key words: energy security, indicator, crisis state, measure, Moldova.

² Elena V. Bykova – Leading Researcher at the Institute of Energy of the Academy of Sciences of Moldova, Ph.D in Engineering, *e-mail:* elena-bicova@mail.ru.

УДК 005:621.31 (470+571)

Г.И. Шевелёва¹

СОВРЕМЕННЫЕ ПРИОРИТЕТЫ УЛУЧШЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Проведен анализ современных проблем корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики путем оценки соблюдения этими компаниями принципов и рекомендаций, закрепленных в новом Кодексе корпоративного управления. Особое внимание уделено роли и проблемам советов директоров. Обоснованы приоритетность и направления их совершенствования для улучшения корпоративного управления в российской электроэнергетике. Выделены стадии выдвижения, избрания, текущей деятельности и оценки эффективности советов директоров, позволяющие более успешно реализовать данные направления.

Ключевые слова: корпоративное управление, российские генерирующие компании электроэнергетики, советы директоров, приоритетность, принципы и рекомендации Кодекса корпоративного управления.

Корпоративное управление доказало свою значимость в повышении инвестиционной привлекательности зарубежных корпораций, получении ими более доступных, недорогих и стабильных источников финансирования. Отечественный опыт корпоративного управления, ориентированного на общепринятые мировые стандарты передовой корпоративной практики, относительно небольшой. Базовой вехой внедрения этих стандартов явился Кодекс корпоративного поведения², в котором были четко сформулированы требования надлежащего поведения российских акционерных обществ в отношении акционеров и инвесторов, соответствующего международным стандартам и способствующего увеличению их активности. Существенные изменения, произошедшие за минувшие годы в российской корпоративной практике с момента принятия Кодекса корпоративного поведения, потребовали его пересмотра. Новая редакция была разработана при участии Европейского банка реконструкции и развития, Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), с учетом предложений Московской биржи, Росимущества и Минэкономразвития России, российских и международных компаний, оказывающих услуги в области корпора-

тивного управления. В этой редакции документ был позиционирован уже как действенный инструмент повышения эффективности управления компанией в интересах инвесторов и получил новое название – Кодекс корпоративного управления (далее по тексту Кодекс)³. В новом Кодексе совершенствование корпоративного управления осталось важнейшей мерой, необходимой «для повышения устойчивости, эффективности деятельности акционерных обществ, увеличения притока инвестиций во все отрасли российской экономики как из источников внутри страны, так и от зарубежных инвесторов» [1, с. 7].

Российские генерирующие компании электроэнергетики явно недооценивают роль корпоративного управления в контексте увеличения притока инвестиций. В течение последнего десятилетия в большинстве из этих компаний оно являлось формальным, декларативным, имело временный характер улучшения и не соответствовало обобщенным и общепризнанным в мире стандартам наилучших корпоративных практик государств ОЭСР (справедливости, ответственности, прозрачности и подотчетности) [3, с. 381-390].

В современных условиях возникли новые приоритеты улучшения корпоративного управ-

¹ Галина Ивановна Шевелёва – старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, к.э.н., e-mail: sheveleva@isem.irk.ru

² Одобрен на заседании Правительства РФ 28.11.2001 г. и рекомендован распоряжением ФКЦБ России от 04.04.2002 г. № 421/р «О рекомендации к применению Кодекса корпоративного поведения» к применению акционерными обществами.

³ Одобрен на заседании Правительства РФ 13.02.2014 г. и советом директоров Банка России 21.03.2014 г., рекомендован распоряжением Банка России от 10.04.2014 № 06-52/2463 «О Кодексе корпоративного поведения» к применению акционерными обществами.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ления в интересах инвесторов для отечественных генерирующих компаний электроэнергетики. В данной статье они определены главным образом по результатам оценок соблюдения этими компаниями принципов и рекомендаций, закрепленных в Кодексе. С этой целью были использованы «Отчеты о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления» из приложений к годовым отчетам за 2014 г. с официальных сайтов 19-ти российских генерирующих компаний электроэнергетики. Такие отчеты компании обязательно публикуют с целью поддержания их ценных бумаг в котировальном списке ЗАО «Фондовая биржа ММВБ». Отчеты о соблюдении Кодекса обычно выполнены в формате его компактной версии, разработанной Московской биржей. С целью более углубленного анализа современного состояния корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики к формату Кодекса были добавлены дополнительные ключевые критерии. Они заимствованы из практики раскрытия сведений о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса лучшим аналогом корпоративного управления в российской электроэнергетике – ОАО «Э.ОН Россия» (с 23.06.2016 г. – ПАО «Юнипро»). Кроме этого, использованы результаты дополнительных исследований методом сравнения принципов корпоративного управления Кодекса с действующими в этих компаниях системами корпоративного управления, в том числе закрепленными во внутренних документах⁴.

Несоответствия Кодексу действующей практики корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики выявлены преимущественно по каждому из принципов, обобщенных в рамках следующих разделов Кодекса:

- права и равенство условий для акционеров при осуществлении ими своих прав;
- совет директоров;
- корпоративный секретарь;
- система вознаграждения членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников;

- система управления рисками и внутреннего контроля;
- раскрытие информации и информационная политика;
- существенные корпоративные действия.

Эти несоответствия, свойственные подавляющему большинству российских генерирующих компаний электроэнергетики, показаны ниже по каждому из перечисленных разделов Кодекса. Несоответствия, выявленные по дополнительным ключевым критериям, применяемым ОАО «Э.ОН Россия» к формату Кодекса, отмечены маркером в виде ромба.

Права и равенство условий для акционеров при осуществлении ими своих прав:

- отсутствие закрепленных обязанностей по недопустимости действий, приводящих к перераспределению корпоративного контроля;
- нет современных норм, закрепляющих возможность обсуждения и голосования посредством конференцсвязи и видео конференцсвязи;
- не утверждены документы, определяющие дивидендную политику;
- не разработаны положения для предварительного обсуждения акционерами выдвижаемых кандидатов в советы директоров (СД);
- ❖ отсутствие исчерпывающей информации о кандидатах в члены советов директоров в материалах при подготовке и проведении общих собраний акционеров (ОСА);
- ❖ отсутствие в протоколах ОСА сведений об избираемых членах советов директоров, в том числе считающихся независимыми.

Совет директоров:

- нет оценки соответствия кандидатов в его члены критериям независимости;
- отсутствие или незначительное количество независимых директоров;
- отсутствие независимых директоров в комитетах СД и слабая проработанность их функций;

⁴ Информация о системах корпоративного управления каждой из компаний получена с их официальных сайтов, главным образом из разделов «Корпоративное управление» и «Акционерам и инвесторам».

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

- несоответствие количества очных заседаний советов директоров и рассматриваемых на них вопросов принципам и рекомендациям Кодекса;
- нет оценки эффективности советов директоров;
- ❖ отсутствие ключевой роли советов директоров в обеспечении прозрачности, своевременности и полноты раскрытия информации, необременительного доступа к ней акционеров;
- ❖ отсутствие иных комитетов (кроме обязательных – по аудиту, номинациям и вознаграждениям) в советах директоров;
- ❖ отсутствие практики регулярных и всесторонних обсуждений в советах директоров и его комитетах.

Корпоративный секретарь:

- отсутствие «Положения о корпоративном секретаре» во внутренних документах;
- сужены функции корпоративного секретаря, рекомендованные Кодексом;
- ❖ отсутствие информации о знаниях, опыте, квалификации и безупречности репутации корпоративного секретаря, необходимой для исполнения обязанностей и увеличения доверия инвесторов.

Система вознаграждения членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников:

- отсутствие программ долгосрочной мотивации членов исполнительных органов;
- отсутствие единой политики и системы вознаграждений, контроля со стороны советов директоров за их внедрением и реализацией;
- непрозрачность механизмов определения и размеров вознаграждений членов советов директоров, исполнительных органов и других ключевых руководящих работников;
- нерегламентированность всех видов выплат, льгот и привилегий указанным лицам.

Система управления рисками и внутреннего контроля:

- неподотчетность советам директоров руководителей подразделений внутреннего аудита;

- отсутствие оценки корпоративного управления;
- отсутствие антикоррупционной политики;
- ❖ нет мониторинга соответствия действующих систем управления рисками и внутреннего контроля определенным советами директоров принципам и подходам к организации этих систем, а также их эффективности функционирования.

Раскрытие информации и информационная политика:

- отсутствие рекомендованных способов взаимодействия с инвесторами и другими заинтересованными лицами;
- нет процедур для координации работы всех служб и структурных подразделений, связанных с раскрытием информации;
- несвоевременность предоставления информации о структуре акционерного капитала и ее не раскрываемость;
- отсутствие информации о бенефициарах;
- несвоевременность аудиторских проверок и заключений по их результатам в годовой и промежуточной отчетности – соответственно;
- мало информации о подконтрольных компании и существенных для нее юридических лицах;
- несвоевременность и неполнота обязательной к раскрытию информации в годовых отчетах;
- ❖ мало информации о системе и текущей практике корпоративного управления.

Существенные корпоративные действия:

- неопределенность перечня и критериев существенных корпоративных действий или сделок, принципов обеспечения равных условий для всех акционеров при совершении этих действий;
- незакрепленность во внутренних документах дополнительных мер для защиты прав и законных интересов акционеров;
- ❖ отсутствие ключевой роли советов директоров в принятии решений или выработке рекомендаций по существенным корпоративным действиям, в том числе с учетом позиции независимых директоров.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Потребовалось определение «зоны ответственности» при таком большом количестве выявленных несоответствий Кодексу действующих практик и систем корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики, требующих последующих предложений для корректировки сложившейся ситуации.

Выяснилось, что выявленные несоответствия находятся в зоне ответственности советов директоров этих компаний, поскольку именно советы директоров в рамках делегированных им полномочий:

- являются гарантом соблюдения прав и равных условий для акционеров;
- утверждают внутренние документы компаний;
- разрабатывают и утверждают политику компаний по вознаграждениям, обеспечивают контроль внедрения и реализации этой политики, и при необходимости – пересматривают и вносят в нее коррективы;
- определяют принципы и подходы к организации системы управления рисками и внутреннего контроля, отслеживают соответствие им действующей системы и эффективность ее функционирования;
- обеспечивают разработку и внедрение информационной политики, прозрачность, своевременность и полноту раскрытия информации, необременительный доступ к ней акционеров;
- осуществляют контроль практики корпоративного управления, играют ключевую роль в существенных корпоративных действиях;
- утверждают независимых оценщиков при осуществлении существенных корпоративных действий для защиты прав и законных интересов акционеров.

Преимущественно по причине многочисленных несоответствий Кодексу действующих

практик и систем корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики, находящихся в зоне ответственности их советов директоров, предложено *совершенствование советов директоров в качестве приоритета улучшения корпоративного управления в этих компаниях*. Дополнительными аргументами в пользу приоритетности совершенствования российских советов директоров явились: во-первых, представленные данные их оценки в 2014-2015 гг. компанией Spencer Stuart⁵ в сравнении с советами директоров крупнейших корпораций США и Европы [4, 5]. Во-вторых, результаты исследования основных составляющих в аббревиатуре C-B-S-R⁶ модели «эффективного совета» Дж. Джиллиса, П. Барта и Р. Леблана [2]. В-третьих, национальные особенности корпоративного управления, связанные с отсутствием должного внешнего корпоративного контроля со стороны относительно слабого российского фондового рынка и банковской системы, присущего зарубежным моделям корпоративного управления. Эта функция является прерогативой советов директоров в современных отечественных компаниях и, соответственно, требует их совершенствования в части усиления ответственности перед акционерами.

Определены следующие основные направления совершенствования советов директоров: повышение компетенций; оценка морально-этических и поведенческих качеств их членов; увеличение вовлеченности в дела компаний; сближение финансовых интересов с долгосрочными интересами акционеров. Предложено реализовать эти направления выделением стадий «жизнедеятельности» советов директоров:

- выдвижение кандидатов;
- избрание;
- текущая деятельность;
- оценка эффективности.

⁵ Компания Spencer Stuart с 1985 г. публикует обзоры состава советов директоров, структуры и практики корпоративного управления в крупнейших компаниях мира. Ее цель – предоставление актуальной информации лидерам делового мира о текущих практиках в советах директоров этих компаний. Компания Spencer Stuart впервые в 2014 г. опубликовала издание «Российского индекса советов директоров» крупных публично торгуемых российских компаний, включая отдельные компании электроэнергетического сектора.

⁶ C-B-S-R – C (competencies) – компетенции, B (behavioral) – поведенческие качества, S (strategy) – стратегия, R (recruit) – привлечение директоров.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ



Предложения по выдвижению кандидатов в члены советов директоров

Выдвижение кандидатов в члены советов директоров является, пожалуй, наиболее важной стадией, определяющей в дальнейшем эффективность избранных советов. Предложения по выдвижению кандидатов в члены советов директоров показаны на рисунке.

Создание каталога определенных и, возможно, обязательных компетенций для кандидатов в члены советов директоров, предложенных на рисунке, необходимо для предварительного отбора этих компетенций в соответствии с поставленными целями и задачами дальнейшего развития компаний. В современных условиях усиленные требования к профессиональным компетенциям выдвигаемых кандидатов в члены советов директоров, как правило, предъявляются к их экономической, правовой и организационно-управленческой культуре.

Поведенческие качества кандидатов в члены советов директоров определяются главным об-

разом их способностью к совместной работе и компромиссам при выработке наиболее эффективных решений. Не следует выдвигать в члены советов директоров сторонников «групп поддержки», контролеров, конформистов и «хронических» критиков. Профессиональные и личные качества членов советов директоров, их способность к слаженной работе должны рассматриваться, на наш взгляд, именно на стадиях их выдвижения и избрания в отличие от Кодекса, рекомендующего использовать эти критерии только при оценке эффективности советов директоров. Подтверждением этого, в частности, является высокая значимость компетенций «С» и поведенческих характеристик «В» директоров в аббревиатуре C-B-S-R модели эффективного совета Дж. Джиллиса, П. Барта и Р. Леблана, особо подчеркиваемые ими для рассмотрения этих составляющих именно на стадии формирования советов директоров [2, с. 157]. Ключевая

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

роль в этой модели отведена процессам принятия решений и функциональным директорам, только при участии таких директоров, по мнению авторов, можно разрабатывать и принимать наиболее эффективные решения. Убедительность, способность успешно работать с другими директорами, склонность к компромиссу – вот три основные поведенческие характеристики функциональных директоров в модели эффективного совета.

На стадии выдвижения кандидатов в члены советов директоров очень важна оценка их морально-этических качеств. Наиболее предпочтительными сегодня в этом смысле являются характерные черты, связанные с духовным потенциалом кандидатов, их поведением в бизнесе и коллективе.

Для стадии выдвижения кандидатов в советы директоров нужно обеспечить увеличение числа независимых претендентов, провести предварительную проверку их соответствия критериям независимости. Это повысит в дальнейшем эффективность текущей деятельности советов директоров при сложившейся структуре собственности. Доля независимых членов в советах директоров российских генерирующих компаний электроэнергетики относительно невелика. В последние годы она составляла в среднем 25% вместо 33%, рекомендуемых Кодексом. При проверке соответствия членов советов директоров критериям независимости эта доля снизилась практически до 20%. Для сравнения: доля независимых директоров в зарубежных компаниях в 2015 г. (по данным Spencer Stuart), в частности в США, составила 84% [5, с. 23], Великобритании – 60,5% [5, с. 10], Германии – 60% [5, с. 22]. Наблюдалась явная тенденция увеличения доли независимых членов в советах директоров зарубежных компаний, например, в Германии она выросла в 2015 г. на 17% по сравнению с предыдущим годом [4, с. 14].

Нужно предоставить акционерам возможности предварительного обсуждения кандидатов в члены советов директоров, например, посредством интернет-форумов, конференцсвязи и видео конференцсвязи. Это – своего рода праймериз для акционеров на корпоративном уровне. Такие предварительные обсуждения и голосования нужны для выявления наиболее достойных

кандидатов на выдвижение в советы директоров и на избрание их членов на основных выборах.

При избрании членов советов директоров значимым является предоставление подробной и исчерпывающей информации о кандидатах в члены советов директоров в материалах при подготовке и проведении общих собраний акционеров. Важно: кем они выдвинуты, биографические данные, профессиональные и личные качества, образование, опыт, список занимаемых должностей, аффилированность с компанией, членство в советах директоров других компаний и пр. Эта информация способна показать, как в дальнейшем будут исполняться обязанности. Как правило, такая подробная информация о кандидатах в члены советов директоров не раскрывается большинством российских генерирующих компаний электроэнергетики.

Для улучшения текущей деятельности советов директоров необходимы, во-первых, создание дополнительных комитетов в советах директоров с учетом масштабов деятельности компании (комитеты по корпоративному управлению, по этике, по надежности и другие). Предварительная и скрупулезная подготовка принимаемых решений в этих комитетах повысит их оперативность и эффективность. Практически во всех советах директоров российских генерирующих компаний электроэнергетики имеются комитеты по аудиту, в большинстве из них – комитеты по номинациям. Иных комитетов нет, либо они созданы лишь в отдельных компаниях. Во-вторых, вовлеченность в дела компании членов советов директоров, усиление коллегиального начала в их деятельности. Составы этих советов и их комитетов должны формироваться с целью возможного всестороннего обсуждения рассматриваемых вопросов с учетом различных мнений. Более предпочтительной является очная форма заседаний советов директоров вместо широко используемой в российских компаниях заочной формы голосований. Исследования автора показали, что в последние годы среднее число очных заседаний в российских генерирующих компаниях электроэнергетики не превысило 3,9. Эти значения ниже среднего числа очных заседаний советов директоров в российских компаниях в 2014 г. – 7,4 [4, с. 2] и в 2015 г. – 6,8 [5, с. 17], более чем в два раза – числа очных засе-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

даний в 2015 г. в зарубежных компаниях [5, с. 17]. В-третьих, разработка единых этических норм, внедрение, мониторинг и ответственность их соблюдения. Неэтичный подход со стороны органов управления в российских компаниях при кажущемся небольшом ущербе и маловероятности наказания увеличивает риски и связанные с ними издержки, уменьшая совокупную выгоду и акционерную стоимость компаний. Кодекс не дает рекомендаций по вопросам корпоративной культуры, этическим нормам, лишь ссылается на нормы гражданского законодательства и отмечает их недостаточность для надлежащего корпоративного управления [1, с. 7]. Компаниям нужны Кодексы этики во внутренних документах и комитеты по этике. При отсутствии таких комитетов в советах директоров комитеты по аудиту обязаны контролировать соблюдение положений Кодексов по этике с предоставлением возможности всем заинтересованным лицам сообщать об их нарушениях или подозрениях о таких нарушениях по специально созданным в компаниях каналам. Требуется принятие соответствующих мер ответственности за эти нарушения. Пока около 23% российских генерирующих компаний электроэнергетики располагают Кодексами этики. К сожалению, они разработаны при отсутствии единого методологического подхода и общих правил. Для создания общих правил корпоративной культуры, на наш взгляд, требуется предварительная разработка единой терминологии, возможно, на основе анализа действенных зарубежных моделей корпоративной культуры. В дальнейшем важно дополнить полномочия советов директоров вопросами корпоративной культуры и, соответственно, мерами их ответственности в этой области. Отчасти такие предложения в «фактах о корпоративной культуре, которые должен знать совет директоров» сформулированы компанией Spencer Stuart для российских компаний, исходя из зарубежного опыта [5, с. 5-10].

Для оценки эффективности советов директоров требуются, во-первых, разработка единой методологии. Она отсутствует в рекомендациях Кодекса, которые ограничиваются простым перечислением отдельных критериев «профессиональные и личные качества членов советов директоров, их независимость, слаженность и

степень участия в работе» [1, с. 41]. Применение компаниями этих критериев для оценки эффективности советов директоров зачастую сводится к простому анкетированию их членов по различным организационным вопросам. В итоге ни акционеры, ни сами советы директоров не знают, что делать с результатами такой оценки и отказываются от нее. В отличие от российских компаний самооценка эффективности советов директоров широко используется за рубежом. По данным Российского индекса советов директоров Spencer Stuart, из 150-ти крупнейших публичных зарубежных компаний в 2015 г. провели такую оценку, например, в Испании 88% [5, с. 12], в Великобритании – 43,3% [5, с. 19], Италии – 35% [5, с. 19]. Более того, в этих компаниях распространена практика внешней оценки эффективности советов директоров, проводимая каждые три года сторонними организациями. Практика внешней оценки эффективности советов директоров отсутствует в российских генерирующих компаниях электроэнергетики, несмотря на рекомендации Кодекса.

В основу единой методологии оценки эффективности советов директоров, на наш взгляд, может быть заложена, в частности, оценка эффективности компаний, базирующаяся на значениях основных финансовых показателей (включая рыночную капитализацию). Определенный опыт в этой области имеет ОАО «Э.ОН Россия», в котором такая система оценки эффективности совета директоров построена на этих показателях и положительно себя зарекомендовала в течение многих лет. Во-вторых, создание единого подхода к вознаграждению членов советов директоров, приведение его размеров в прямую зависимость от достигнутых компанией значений основных годовых финансовых показателей. В рекомендациях Кодекса отдается предпочтение фиксированному годовому вознаграждению членам совета директоров, указана нежелательность выплат вознаграждений за участие в их заседаниях [1, с. 13]. Как правило, закрыта информация о вознаграждениях членов советов директоров и способах их начисления, в том числе в российских генерирующих компаниях электроэнергетики. Чаще раскрывается общая сумма вознаграждения советов директоров в ежеквартальных отчетах.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Система вознаграждения членов совета директоров, действующая в ОАО «Э.ОН Россия», на наш взгляд, является более перспективной, а накопленный в этой области опыт можно было бы применить в отечественных компаниях. Система вознаграждения ОАО «Э.ОН Россия» нацелена на сближение финансовых интересов членов совета директоров с долгосрочными интересами инвесторов, материальное стимулирование участия членов советов директоров в их заседаниях. Годовое вознаграждение членов советов директоров в этой компании определяется размером прибыли до уплаты налогов, процентов, учета износа и амортизации (ЕБИТДА), а также степенью участия членов советов директоров в очных заседаниях и заочных голосованиях. ЕБИТДА – финансовый показатель из годовой финансовой отчетности компании по международным стандартам, подтвержденной внешним аудитором. Основное преимущество этого показателя, по сравнению с другими финансовыми показателями, заключается в нивелировании различий между оцениваемой компанией и аналогами с точки зрения налогообложения и учета амортизационных отчислений. Причем при соотношении фактических и плановых показателей ЕБИТДА меньшим 0,8, компанией ОАО «Э.ОН Россия» не выплачивается годовое вознаграждение членам советов директоров. За участие в очных заседаниях членам совета директоров выплачивается большее

вознаграждение, чем за участие в заочных голосованиях.

Выводы

В современных условиях трудно решить проблемы инвестиционной привлекательности российских генерирующих компаний электроэнергетики без улучшения их корпоративного управления. В качестве приоритета такого улучшения предложено совершенствование деятельности советов директоров в этих компаниях. Оно обусловлено главным образом выявленными многочисленными проблемами в текущей практике, слабостью российских советов директоров в сравнении с аналогичными советами крупнейших корпораций США и Европы (по результатам оценки Spencer Stuart), отсутствием в их практике передовых составляющих модели эффективного совета. Предложены направления совершенствования советов директоров, отражающие современные требования инвесторов. Они включали повышение компетенций, личных и поведенческих качеств, увеличение вовлеченности членов советов директоров в дела компаний, сближение их финансовых интересов с интересами других акционеров. Выделены стадии выдвижения, избрания, текущей деятельности, оценки эффективности советов директоров, позволяющие более успешно реализовать данные направления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кодекс корпоративного управления. Нормативные акты и оперативная информация Центрального банка РФ // Вестник Банка России. 2014. № 40 (1518). С. 1-63.

2. Джиллис Дж., Барта П., Леблан Р. Структура против функции: эволюция корпоративного управления (на примере США) // Российский журнал менеджмента. 2006. № 4(1). С. 147-162.

3. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / под ред. Н.И. Вороная. Новосибирск: Наука, 2015. 448 с.

4. Российский индекс советов директоров Spencer Stuart 2014. URL: <http://www.spencerstuart.com> (дата обращения: 22.01.2016).

5. Российский индекс советов директоров Spencer Stuart 2015. URL: <http://www.spencerstuart.com> (дата обращения: 12.05.2016).

Поступила в редакцию
27.03.2017 г.

G.I . Sheveleva⁷

**MODERN PRIORITIES IN THE IMPROVEMENT
OF CORPORATE GOVERNANCE IN RUSSIA'S
ELECTRIC POWER INDUSTRY**

The paper presents an analysis of current corporate governance problems in the Russian power companies. The analysis suggests mainly the assessment of whether or not these companies observe the principles and recommendations stipulated in a new Code of Corporate Governance. Special attention is paid to the role and problems of the Boards of Directors. The priority and directions of their improvement aimed at enhancing the corporate governance in the Russian electric power industry are substantiated. The focus is made on the stages of nomination, election, current activity and performance assessment of the Boards of Directors, which will make it possible to successfully implement these directions.

Key words: corporate governance, Russian power companies, Boards of Directors, priority, principles and recommendations of the Code of Corporate Governance.

⁷ Galina I. Sheveleva – Senior Researcher at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Economic, *e-mail:* sheveleva@isem.irk.ru

УДК 621.311.1 (470+571)

Г.Ф. Ковалёв, Д.С. Крупенёв, Л.М. Лебедева¹

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМИ КАДРАМИ КАК ВАЖНЕЙШАЯ ПРОБЛЕМА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ

В статье рассматривается актуальная проблема обеспечения электроэнергетической отрасли России квалифицированными и опытными кадрами. Излагается история появления проблемы и причины ее возникновения. Дается характеристика современного состояния отрасли, приведены рекомендации по решению краткосрочных и долгосрочных кадровых задач, непосредственно влияющих на надежность и безопасность функционирования электроэнергетики.

Ключевые слова: электроэнергетика, надежность, безопасность, квалифицированные кадры, образование.

«Кадры решают все» – этот девиз всегда актуален как в любой хозяйственной отрасли, так и в любой сфере жизнедеятельности человека. Не исключением является и основная жизнеобеспечивающая отрасль – электроэнергетика. Как отмечалось в [1, 2], хотя разница в годах написания этих работ – 9 лет, к основным факторам, определяющим надежность и безопасность электроэнергетических систем (ЭЭС) и систем электроснабжения конкретных потребителей, относится, в том числе, высокая профессиональная квалификация и опытность персонала, обслуживающего отрасль, его дисциплинированность, ответственность, материальная и моральная заинтересованность в результатах труда, что характеризует так называемый «человеческий фактор».

Существенный ущерб российской электроэнергетике ошибочной кадровой политикой был нанесен начиная с 90-х годов прошлого века. Это и игнорирование технологического персонала, особенно на уровне общего управления (менеджмента), увеличение в управленческом штате энергетических компаний и организаций руководителей, не имеющих специального технического образования, снижение требований к профессиональной подготовке кадров, ослабление связей между энергетическими компаниями и вузами, готовящими специалистов для отрасли, большой объем недостоверной информации, подаваемый электроэнергетиче-

скими организациями в виде статистических данных и т.д. В магистратуру энергетических факультетов вузов принимают (а обучение всего два года) юристов, медиков, экономистов разных профилей и т.п. Дефицит квалифицированных кадров по энерготехническим специальностям в компаниях продолжает нарастать. И к тому же очень печальный факт – и в этой отрасли имеется криминальный оттенок. Самый последний известный факт, датированный декабрем 2016 г.: «В настоящее время Евгений Дод (бывший глава «РусГидро») добровольно в полном объеме возместил «РусГидро» причиненный ущерб», – приводит «РИА Новости» слова представителя Следственного комитета России (СКР). Также он уточнил, что ущерб составляет 198 млн рублей.

В действующем совете директоров ПАО «ФСК ЕЭС» ни одного энергетика по образованию, зато 6 – экономистов, один литератор, один юрист, трое имеют техническое образование, но не энергетическое.

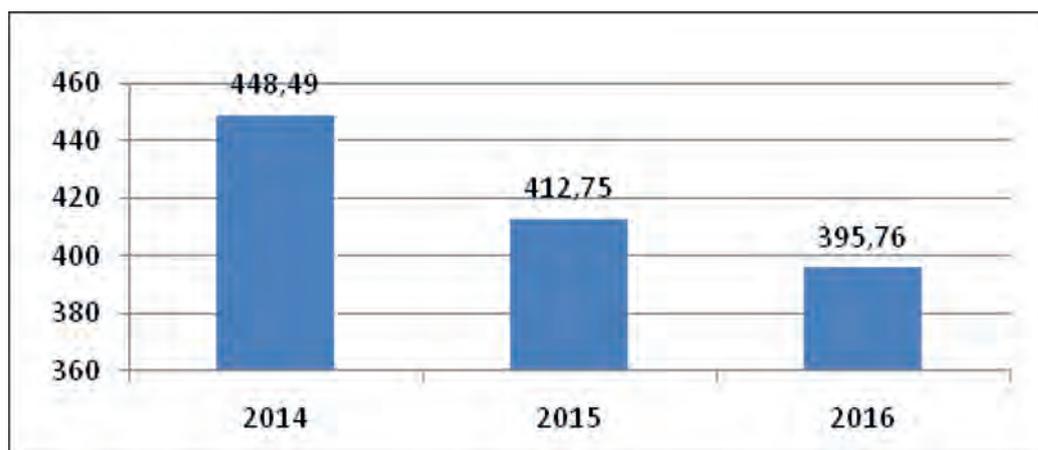
Ситуация в отрасли есть прямое следствие ситуации с профессиональной подготовкой в России в целом. Одним из основных показателей национального благополучия является индекс ООН «развитие человеческого интеллектуального потенциала». Бывший СССР по этому показателю, главным параметром которого является уровень образования, занимал одно из первых мест в

¹ Геннадий Фёдорович Ковалёв – ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, д.т.н., профессор, *e-mail:* kovalev@isem.irk.ru;

Дмитрий Сергеевич Крупенёв – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, к.т.н., *e-mail:* krupenev@isem.irk.ru;

Людмила Михайловна Лебедева – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, к.т.н., доцент, *e-mail:* lebedeva@isem.irk.ru

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ



Расходы федерального бюджета по разделу «Образование» в рамках реализации государственных программ Российской Федерации в 2014-2016 годах, млрд руб.

мире, в 2010 г. Россия находилась на 67-м месте, в 2012 – на 55-м, в 2014 на 57-м месте. В 2015 г. Россия вместе с Белоруссией поднялась на 50-е место. Это конечно, успех, но 50-е место для России – это все-таки очень далеко! В определяющей мере это остается обусловленным низкой долей расходов бюджета страны на образование. В развитых странах этот показатель превышает 12-15%. Продолжается падение расходов на развитие образования (см. рисунок – данные Министерства образования и науки РФ [3]).

Обратимся еще к одному исследованию [4] – «Важнейший параметр социальности государства – доля ВВП, приходящаяся на здравоохранение, образование, науку и культуру – на то, что называется социальными расходами государства для развития человека (СРРЧ). В Европе, Канаде и США эта доля составляет 20-25%, а в России – 10%».

Положение в электроэнергетике усугубляется еще и тем, что в производственной деятельности утрачен приоритет безопасности и надежности, принижен статус инженерных служб. Имевшие место в последнее время недостатки и аварии в Единой электроэнергетической системе (ЕЭС) России не имеют логического объяснения, кроме безграмотности и потери ответственности у руководящего персонала электроэнергетической отрасли. В уставах частных энергокомпаний основной целью их функционирования является получение максимальной прибыли. Ответственность владельцев, советов директоров и испол-

нительных органов компаний за ненадежность электроснабжения потребителей отсутствует.

Еще одну проблему в обеспечении кадрами можно назвать существенной – это территориальная проблема. В советское время действовало немало отраслей, которым требовались выпускники учебных заведений энергетического профиля. И поскольку в масштабах государства вопрос подготовки кадров был сбалансирован, у производителей всегда имелась уверенность, что на рынке труда специалисты, необходимые для формирования должной профессиональной среды, будут найдены (интервью советника генерального директора ОАО «Иркутскэнерго» М. Грайвера от 29.01.2014). Сейчас ситуация другая. Молодые люди после окончания вузов и техникумов стремятся работать в более комфортных условиях и не желают ехать на периферию, под которой можно понимать все: из Москвы в Иваново, из Иркутска в Братск и т.д. в более дальние территориальные образования. То есть мы дожили до того, что потребности в квалифицированных кадрах практически полностью должны обеспечиваться за счет местных учебных заведений.

В электроэнергетике, как и в других отраслях, произошел провал в надежном профессиональном управлении отраслью. Огромные потери понесла и отраслевая наука, в связи с чем отсутствует анализ опыта, оценка затрат в надежность и ущербов от недостаточной надежности и не решаются многие другие вопросы функционирования и развития российской электроэнергетики.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Подготовка профессиональных кадров, и особенно рабочих, сократилась в несколько раз. К тому же небольшое количество профтехучилищ, работавших в РСФСР, предлагают вовсе закрыть, обосновывая отсутствием квалифицированных преподавательских кадров. Что же будет?

В 1991 г. в отрасли трудились 720 тыс. человек и выработка на одного работника составляла 1,5 млн кВт·ч. В 2005 г. работало уже 913 тыс. человек, а выработка упала на треть и составила только 1 млн кВт·ч. Штатный коэффициент вырос более чем на 25%, причем за счет роста управленческого персонала. При этом персонал технологического профиля уменьшился, что и приводит к снижению качества эксплуатации оборудования.

Для примера можно привести состав и структуру персонала ФСК. Так, в 2009 г. [5, с. 106, п. 6.6] численный состав работников на 31.12.2009 г. составил всего 11933 человека, в том числе административно-управленческий персонал 4640 (почти 40%), то есть на одного производственника приходилось почти один управленец. А среднесписочная численность персонала ПАО «ФСК ЕЭС» за 2015 г. [6] составила 23358 человек, что меньше предыдущего года (2014) на 4,1%, а по отношению к 2009 г. увеличилась почти вдвое.

В 2007-м предкризисном году ввод новых энерго мощностей составил 2,3 млн кВт, что соответствовало уровню 1959 г., износ основных фондов соответствовал 1947 г., потери электроэнергии в сетях выросли до 14%, что соответствовало 1946 году. Доля отечественного оборудования в новых проектах – 35%, что соответствовало 1940 году.

В 2016 г. по потреблению мощности и электроэнергии Россия находится почти на уровне 1991 г.: 1991 г. – 153,5 тыс. МВт и 1017,6 млрд кВт·ч; 2016 г. – 151,1 тыс. МВт и 1026,9 млрд кВт·ч [7].

Все это результат, в том числе, и ошибочной кадровой политики. Проблеме обеспечения отрасли кадрами посвящалось и сейчас посвящается большое количество публикаций. Большинство авторов, специалистов в области электроэнергетики (Ю.Н. Кучеров, С.И. Магид,

Б.В. Папков, А.И. Таджибаев, В.И. Эдельман и др. [8-10]), отмечают, что прошедшие годы характеризуются недостаточно серьезным отношением к профессиональной политике, сохранению и поддержке высокопрофессиональных ведущих кадров и коллективов. Так, обращается внимание на то, что:

- предельно ослаблен институт главных инженеров. В отрасли имеет место снижение уровня квалификации руководящих кадров. Во многих крупнейших энергетических компаниях структура исполнительного аппарата сформирована без главного инженера, с распределенными техническими функциями. Технические специалисты с опытом работы и специальным инженерным образованием представляют в составе практически всех правлений ОАО абсолютное меньшинство;
- ряд ключевых организаций отрасли утратили не только свой статус ведущих/головных организаций по различным функциональным направлениям (проектирование, энерготехнологии, головные образцы оборудования и др.), но и во многом утратили свой потенциал по разработке научно-технической документации (НТД), в частности ОРГРЭС, ВНИПИ «Энергопром», ВНИИЭ, НИИЭС, РОСЭП, «Энергосетьпроект», «Гидропроект», «Теплопроект» и др. Фактически шло уничтожение советского кадрового наследия.

С реформированием проектных институтов отрасли утрачена (ликвидирована) их важнейшая функция – статус генеральной проектной организации, которая должна была сопровождать застроенный объект на всем протяжении его жизненного цикла. Наглядный тому пример – отсутствие научно-технического надзора за работой уникальных гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС со стороны специалистов «Гидропроекта» и заводов-изготовителей оборудования. Утрачен ряд важнейших систем, поддерживавших выработку и обновление технических норм и правил, таких как оценка технического состояния оборудования, база данных аварийности, технико-экономиче-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ские характеристики оборудования, изучение и обобщение передового отечественного и зарубежного опыта. Разрушена система отраслевой научно-технической экспертизы. Небольшое количество оставшихся специалистов данного профиля уменьшается на глазах и уже не в состоянии удерживать в отрасли высокий научно-технический потенциал и технологии мирового уровня.

Глубокая дифференциация доходов населения привела к тому, что рабочие и инженеры электроэнергетической отрасли, оплата труда которых в СССР была одной из самых высоких, снизилась настолько, что перестала быть престижной в обществе. Особенно в сравнении с банковскими служащими, юристами и менеджерами в области общего администрирования, также членами управлений и советов директоров самих энергетических предприятий. К тому же очень прискорбно, прямо как у Салтыкова-Щедрина, появление «праздных генералов», которые занимают места в управленческих структурах нескольких компаний, не исключая организации совсем не по профилю (энергетические), а например, театральные, а ведь это не бесплатно. Это очень существенный момент, учитывая, что зарплата квалифицированного электрослесаря 5-6 разряда не превышает 9-11 тысяч рублей [11]. Но это несколько устаревшие данные. А вот свежие: средняя зарплата электрика в России составляет от 20 тыс. руб., а средняя зарплата – это когда один человек получает 2 000 000, а 100 человек 8000 руб., то в среднем они получают по 27 тыс. рублей. То есть в подобных случаях приводимые средние данные – это не показатели. А это работа в тяжелейших условиях труда: пыль, высокие температуры, электромагнитные поля, вибрации, повышенная влажность и другие вредные факторы. На объектах электроэнергетики имеет место дефицит таких кадров. Вот еще несколько цифр из обсуждения в Интернете зарплаты электромонтера: 24 августа 2016 г.: Алтайский край, 5 дней в неделю с 8 до 17 часов – 10000 руб. в месяц 3-й разряд 4-я группа; 18 октября 2016 г.: Ставрополь, зарплата 17000 руб. в месяц – 5-й разряд 4-я группа; 30 декабря 2016 г.: Белгород – 18000 руб., 5-й разряд, 3-я группа.

При таких зарплатах ни о каком притоке молодых специалистов не может быть и речи.

Средний возраст работников электростанций превышает 50 лет. В то время как жалование руководства компаний превышает зарплату работников в десятки раз, а годовые вознаграждения – в несколько десятков раз [6]. Ситуация, когда месячный доход члена правления компании равняется заработку электрослесаря за 50-100 лет его работы, не может способствовать представлениям о справедливом вознаграждении труда в коллективе. При этом штат аппарата управленцев живет своей финансовой жизнью, оторванной от технических забот энергообъектов.

Общеизвестно, что после начала эксплуатации оборудования его надежность и безопасность можно обеспечить только качественным техническим обслуживанием. Однако ремонтные службы были выведены за штат компаний и приватизированы, потеряли квалификацию и численность. В данном случае проявилось недопонимание важности обслуживания оборудования со стороны управленческих структур энергокомпаний, представители которых, как уже отмечалось, часто не имеют специального технического образования. Известно, что для выполнения ремонтных работ необходим квалифицированный, особым образом подготовленный и опытный персонал. Конечно, в настоящее время ремонтный персонал кое-где возвращается на объекты. Ремонт и обслуживание оборудования по его состоянию мало где внедрено из-за недостаточных затрат на диагностику.

А.Н. Шишкин – ныне вице-президент по энергетике и локализации ОАО «НК «Роснефть» еще 2 июня 2010 г., будучи в должности заместителя министра, выступая на пленарном заседании Всероссийской научно-практической конференции «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем» ЭНЕРГО-2010, посвященной выработке рекомендаций по актуальным проблемам эксплуатации оборудования, кадровому и информационному обеспечению энергетической отрасли, так и назвал свой доклад: «Для повышения надежности в отрасли нам нужны кадры и технологии».

Серьезность кадрового кризиса не только в электроэнергетике, но и в других отраслях экономики стала причиной многих специальных заседаний, где главная тема – развитие в России

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

профессионального образования. Президент страны правильно сказал: «Престиж рабочих профессий крайне низкий, нужна работа по созданию современных ПТУ». Но кроме переименования ПТУ в лицеи ничего не предпринималось и этот вопрос до сих пор стоит на повестке дня.

В Концепциях обеспечения надежности в электроэнергетике (2004, 2013 гг.) [1, 2], с точки зрения обеспечения надежности профессиональной деятельности (гл. 7.3 в [1]), были поставлены задачи:

- разработки и внедрения эффективной методики подбора и подготовки кадров;
- создания субъектами собственных систем профессиональной подготовки, переподготовки, поддержания и повышения квалификации персонала;
- разработки методического и правового обеспечения системы подготовки и аттестации персонала;
- совершенствования и внедрения программных средств обучения и тестирования знаний и др.;
- разработки и внедрения единых аттестационных требований к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативным управлением;
- пересмотра действующего состава правил, инструкций, методических указаний по безопасной организации управления, эксплуатации, обслуживания, ремонта, строительства, монтажа и наладки энергооборудования и энергообъектов;
- разработки и реализации действий по обеспечению привлекательности электроэнергетических профессий.

Также предлагались такие инструменты, как:

- психофизическая тренировка;
- полномасштабные тренажеры, воспроизводящие характеристики объекта управления и штатный оперативный человеко-машинный интерфейс;
- совместные противоаварийные тренировки оперативного персонала разных субъектов;

- в соответствии с регламентацией на ответственных объектах (крупные электростанции и подстанции) должна быть предусмотрена *система управления производственной безопасностью*, включающая систему внутреннего контроля и систему управления надежностью профессиональной деятельности.

Вызывает сожаление, но за прошедшие шесть лет в практическом плане не сделано фактически ничего. Более того, проблема продолжает усугубляться, несмотря на документы, принимаемые компаниями по поводу работы с персоналом, программ обучения (тренинга) кадров, мониторинга профессиональной деятельности и т.п. Объявлена даже «война за таланты», включающая в себя принципы приема на работу сотрудников, их обучение, планирование служебного роста, материальные и нематериальные подходы в отношении сохранности и удержания сотрудников. Но на практике эта «война» носит формальный характер, решает частные задачи и не затрагивает главные причины.

Привлечение в отрасль квалифицированного персонала – комплексная проблема: экономическая, нормативно-правовая, организационная, образовательная и политическая. Хорошие и добросовестные специалисты на дороге не валяются – подготовка такого персонала требует многоплановых усилий.

Проблема кадров в электроэнергетике, и не только в ней, приобретает черты системного кризиса в стране. Это отмечается многими специалистами. Выделяются следующие направления, ведущие к снижению эффективности решения кадровой проблемы:

- искусственная и поспешная замена в компаниях технического руководства всех уровней специалистами по общему управлению с полным отсутствием технических знаний;
- «кадровая яма» относительно технических специалистов высокой квалификации с опытом работы: научных работников академических и отраслевых институтов, проектировщиков, производителей, преподавателей. Резкое снижение численности докторов и кандидатов наук энергетического профиля.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Уход большинства из них в коммерцию, предпринимательство, отъезд за границу. Дефицит специалистов редких профессий (специалистов по особым режимам систем и оборудования, диагностики, испытаниям и т.п.);

- существенное снижение численности студентов вузов и колледжей для электроэнергетической отрасли и нежелание подготовленных специалистов работать в отрасли из-за снижения престижа и низкой оплаты труда, уход в предпринимательство (коммерцию);
- значительно снизившийся уровень физико-химической и математической подготовки выпускников школы, не позволяющий им успешно усваивать учебные дисциплины в технических вузах, что приводит к необходимости большого отчисления студентов с первых трех курсов. Как следствие, в вузах распространена обусловленная рядом причин порочная практика по доведению до выпуска из учебного заведения откровенно неуспевающих студентов. Снижение общеобразовательной подготовки является следствием разрушения школьной системы страны. Массовое закрытие школ, особенно сельских; катастрофическое сокращение численности учителей; их тяжелое материальное положение; крайние диспропорции в оплате труда педагогических работников. Право человека на образование, которое во многом определяется статусом педагога и оплатой его труда, не может и не должно зависеть от того, в бедном или богатом регионе страны ему довелось родиться. Кстати, в США зарплата учителя (педагога) по отношению к зарплате в отраслях производства составляет 129%, в России – 64%. В соответствии с установленным нынешним российским государством минимальным стандартом для семьи из 4-х человек (двое детей) на проживание необходимо как минимум – 35000 рублей;
- снижение уровня корпоративного обучения технического персонала, проверки знаний, проведения тренировок персо-

нала на специальных тренажерах и т.п. Нежелание энергокомпаний организовать производственную практику, руководство дипломным проектированием студентов энергетических специальностей, стажировку учащихся ПТУ на рабочих местах;

- отсутствие деятельности (по стране в целом), направленной на повышение качества подготовки специалистов электротехнического профиля на базе современных средств преподавания, новых информационных технологий, достижений научно-технического прогресса в области энергетики, расширения мировоззренческого кругозора посредством передачи знаний в области финансов, права и основ управления. Для освоения мирового опыта целесообразно более широкое приглашение для чтения лекций выдающихся отечественных и иностранных специалистов.

В новой «Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике» [2], разработанной специально созданной комиссией Минэнерго РФ, рекомендации по улучшению ситуации с персоналом отрасли разделены на безотлагательные и стратегические.

К *безотлагательным (экстренным)* отнесены:

1. Немедленная смена кадровой политики. Смена подготовки менеджмента (базовое образование – электротехническое, дополнительное образование – экономическое и/или юридическое). Уменьшение численности чистого менеджмента. Увеличение инженерно-технического персонала. Уменьшение разрыва в заработной плате и вознаграждениях за счет роста оплаты рабочих, техников и инженеров.

2. Возрождение профессиональной подготовки рабочих, техников и инженеров. Резкое повышение качества специальной подготовки в области электроэнергетики студентов высших и учащихся средних учебных заведений. В настоящее время продолжает наблюдаться сокращение подготовки отраслевых специалистов всех уровней от профтехучилищ до вузов.

3. Привлечение к планированию развития и в эксплуатацию ЭЭС квалифицированного персонала. Срочность решения этой задачи вызвана

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

имевшей место массовой заменой специалистов электроэнергетиков на управленческий персонал общего профиля без специального энергетического образования. Нынешний состав руководящих кадров, работающих в отрасли, не способен предвидеть последствия принимаемых организационных и технических решений. Тем более он не сможет решать общегосударственную задачу модернизации отрасли.

4. Повышение индивидуальной ответственности персонала за результаты работы.

5. Система мониторинга в отрасли, которая должна, кроме всего прочего, включать в обязательном порядке мониторинг профессиональной деятельности по объектам, субъектам и конкретным их функциям.

Стратегические рекомендации связаны с процессами, которые имеют место в мире и в России – в частности. В настоящее время исследуются и формируются новые концептуальные положения развития электроэнергетики, соответствующие новым целям и тенденциям ее функционирования, с использованием современных методов и средств управления, новых информационных и коммуникационных технологий.

Новая концепция управления, получившая название «интеллектуальная система», является логическим следствием эволюционного технологического развития в формирующемся информационном и в будущем универсальном типе общественного производства.

Стратегическая цель создания «интеллектуальных систем» состоит в возможности ведения наиболее надежного, безопасного и экономически эффективного режима работы электроэнергетики в любой реальный момент времени при любых меняющихся внешних и внутренних условиях ее функционирования.

Управление интеллектуальными энергосистемами требует высочайшей квалификации персонала и строжайшего соблюдения технологической дисциплины. Таким образом, проблема обеспечения квалифицированными кадрами электроэнергетической отрасли в России в перспективе будет еще больше возрастать. Роль труда человека при переходе к информационному типу экономики будет существенно меняться. Интеллектуальный труд станет решающим фактором прогресса и развития, осно-

ванном на использовании новых идей, знаний и компетенции людей, воплощаемых в интеллектуальные технические инновации. Именно поэтому необходимым условием постоянного процесса совершенствования технологической базы отечественной электроэнергетики являются приоритетное развитие науки и образования (начального, среднего и высшего), квалифицированное и заинтересованное использование результатов фундаментальных и прикладных научных исследований и опытно-конструкторских разработок, генерируемых национальной инновационной системой. Поэтому к *стратегическим* следует отнести:

1. Необходимость ведения работы с кадрами на опережение, так как запас специалистов всех уровней должен быть создан раньше, чем наступит кризисная потребность в его использовании.

2. Модернизацию системы среднего и высшего образования по электроэнергетическим и электротехническим специальностям, предполагающую анализ и формирование системы подготовки кадров и повышения их квалификации. Цель такой модернизации – получение как углубленных современных теоретических и технических знаний, так и расширенного кругозора в области экономических знаний, особенностей работы рынков, правовых отношений и общего администрирования.

3. Оснащение учебного процесса новыми информационными технологиями, включая электронные учебники, дистанционное обучение и т.п.

4. Регламенты о надежности ЕЭС имеют системное значение. Одним из основных предметов регулирования, в том числе, должны быть единые аттестационные требования к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативным управлением, проведением ремонтов, планированием режимов.

5. В современных условиях российской энергетике необходимо сформировать «запас надежности» на 20-30 лет, что предусмотрено Энергетической стратегией до 2030 года. А для достижения этой цели отрасли необходимо выстроить правильный заказ промышленности, научно-исследовательским и образовательным учреждениям.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

6. Совершенствование системы подготовки и повышения квалификации руководящих работников и специалистов. Отрасли требуется подготовка менеджеров, способных реализовать инновационные проекты в компаниях ТЭК, решать системные задачи, в том числе надежности и безопасности энергетических объектов. Для этого как минимум менеджер должен иметь основное энергетическое образование и дополнительное как управленец общего профиля.

7. Одной из системных проблем обучения руководящих работников и специалистов является отсутствие единых требований к их профессиональным компетенциям. Эти требования должны быть трансформированы в профессиональные и образовательные стандарты, совершенствование нормативной и законодательной базы обеспечения подготовки и повышения квалификации руководящих работников и специалистов, в том числе в электроэнергетике.

8. Углубленная «электрификация» населения в части безопасности, энергосбережения, пользования электроприборами, рационального их применения в быту и на производстве, привлекательности электроэнергетических профессий. Рекомендуется начинать обучение с детского сада и школьной скамьи. Не оставлять без внимания и взрослое население (реклама, познавательные радио- и телепередачи, брошюры).

Заключение

С целью обеспечения эффективности, надежности и безопасности профессиональной деятельности необходимы: разработка и внедрение

эффективной методики подбора и подготовки кадров, создание субъектами наряду с общегосударственными собственными системами профессиональной подготовки, переподготовки, поддержания и повышения квалификации персонала, разработка методического и правового обеспечения системы подготовки и аттестации персонала, совершенствование и внедрение программных средств обучения и тестирования знаний.

Важным аспектом подготовки оперативного персонала является психофизическая тренировка, а современным инструментом – полномасштабные тренажеры. В новых условиях необходимо разработать и внедрить единые аттестационные требования к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность.

Предстоит пересмотр действующих правил, инструкций, методических указаний по обеспечению безопасности и надежности при организации управления, эксплуатации, обслуживания, ремонта, строительства, монтажа и наладки энергооборудования и энергообъектов.

Актуально также разработать и реализовать действия по обеспечению привлекательности электроэнергетических профессий. В свою очередь, система подготовки специалистов должна способствовать расширению кругозора, знаний и практических навыков (опытности) инженеров-электриков (техников, рабочих) в области экономики, особенностей работы рынков, правовых отношений, общего администрирования (менеджмента); формирование творческого и добросовестного отношения к работе, самостоятельного и критического мышления, умения принимать решения в сложных ситуациях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. М.: ЕЭС России, 2004, 48 с.

2. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Воропай Н.И., Ковалёв Г.Ф., Кучеров Ю.Н. и др. М.: Энергия, 2013, 304 с.

3. URL: <https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKewiFk-LPt7nSAhUBLcWkHTXScKEQFggiMAA&url=h>

[ttp%3A%2F%2Ffin.edu.ru/%2FInfoPanel%2Fmin_obr1.html&usg=AFQjCNEBYnLyneyIRqTPbB3-8uJMT0db9Q&bvm=bv.148747831,d.bGg](http://www.fsk-ees.ru/%3A%2F%2Ffin.edu.ru/%2FInfoPanel%2Fmin_obr1.html&usg=AFQjCNEBYnLyneyIRqTPbB3-8uJMT0db9Q&bvm=bv.148747831,d.bGg)

4. Нигматулин Н.В. Где находится место встречи Академии наук и государства // Независимая газета. 22.02.2017.

5. Годовой отчет ОАО «ФСК ЕЭС» за 2009 год. 151 с. URL: <http://www.fsk-ees.ru/media/File/stockholders/otchet/years/2009.pdf>

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

6. Годовой отчет ОАО «ФСК ЕЭС» за 2015 год. 285 с.

URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/2015_GO_smartversion_FSK_EES_i_prilozheniya.pdf

7. Отчет СО ЕЭС о функционировании ЕЭС в 2016 году. Официальный сайт АО «СО ЕЭС».

8. Кучеров Ю.Н. О развитии системы обеспечения надежности в электроэнергетике страны // Электро. Электротехника, электро-

энергетика, электротехническая промышленность, 2009, № 6. С. 2-14.

9. Надежность и безопасность энергетики. № 1(8), 2010. С. 70-71; № 2(29), 2015. С. 28-41.

10. Энергобезопасность и человеческий фактор / Сб. статей под ред. С.И. Магида. М.: ТЕСТ, 2006, 115 с.

11. Григорьева Н. Своя фирма роднее // Правда, № 29, 2010, 16-18 марта.

Поступила в редакцию
03.03.2017 г.

G.F. Kovalev, D.S. Krupenev, L.M. Lebedeva²

PROVISION OF SKILLED STAFF FOR ELECTRIC POWER INDUSTRY AS A MAJOR PROBLEM OF RUSSIAN ENERGY SECURITY

The article examines the urgent problem of providing the Russian electric power industry with skilled and experienced staff. It describes the problem background and root causes. The current state of the industry is characterized and recommendations are given to solve short-term and long-term staff problems that have a direct effect on the reliability and security of the electric power industry.

Key words: electric power industry, reliability, security, skilled staff, education.

² Gennady F. Kovalev – Leading Researcher at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Engineering, Full Professor, *e-mail:* kovalev@isem.irk.ru;
Dmitry S. Krupenev – Senior Researcher at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, *e-mail:* krupenev@isem.irk.ru;
Lyudmila M. Lebedeva – Senior Researcher at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, Associate Professor, *e-mail:* lebedeva@isem.irk.ru.

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ «RUGRIDS-ELECTRO»

Директор департамента технологического развития и инноваций ПАО «Россети» Владимир Софьин о Международном электроэнергетическом форуме «RUGRIDS-ELECTRO» и его значимости в развитии электроэнергетической отрасли России и мира.

ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ

ПАО «Россети», как системообразующая компания, которая управляет электросетевым комплексом России, озабочена не только консолидацией электросетевого комплекса, но и эффективностью его работы, чтобы в нем применялись все самые эффективные технологии, внедрялись инновационные решения, направленные в первую очередь на надежность, качество и удовлетворение всех потребностей потребителей. Решения должны быть направлены на оптимизацию загрузки сетей, снижение потерь электрической энергии, безопасность как для обслуживающего персонала, так и для окружающих – для всех, кто пользуется электроэнергией, включая экологические аспекты и снижение воздействия на человека в целом.

Поэтому 5 лет назад ПАО «Россети» совместно с партнерами задумались над необходимостью создания площадки для того, чтобы можно было не только электросетевому комплексу, но и всем тем, кто участвует в процессе генерации и передачи электроэнергии, а также научному, экспертному сообществу и образовательному комплексу на данной площадке собираться и обсуждать решения задач эффективного, инновационного развития электроэнергетики.

Был разработан формат площадки, концепция форума «RUGRIDS-ELECTRO». Что входит в концепцию форума? Форум – это не только экспозиционная часть, где профильные предприятия электротехнического комплекса представляют свои новые разработки и технологически заделы, но это и компании, которые раньше с нашей инфраструктурой не работали, а были связаны с IT-комплексом и телекоммуникациями. То есть данная площадка стала интеграционной для компаний из различных отраслей под задачи и проблемы развития электросетевой инфраструктуры.

Кроме того, это и насыщенная деловая программа, на которой обсуждаются все вопросы перспективного развития электроэнергетики в России. Сессии деловой программы посвящены широкому кругу вопросов, не только связанных с нашими конкретными задачами, но и с изменением подходов к построению энергетики и энергетической системы в стране в соответствии с международными практиками и опытом. О чем это говорит? Раньше, согласно плану ГОЭЛРО, мы строили централизованную энергосистему для передачи больших и очень больших мощностей, направленную в первую очередь на удовлетворение потребностей крупного потребителя и обеспечивающую единую электрическую связь всей нашей огромной страны. Это позволило заложить основу для развития нашей экономики на долгие годы вперед. То есть технологическая основа для дальнейшего развития существует. Это очень важно, так как не многие страны мира имеют такой же энергетический мощный «хребет». Но сегодня потребитель диктует новые условия для развития, он стал очень мобильным, как и весь наш бизнес, требовательным с срокам и качеству получения услуг за свои деньги. Для реализации таких потребностей на рынке стали появляться новые технологии, такие как системы накопления энергии, цифровые подстанции, в том числе ВИЭ – фотовольтаика, ветровые и приливные станции и т.д. Поэтому с первого форума в 2012 г. мы начали формировать деловую программу таким образом, чтобы элементы инновационного построения энергосистемы были включены в обсуждение и по ним принимались конкретные решения. Да, основные цели форума – инновационность электросетевого комплекса, надежность, качество, энергоэффективность. Однако есть и другие очень серьезные тренды – развитие распределенной генерации,

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

автоматизация и цифровизация оборудования энергосистем. При этом мы понимаем, что новые технологии и инновации требуют совершенно иного подхода к подготовке специалистов, а, значит, актуальным становится контур образования, который мы также обсуждаем на нашей площадке, приглашая к участию образовательные учреждения и вузы.

РЕЗЕРВЫ РОСТА

В связи с вышесказанным повышается значимость образования в электроэнергетической отрасли и смежных с ней областях. Необходимо заниматься образованием нового поколения, которое будет работать в сетях нового поколения, и образованием и переквалификацией существующего персонала, который работает в сетях на данный момент времени. Формируется некий образовательный тренд, направленный на приведение в соответствие компетенций и навыков выпускников с потребностями отрасли. Он стал одной из идейных основ в формировании разделов «RUGRIDS-ELECTRO», и на данный момент реализуется двумя составляющими: площадкой под названием «Резервы роста», где собираются студенты ведущих вузов (МЭИ, МИФИ, МФТИ и других, которые входят в ассоциацию электроэнергетических вузов России), научные молодежные коллективы и стартапы, у которых есть идеи, как изменить энергосистему, и площадкой для подведения итогов и финала Всероссийского конкурса «Энергопрорыв». Это уникальный конкурс прорывных проектов в области интеллектуальной энергетики, призванный объединить усилия и знания представителей разных областей науки и техники для создания технологий энергетики будущего. Конкурс предусматривает пошаговую экспертизу проектных предложений, их доработку в ходе взаимодействия с экспертами, а впоследствии для отобранных лучших проектов – закрепление наставничества для организации пилотного внедрения на электросетевые объекты.

Кроме этого, на Форуме традиционно присутствуют участники и победители всех «Энергопрорывов» – более 50-ти человек. Они делятся опытом внедрения своих проектов, их апробации и масштабирования в российских сетях.

Таким образом происходит некая связка между разработчиками, вузами, эксплуатацией и инноваторами сетевых организаций, включая специалистов ПАО «Россети». В этом нам помогают институты развития, такие как – Российская венчурная компания (РВК), «Сколково» и «Роснано», которые являются участниками и конкурса «Энергопрорыв», и «RUGRIDS-ELECTRO». На Форуме они точно так же отсматривают для себя технические решения и идеи для того, чтобы финансировать перспективные венчурные проекты, связанные с электроэнергетикой. Иннополис так же активно отнесся к данному мероприятию в прошлом году, им эта площадка понравилась, и мы надеемся на дальнейшее сотрудничество с ними

Все эти участники, по сути, являются базовой площадкой для развития инновационных идей и стартапов. ПАО «Россети», в силу специфики компании, не может каждому из них выделить денежные средства и обеспечить защиту интеллектуальной собственности. Но «Сколково» и «Роснано», присутствуя на площадке Форума, способствуют координации усилий в инновационном развитии и поддержке стартапов. «RUGRIDS-ELECTRO» прошлого года это и показал. Например, старший вице-президент по инновациям Фонда «Сколково» Василий Белов продемонстрировал экспозицию «Сколково», где было две трети стартапов, которые выросли из недр наших НИОКР и конкурса «Энергопрорыв».

ПОДИУМ ИННОВАЦИЙ

С самого начала «RUGRIDS-ELECTRO» является площадкой для инноваций. И логично, что в какой-то момент возникла идея демонстрации таких решений, то есть создания площадки для современных технологических разработок в электроэнергетической отрасли – подиум инноваций. На «подиуме» мы выставляем те технические решения, на которых мы хотим продемонстрировать развитие сети нового поколения, и отдельные разработки, которые потом планируются к тиражированию и широкомасштабному применению в сетях. Эти решения являются инновационными, отсутствуют на рынке, но позволяют сети приобретать новое качество, и

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

в первую очередь для повышения клиентоориентированности.

Таким образом, подиум инноваций отражает две составляющие. Первая – то, что делает ПАО «Россети» – собственные НИОКР и разработки, которых нет на рынке, а второе – рыночные технологии, которые оцениваются как наиболее прогрессивные для внедрения в российские сети. И эти составляющие сходятся на данном «инновационном поле». С помощью этих решений мы пытаемся задать тренд, направления, на базе которых будет выстраиваться энергетика будущего. Мы хотим показать, что такие технологии мы готовы активно внедрять и применять на каждом нашей объекте. Мы бросаем рынку вызов и говорим, что этим надо заниматься, что это тренд, что нужно готовить свое производство, свои технологии под такие разработки, что именно это и является наиболее прогрессивным решением. Каждый год на подиуме инноваций представлены различные технологии.

СТАВКА НА ДЕЛОВУЮ ПРОГРАММУ

Время идет. Мы понимаем, что экспозиция – довольно затратное дело для участников форума как с точки зрения экспонентов, так и с точки зрения ДЗО, которые несут бремя финансирования всего этого мероприятия. Поэтому мы не пытаемся все «заставить» экспонатами. Два года назад было принято решение, что мы на территории экспозиции в основном представляем те НИОКР, которые выполнены собственными силами или с помощью стартапов, или выросли из «Энергопрорыва». То есть это не говорит о том, что мы снизили значимость экспозиции: мы просто ее переосмыслили и пытаемся дополнить или «разбавить» круглыми столами. Деловая программа определяет сейчас наши тренды и направления, которые подкрепляются экспозицией. Практически все участники экспозиции являются участниками деловой программы. Используя интерактивные форматы, предлагае-

мые в рамках деловой программы Форума, они могут рассказать о своем колоссальном опыте, улучшить свои знания, а также задать все интересующие вопросы в рамках Форума.

«RUGRIDS-ELECTRO» это квинтэссенция тех трендов, стратегии, разрабатываемых документов, которые ПАО «Россети» внутри себя формируют, и которые образуют костяк единой технической политики и программы инновационного развития.

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

Говоря об экспозиции и деловой программе, мы не можем забывать, что «RUGRIDS-ELECTRO» это прежде всего и международная площадка, направленная на установление и поддержку связей на всех уровнях развития электроэнергетического комплекса – от локального до мирового. Мы не замыкаемся «в себе», потому что не секрет, что в инновациях очень много технических и технологических решений пришедших из-за рубежа и многие зарубежные компании локализируют производство в России. Они тоже общаются и работают с нами. Примером может служить компания Prysmian Group. Это итальянская компания, но у нее есть локализованное производство в г. Рыбинск (кабельный завод и система мониторинга кабельной продукции). На Форуме они представляли свои разработки в этой области, но уже совместно с «Ленэнерго» (с нашим дочерним обществом) организовали пилотный проект. Кроме итальянских партнеров у нас, конечно же, есть представители других производственных компаний ABB, Schneider Electric, Panasonic и сетевых организаций КЕРСО, State Grid Corporation of China, которые так же принимают участие в нашем форуме.

Кроме самих компаний в деловой программе участвуют эксперты, научное сообщество, в том числе из-за рубежа – представители СИГРЭ¹, институтов развития, которые занимаются вопросами интеграции энергосистем.

¹ Международный совет по большим электрическим системам высокого напряжения – СИГРЭ (Conseil International des Grands Reseaux Electriques – CIGRE) – постоянно действующая неправительственная некоммерческая организация, созданная в 1921 г. во Франции. Основной целью деятельности СИГРЭ является развитие технических знаний и обмен информацией между странами в сфере генерирования электроэнергии и ее передачи при высоком напряжении с учетом происходящих в мире изменений государственного управления, экономических и структурных факторов в области электроэнергетики.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

В прошлом году у нас был лауреат Нобелевский премии мира 2007 г., член Международного комитета по присуждению премии «Глобальная энергия» Рае Квон Чунг, который как раз и занимается вопросами безопасности глобальной интеграции энергосистем. Эта тема сейчас в тренде. ПАО «Россети» тоже уделяет огромное внимание этому направлению международного сотрудничества. Мы занимаемся проектами в Юго-Восточной Азии – так называемое «Большое азиатское кольцо», где с нашими партнерами из Кореи, Китая, Японии и Монголии формируем концепцию создания такого кольца. Кроме Юго-Восточной Азии, мы движемся в направлении глобальной интеграции энергосистем с коллегами из Азербайджана и Ирана в части формирования «Каспийского кольца», а с коллегами из французской энергетической компании EDF – в части интеграции российской энергосистемы в общее энергокольцо ЕЭС. Таким образом, Россия становится неким глобальным энергомостом между Европой, Каспийским регионом и Азией. Эти вопросы серьезно обсуждаются на «RUGRIDS-ELECTRO», и некоторые макеты такой интеграции уже были представлены на Форуме.

Если раньше на «RUGRIDS-ELECTRO» мы общались в основном с производителями электротехнического оборудования, то спустя пять лет Форум превратился в международную площадку, где мы общаемся не только с производителями, но и с глобальными международными энергокомпаниями, которые занимаются вопросами энергоинтеграции.

«RUGRIDS-ELECTRO» это технологическая платформа для обсуждения инновационных интеграционных процессов.

ЛИЧНОЕ ПРИСУТСТВИЕ ОБЯЗАТЕЛЬНО

Основная причина, по которой посетитель приходит и должен приходить на Форум – это готовность увидеть, что сети готовы развиваться по-другому, ознакомиться с новой идеологией, с другими возможностями построения сети и ее сервисами для потребителя. На площадке можно увидеть, как технологии из других от-

раслей пронизывают электроэнергетику. Здесь происходит увязка с телекоммуникациями, IT-решениями, технологиями, которые повышают качество жизни людей (например, «интернет вещей»). Когда видят, что ПАО «Россети» и электросетевое сообщество готово открыто обсуждать все интеграционные вопросы, то приходят на это обсуждение и из других областей и специальностей.

На «RUGRIDS-ELECTRO» широкая деловая программа – она затрагивает не только наши электросетевые проблемы, а намного более широкие вопросы, вовлекая экспертов из других отраслей промышленности и науки.

В последнее время мы четко обозначили тренды инновационного развития, и они затрагивают смежные области нашей науки. Например, связь и IT-технологии. Связисты проводят собственные форумы и выставки, но мы уже начинаем оттягивать некоторую часть их аудитории, потому что IT-технологии уверенно приходят в наш бизнес и занимают в нем значительную часть. Когда мы говорим, что наша сеть безопасна, мы говорим, что она наблюдаема, а когда мы говорим, что наша сеть наблюдаема, то мы говорим о видеотехнологиях, средствах диагностики, теленаблюдении, сенсорики и датчиках с применением модулей сотовой связи. Все это мы начинаем активно применять в наших сетях. И очень большое количество потенциальных поставщиков таких технических решений были отмечены на площадке Форума за последние несколько лет.

Сами технологии Smart Grid сегодня направлены на потребителя. Если раньше это был крупный потребитель, коих было немного (металлургические предприятия, сталеплавильные комбинаты горнорудные месторождения, предприятия тяжелой промышленности), то теперь это обычный бытовой массовый потребитель – домохозяйства, домовладения, обычные квартиры, обычные люди, проживающие в крупных городах, – коих миллионы. Они стали заинтересованными нашими техническими решениями и того, как будут развиваться сети. На сегодняшний день они являются постоянными участниками мероприятия, ведь они тоже хотят понимать, как будут развиваться сети, и самое глав-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ное – сколько за все это они будут платить, и как изменится их качество жизни. В дальнейшем они будут составлять большую часть участников Форума.

Участником нашего Форума стали города и муниципалитеты, которые так же определяют нам задачи для развития. Качество жизни определяется уже не только домовладением, но и улицей, кварталом, поселком, городом.

В ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главный вопрос «RUGRIDS-ELECTRO» – это вопрос информационного обмена.

Как это видят производители с точки зрения «железа», и как видим мы – с точки зрения требований к самой сети – какая должна быть

сеть – гибкая, надежная, активно адаптивная, чтобы она сама «исккала в себе больные места», определяла и устраняла их. Это вопрос, связанный с надежностью и высоким уровнем автоматизации сети, которая должна исключать ошибки персонала, давать управляющее воздействие и подсказывать наилучшее, оптимальное решение.

Каждый год Форум формируется вокруг ключевых трендов и событий, программ, проектов, реализуемых в данном году. Примерами могут служить – электромобили в 2015 г., технологии «умного» города в 2016 г., а в 2017 г. это вполне может быть тренд цифрового города. То есть в 2017 г. мы планируем построить программу вокруг цифровых решений и интернета вещей, с выделением их в отдельную секцию.

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ **RUGRIDS-ELECTRO**

В ОКТЯБРЕ 2017 ГОДА В ЦЕНТРЕ МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛИ МОСКВЫ СОСТОИТСЯ ОДНО ИЗ КЛЮЧЕВЫХ СОБЫТИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ – ЕЖЕГОДНЫЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ «RUGRIDS-ELECTRO. ИНФРАСТРУКТУРА РОСТА. ОПТИМИЗАЦИЯ. ВОЗМОЖНОСТИ».

Форум является ключевым событием для ежегодных встреч тысяч специалистов энергетического сообщества и включает в себя деловую программу с большим количеством дискуссионных и интерактивных мероприятий, а также выставочную экспозицию для демонстрации научно-технического потенциала российских и международных электроэнергетических компаний.

Ключевое отраслевое мероприятие освещает большое количество СМИ — федеральные телеканалы, деловые радиостанции, печатные и интернет-СМИ, отраслевые издания.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Цель Форума — создание практической коммуникационной площадки для обсуждения потребностей и выработки стандартов интеллектуальных решений для модернизации электросетевого комплекса Российской Федерации в краткосрочной и долгосрочной перспективе, обмена лучшими практиками реализации технической и инновационной политики.

ПАРТНЕРЫ



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



«Электро-2017»

26-я Международная выставка

«Электрооборудование. Светотехника. Автоматизация зданий и сооружений»

- ПРОВОДИТСЯ С 1972 года
- КРУПНЕЙШАЯ ОТРАСЛЕВАЯ ВЫСТАВКА В ЕВРОПЕ
- ЛУЧШАЯ ВЫСТАВКА В СТРАНЕ ПО ТЕМАТИКЕ «ЭЛЕКТРОТЕХНИКА»*
- 300 ВЕДУЩИХ КОМПАНИЙ ИЗ 21-й СТРАНЫ
- 4 НАЦИОНАЛЬНЫХ ПАВИЛЬОНА (Германия, Испания, Китай, Россия)
- 11 000 ЗАКАЗЧИКОВ

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

В рамках Деловой программы «Электро-2017» при поддержке Комитета Государственной думы ФС РФ по энергетике, РСПП, ТПП РФ впервые состоится конференция «Энергетика будущего: новый взгляд на технологии, меняющие мир», организуемая АО «Экспоцентр». Среди ключевых вопросов: какая энергетика необходима для новых поколений; какие перспективы развития у возобновляемых источников энергии в России; когда настанет конец «нефтяного века» и какие альтернативные энергоресурсы будут лидировать в энергобалансе в ближайшем будущем; будет ли транспорт основным потребителем углеводородов; какой энергетической стратегии следует придерживаться руководству стран, экономики которых принято называть сырьевыми.

Участники круглого стола «Интеллектуальная энергетика. Smart-технологии и инновации: российские перспективы и международный опыт» обсудят Smart-технологии будущего, которые уже сегодня меняют облик мировой энергетике. В России начинается реализация важного национального проекта — «Интеллектуальная энергетическая система». В связи с этим участникам круглого стола предстоит дать оценку перспективам и потенциалу развития интеллектуальной энергетике в нашей стране с точки зрения технологического аспекта, обратившись к лучшим международным практикам и соответствующим компетенциям

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ

- ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
- ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
- ПРОМЫШЛЕННАЯ СВЕТОТЕХНИКА
- КАБЕЛЬ. ПРОВОДА. АРМАТУРА
- АВТОМАТИЗАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ИННОВАЦИИ

*По итогам Общероссийского рейтинга выставок – www.exporating.ru

Международная выставка «Электро-2017», история которой уходит в начало 1970-х годов, является индикатором тенденций и веяний в отечественной электроэнергетике, представляет современные научно-технические достижения и разработки на будущее.

При ознакомлении с программой выставки «Электро-2017» приходит понимание того, что в электроэнергетике 2017-го уже произошли все те эволюционно-революционные изменения, которые еще недавно мы называли энергетикой будущего.

Многочисленные экспозиции с возобновляемыми источниками электроэнергии, энергосберегающим оборудованием, интеллектуальными системами управления, темы проходящих форумов и конференций явно указывают на то, что в современной электроэнергетике главной темой является энергосбережение, которое, в свою очередь, развивается в двух направлениях — электрогенерация, то есть экономия нефти и газа, являющимися сегодня основным топливом для этого и энергоэффективность потребителей электроэнергии.

Основным двигателем энергосбережения является постоянно дорожающие традиционные источники энергии. В ряде передовых стран действуют государственные программы по переходу на возобновляемые источники энергии, что в свою очередь создает огромные стимулы в виде роста спроса на данную продукцию.

Германия уже сегодня, в результате действия государственной стратегии «Энергетический поворот» принятой в 1980-м году, может полностью обеспечить себя электроэнергией с помощью ветряных и солнечных электростанций. Так, в 2016-м году суточная генерация достигала 45,8 гВт.

Калифорнийская электросеть сообщила о рекордном пике производства возобновляемой электроэнергии 23 марта 2017 года. Доля чистой электроэнергии в общем объеме энергопотребления штата составила рекордные 56,7%. На пике выработки солнечная и ветровая энергия обеспечивала 49,2% всех потребностей штата в электроэнергии.

Китай декларирует на ближайшие годы увеличение установленной мощности электростанций работающих на энергии Солнца и ветра до 560 гВт. Это в 2,5 раза больше всей вырабатываемой в России мощности!

Российская Федерация существенно отстает от лидеров отрасли. Сегодня наша страна живет традиционной топливной энергетикой, толчок для развития которой был дан еще в 20-30-х годах XX века масштабным строительством ТЭЦ. Так, потребление газа в РФ — это около 55% от общего, нефть — 22%, далее — уголь и гидроэнергетика и около 5-6% энергия атома.

Данная «расстановка сил» обусловлена тем, что добыча у нас сегодня самая дешевая в мире, а климат для возобновляемых источников энергии неблагоприятный. В указанных выше странах сетевой паритет (соотношение стоимости киловатта для потребителя в электросети выработанного традиционным и возобновляемым источником) уже сейчас практически равный.

Очевидно, что теряя иностранные рынки, отечественные добытчики углеводородов будут их компенсировать внутренним рынком, в том числе и повышением цен, что в свою очередь делает неизбежным движение отечественной электроэнергетики в направлении современных мировых тенденций.

Обширное количество профильных экспозиций, ознакомиться с которыми будет очень удобно благодаря информативному сайту выставки, говорит о том, что бизнес явно понимает направление движения отечественной электроэнергетики и заранее стремится закрепиться здесь. На выставке представлены ведущие мировые производители — лидеры отрасли, что свидетельствует об их интересе к российскому рынку.

Темы конференций, проходящих в рамках выставки, говорят о том, что и органы власти проявляют интерес к инновациям в отечественной электроэнергетике. Очень любопытно услышать, какой путь движения отечественной электроэнергетики они формируют.

Посещение выставки «Электро-2017» в полной мере способно удовлетворить любопытство профессионалов отрасли, ответить на вопросы о перспективах ее развития устами ведущих производителей, потребителей, регулирующих и законодательных органов власти. Деловой формат выставки способствует приобретению новых рынков сбыта. Потребителю представлен огромный выбор, а профессиональная организация выставки позволяет участвовать в ней организованно, рационально с экономией драгоценного времени.



ЭЛЕКТРО

МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



26-я международная выставка
«Электрооборудование. Светотехника.
Автоматизация зданий и сооружений»



www.elektro-expo.ru



17–20
АПРЕЛЯ 2017



Реклама 12+



Организатор:

 **ЭКСПОЦЕНТР**
МОСКВА

При поддержке Министерства
промышленности и торговли РФ

Под патронатом ТТП РФ

