

15 ЛЕТ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОМУ СОВЕТУ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ДО 2050 года: ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Под редакцией проф. Н.Д. Рогалева

Москва
Издательство МЭИ
2022

УДК 620
ББК 31
П 996

П 996 15 лет Научно-техническому совету Единой энергетической системы.
Перспективы развития энергетики России до 2050 года: проблемы и
пути их решения: сборник / под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Изда-
тельство МЭИ, 2022. – 400 с.

ISBN 978-5-7046-2677-0

В сборнике «Перспективы развития энергетики России до 2050 г.:
проблемы и пути их решения», куда вошли статьи ведущих ученых и спе-
циалистов отрасли, рассматриваются проблемы, связанные с развитием
ядерной, тепловой, гидроэнергетики, распределенной генерации, релейной
защиты и автоматики, информационных технологий, электрических сетей,
экологии, стандартизации, подготовки кадров, электроэнергетического
рынка, предлагаются механизмы управления территориальными энергоси-
стемами и тарифами на электрическую и тепловую энергию.

УДК 620
ББК 31

ISBN 978-5-7046-2677-0

© НП «НТС ЕЭС», 2022
© Национальный исследовательский
университет «МЭИ», 2022

Авторы

Рогалев Н.Д.	Президент НП «НТС ЕЭС», д.т.н., проф. ректор НИУ «МЭИ»
Адамов Е.О.	д.т.н., научный руководитель проектного направления АО «Прорыв»
Адамоков Р.К.	к.э.н., доцент, директор по развитию АО «Тат-энерго», советник генерального директора ООО «Инженерный центр МЭИ»
Беллендир Е.Н.	д.т.н., генеральный директор АО «Институт Гидропроект»
Березовский П.К.	ведущий эксперт отдела стандартизации Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС»
Волошин А.А.	к.т.н., директор Центра компетенций НТИ ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ»
Жуков А.В.	к.т.н., советник директора АО «СО ЕЭС»
Ильин Е.Т.	к.т.н., доцент кафедры тепловых электрических станций, «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Илюшин П.В.	д.т.н., руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики Института энергетических исследований Российской академии наук
Каширский А.А.	начальник аналитического отдела АО «Прорыв»
Кузьмин В.В.	к.э.н., доцент кафедры экономики и управления в топливно-энергетическом комплексе ФГБОУ ВО «Государственный университет управления»
Кутовой Г.П.	к.т.н., д.э.н., профессор, заслуженный энергетик России, научный руководитель Центра экономических методов управления в энергетике КЭУ НП «КОНЦЕЭС», заместитель председателя Комитета энергетической стратегии и развития ТЭК ТПП РФ
Лисин Е.М.	доктор экономических наук, доцент профессор кафедры экономики в энергетике и промышленности Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Литвинов П.В.	начальник аналитического отдела АО «РТСофт»
Покатилов А.В.	к.т.н., главный метролог ПАО «Мосэнерго»
Сапаров М.И.	к.т.н., заведующий отделением АО «ЭНИН»
Тягунов М.Г.	д.т.н., проф. кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ»
Федоров Ю.Г.	начальник отдела стандартизации Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС»
Хренников А.Ю.	д.т.н., профессор, начальник отдела НТС И НТИ АО «НТЦ ФСК ЕЭС» ПАО «Россети»
Щипицин И.А.	начальник отдела внешних информационных систем АТС ОДУ Центра АО «СО ЕЭС»

СОДЕРЖАНИЕ

ОБРАЩЕНИЕ К ЧИТАТЕЛЯМ

Президента НП «НТС ЕЭС», Ректора НИУ «МЭИ»,
проф., д.т.н. Н.Д. Рогалева..... 8

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НОВОМ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ УКЛАДЕ (*Литвинов П.В.*, начальник ана-
литического отдела АО «РТСофт»; *Щипицин И.А.*, начальник от-
дела внешних информационных систем АТС ОДУ Центра
АО «СО ЕЭС»)..... 12

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ К 2050 г.
(*Ильин Е.Т.*, к.т.н., доцент кафедры тепловых электрических
станций, НИУ «МЭИ»)..... 43

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК КЛЮЧЕВОЙ ИНСТРУМЕНТ
ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
РОССИИ ДО 2050 г. (*Адамов Е.О.*, д.т.н., научный руководитель
проектного направления АО «Прорыв»; *Каширский А.А.*,
начальник аналитического отдела АО «Прорыв»)..... 78

ИНТЕГРАЦИЯ ПРОЕКТОВ ГЭС И ГАЭС В «ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ
СТРАТЕГИЮ РОССИИ ДО 2050 г.» (*Беллендир Е.Н.*, д.т.н.,
генеральный директор АО «Институт Гидропроект»)..... 88

РАЗВИТИЕ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУР-
СОВ В ПЕРСПЕКТИВЕ ДО 2050 г. В РОССИИ: ПРОБЛЕМНЫЕ
ВОПРОСЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ (*Илюшин П.В.*, д.т.н.,
руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических
систем и распределенной энергетики Института энергетических
исследований Российской академии наук)..... 105

ЦЕЛЕВОЕ ВИДЕНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В
РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2050 г. (*Адамоков Р.К.*, к.э.н., доцент,
директор по развитию АО «Татэнерго», советник генерального
директора ООО «Инженерный центр МЭИ»)..... 131

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ СТРАНЫ НА ОСНОВЕ ГИБРИДНЫХ САМОБАЛАНСИРУЮЩИХСЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ (<i>Тягунов М.Г.</i> , д.т.н., проф. кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ»	145
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РЗА В ЕЭС РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2050 г. (<i>Жуков А.В.</i> , к.т.н., советник директора АО «СО ЕЭС»; <i>Волошин А.А.</i> , к.т.н., директор Центра компетенций НТИ ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ»)	157
СОСТОЯНИЕ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ (КОМПЛЕКС МЕР) ПО ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ (<i>Сапаров М.И.</i> , к.т.н., заведующий отделением АО «ЭНИН»)	183
МЕХАНИЗМЫ И ТЕХНОЛОГИИ РАЗВИТИЯ КАДРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ОТРАСЛИ (<i>Лисин Е.М.</i> , докт. эконом. наук, доц., проф. кафедры экономики в энергетике и промышленности НИУ «МЭИ»)	202
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ (<i>Хренников А.Ю.</i> , д.т.н., профессор, начальник отдела НТС и НТИ АО «НТЦ ФСК ЕЭС» ПАО «Россети»)	226
ВЗГЛЯД НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ НА ПЕРИОД ДО 2050 г. В ЧАСТИ СИСТЕМЫ НОРМАТИВНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СТАНДАРТИЗАЦИИ (<i>Федоров Ю.Г.</i> , начальник отдела стандартизации Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС»; <i>Березовский П.К.</i> , ведущий эксперт отдела стандартизации Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС»)	254
О РОССИЙСКОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ СЕРЕДИНЫ XXI в. (<i>Кузьмин В.В.</i> , к.э.н., доцент кафедры экономики и управления в топливно-энергетическом комплексе ФГБОУ ВО «Государственный университет управления»)	296

ЦЕЛЕВОЕ ВИДЕНИЕ ТРАНСФОРМАЦИИ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ПЕРИОД ДО 2050 г. С МАСШТАБНЫМИ ИЗМЕНЕНИЯМИ В НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЕ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ (ВИДЕНИЕ АВТОРА 2050 ГОДА) (*Кутовой Г.П.*, к.т.н., д.э.н., профессор, заслуженный энергетик России, научный руководитель Центра экономических методов управления в энергетике КЭУ НП «КОНЦЕЭС», заместитель председателя Комитета энергетической стратегии и развития ТЭК ТПП РФ)..... 328

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОММЕРЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ И МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ ДО 2050 г. (*Покатилов А.В.*, к.т.н., главный метролог ПАО «Мос-энерго»)..... 379

Обращение к читателям

Н.Д. Рогалева
Президента НП «НТС ЕЭС»,
Ректора НИУ «Московский энергетический институт»



Электроэнергетика Российской Федерации, в целом, как и вся мировая энергетика, стоит на пороге глобальных изменений. Началась эпоха активной конкуренции технологий, которые способны предложить большое количество вариантов энергообеспечения с использованием различных источников энергии. Изменяются и сами механизмы функционирования энергосистем. Этому способствуют внедрение комплекса автоматизированных, цифровых и интеллектуальных решений, активно-адаптивных сетей и микрогридов, систем сбора, обработки и анализа больших массивов сложных данных, систем хранения и передачи больших зашифрованных данных (блок-чейн-платформы), «цифровых двойников», «интернета вещей» и др. Все это открывает, в том числе, новые возможности для функционирования систем аккумулирования энергии и развития распределенной генерации.

Текущая ситуация, вызванная санкциями в отношении России, в целом ставит серьезные преграды перед всеми отраслями нашей экономики, и перед энергетикой в том числе. Наиболее острой проблемой является импортозамещение и в энергетическом оборудовании, и в сфере информационных технологий, которая сейчас во многом базируется на иностранном программном обеспечении и компьютерном оборудовании.

Возникшие проблемы невозможно решить мгновенно. Сейчас важно сохранить стабильность и поддержать работоспособность всех систем энергетики страны.

Энергетика – это основная обеспечивающая отрасль всей экономики страны. С одной стороны, это подчеркивает ее стратегическую важность, а с другой – делает ее в определенном смысле зависимой от состояния всех остальных отраслей экономики. Если нам удастся сохранить уровень развития остальных отраслей, а значит, сохранить уровень и темпы энергопотребления, то и энергетика будет развиваться. В кризисные моменты на первый план выходят вопросы повышения эффективности как в части производства, так и в части управления компаниями.

Ключевые вызовы, требующие своего решения:

- отсутствие технологий производства ряда электротехнического оборудования и технологий сервиса;
- низкая инвестиционная привлекательность в электро- и теплоэнергетике;
- снижение энергобезопасности и связей энергетической инфраструктуры внутри страны и с сопредельными государствами;
- необходимость реализации стратегии низкоуглеродного развития в текущих условиях.

Обеспечение надежности работы отрасли из-за отсутствия технологий производства ряда электротехнического оборудования и технологий сервиса возможно путем снижения зависимости от ключевых поставщиков, нахождения альтернативных способов доставки оборудования и запасных частей, организации сервисного и технологического обслуживания, управления ресурсом иностранного газотурбинного оборудования и продления программы модернизации ТЭС с переходом к комплексной модернизации после 2035 г.

Решение проблемы низкой инвестиционной привлекательности в электро- и теплоэнергетике потребует пересмотреть современный взгляд на ценообразование и допустить возможность регулирования цен под фактическую инфляцию, обеспечить доступное финансирование крупных инвестиционных проектов и государственной поддержки программ повышения надежности.

Санкции могут привести к снижению энергобезопасности и связей энергетической инфраструктуры внутри России и с сопредельными государствами, что выражается невозможностью обеспечения перспективной нагрузки, в том числе для увеличения грузоперевозок и возможного снижения надежности энергоснабжения отдельных субъектов РФ, избыточного резерва мощности из-за неиспользования широтного (географического) эффекта совмещения, отсутствием рыночного ценообразования на электроэнергию на части территории РФ.

Решения возможны при оказании государственной поддержки по реализации проектов электрификации железных дорог на Востоке страны, объединении ОЭС Сибири и ОЭС Востока и переходе на синхронную работу, усилении электрических связей Урал–Сибирь и введении конкурентного ценообразования на территории всей страны.

Новые вызовы не снимают реализации задач декарбонизации по достижению углеродной нейтральности.

Пути решения низкоуглеродного развития в увеличении выработки атомной генерации за счет замещения выбывающих энергоблоков и продления сроков эксплуатации действующих, реализации новых проектов по строительству ГЭС и ГАЭС при господдержке и реализации утвержденной программы развития ВИЭ.

Процессы развития распределенной генерации электроэнергии и цифровизация в новых условиях будут формировать информационно-технологические условия и дополнительные мощные стимулы для запуска качественно нового конкурентного взаимодействия субъектов на электроэнергетическом рынке (ЭЭР).

Вызовы, с которыми столкнулась энергетическая отрасль, будут иметь длительный характер, и в таких условиях необходимо оперативно реализовать новые комплексы научно-обоснованных мер по развитию российского ЭЭР, на принципиально новой информационно-технологической платформе решить задачу обеспечения на указанном рынке приемлемых условий конкуренции, сформировав системную основу повышения эффективности процесса электроснабжения.

Решение задач развития энергетики требует не только больших объемов инвестиций, разработки и внедрения инновационных технико-технологических решений, но и наличия профессиональных квалифицированных кадров, которые смогут управлять данными преобразованиями и осуществить цифровую трансформацию отрасли.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НОВОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ УКЛАДЕ

Литвинов П.В.,

начальник аналитического отдела АО «РТСофт»

Щипицин И.А.,

начальник отдела внешних
информационных систем

АТС ОДУ Центра АО «СО ЕЭС»

Введение

Научно-технический совет ЕЭС принимает участие в решении амбициозной и важной задачи формирования целевого видения электроэнергетики на период до 2050 г. Как же увидеть будущее более чем на 25 лет вперед, когда опыт последних лет и месяцев говорит о том, что трудно предсказать развитие событий даже на ближайшие недели? Секция Информационных технологий НТС ЕЭС готова принять этот вызов и предложить к обсуждению подходы, с помощью которых можно не только прогнозировать будущее, но и проектировать вектор перехода в желаемое состояние.

На чем базируется уверенность и что предлагается?

В первую очередь, именно информационные технологии образуют фундамент цифровой экономики. Математические, статистические, физические и экономические закономерности часто формализованы в виде готовых библиотек, которые можно применить к данным, хранящимся в различных информационных системах. В результате обработки можно генерировать статистически достоверные предположения, построить сценарии, прогнозы и даже сделать оценки степени их устойчивости и вероятность реализации.

Одним из правильных приемов начала решения сложной задачи является уточнение ее формулировки и последующая декомпозиция. Целевое видение – это не прогноз и его качество не определяется точностью. В определенной мере, чем шире горизонт планирования, тем меньше на него оказывают влияние различные флуктуации. Да мы не можем предвидеть факторы, получившие название «черные лебеди», но на примере пан-

демии COVID-19 известно, что даже такое событие не оказало радикального влияния на отрасль, кроме кратковременного сокращения инвестиций [1].

Существуют фундаментальные отраслевые проблемы и задачи. Вот далеко не полный перечень:

- длительный инвестиционный цикл;
- территориальная распределенность и связанные с ней сложности развития и эксплуатации;
- масштаб, который является универсальным «мультипликатором» сложности, начиная от потребности в инвестициях и заканчивая ценой ошибки в принятии решений;
- разнообразие применяемых технологий;
- принадлежность к критической инфраструктуре, высокая социальная ответственность;
- сложность подготовки и удержание персонала.

Этот список – первый элемент декомпозиции. Теперь любую технологию мы можем рассматривать под углом зрения – в какой мере она способствует решению комплекса, лучше даже сказать суперпозиции, отраслевых особенностей и задач.

Другими факторами будут существующие в мировой электроэнергетике тренды, прогнозы их развития и предположения о возникновении новых проблем и возможностей в области: технологий, развития новых потребностей и вызовов, связанных с изменением ситуации в экономике, политике и окружающей среде.

Неправильно было бы рассматривать поставленную задачу, как попытку составить пусть рамочный, но план на 25 лет вперед. Из курса МВА можно вынести два противоречивых совета: «надо тщательно все планировать и следовать составленным планам на несколько лет вперед» и «успеха добивается тот, кто умеет быстро действовать и принимать решения по ситуации». На наивный вопрос, как понять, когда надо идти по плану, а когда импровизировать – ответ простой: это и есть залог успеха, искусство руководства и талант быть визионером.

Представим себе гипотетическую ситуацию, когда примерно каждые 2,5 года нам надо принимать важное решение отраслевого масштаба. Если опираться на интуицию, то вероятность построить оптимальную цепочку выбора менее одного шанса из тысячи.

Этот простой пример в очередной раз доказывает необходимость принятия решений, основанных на фактах, научно обоснованных прогнозах и предположениях. Уместно также вспомнить концепцию планирования способом «набегающей волны» из теории управления проектами. Даже среднесрочное планирование должно сопровождаться регулярными процедурами пересмотра и корректировки в соответствии с изменением ситуации, появлением новых возможностей и рисков.

Современные информационные технологии позволяют нам, опираясь на достижения искусственного интеллекта, строить тренды и предположения, применяя:

- статистические методы;
- машинное обучение;
- теорию графов;
- эвристические или основанные на правилах модели;
- агентные модели и другие приемы имитационного моделирования;
- приемы обработки естественного языка для анализа текстовых данных;
- и т.д.

Весь этот инструментарий может и должен широко использоваться научным сообществом и практиками отрасли.

Обзор технологических и социальных трендов

Возобновляемые источники энергии

Переход от доминирования углеводородной энергетики, основанной на нефти, угле и природном газе, к возобновляемой энергетике. Совершенно необъятная и даже модная тема. Нашему государству часто ставят в вину низкую долю ВИЭ в производстве электрической энергии. Если считать только солнечную и ветрогенерацию, то доля скромная. Но стоит только добавить к ним ГЭС, как ситуация радикально меняется.

Открытым остается вопрос, следует ли Российской Федерации брать пример с европейских стран в планах по развитию ВИЭ или лучше искать свой путь. По мере увеличения доли ВИЭ в энергобалансе возникает все больше дорогостоящих проблем. Например, нестабильность и непредсказуемость генерации требует или накопителей огромной емкости или строительства новых линий передачи электроэнергии уже не только между странами, но и между континентами.

Если мыслить в рамках полного жизненного цикла, то очевидно, что развитие возобновляемой энергетики вносит не только позитивный вклад в сокращение выбросов углеродов. Производство как солнечных панелей, так и лопастей и опор ветроэлектростанций – чрезвычайно энергоемкие процессы. А количество ВЭС в некоторых странах уже не может не оказывать влияние на распределение воздушных потоков, а значит, и на климат. В последние годы стала особенно заметна тенденция снижения скорости ветра в Северном море. Например, в 2021 г. в Дании объем выработки энергии на ВЭС составлял около 75% относительно прошлых лет, а в сентябре лишь – 50%. Таким образом, перспективы увеличения ветряной генерации остаются неопределёнными. И если континентальные ВЭС в силу рельефа местности менее чувствительны к перераспределению потоков воздуха, то оффшорные ветряные электростанции находятся в зоне риска просто вследствие уравнений газовой динамики: сопротивление потоку жидкости и газа меняет его скорость и распределение. Что мешает ветру, встретив огромное поле препятствий на открытом пространстве, обойти его?

Атомная энергия

Можно говорить о ренессансе отрасли. Хотя экологическая повестка, особенно в средствах массовой информации, еще доминирует, трезвые экономические расчеты победили. Еврокомиссия признала газовую и атомную энергетику «зеленой» на период перехода к безуглеродной экономике.

Другим ярким примером последних дней является «Новая энергетическая стратегия», объявленная в Великобритании. И хотя первопричиной резкой смены курса явилась политика и отсутствие реальной возможности отказаться от экспорта энергоносителей из России, планы строительства 8 атомных электростанций в ближайшие годы впечатляют. В видеоролике в социальных сетях, посвященном стратегии, премьер министр Борис Джонсон сказал: «В стране, которая первой расщепила атом, первой действительно использовала его энергию для освещения наших домов и запуска наших заводов, мы снова будем впереди. Атомная энергетика возвращается домой. Таким образом, вместо нового реактора каждое десятилетие у нас будет новый реактор каждый год» [2].

Отечественные достижения в области использования мирного атома и потенциал Российской Федерации в этой области в рекламе не нуждаются. И здесь перед Россией очевидно открываются колоссальные возможности, как на внутреннем, так и на международных рынках.

Водородная энергетика

Может сложиться впечатление, что водородная тема не имеет прямого отношения к электроэнергетике, но это так. Водород может использоваться как способ сглаживания естественных колебаний в объемах электрической энергии, получаемой за счёт ветра и солнца. В этом случае избыток электрической энергии от ВИЭ используется для получения водорода методом электролиза, а в периоды снижения выработки этот водород используется как топливо. КПД такого преобразования пока еще ниже чем у ГАЭС, но строительство таких «накопителей» возможно повсеместно и не зависит от рельефа и гидрогеологии местности. Успехи в технологиях абсорбции водорода могут существенным образом влиять на динамику и темпы развития электротранспорта, представляя собой экологичную и экономичную альтернативу аккумуляторным батареям. Нефтяные компании и автомобильные концерны рынок автомобильного транспорта не отдадут электромобилям без конкурентной борьбы. Тем более, что экологичность электротранспорта на полном жизненном цикле подвергается обоснованным сомнениям.

Развитие водородной энергетики может значительно изменить облик всей отрасли. Это отдельный тренд, который быстро развивается. И темпы развития будут определяться как развитием технологий, так и политикой государств в области углеродного регулирования.

Водородному топливу уже придумали цветовую маркировку:

– «зеленый» получают с помощью электролиза от возобновляемых источников энергии;

– «голубой» – это паровая конверсия метана, т.е. его производят из природного газа, что дает России шанс на экспорт водородного топлива вместо газа;

– «бирюзовый» – это водород, также получаемый из метана, но в процессе пиролиза, при этом побочный продукт, углерод, получается сразу в твердой форме;

– «желтый» водород – это водород, извлеченный с использованием атомной энергии. Этой технологией серьезно занимается Росатом. В октябре 2020 г. было объявлено, что «на Кольской АЭС будут развивать производство водорода» [3].

Совсем еще недавно, не без участия Газпрома, роль топлива будущего отводилась сжиженному природному газу. Разговоры про СПГ, конечно не утихают, и многие шаги уже были сделаны. Начиная от стимулов по переходу автотранспорта на газ до создания опытных образцов газотурбовозов в интересах РЖД.

Хорошая новость состоит в том, что переход с СПГ на водород технически несложен. И необязательно это должен быть жидкий водород. Технологии хранения водорода в абсорбированном состоянии в специальной жидкости или порошках при комнатной температуре постоянно улучшаются. Одновременно совершенствуются водородные топливные элементы.

15 октября 2020 г. Минэнерго РФ провело презентацию «Платформы энергетических исследований БРИКС». Одной из ключевых тем была водородная энергетика.

Если говорить о долгосрочной перспективе, то нефть и газ – невозобновляемый источник энергии, и рано или поздно этот природный ресурс будет или полностью исчерпан, или стоимость его добычи станет слишком велика. Танкеры, хранилища, заправки, трубопроводы – всю эту инфраструктуру нефтяные и газовые компании развивали десятки лет. Вложены сотни миллиардов долларов. Водород дает хороший шанс на повторное использование, после небольшой доработки и модернизации.

Умные сети и активные потребители

Концепция Multi-microgrid control systems (MMCS) начала формироваться примерно в 2010 г. [4] и получила дальнейшее развитие [5]. Например, идея объединить преимущества, характерные для макросетей (SmartGrid) и микросетей (Microgrid). Как раз в эти годы пришло осознание, что традиционная энергетическая инфраструктура во многих странах стареет, сложилась тенденция на использование распределенной генерации, одновременно с запросом на повышение надежности и качества энергоснабжения. Современное развитие идет в направлении конвергенции микрогрид и макрогрид с учетом новой парадигмы информационной инфраструктуры, теоретическую основу которой образуют киберфизические системы.

Энергетики в эпоху цифровой трансформации оказались перед трудным выбором, основной причиной которого является высокая неопределенность с расчетом окупаемости и технико-экономическим обоснованием проектов развития. Провозглашенная СИГРЭ новая десятилетняя стратегия развития электроэнергетики, базирующаяся на 3D-принципах трансформации энергетического сектора – декарбонизации, децентрализации и диджитализации и 17 целей в области устойчивого развития мировой экономики, утвержденных на Генеральной ассамблее

ООН в 2015 г. – слишком общие понятия. Это скорее направления рекомендованного развития, не содержащие прямой экономической мотивации и способов перехода.

Один из вариантов развития в условиях бюджетных ограничений – это внедрение локальных улучшений в технологии и операционную деятельность без долгосрочных инвестиций в развитие мощности и пропускную способность сетей, имеющих самую высокую стоимость реализации. Эффективным механизмом оптимизации затрат на развитие и снижение эксплуатационных расходов в распределительных сетях является управление пиковой нагрузкой. Переход к более гибкой архитектуре энергосистемы, развитие экосистемы активных потребителей и их экономическое стимулирование через механизмы ценозависимого потребления.

В качестве иллюстрации количества информационных систем и понятий появившихся в результате развития умных и гибких сетей в табл. 1 приведен список устоявшихся акронимов и аббревиатур, часто встречающихся в зарубежных публикациях.

Таблица 1

Акронимы и аббревиатуры технологий умных сетей

Акронимы и аббревиатуры	Полное наименование технологии
ADR	Automated Demand Response
ARC	Aggregation of Retail Customers
BEMS	Building Energy Management System
CBL	Customer Baseline Load
CIM	Common Information Model
CPP	Critical Peak Pricing
DER	Distributed Energy Resource
DERMS	Distributed Energy Resource Management System
DG	Distributed Generation
DLC	Direct Load Control
DR	Demand Response
DRMS	Demand Response Management System
DROMS	Demand Response Optimization and Management System
DRP	Demand Response Provider
DRR	Demand Response Resource
DSM	Demand Side Management
EDR	Emergency Demand Response
LRS	Load Response System
EMCS	Energy Management Control System
GLD	Guaranteed Load Drop

Акронимы и аббревиатуры	Полное наименование технологии
ICAP	Installed Capacity Demand Response
IDSM	Integrated Demand Side Management
LAP	Load Aggregation Point
LMR	Load-Modifying Resource
LMS	Load Management System
MBL	Maximum Base Load
RE	Renewable Energy
RTDR	Real-Time Demand Response
RTEG	Real-Time Emergency Generation
STLF	Short-Term Load Forecast
VPP	Virtual Power Plant

Электротранспорт

С точки зрения электроэнергетики, электротранспорт – это новый класс потребителей электроэнергии. Не прекращаются дебаты, как скоро электромобили станут самым распространенным видом транспорта. Практически все эксперты сходятся в одном – если что и помешает этому процессу, так это нехватка зарядных станций. В настоящее время зарядка не является прибыльной, но ситуация изменится, как только электрокары составят по крайней мере пять процентов транспортных средств.

В ближайшие годы развитие получат четыре основных сегмента зарядной инфраструктуры.

Частная зарядка: это зарядное устройство владельца автомобиля или домовладельца, как правило, небольшой мощности для длительного заряда в ночное время. Частные зарядные пункты установлены на частной территории и связаны с электроснабжением дома или прилегающей территории.

Зарядка на парковке: быстрые зарядные устройства разного типа для общественного транспорта или такси, каршеринговых автомобилей. К этой же категории можно отнести парковки в торговых и бизнес-центрах, отелях, учреждениях питания, станциях технического обслуживания, офисах компаний. Могут использоваться как инструмент привлечения клиентов, стимулирования сотрудников и т.п. Автомобилиям, кроме электромобилей или электромобилям, которые не заряжаются, как правило, не разрешено использовать это место для парковки.

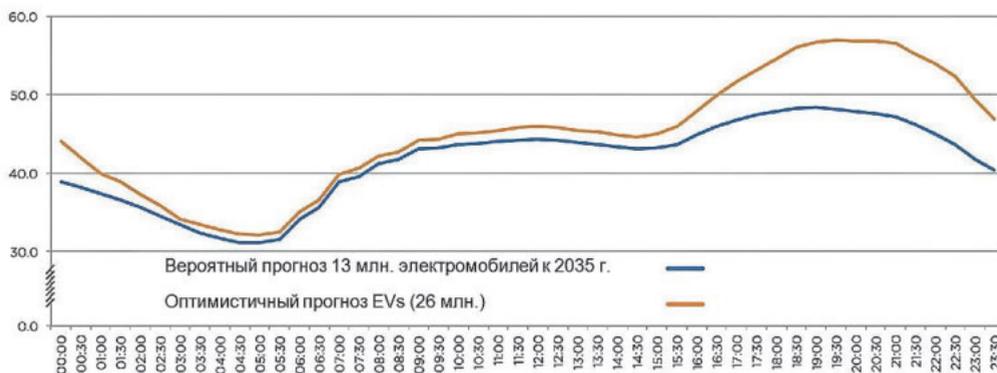
Городская инфраструктура: общественная модель, где зарядка предлагается как сервис и преимущество для расположенных поблизости компаний, жилых районов, торговых и промышленных центров, технопарков. Сюда же можно отнести зарядную инфраструктуру перехватывающих парковок, транспортно-пересадочных узлов и т.д.

В пути (общественные зарядные пункты): с быстрой и сверхбыстрой зарядкой больше всего похожи на сегодняшние топливные заправки. Зарядный пункт, который предоставляет услуги 24/7, всем пользователям. Может требоваться выполнение различных условий использования и оплаты, а также способов идентификации.

Первые две модели частные или корпоративные, остальные являются публичными и предоставляют свои услуги широкому кругу лиц.

В [6] приведен пример модели, построенной для оценки потребления зарядной станции. Бизнес-модель обслуживания, включающая в себя различные виды автомобилей, время заряда и ожидания, была объединена с оценкой потребления электроэнергии в течение суток. Результаты моделирования показывают, что даже одна публичная зарядная станция для электротранспорта, обслуживающая примерно 200 электромобилей в сутки, создает в районе технологического присоединения колебание нагрузки в пределах от 0,5 до 1,5 МВт. Такому мегаполису как Москва в ближайшие годы потребуются тысячи зарядных станций, что будет существенным образом влиять как на объемы, так и на профиль потребления электроэнергии.

Если не управлять поведением водителя, «вернулся с работы и поставил электромобиль на зарядку», то это влияние будет негативным рис. 1.



**Рис. 1. Прогнозный профиль потребления для Великобритании,
© Aurora Energy Research**

Если обеспечить управляемое потребительское поведение в интересах срезания пиков в энергосистеме, то можно добиться принципиально другого результата рис. 2.

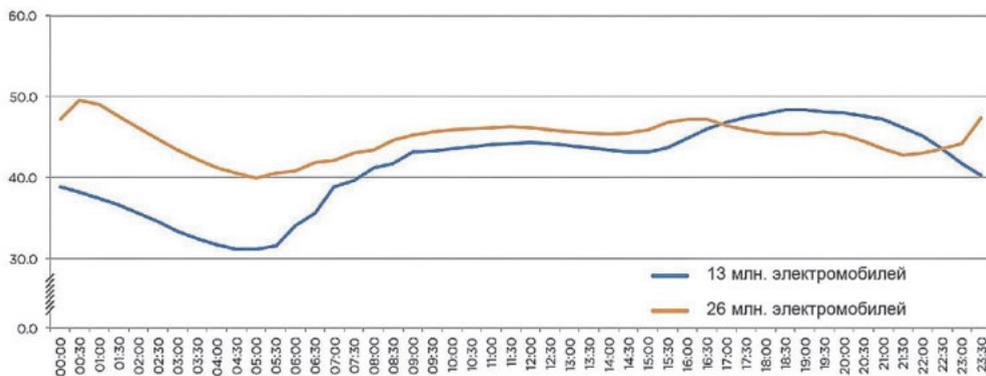


Рис. 2. Профиль при условии стимулирования потребителей,
© Aurora Energy Research

С увеличением количества электромобилей появляется возможность полностью сгладить традиционный «вечерний пик», но появляется не характерный в настоящее время «ночной пик», поскольку заряжать электромобиль к утренней поездке когда-то надо. На этой же кривой видно, что остается потенциал оптимизации и ночного потребления электроэнергии путем переноса времени начала заряда на 3 часа ночи. Чтобы этот сценарий реализовался в действительности, необходимо, чтобы примерно половина владельцев имела доступ к ускоренной зарядке в ночное время (иначе аккумуляторы просто не успеют зарядиться).

Отметим два чрезвычайно перспективных направления, развитие которых представляется перспективным.

Умная зарядка (Smart Charging) – технология зарядки электромобилей с расширенными возможностями управления с учетом внешних событий, привычек и потребностей пользователей, нагрузки на электрическую сеть и т.д. В упрощенном понимании – это перенос времени заряда на период, в котором стоимость электроэнергии ниже и меньше нагрузка на сеть, без ущемления прав и потребностей владельца электромобиля. Умная зарядка должна обеспечить надежность и экономическую эффективность процесса зарядки и поддерживать режимы Grid-to-vehicle и Vehicle-to-grid. Существует множество сценариев использования энергии, которая находится в аккумуляторах припаркованных автомобилей. Это может быть обеспечение аварийного питания, например стадиона или бизнес – центра или покрытие пиков в энергопотреблении торгового центра, стимулом которого будет, например, предоставление дополнительных скидок покупателям – владельцам электрокаров.

Прокат аккумуляторов (Battery-based fast charging) – станции быстрой зарядки, оснащенные собственными батареями. Могут предложить услугу в любое время, независимо от пика цены, из-за возможности заряжать батареи станции во внепиковое время. Использование аккумуляторов большой емкости также позволяет организовать точки для быстрой зарядки в городских или загородных условиях, без вложений в увеличение пропускной способности распределительной сети.

Майнинг

Нет лучше иллюстрации развития новых потребностей, чем быстрый рост потребления электроэнергии на майнинг различного вида криптовалют рис. 3. На «производство» только одной из них, в настоящее время в год затрачивается 142,1 ТВт·ч электроэнергии. Что уже больше, чем годовое потребление такой развитой в области электроэнергетики страны, как Норвегия – 124,3 ТВт·ч.

Country ranking, annual electricity consumption

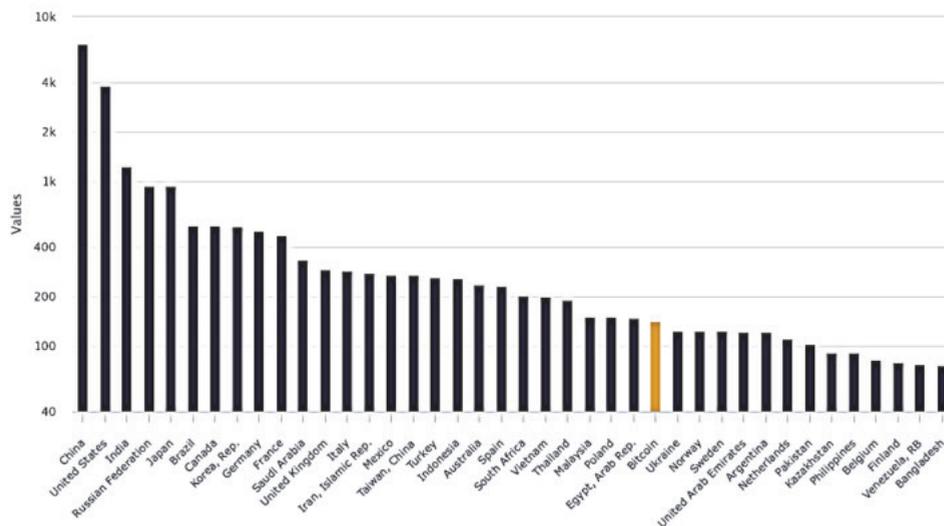


Рис. 3. Доля Bitcoin в потреблении электроэнергии (логарифмический масштаб)

Для прогнозов особый интерес представляют не столько абсолютные значения, сколько динамика роста [7]. Темпы роста также впечатляют рис. 4.

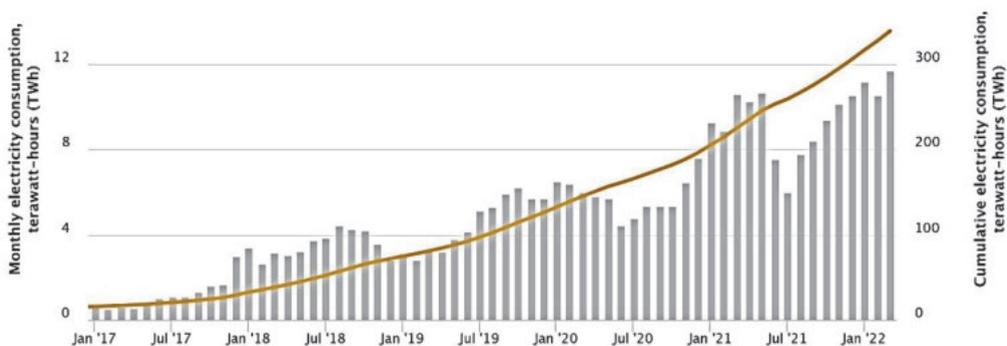


Рис. 4. Ежемесячное и кумулятивное потребление электроэнергии на майнинг Bitcoin

Производство криптовалют в некоторых странах достигло таких масштабов, что оказывает влияние на устойчивость энергосистемы. Например, 25 января 2022 г. в Казахстане, Узбекистане и Киргизии произошло масштабное отключение электроэнергии. Минэнерго Узбекистана объяснило это крупной аварией на единой энергетической сети Средней Азии. После восстановления энергоснабжения Казахская компания по управлению электрическими сетями KEGOC разослала 196 организациям легальных добытчиков криптовалюты по всей республике письмо с предупреждением об отключении [8].

Цифровизация

В сегодняшнем понимании цифровизация, или цифровая трансформация – новая парадигма социально-экономического развития. Идеи и потенциал цифровизации настолько привлекательны, что в России еще в 2018 г. была разработана и утверждена национальная программа «Цифровая экономика Российской Федерации».

Реализация национального проекта включает мероприятия по следующим направлениям: нормативное регулирование цифровой среды, кадры цифровой экономики, цифровые технологии, информационная инфраструктура, информационная безопасность и цифровое государственное управление. Все они, за исключением последнего, имеют прямое влияние на отрасль.

С прагматичной инженерной точки зрения, цифровая трансформация – это в значительной степени изменение подходов к работе с данными: технологиями сбора, передачи, хранения, защиты и обработки. Но главное – это принятие решений, основанных на данных и результатах их обработки.

Одной из задач отраслевой аналитики и является подготовка информации к принятию решений. Информация должна быть актуальной, научно обоснованной, в случае сомнений в точности и достоверности следует честно приводить размер и вероятность отклонений или описывать различные сценарии развития событий. Можно применять приемы «обогащения данных», которые хорошо зарекомендовали себя в ритейле, страховой и банковской сфере. Особое внимание следует обращать на наглядность подачи информации для лиц, принимающих решения.

Приведем несколько примеров из решения актуальных задач, демонстрирующих перечисленные принципы.

Актуальность

Данные, которыми мы оперируем, часто оказываются отстающими во времени, больше, чем на год. Требуется время для их обработки и анализа, подготовки в печать или отчет, выход которых приурочен к определенным событиям или календарным мероприятиям, затрачивается время на перевод. Современные приемы в области Natural Language Processing позволяют быстро делать предварительные выводы по актуальной информации, содержащейся в текстовых источниках. Сборник публикаций докладов состоявшегося в апреле 2022 г. CIGRE 2022 Kyoto Symposium содержит 1316 страниц [9]. На внимательное изучение может потребоваться целый год. Предположим, что требуются быстрые выводы по изменению актуальных трендов. Разбиваем текст на токены, биграммы и триграммы и выделяем самые популярные по количеству употреблений табл. 2.

Некоторые результаты неожиданны. Например, возросшая популярность моделирования. Слово "model" употреблялось только немного реже, чем "grid". Аналогичный вывод можно сделать и про системы накопления: "battery energy storage" упоминалось даже чаще, чем "distributed energy resources".

Таблица 2

Экспресс анализ трендов

Рейтинг	Токен	Кол-во	Биграммы	Кол-во	Триграммы	Кол-во
1	power	4611	reactive power	318	power system transformation	174
2	system	3584	power flow	254	system transformation including	173
3	voltage	2078	power systems	245	transformation including active	173
4	control	1785	distribution system	234	including active distribution	173

Рейтинг	Токен	Кол-во	Биграммы	Кол-во	Триграммы	Кол-во
5	energy	1765	active power	219	large electric systems	153
6	data	1572	renewable energy	211	electric systems cigre	153
7	distribution	1506	power grid	204	renewable energy sources	59
8	grid	1204	control system	201	battery energy storage	56
9	model	1049	active distribution	197	distributed energy resources	55
10	current	1048	voltage control	185	cumulative breaking current	53
11	using	878	demand response	175	active reactive power	45
12	electric	864	system transformation	174	energy storage system	43
13	operation	861	including active	174	reactive power control	41
14	demand	837	transformation including	173	electric power industry	39
15	market	814	electric systems	154	breaking current management	39
16	line	769	council large	153	energy storage systems	37
17	case	758	large electric	153	energy systems solutions	33
18	load	751	distribution network	153	power transmission distribution	31
19	transmission	749	power factor	131	optimal power flow	31
20	frequency	747	power plants	128	wind power plants	31
21	based	738	breaking current	120	electric power grid	29
22	generation	716	energy storage	119	electric power systems	29
23	used	702	distribution line	105	power system operation	28
24	results	696	transmission lines	103	power control system	27
25	lightning	692	power generation	103	electric power system	27

Обогащение данных. Задача прогнозирования часа пиковой нагрузки была и остается актуальной. Фактическая точность таких прогнозов, особенно для отдельных регионов остается низкой. На рынке даже представлены компании, предлагающие на продажу результаты прогнозирования. Как правило, речь идет об уникальных алгоритмах, которые являются коммерческой тайной, поэтому не могут быть верифицированы. Предположим, что в Москве часы пиковой нагрузки (ЧПН) существенно зависят от температуры воздуха и проверим эту гипотезу. Соединим данные с сайта Администратора торговой системы оптового рынка электроэнергии (АТС) за последние три года с данными метеостанции на ВДНХ за тот же период. Визуализируем результат:

- по оси Y – температура воздуха;
- по оси X – часы пиковой нагрузки.

На плоскости «температурная карта вероятности», чем теплее цвет, тем соответственно выше вероятность.

Результаты и выводы понятны и могут применяться на практике рис. 5.

Зимние температуры дают нам «размытие вероятности» с центром в 18 часов.

Летние – «компактную область» в районе 11 часов.

Есть еще летняя «плотность вероятности» в области 15 часов, которую следует исследовать, отдельно привлекая к анализу другие факторы.

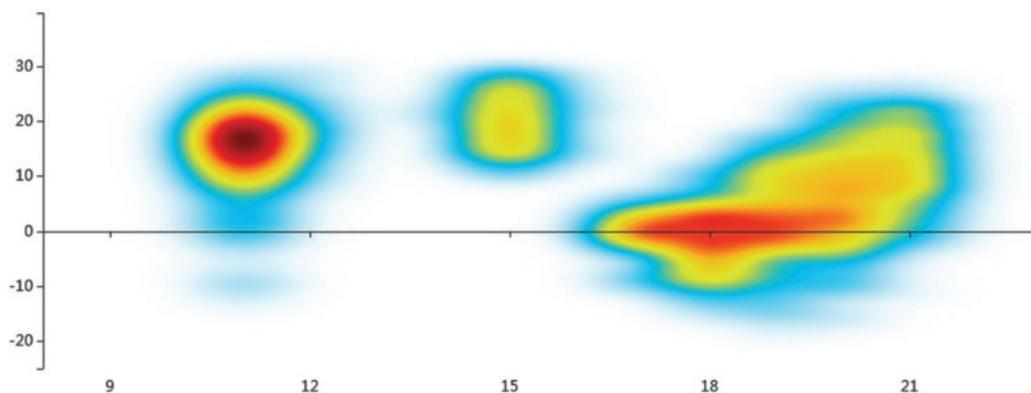


Рис. 5. Зависимость ЧПН от температуры воздуха в Москве

Аналогичный прием с привлечением дополнительных данных можно использовать на любой территории и получить примерно 80% точности прогноза.

Наглядность подачи информации. Аварийность в энергосистеме и ее экономические последствия – хороший пример многофакторной задачи. Для целостного и объективного восприятия ситуации необходимо представить зависимость от:

- времени;
- класса напряжения;
- региона;
- вида технической причины;
- экономических последствий, отдельно от потерь и недоотпуска.

Крайне желательно ранжировать результат, чтобы максимально наглядно представить проблематику, в каком направлении меняется ситуация и точки первоочередного приложения усилий и компенсационных мероприятий (рис. 6).

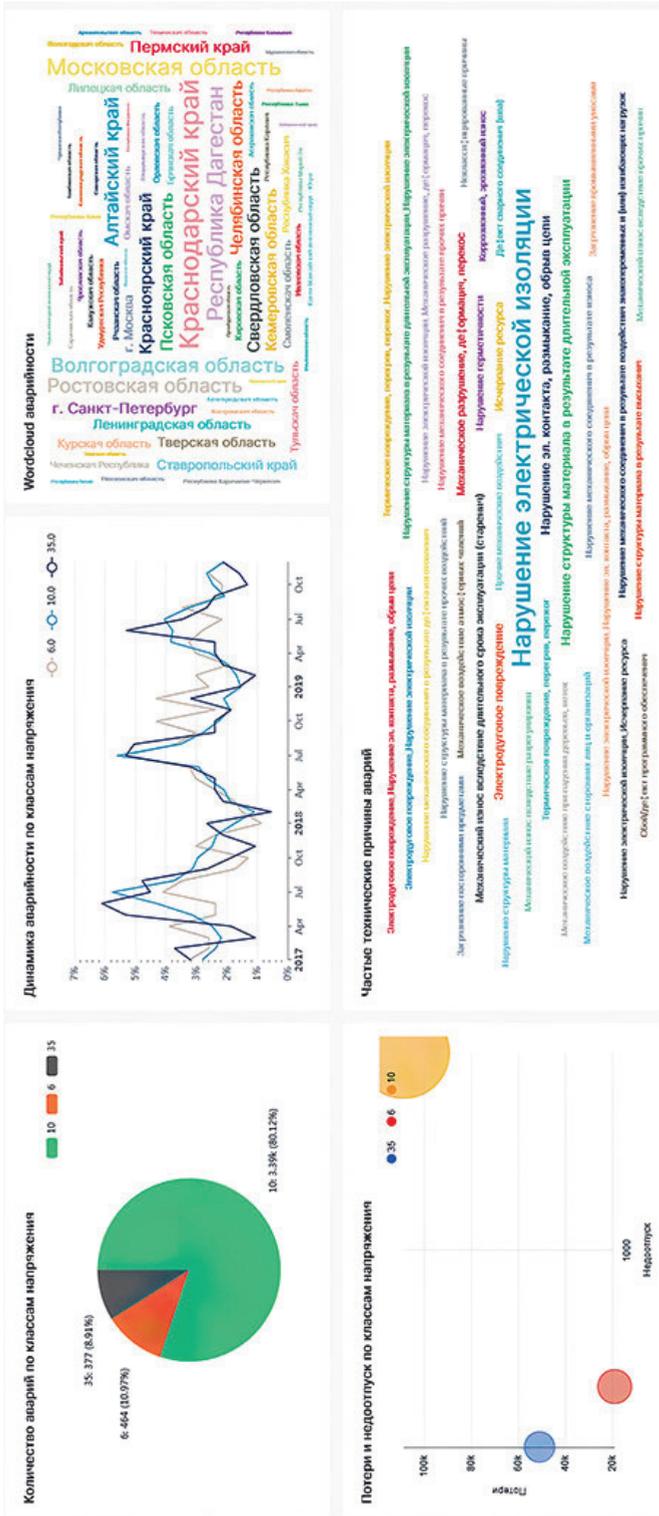


Рис. 6. Многофакторная визуализация отраслевой проблематики

Изменения окружающей среды

В долгосрочном прогнозировании очень важно уметь определить возможные источники систематической погрешности, поскольку при построении регрессий они существенным образом влияют на результат. Другое, не менее важное правило – это правильный учет сочетания объективных и субъективных факторов. Хорошим примером одновременно систематической погрешности и субъективного фактора для отрасли является декарбонизация: пресловутая климатическая повестка, достижение углеродной нейтральности и мероприятия, направленные на снижения выбросов CO₂. Согласно прогнозу Института проблем естественных монополий (ИПЕМ), мероприятия по декарбонизации российской электроэнергетики потребуют от 14 трлн до 24 трлн руб. инвестиций до 2050 г. [10]. В отличие от инвестиций в развитие электросетевого хозяйства, замену устаревшего оборудования, выполнения ПИР и НИОКР и т.д. значительная часть этих денег будет израсходована без всякой пользы для отрасли и потребителя.

Выгодоприобретателем объявляется планета Земля и будущее человечества, что трудно доказуемо. Больше похоже на передел рынков в масштабе планеты, установление налога на технический прогресс для развивающихся стран и усиление контроля над экономикой стран-экспортеров углеводородов. Каким-то образом именно энергетику сделали ответственной за климатические изменения и именно энергетики должны оплачивать сокращение эмиссии парниковых газов. Если еще несколько лет назад в ученой среде высказывались разные и весьма обоснованные сомнения о степени влияния электроэнергетики на выбросы углеводородов, то теперь времена изменились. В научной среде, особенно за рубежом проявляются те же явления, что начинались в области культуры и политики. Любое высказывание, которое противоречит сложившимся в настоящий момент представлениям, несет риски быть «отмененным», «нерукопожатным», а значит лишиться грантов и карьерных перспектив. Не хотелось бы углубляться в конспирологию. Но серьезные обсуждения на тему, а не надо ли стимулировать строительство фабрик, которые будут извлекать углекислый газ из воздуха и в сжиженном виде закачивать его в подземные полости-хранилища не может не настораживать. Речь даже не об «экономике» этой операции. Задумывался ли кто-нибудь о последствиях одномоментного выброса такого количества парниковых газов в атмосфере-

ру, которое может произойти вследствие природных катаклизмов, техногенных аварий или теракта?

Да, деятельность человечества на Земле достигла уже таких размахов, что может оказывать влияние в планетарном масштабе. Не следует переоценивать наш вклад и возможности. Существует целый ряд глобальных природных процессов, масштаб которых несоизмеримо больше и не поддается пока регулированию, но может быть предсказан. Простым, но наглядным примером является цикличность солнечной активности. Поскольку значительная часть солнечной радиации во всех диапазонах тем или иным образом преобразуется в тепло, то до 2026 г. нас ждет рост средней температуры, практически независимо от наших усилий (рис. 7). А большую часть контрольных показателей предполагается достичь к 2030–2035 гг., когда ситуация с космической погодой будет улучшаться.



Рис. 7. Прогноз солнечной активности

Другой влияющий фактор, который мы с гораздо меньшей точностью можем прогнозировать – это вулканическая деятельность, которая в

последние годы становится все активнее. Даже одно масштабное извержение способно выбросить в атмосферу столько пепла и пыли чтобы «остудить» Землю вплоть до наступления нового ледникового периода. Также не исключен и другой сценарий, когда выбросы углекислого газа за несколько дней превысят аналогичные от всех угольных электростанций за многие годы.

В научной литературе не удалось найти примеров и результатов комплексного подхода к моделированию изменения климата с учетом большого числа факторов и вероятности различных сценариев их реализации. Из природных явлений можно к вулканической активности добавить лесные пожары. Возгорания возникают все чаще и масштабнее, причем на всех континентах. Из влияния человека на окружающую среду в первую очередь надо учитывать загрязнение морей и океанов. Ведь именно океаны являются в первую очередь легкими нашей планеты.

Информационная безопасность

Если до этого момента мы говорили о трендах и драйвах, то сейчас речь пойдет об «антидрайве». Риски киберугроз касаются всех отраслей и видов деятельности, но очевидно, что рентабельность в электроэнергетике меньше, чем у банков и страховых компаний, и отрасль не может позволить себе слишком дорогостоящие проекты. Это касается как выбора технических решений, так и найма сотрудников, отвечающих за информационную безопасность.

Согласно авторитетному мнению, изложенному в The Global Risks Report 2021 [11] Cybersecurity failure находится на 9-м месте в TOP 10 рисков по вероятности. Но важным изменением является формулировка «Failure of cybersecurity measures» (Невыполнение мер по обеспечению информационной безопасности), которая трактуется как, цитата:

«Business, government and household cybersecurity infrastructure and/or measures are outstripped or rendered obsolete by increasingly sophisticated and frequent cybercrimes, resulting in economic disruption, financial loss, geopolitical tensions and/or social instability» (Технические средства и меры в области обеспечения информационной безопасности правительства, бизнеса и частных пользователей быстро устаревают и уже не способны эффективно противодействовать все более изощренным и частым атакам хакеров. Это разрушительно действует на экономику, приводит к финансовым потерям, росту геополитической напряженности

и/или социальной нестабильности), и входит в число 6 глобальных технологических рисков.

Цифровизация отрасли и новые информационные технологии, к сожалению, увеличивают поверхность для атаки, причем количество вариантов, которые доступны к реализации злоумышленниками, растет во времени значительно быстрее, чем линейная зависимость.

Хакерские группировки постепенно переключились от атак на финансовые организации, в которых они могли непосредственно воровать деньги, на промышленные и инфраструктурные предприятия, с которых требуют выкуп. Это явление стало настолько массовым, что можно предположить, уже оказывает большее влияние на рост курсов криптовалют, чем твиты Илона Маска. Отдельной задачей становится необходимость привития всем сотрудникам навыков противостояния методам социального инжиниринга. Преступные группировки создают колл-центры, разыгрывают целые спектакли, в результате такого манипулирования, любой сотрудник может свести на нет большую часть технических средств защиты.

Тренд на увеличение количества IED устройств, как правило, имеющих IP доступ, начался не вчера. В 2017 г. была представлена имитационная модель, с целью прогнозирования на десятилетний период количества уязвимостей в отрасли, с ростом киберугроз [12]. Модель системной динамики, основанная на ряде допущений, после 5 прошедших лет оказалась вполне адекватной наблюдаемому состоянию: никакого «цифрового армагеддона» в отрасли мы не наблюдаем. Причиной тому адекватное реагирование на возрастающий риск угроз.

Следует отметить тот положительный факт, что необходимость технических, организационных и образовательных мероприятий уже не вызывает сомнений ни у персонала, ни у руководителей отрасли. Но в будущем надо быть готовыми к следующему витку противостояния и пониманию, что задачи обеспечения информационной безопасности не покинут нас ни в среднесрочной, ни в долгосрочной перспективе.

Международное сотрудничество

Международное сотрудничество и кооперация была и останется важным фактором отраслевого развития. В силу сложившейся политической ситуации, высокой конкуренции и ограничений, вводимых регуляторами из списка недружественных стран, перспективным представляется фокусироваться на новых странах и сценариях развития сотрудничества.

Для выработки рекомендаций по фокусировке используем концепцию, разработанную Мировым энергетическим советом: «Энергетическая трилемма». Баланс между основными векторами развития ТЭК: энергобезопасность, доступность энергии и экологическая устойчивость оценивается с помощью индекса, известного как World Energy Trilemma Index. Согласно последним доступным значениям этого индекса [13] можно выбрать страны с самыми открытыми к инновациям бюджетами, реально улучшившие свое положение в индексе. Список лидеров рейтинга может показаться неожиданным (рис. 8).

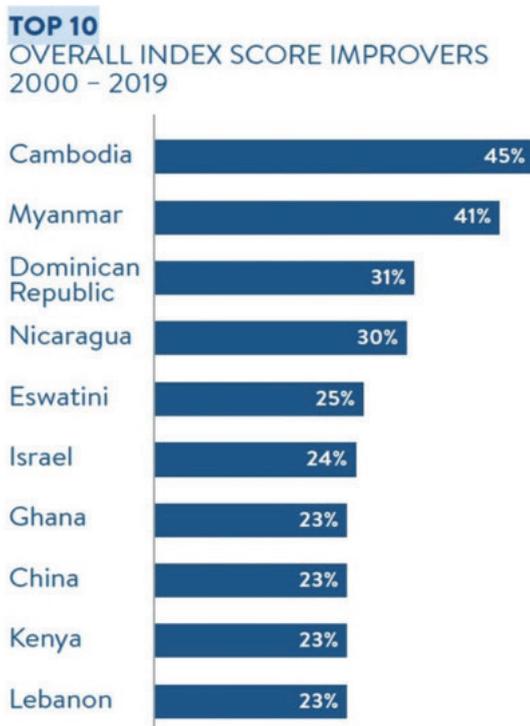


Рис. 8. Страны-лидеры по улучшению индекса

Многие из развивающихся стран в этом списке будут перспективными с точки зрения экспорта технологий, программного обеспечения и первичного и вторичного оборудования российского производства.

Макроэкономика и моделирование

Различные приемы и методы моделирования – чрезвычайно эффективный способ прогнозирования и принятия решений в условиях, когда необходимо учесть влияние множества факторов и возможных сценариев, влияющих на результат в условиях неопределенности. Ярким примером полезности моделирования явилась пандемия COVID-19. По мере совершенствования моделей, опыта их применения и калибровки, с учетом фактически наблюдаемых показателей, предсказания становились все точнее. Что позволило лучше планировать компенсационные мероприятия и в конечном счете помогло избежать худшего развития событий.

Ниже последует перечисление возможных подходов к построению моделей, начиная от глобальных до решающих локальные задачи.

Рыночный. Точка зрения, когда мы смотрим на всю электроэнергетику России как на один бизнес может показаться слишком сложной и далекой от реальности на первый взгляд. В самом деле – это сотни хозяйствующих субъектов, разной формы собственности, иногда с иностранным участием. Даже между технологически связанным оборудованием есть сложные границы балансовой принадлежности и подотчетности различным юридическим лицам и регуляторам. Вместе с тем достаточно только посмотреть, например, на изменение стоимости акций ПАО Россети или РусГидро, чтобы стало очевидно, что электроэнергетика вполне попадает под законы бизнеса. Налицо и волатильность акций, и периоды спекуляций, сменяющиеся периодами инвестиционной привлекательности. Вся эта тщательно собираемая биржевыми площадками информация, после соответствующей обработки, может служить индикатором состояния и финансовых возможностей и привлекательности отрасли. Разумеется, для более точной оценки потребуется «очистка» совокупной капитализации от спекулятивной и политической составляющей, которую также несложно выполнить, используя отечественные и зарубежные макроэкономические показатели, в том числе аналогичных и смежных отраслей.

Технологический. Выше мы предложили способ оценки стоимости бизнеса в отрыве от технологических особенностей. Существует и более прямой метод, который не зависит от рыночных колебаний – ежедневный пересчет стоимости активов. Его идея проста, каждая единица первичного и вторичного оборудования ежедневно устаревает морально и изнашивается физически. Причем степень физического износа может объективно измеряться с использованием SCADA/EMS систем. Например, каж-

дое срабатывание выключателя приближает нас к необходимости выполнения профилактических или регламентных работ. Каждое превышение тока, без учета времени отдыха изоляции, сокращает срок службы оборудования и кабельного хозяйства. С учетом достижений современных технологий обработки больших данных, решение задачи непрерывного мониторинга и перерасчет стоимости активов в реальном времени уже не выглядит фантастикой.

Индустриальный. Электроэнергетику для целей моделирования операционной деятельности можно считать отраслью на стыке индустрии и логистики. Раньше к этой аналогии добавлялся только принцип, что электроэнергию нельзя накапливать и наше виртуальное производство работает без склада. Но по мере совершенствования технологий накопления электричества, развития водородной энергетики и электротранспорта растет возможность складского хранения «продукции», в роли которой выступает электрическая энергия.

Все составляющие концепции Индустрии 4.0 будут иметь свое воплощение:

– «Интернет вещей», будет активно использоваться новыми потребителями – просьюмерами;

– «Умное предприятие» – это современные подходы к управлению производственной деятельностью и активами;

– «Интернет услуг» – новые сервисы и способы продажи. Например, крупнейшая энергетическая компания России «Россети» планирует к 2030 г. увеличить объем нетарифной выручки в общей выручке до 20% с 2% в настоящее время.

– «Киберфизические системы» станут архитектурной основой развития ИТ инфраструктуры. В научной среде уже используется понятие киберфизическая энергосистема (Cyber-Physical Power System, CPPS) [14].

Статистический. Накопленные у существующих информационных систем данные в отдельных случаях позволяют, используя методы регрессии, получать достаточно достоверные тренды и прогнозы. Масштаб энергосистемы России столь велик, что в инженерном смысле всем изменениям присуща большая инерционность, а в управленческом понимании – разумная консервативность.

Проблемный. Анализ различных сценариев вида «что если», позволяющих решить частную задачу или проблему.

Зарубежный опыт

В отличие от некоторых отраслей, электроэнергетика России никогда не была в роли «догоняющей». По большинству направлений достижения и уровень развития технологий соответствуют мировому уровню. С точки зрения информационных технологий, есть две области, в которых заметно отставание: цифровые платформы для предприятий энергетики и количество патентов в технологиях нового энергетического уклада. Этот факт дает возможность широко использовать существующий зарубежный опыт, не повторять чужих ошибок, не только догнать, но «срезав углы», вырваться вперед.

В таблице 3 перечислены наиболее известные программные платформы для электроэнергетики и сделана попытка объективно оценить их потребительские свойства по двадцати одному критерию.

Таблица 3

Зарубежные цифровые платформы для электроэнергетики

Критерии оценивания	GGE, Predix	Siemens, MindSphere	Schneider Electric, EcoStruxure	Spirae, Wave	Auto Grid, Energy Internet Platform	Green Energy corp, GreenBus
Распространенность (install base)	+ +	-/+	+/-	-/+	-/+	-/+
Соответствие стандартам	+ +	+	+/-	+/-	+/-	+/-
Соответствие специфике отрасли	+ +	+	+	+/-	+/-	+/-
Возможность установки on-premise	- -/+	+/-	+/-	+/-	+	+/-
Наличие облачных сервисов	+	+	+	-/+	+/-	+/-
Конкурентная стоимость	+	-	-/+	+	+	+
Экосистема пользователей	+	-/+	+/-	+/-	+/-	+/-
Техническая поддержка	+	+	+	-/+	-/+	+/-
Качество документации	+	+	+	+/-	+/-	-/+
Сообщество разработчиков	+	-/+	-/+	+/-	+/-	+/-

Окончание табл. 3

Критерии оценивания	GGE, Predix	Siemens, MindSphere	Schneider Electric, EcoStruxure	Spirae, Wave	Auto Grid, Energy Internet Platform	Green Energy corp, GreenBus
Отсутствие vendor lock-in	+/-	-	-/+	+/-	+/-	-/+
Масштабируемость	+	+	+	+/-	+/-	+
Функции автоматического управления	+/-	+	+	+/-	-/+	+/-
Наличие API	+/-	+/-	+	+/-	+/-	+/-
Наличие SDK	+/-	+/-	+/-	-	-/+	-/+
Поддержка первичного оборудования	+/-	+/-	+	-/+	+/-	-
Поддержка промышленных протоколов	+	+	+	+/-	+/-	+/-
Использование технологий ИИ	+	+	+	+/-	+/-	+/-
Использование технологий blockchain	-	-	-	+	-	-
Поддержка цифровых двойников	+/-	+	+	+	-	-
Киберзащищенность	+/-	+	+	+/-	+/-	-/+
Итоговая оценка, в баллах	51	44	49	39	36	33
Шкала оценок: «минус» – 0 баллов, «минус-плюс» – 1 балл, «плюс-минус» – 2 балла, «плюс» – 3 балла						

Результат проведенного сравнения говорит о том, что в настоящее время нет безусловного лидера, в полной мере соответствующего отраслевым пожеланиям и требованиям. Примечателен также тот факт, что малоизвестные компании могут предложить программные решения, которые вполне конкурентоспособны с разработками таких гигантов как GE, Siemens и Schneider Electric. Если учесть тот факт, что в рамках программы «Цифровая экономика» в настоящее время разрабатываются цифровые платформы универсального назначения, то появляется возможность быстрого создания на их основе прикладных решений путем добавления отраслевых компонент, состав и функциональность которых можно творчески заимствовать у перечисленных выше компаний.

Чтобы объективно измерить динамику количества патентов по годам и их наиболее крупных держателей, был проведен поиск по патентным базам, по ключевому слову "microgrid" в названии или кратком описании патентного решения рис. 9.

Результаты представлены в виде столбчатой диаграммы, где количество патентов отображено в логарифмическом масштабе, чтобы оптически уменьшить долю «Остальные» и наглядно показать лидеров. Можно отметить быстрое нарастание числа патентов начиная с 2012 г., с последующей стабилизацией на уровне 100 патентов в год. Видно, что основными держателями патентов в этой области являются китайские компании и подразделения АВВ, также присутствуют и корейская компания Korea Electric Power Corporation.

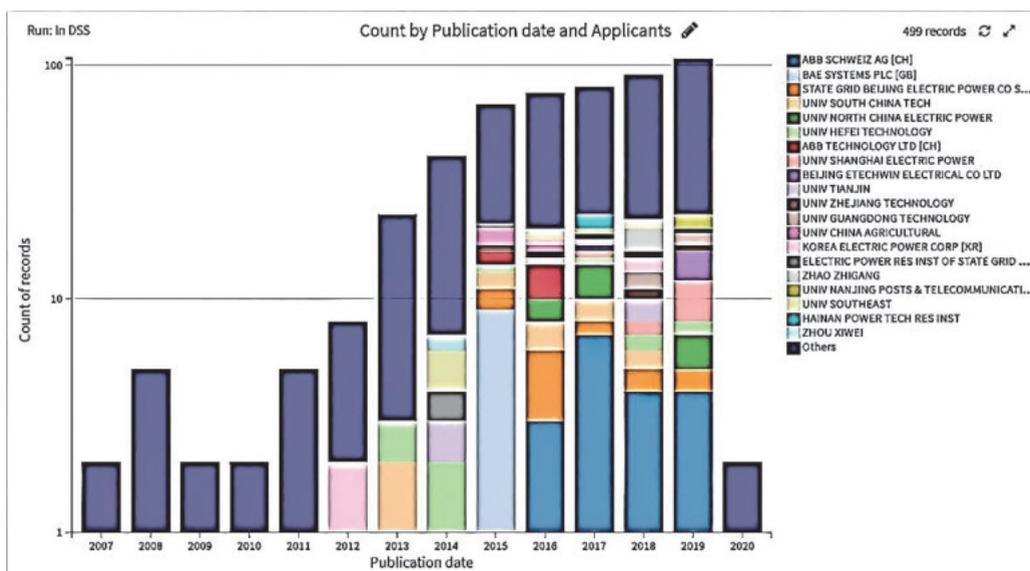


Рис. 9. Количество патентов с упоминанием microgrid

Развитие правовой базы

Изменения в нормативно-правовой базе российской электроэнергетики в контексте ее современного развития отражены в табл. 4.

Нормативно-правовые акты, способствующие развитию инноваций

№ п/п	Нормативный документ	Описание
1	Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 № 117 (ред. от 20.03.2019) «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг»	Регламент отбора участников по оказанию системных услуг
2	Постановление Правительства РФ от 20.03.2019 N 287 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности»	Статус Агрегатора управления спросом, правовые основы участия Агрегаторов управления на рынке услуг
3	Приложение № 19.9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением»	Особенности ЦЗСП для участников ОРЭМ
4	Проект внесения изменений в ФЗ «Об электроэнергетике» в связи с введением низкоуглеродных сертификатов (https://regulation.gov.ru/projects#npra=99508)	Статья 3. Определение низкоуглеродного сертификата Глава 7.1. Низкоуглеродные сертификаты
5	Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 (ред. от 07.03.2020) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии»)	Структура ПУНЦЭМ для анализа, составляющих стоимости Правило определения величины потребленной рыночной мощности Ценовые категории и различия при их выборе Правила выбора ЦК (перед новым периодом регулирования) и смены ЦК (в течение периода регулирования) Определение расчетного периода, по которому экономически взаимодействуют потребители и ЭСО на РРЭМ

№ п/п	Нормативный документ	Описание
6	Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 (ред. от 27.12.2019) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2020)	<p>Определение групп энергооборудования и алгоритма расчета стоимости услуг по содержанию сетей (за «сетевую» мощность)</p> <p>Ограничения для смены типа тарифа на услуги по передаче (одноставочный, двухставочный) внутри периода регулирования</p> <p>Описание основных объектов СИМ-модели, включая основные атрибуты и отношения сущностей</p> <p>Описание онтологических моделей различных объектов сетевого хозяйства, их атрибутов и отношений</p> <p>Определения основных понятий</p>
7	Федеральный закон от 26.03.2003г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»	<p>Определение основных понятий</p> <p>Потребители, выведенные на ОРЭМ посредством НЭСО, остаются участниками РРЭМ.</p> <p>Особенности оплаты услуг по передаче электрической энергии по сетям ЕНЭС</p>
8	Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)»	Алгоритмы расчета нерегулируемых цен на РРЭМ
9	Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям»	Алгоритмы расчета потерь, в т.ч. для случаев установки приборов учета (ПУ) не на границе балансовой принадлежности сетей
10	Проект Постановления Правительства РФ (по состоянию на 10.04.2019) «О внесении изменений в ОПФРР по вопросам организации деятельности по зарядке электрической энергией аккумуляторных батарей»	Деятельность по зарядке электрической энергией аккумуляторных батарей (в т.ч. батарей электротранспорта) не является энергобытовой деятельностью

№ п/п	Нормативный документ	Описание
11	Постановление Правительства РФ от 21 марта 2020 г. № 320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов»	Основные положения о функционировании активных энергетических комплексов
12	Федеральный закон от 27 декабря 2018 г. N 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации»	Положения закона вводит единые требования к интеллектуальным приборам и системам учета электроэнергии
13	Федеральный закон от 27.12.2019 г. N 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации»	Законопроект направлен на стимулирование развития микрогенерации на основе возобновляемых источников энергии Вводятся понятие и критерии объектов микрогенерации. При этом владельцы таких объектов смогут продавать излишки электроэнергии сбытовым компаниям

Заключение

Перспективы того или иного бизнеса принято рассматривать с точки зрения наличия конкурентных преимуществ. Взгляд на электроэнергетику России как на бизнес может быть очень правильным, как с точки зрения системности и целостности рассмотрения, так и по причине наличия готовых методологий и приемов оценивания эффективности и прогнозирования перспектив.

В значительной мере можно опираться на рекомендации и зарубежный опыт анализа рынков, развития продуктов и стратегического планирования с одной важной оговоркой: целесообразно придерживаться методики и проверенных на практике правил, но не готовых выводов и рекомендаций.

Следуя советам Gartner [15], необходимо:

- извлекать уроки из прошлых проектов;
- анализировать сильные и слабые стороны проектируемых продуктов, преимущества над конкурентными решениями и то, какую выгоду они могут принести потенциальным пользователям и заказчикам;

- формулировать стратегическое видение будущего успеха, с четкими и однозначно понимаемыми критериями, в том числе, нефинансовыми;
- установить цели, согласованные со стратегией и проясняющие ее смысл;
- установить управляемое количество стратегических и финансовых показателей, показывающих достижение бизнес-результатов;
- создать общий набор ключевых терминов, для исключения недопонимания и разного толкования в процессе стратегического планирования;
- фокусироваться на возможностях долгосрочного роста.

Каждый из этих шагов можно усилить и подкрепить описанными выше подходами и способами их применения. Попытка заглянуть за горизонт текущих событий и есть одна из целей и задач аналитики. Интересность этой задачи – пропорциональна ее исключительной сложности. Но в будущее надо смотреть с оптимизмом! Если объединить творческий и научный потенциал НТС ЕЭС с отраслевой экспертизой, помноженной на текущие достижения советской и российской энергетики, то станет очевидным, что задача будет успешно решена.

В результате мы сможем предложить направления и способы исследований, позволяющие объективно оценить вектор движения отрасли в мировой энергетической и климатической повестке. Сформулировать, какое отклонение было бы возможным и целесообразным для России, и как оптимальным образом продолжать движение из существующего состояния в желаемое, с учетом глобальных и национальных интересов.

Литература

1. IEA, International Energy Agency, «WorldEnergy Investment 2020», Paris, 27 May, 2020.
2. Guardian, URL: <https://www.theguardian.com/money/2022/apr/07/uk-energy-strategy-may-take-years-to-bring-down-bills-says-kwarteng>
3. Научный портал «Атомная энергия 2.0» 2008-2022. – URL: <https://www.atomic-energy.ru/news/2020/10/01/107449>
4. E. J. N. a. R. A. El-Shatshat, «Multi-microgrid control systems (mmcs), in Power and Energy Society General Meeting,» 2010 IEEE.

5. M. O. a. Y. A.-R. I. M. S. A. Arefifar, «Energy management in multi-microgrid systems-development and assessment», IEEE Transactions on Power Systems. – Vol. 32. – No. 2. – Pp. 910–922. – 2017.

6. Литвинов, П.В. Современные технологии обработки данных как фактор цифровой трансформации в энергетике / Литвинов П.В., Нестеров С.А. // Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху цифровизации: сборник под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2021.

7. Cambridge Bitcoin Electricity Consumption Index (CBECI). – URL: <https://ccaf.io/cbeci/index>

8. По материалам СМИ, InformBuro. – URL: <https://informburo.kz/novosti/mainerov-kazaxstana-do-fevralya-otklyucili-ot-elektroenergii>

9. Oral Sessions | Symposium (Hybrid), CIGRE 2022 Kyoto Symposium. – URL: <http://cigrekyoto2022.jp>

10. По материалам СМИ, Ведомости. – URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2021/12/06/899283-dekarbonizatsiya-elektroenergetiki>

11. The Global Risks Report 2021, 16th Edition, World Economic Forum, 2021.

12. Pavel LITVINOV, Sergey NESTEROV, “Simulated modelling for EPU, as a tool for assessing the actual vulnerability against cyber threats and for cost-effective cyber security planning”// STUDY COMMITTEE D2, 2017 Colloquium, Moscow.

13. World Energy Council, «2019 World Energy Trilemma Results,» London.

14. Yohanandhan, R.V., Elavarasan, R.M., Manoharan, P.and Mihet-Popa, L. "Cyber-Physical Power System (CPPS): A Review on Modeling, Simulation, and Analysis With Cyber Security Applications," in IEEE Access. – Vol. 8. – Pp. 151019-151064. – 2020.

15. Gartner, Inc., «7 Attributes of Great Strategic Plans», 2017. [В Интернете]. Available: gartner.com/ceb

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ К 2050 г.

Ильин Е.Т.,

к.т.н., доцент кафедры тепловых
электрических станций НИУ «МЭИ»

Аннотация

Проведен анализ проблем и перспектив развития тепловой энергетики России с учетом тенденций развития мировой энергетики и ее влияния на Российскую тепловую энергетику на период до 2050 г.

Проведен ретроспективный анализ тенденций развития мировой энергетики за последние 20 лет, показавший отказ от ископаемого топлива развитых стран и переход на возобновляемые источники энергии. Трендом движения в этом направлении является сокращение выбросов парниковых газов для снижения темпов роста температуры на Земле. Для реализации этого проекта страны ЕС вводят налог на CO₂, что снижает конкурентоспособность продукции России, к этому добавляется существенный износ и физическое и моральное старение действующего оборудования. При этом отказ от тепловой энергетики в России невозможен из-за суровых климатических условий. Показана возможность повышения эффективности энергетики на базе распределенной энергетики, работающей в режиме когенерации с использованием оборудования отечественного машиностроения. Использование распределенной энергетики на базе когенерации позволяет уменьшить затраты топлива на 34,2 млнтут/г и сократить выбросы CO₂ на 55 млнт/г, а также сократить потери в электрических сетях.

Ключевые слова: тепловая энергетика, распределенная энергетика, возобновляемая энергетика, когенерация.

Введение

С момента зарождения энергетики и практически до конца XX в. ее развитие шло по пути централизации, с повышением параметров и единичной мощности отдельных агрегатов и станций. В этот период основой

энергетики были тепловые электрические станции (ТЭС) на базе паротурбинной технологии, а также гидроэлектростанции (ГЭС) и атомные электростанции (АЭС). В таблице 1 представлено производство электроэнергии на 1993 г. в мире различными источниками [1].

Таблица 1

Производство электроэнергии в мире в 1993 г.

№ п/п	Тип электростанции	Производство электроэнергии, ТВт·ч	В процентах, от общего объема, %
1	ТЭС	7 669 958	62,6
2	ГЭС	2 376 106	19,4
3	АЭС	2 167 515	17,7
4	ГеоТЭС и др.	47 131	0,38
5	Все электростанции:	12 260 710	100

Причем более половины всей вырабатываемой на ТЭС электроэнергии приходилось на станции, использующие твердое топливо (уголь). Доля мазута и природного газа в топливном балансе ТЭС была значительно меньше. Увеличение добычи природного газа к началу восьмидесятых годов и его доли в топливном балансе ТЭС совпало с появлением высокотемпературных ГТУ и ПГУ с КПД в парогазовом цикле 50% и выше. В этот же период начинается строительство ТЭС на суперсверхкритические параметры с давлением острого пара 25–30 МПа и температурой 580–600°C, имеющих КПД 43–45%. Чуть позже начинается активное использование малых электростанций на базе газопоршневых агрегатов (ГПА). Высокая заводская готовность позволяет в несколько раз сократить период строительства ТЭС на базе ГПА. Достаточно высокий КПД по производству электроэнергии в автономном режиме (в настоящее время ГПА «Кавасаки» мощностью 5–8 МВт имеют КПД 49,5%) делает их конкурентоспособными с другими типами мощных ТЭС даже в автономном режиме. Использование их в комбинированном цикле производства тепла и электроэнергии позволяет достигнуть коэффициента использования теплоты топлива (КИТТ) 90% и выше. Поэтому в последнее время наблюдается приоритет ввода установок с распределенной генерацией в мире. На рисунке 1 представлен прогноз ввода новых мощностей централизованной и распределенной энергетики в мире [2].

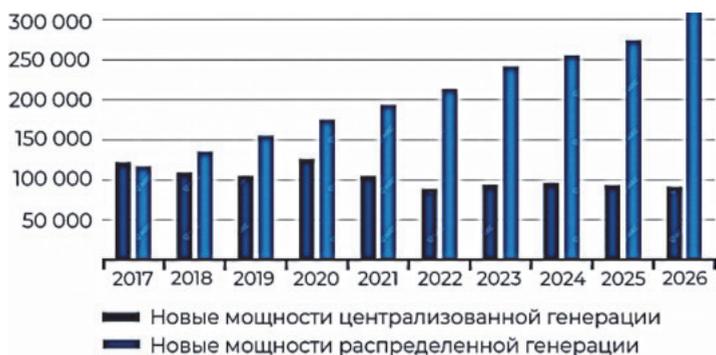


Рис. 1. Прогноз ввода мощностей централизованной и распределенной энергетики

Как видно из рисунка, ввод распределенной энергетики существенно превышает вводы централизованной генерации, и эта тенденция нарастает.

В России в этот период из-за перестройки экономики страны и отсутствия нового строительства в энергетике произошло отставание энергетического машиностроения по всем направлениям.

С начала XXI века начинает резко расти использование так называемых возобновляемых источников энергии, в первую очередь это относится к ветроэнергетике и солнечной энергетике. Такая тенденция обусловлена, с одной стороны, технологическими решениями, полученными для этих технологий и снижением стоимости производства электроэнергии. Ветровые и солнечные электростанции в настоящее время уже достигли паритета цены и практически достигли паритета производительности в сравнении с традиционными источниками энергии. В США цена на электроэнергию, производимую на станциях, использующих ВИЭ и традиционные ТЭС, сравнялась. В таблице 2 приведены данные по изменению цен, зафиксированные в США [3].

Таблица 2

Стоимость производства электроэнергии на станциях разных типов в США

№ п/п	Технология	Цена производимой э/э, \$/МВт·ч
1	Ветроустановки	30–60
2	Солнечные электростанции	42–53
3	Парогазовые ТЭС	42–78*
4	ТЭС на угле	60–143*

*– следует отметить, что интервальный режим работы ВИЭ приводит к росту неравномерности загрузки ТЭС, увеличению расхода топлива и соответственно к росту цены на электроэнергию, отпускаемую от ТЭС.

С другой стороны, интенсификация ввода ветровых и солнечных электростанций обусловлена изменением климата и стремлением стран, в первую очередь развитых стран, сократить выбросы парниковых газов. В результате реализации масштабных программ поддержки возобновляемой энергетике со стороны государств, применения протекционистских мер, за два последних десятилетия производство электроэнергии от возобновляемых источников (ВИЭ) резко возросло, в основном на ветровых и солнечных станциях. На рисунке 2 представлен график изменения установленной мощности ветроустановок в мире.

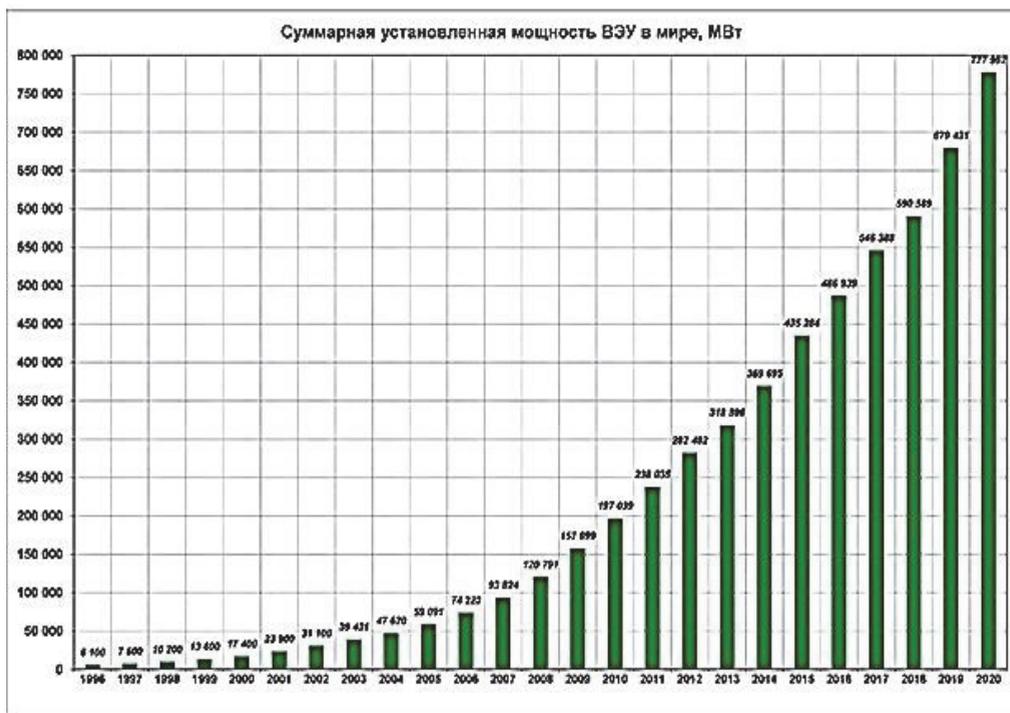


Рис. 2. Изменение установленной мощности ВЭУ в мире [4]

Следует отметить, что широкое использование ветроэнергетики может значительно больше влиять на климат, чем даже использование углеродного или углеводородного топлива. Так, за последние 10 лет скорость ветра на побережье Западной Европы существенно снизилась. Это привело к снижению выработки электроэнергии ветроэнергетическими установками на 20% (речь идет о снижении производительности каждой установки, а не об изменении выработки в целом, которая пока растет за счет ввода новых ветроустановок).

Кроме этого, использование энергии ветра требует детального изучения по его влиянию на круговорот воды на земле и на климат в целом. Снижение скорости ветра приводит к уменьшению распространения влажного воздуха, уносимого ветром с поверхности океана в глубину материков. В результате уменьшается количество осадков происходит перегрев суши, что вызывает засуху и пожары. При этом уменьшение уноса влажного воздуха с поверхности океана повышает влажность воздуха над ним и соответственно, приводит уже к перегреву океана, что существенным образом может сказаться и уже сказывается на таянии арктических льдов, может привести к нарушению установившихся течений и к изменению климата Земли.

В 2020 г. в странах ЕС доля электроэнергии, производимой на электростанциях ВИЭ (включая ГЭС), впервые превысила производство электроэнергии на ТЭС, использующих ископаемое топлива (рис. 3).



Рис. 3. Баланс выработки электроэнергии в странах ЕС в 2020 г. [5]

Все это привело к снижению доли традиционных ТЭС и, в первую очередь, к снижению доли мощностей, работающих на угольном топливе. На рисунке 4 представлен график изменения доли установленной мощности угольных станций стран, в которых угольное топливо было доминирующим [6].

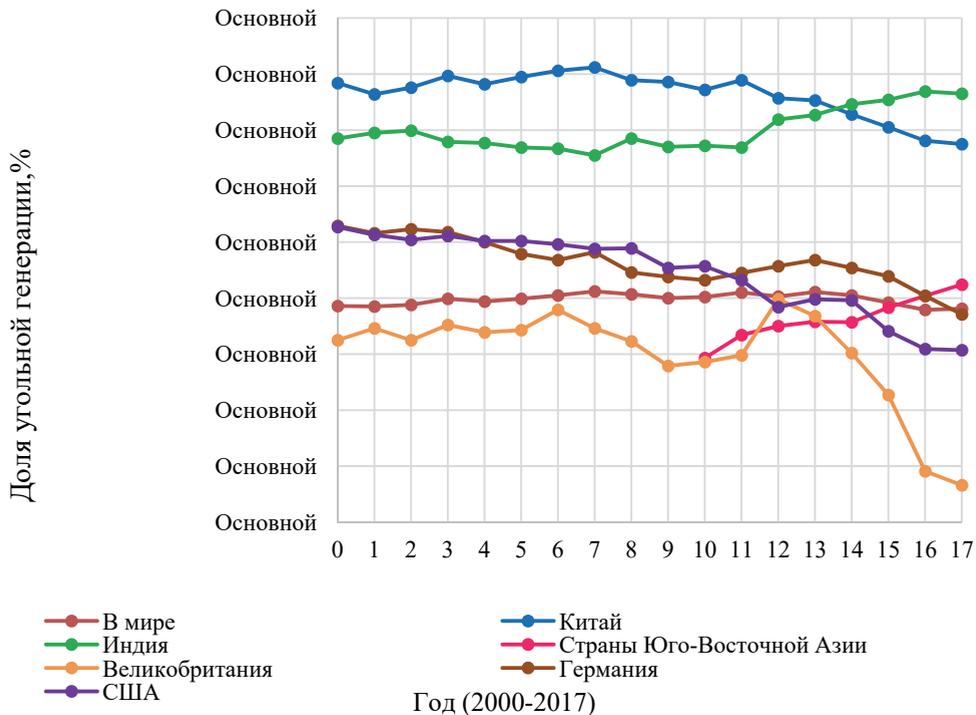


Рис. 4. Тенденции изменения доли угольной энергетики в балансе ряда стран

Доля возобновляемых источников энергии (включая гидроэнергию) в мировом энергетическом балансе выросла в несколько раз за последние годы и превысила 28%, что соответствует восходящей тенденции, начавшейся в 2000-х. Благоприятные гидрологические условия также привели к увеличению выработки электроэнергии из возобновляемых источников в Китае, России, Европе (особенно в Швеции и Норвегии), Бразилии и Японии. На долю ВИЭ (включая ГЭС) сегодня приходится 39% энергетического баланса в ЕС, 28% в Китае, 23% в Индии и 20% в США, России и Японии.

Интенсивное развитие ВИЭ, использующих энергию ветра и солнца, обуславливает ряд проблем, несвязанных со стоимостью технологических решений. В первую очередь это относится к ВИЭ на базе ветра и солнца, которые имеют существенный недостаток – интервальность производства (КИУМ таких станций находится на уровне 15–20% для солнечных и 20–30% для ветровых электростанций). Изменения производительности ВИЭ может достигать 70–75%. Причем

такие изменения могут происходить ежедневно и даже неоднократно в течение суток. Все это при наложении на график потребления электрической нагрузки требует от тепловых электростанций возможности менять нагрузку в течение суток на 80% от номинальной, обеспечивая покрытие утренних и вечерних пиков энергии [7] и при этом значительную часть времени находиться в резерве.

Проблему широкого использования ветроэнергетики вскрыла зима первой половины 2021 г., когда отсутствие ветра привело к отключениям и ограничениям продажи электроэнергии и резкому росту цен. В США и Японии цена на электроэнергию в этот период выросла практически в 100 раз.

Вследствие этого, для обеспечения покрытия графика нагрузки резко возрос спрос на накопители энергии. Так, системный оператор американского штата Калифорния CAISO готовит реформу энергорынка, чтобы в течение ближайших нескольких лет использование технологий накопления электроэнергии в коммерческих масштабах заложило основу для работы энергосистемы Калифорнии в условиях нулевых выбросов CO₂, как этого требует энергетическая политика штата. При этом прогнозируется до конца 2021 г. четырехкратное увеличение мощности накопителей, преимущественно за счет накопителей на базе литий-ионных батарей с 4-часовым временем полного разряда (от ≈250 МВт до ≈2 000 МВт к началу 2022 г.) [8].

Учитывая, что накопители энергии достаточно быстро разряжаются, дороги и обладают ограниченной емкостью, в последнее время все большее внимание уделяется использованию водорода в качестве универсального энергоносителя, который не меняет своих свойств с течением времени и является самым энергоемким накопителем энергии на единицу массы. В этом случае в периоды избыточного производства электроэнергии ВИЭ она используется для получения водорода, а в периоды спада уже водород используют для получения электроэнергии. Кроме этого, благодаря универсальным свойствам водорода, его можно применять и в других видах производства, не только как энергоноситель, но и как сырье. Спрос на водород начинает резко расти. Причиной этого являются нетрадиционные потребители водорода, а новые направления его использования, а именно, использование на транспорте и в энергетике в первую очередь.

Стремительное сближение себестоимости производства электроэнергии на ВИЭ с ТЭС обусловлено не только совершенствованием технологий, но также тенденцией роста требований к выбросам вредных

веществ в атмосферу и, в первую очередь, парниковых газов, что привело к появлению квот на выбросы CO₂ и, соответственно, удорожанию электроэнергии, производимой на ТЭС. Речь идет о введении налога на выбросы CO₂, которую планируют ввести страны ЕС. С 2022 г. система налогообложения будет работать в режиме отработки, а с 2026 – станет обязательной. В этом случае, любая продукция, произведенная с использованием технологий, приводящих к выбросам CO₂, должна облагаться налогом. Предполагается, что величина налога будет равна стоимости квот на выбросы CO₂. На рисунке 5 представлен характер изменения цен на квоты на водород с 2012 г. по 2021 г. [9]

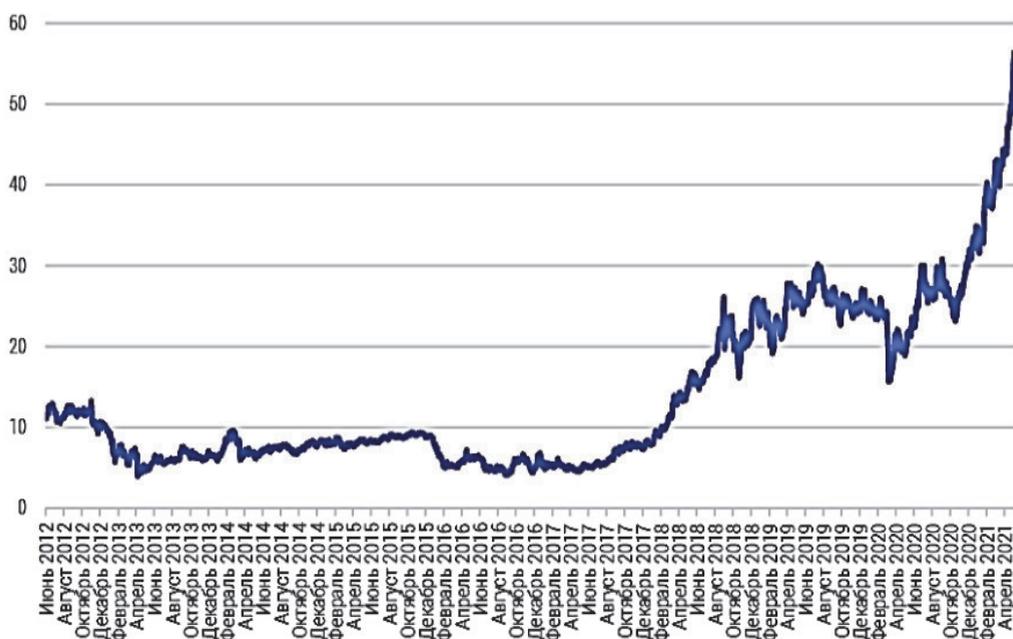


Рис. 5. Изменение цены квот на выбросы CO₂

Из графика видно, что цена к 2020 г. поднялась выше 25 евро/т CO₂. В апреле 2021 г. такие квоты торговались на уровне 51–56 евро за тонну CO₂. Поэтому при оценке развития тепловой энергетики России и выборе стратегии необходимо учитывать в методике оценки эффективности влияние углеродного налога. В этом случае, существенное значение имеет, как будет взиматься налог. Если Россия присоединится и введет углеродный налог, то этот налог будет в России оставаться или все равно выплачиваться той стране, в которую продается продукция.

Существующее состояние энергетики России

По оперативным данным АО «СО ЕЭС» потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в 2021 г. составило 1090,4 млрд кВт·ч, а потребление электроэнергии в целом по России составило 1107,1 млрд кВт·ч. При этом выработка электроэнергии в России в 2021 г. составила 1131,2 млрд кВт·ч.

На начало 2022 г. общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 246 590,9 МВт. Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2022 приведена в таблице 3 [10].

Таблица 3

Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России

Тип станций	Установленная мощность	
	МВт	%
ТЭС	163097,07	66,14
ГЭС	49954,82	20,26
АЭС	29542,99	11,98
ВЭС	2035,40	0,83
СЭС	1960,62	0,79
Все станции	246590,9	100

На рисунке 6 представлен график потребления электроэнергии и максимумов нагрузки последние 30 лет. Динамика изменения использования мощности и потребления электроэнергии начиная с 1998 г. постепенно нарастала. При этом по сравнению с максимальной потребляемой мощностью, установленная мощность значительно превышает уровень максимума потребления.

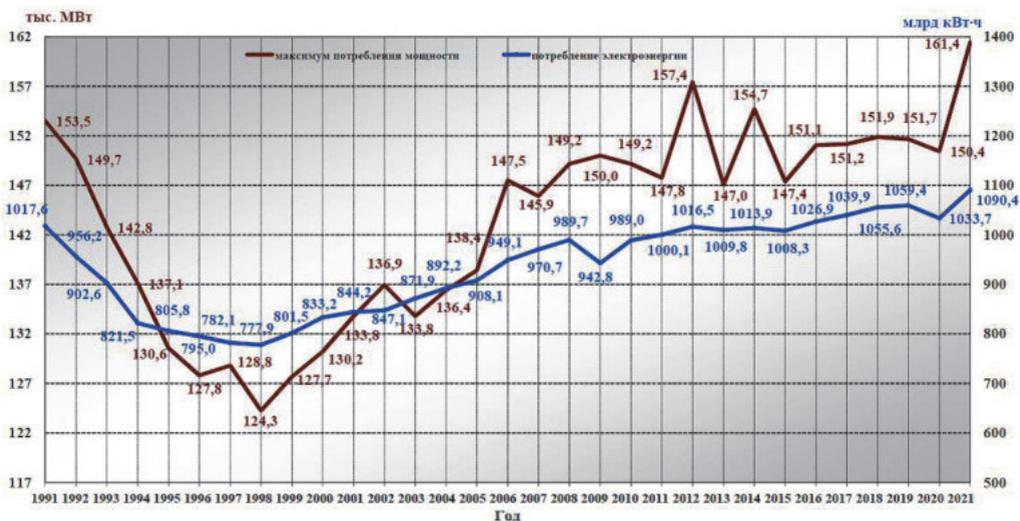


Рис. 6. Динамика потребления электроэнергии и мощности [10]

Следует отметить, что на электростанциях России работает в основном оборудование, изготовленное и введенное в эксплуатацию с середины пятидесятых годов до середины 80-х гг. прошлого столетия. Конструктивные решения, параметры и характеристики оборудования отражают уровень, достигнутый к указанному периоду. С конца 80-х гг. XX в. в связи с перестройкой экономики России сократились объемы вводов генерирующих мощностей, что обусловило старение генерирующего оборудования, работающего в настоящее время.

Только с начала XXI столетия, когда была введена программа ДПМ (договор о предоставлении мощности) начался ввод мощностей, который продолжался в период с 2010 г. по 2020 г.

Средний возраст оборудования ТЭС составляет в настоящее время тридцать лет, при этом возрастная структура оборудования следующая (в процентах от установленной мощности): до тридцати лет – 41%; от тридцати одного года до пятидесяти лет – 52%; более пятидесяти лет – 7% [11]. Практически все блоки мощностью 300 МВт и ниже к настоящему времени исчерпали парковый ресурс, а возраст блоков мощностью 150–160 МВт и, по крайней мере, более половины блоков 200–210 МВт превышает пятьдесят лет.

Высокая степень изношенности оборудования электростанций приводит к снижению надежности и эффективности его работы. Из-за устаревших технологий КПД ТЭС в России составляет в среднем 36,6%, в то время как в мире 39–41,5%. Максимальное давление пара ТЭС в России – 23,5 МПа и температура 540°С. В это время в мире давление на вводимом оборудовании составляет 27–30 МПа, с температурой пара 580–620°С.

В период работы программы ДПМ было введено более 40 тыс. МВт мощностей, из них более 30 тыс. МВт на газотурбинном и парогазовом оборудовании, что позволило повысить эффективность работы ТЭС. Но все использованное газотурбинное оборудование было закуплено за рубежом. На рисунке 7 представлена существующая структура мощностей тепловых электрических станций на 1.01.2022г.

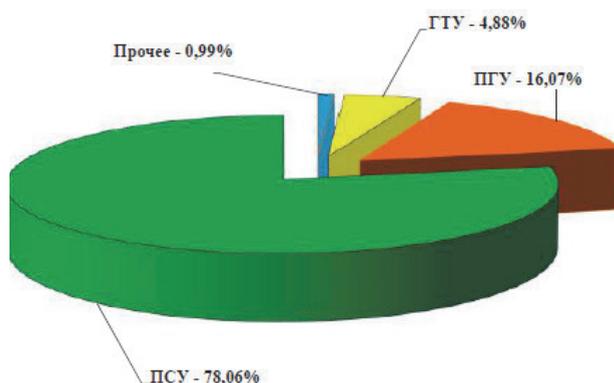


Рис. 7. Структура существующих мощностей на период 1.01.2022г [10]

Ввод мощностей, который начался с 2010 г., увеличил рост избыточной мощности и привел к снижению КИУМ с 52,9% в 2012 г., до 46% в 2020 [12]. В таблице 4 приведены изменения КИУМ разного типа электростанций России за последние 3 года.

Таблица 4

Коэффициенты использования установленной мощности электростанций ЭЭС России и ОЭС в 2020 и 2021 г.

Годы	КИУМ, %				
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
2019	45,7	43,9	79,8	19,9	14,1
2020	41,34	47,33	81,47	27,47	15,08
2021	46,05	47,89	83,89	28,31	14,4

Приведенные данные свидетельствуют о том, что существующее техническое состояние оборудования электростанций России требует модернизации и технического перевооружения. С этой целью была принята стартовавшая в 2019 г. программа модернизации ТЭС, которая позволит в течение 10 лет, начиная с 2022 г. обновить (продлить ресурс работы) и модернизировать около 41 ГВт тепловых мощностей (25% от всех ТЭС).

Кроме этого, следует отметить, что введенные по ДПМ парогазовые и газотурбинные установки уже через 10 лет исчерпают свой ресурс и возникнет необходимость их замены. Хотя бы самих ГТУ, при сохранении паротурбинной части.

Вместе с тем необходимо констатировать существенное технологическое отставание отечественного энергомашиностроения. До настоящего времени не освоено производство оборудования новых видов, в том числе оборудования для паротурбинных энергоблоков на суперсверхкритические параметры, нет и отечественных ГТУ. Только к 2027 г. АО «Силовые машины» обещают сдать головной образец ГТУ мощностью 165 МВт.

К этому следует добавить низкую эффективность проводимых мероприятий по реконструкции и снижению потерь. На рисунке 8 представлена оценка реализации мероприятий по снижению потерь субъектами генерации. Отсюда видно, что более половины мероприятий являются низкоэффективными.

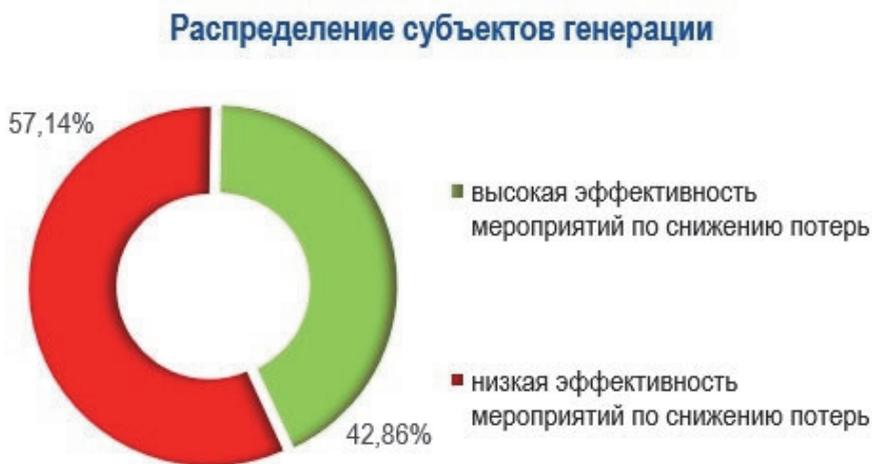


Рис. 8. Эффективность мероприятий по снижению потерь [13]

Следует отметить, что большинство проблем проектов с низкой эффективностью лежит не столько в недостатках технических решений, сколько в организационных проблемах и подходах к организации данных работ. Практически все компании стремятся выставить на торги такие проекты с требованием выполнения под «ключ». Даже проекты, где предусмотрена разработка нового решения. Но ни один подрядчик не сможет реально оценить свои затраты, если у него будет неопределенное решение по проекту. Поэтому и реализуются такие решения, которые хорошо отработаны и давно уже устарели. Вот поэтому и получается затрата больших средств с низкой эффективностью, а в отдельных случаях вообще реализуемые проекты не окупаются. Для преодоления этой проблемы необходимо четко разделить реализацию проекта на этапы. Особое внимание надо уделять первому этапу, досконального анализа и оценки инвестиционной привлекательности проекта с разработкой действительно инновационных решений модернизации. Причем на выполнение этого этапа требуются самые высокопрофессиональные специалисты. Потом следует уже разработка рабочего проекта с возможными разветвлениями решений и уточнением их эффективности уже на стадии проектирования. Вот только после этого можно выполнять работу под ключ. В принципе, возможно совмещение второго и третьего этапа, если исполнитель имеет необходимые компетенции и выполнит уточнения по всем возможным развилкам на стадии выполнения проекта.

Влияние климата на теплоэнергетику России

Приведенные в табл. 4 данные по использованию установленной мощности наглядно показывают, что электростанции на базе солнечной и ветровой энергетики не могут быть базой для всей энергетики России в силу дискретности своей работы. Особенно, если учесть климатические условия территории, на которой расположена Россия.

Среднегодовая температура в России – минус 5,5°C. В то же время, например, в Финляндии – плюс 1,5°C. В Швеции и Норвегии еще выше – плюс 2°C, а это самые северные страны Европы, которые расположены по широте значительно севернее, чем большая часть территории России. Это объясняется тем, что на климат в Европе существенное влияние оказывает теплое морское течение Гольфстрим. Поэтому климатические пояса в Европе расположены таким образом, что средняя температура меняется больше не с севера на юг, а с запада на восток, т.е. чем дальше от побережья, тем холоднее.

Суровость климата определяется не только среднегодовой температурой, но и ее изменениями в течение года. Так средняя температура января в Москве – 10°C, за Уралом и в Сибири –12°C и ниже. В то время как в Хельсинки – –4 °С, в Осло – –4 °С, в Лондоне +5°C, в Берлине –1°C, в Париже +5°C.

Поэтому затраты энергии на поддержание комфортных условий проживания в России в два–три раза больше, чем в Германии, Великобритании и Франции соответственно, и также больше, чем в Финляндии и Швеции.

Выше говорилось, развитие энергетики в мире до начала XXI в. шло в основном за счет повышения параметров и роста единичной мощности. Вторым фактором повышения экономичности стало развитие теплофикации. Особо широкое распространение теплофикация получила в России, где для поддержания жизнедеятельности требуются значительные расходы тепловой энергии.

При комбинированной выработке (когенерации) тепловой и электрической энергии в зависимости от нужд внешнего потребителя отпуск теплоты осуществляется в виде пара или горячей воды требуемых параметров. При этом работа пара в турбине, по сравнению с конденсационным режимом, снижается. Теплоперепад и количество вырабатываемой паром электрической энергии сокращается, но в конденсационном режиме при раздельной выработке электроэнергии нельзя использовать теплоту фазового перехода, которая теряется в конденсаторе турбины (около 50% всей энергии топлива). При комбинированной выработке теплота фазового перехода используется для нагрева сетевой воды и отпуска тепловой энергии потребителю. В результате эффективность использования энергии топлива может повышаться до 80% и более.

По данным Минэнерго России, удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в 2020 г. по всем тепловым станциям России составил 306, 8 гут/кВт·ч [13].

Средний расход топлив на ТЭЦ Мосэнерго составил 224,1 гут/кВт·ч [14]. А при работе в оптимальных условиях по тепловому графику удельный расход топлива составляет около 160–170 гут/кВт·ч. Следует отметить, что самые современные ПГУ, имеющие КПД 60% при оптимальных условиях эксплуатации, имеют удельный топлива расход на уровне 205 гут/кВт·ч, а с учетом реальных условий эксплуатации среднегодовой удельный расход составляет около 220–230 гут/кВт·ч и выше.

Анализ приведенных данных показывает, что производство электрической энергии на ТЭЦ благодаря когенерации оказывается значительно выгоднее, чем на конденсационных ТЭС.

Вместе с тем анализ последних лет показывает, что в системе централизованного теплоснабжения и, в частности, при комбинированной выработке отпуск тепла сокращается. Более того, за период с 2005 г. до настоящего времени отпуск тепла значительно сократился с 1488,9 млн Гкал в 2005 г. до 1309,7 млн Гкал в 2018 г. Это можно объяснить ростом энергосбережения в жилом секторе (например, замена остекления), наведением порядка в системах централизованного теплоснабжения, (восстановлением тепловых сетей, уход от нормативного расчета потребления тепла к расчету по показаниям приборов), а также уходом части потребителей в децентрализованный сегмент. При этом в рассматриваемый период происходит рост жилой площади на 30%, но производство и потребление тепла в России практически не растет (табл. 5) [15], что обусловлено эффективностью энергосбережения в строящихся домах.

Таблица 5

Производство тепла в системах централизованного теплоснабжения

Отпуск тепла в системе централизованного теплоснабжения России	2014	2015	2016	2017	2018
	Млн Гкал				
Отпуск тепла в системе централизованного теплоснабжения России	1322,3	1243,9	1283,8	1271,9	1309,3
Отпуск тепла от ТЭС всего, в т. ч.:	594,6	563,7	588,4	588,2	596,2
от отборов турбоагрегатов	495,3	476,2	484,6	488,0	492,1
ПВК	40,0	36,6	48,4	40,8	47,9
РОУ	41,1	42,7	45,8	48,3	51,1
ТЭС, работающих в режиме котельной	11,6	2,1	5,4	4,0	5,1
Отпуск тепла от котельных всего, в т.ч.	814,2	792,3	852,1	837,8	857,6
мощностью до 3 Гкал/ч	51,7	49,3	49,7	48,1	48,1
мощностью от 3 до 20 Гкал/ч	123,4	117,8	127,9	121,3	125,4
мощностью от 20 до 100 Гкал/ч	204,7	177,7	176,5	175,1	185,7
мощностью от 100 Гкал/ч и более	434,4	447,5	498,0	493,3	498,5

К этому следует добавить, что отпуск тепла от отборов турбин постоянно сокращается (табл. 5), а отпуск тепла от ПВК, РОУ и котельных возрастает. Рост отпуска тепла от РОУ и ПВК обусловлен тем, что с ростом мощностей атомных станций, и появлением ВИЭ в России, ТЭЦ в условиях рынка вынуждены участвовать в регулировании графика электрической нагрузки, разгружаться ночью с передачей нагрузки на пиковые источники. Кроме этого, это связано с тем, что в настоящее время теплоснабжение практически всех крупных потребителей теплоты осуществляется от мощных ТЭЦ с паротурбинным оборудованием типа Т-110-130, ПТ-80-130, Т-175-130, Т-250-240. Дальнейшее развитие больших городов происходит в новых районах на значительном удалении от ТЭЦ, в результате теплоснабжение таких районов производится чаще всего от котельных, что приводит к росту отпуска тепла от них (табл. 4). Возможность строительства новых крупных ТЭЦ тоже практически исчерпана, так как нет крупных потребителей теплоты.

Кроме этого, следует отметить, что сектор централизованного теплоснабжения на протяжении последних 30 лет является убыточным. В 2018 году убыток отрасли составил 102 млрд руб. Наиболее дефицитным является сегмент производства тепловой энергии котельными, на который приходится около 80% убытка всего сектора. Основная причина убыточности – старение оборудования и отсутствие инвестиций.

Перспективы развития теплоэнергетики России до 2050 года

Прогнозирование развития энергетики России на перспективу в 30 лет требует оценки мировых и отечественных макроэкономических и политических трансформаций. В настоящее время, особенно с учетом последних событий в мире какие-то перспективные оценки до 2050 г. отсутствуют. Специфика электроэнергетической отрасли и всего ТЭК состоит в высокой инерционности и капиталоемкости и для этого требуются именно долгосрочные прогнозы и стратегия развития.

Учитывая особенности нашей страны, низкую плотность населения на большей части территории страны, можно предположить, что наиболее оптимальным является развитие регионов на основе самобалансированности, а перетоки мощности должны планироваться с учетом транспортных затрат и потерь.

Традиционно, основными принципами, закладываемыми в развитие энергетики на длительный период, являются: изменение численности населения, прогноз общеэкономического развития страны, и мира, развитие технологий в области производства электроэнергии и энергосбережения.

Анализ статистических данных по изменению численности населения России показывает, что за последние 30 лет численность населения России практически не меняется. Более того, в настоящий момент Россия находится в зоне спада прироста населения и начало прироста можно ожидать лет через 10, а максимума прироста может быть достигнут через 20–25 лет (рис. 9).

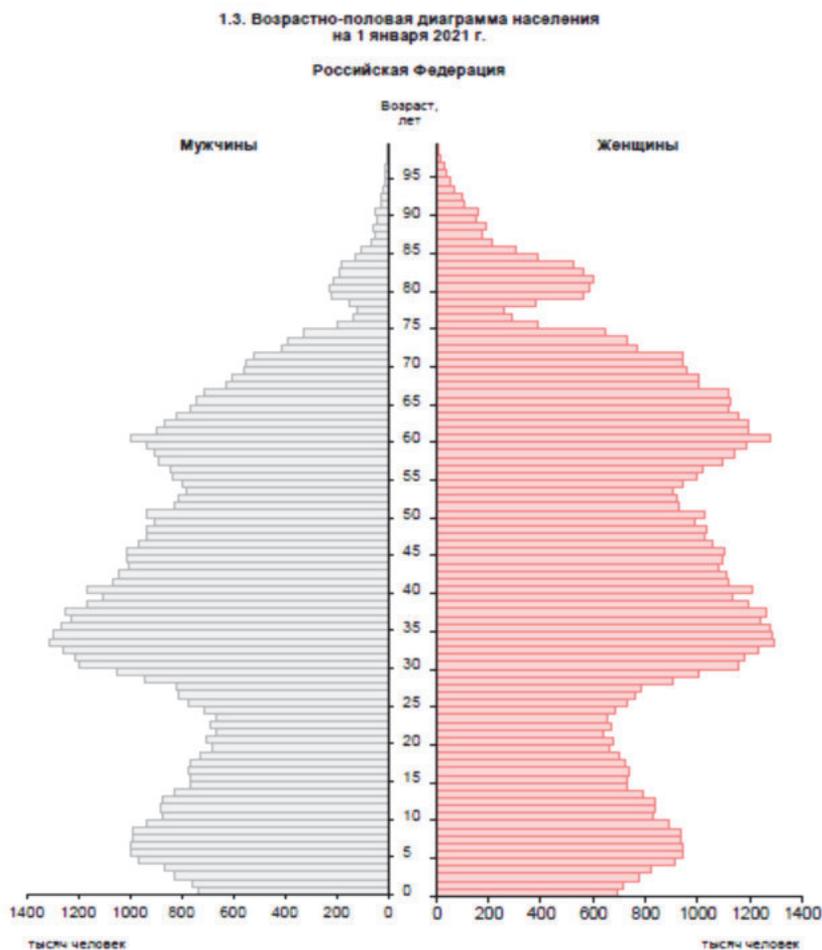


Рис. 9. Колебания изменения численности населения по возрастным категориям [16]

Таким образом, рост численности населения начнет выступать в качестве двигателя развития экономики и энергетики только через 15–20 лет.

Кроме этого, необходимо учитывать такие макроэкономические показатели, как тенденции изменения потребления электроэнергии на одного человека. В настоящее время, потребление в России составляет порядка 6650 кВт·ч/г электроэнергии на человека. Лидерами в этом направлении являются Исландия и Норвегия. Но это страны с малой численностью населения, расположенные в северных широтах. Страны с развитой экономикой, США имеют около 12 150 кВт·ч/г на человека, Германия, Франция, Япония, имеют показатели на уровне 7000–7500 кВт·ч/г, Китай из-за высокой численности населения имеет потребление электроэнергии около 5500 кВт·ч/г.

В странах с установившейся численностью населения (страны Европы, Германия, Франция), потребление электроэнергии меняется очень медленно, за последние 30 лет оно выросло на 15%, процентов при росте ВВП более чем в два раза. В основном, это достигнуто за счет перехода на энергосберегающие технологии. В развивающихся странах, темпы прироста потребления достигают очень существенных величин. Например, в Китае и Индии произошел прирост потребления электроэнергии за последние 30 лет более чем в 2 раза.

Россия относится к странам с установившейся численностью и медленно растущим уровнем потребления электроэнергии. Поэтому ожидаемый уровень потребления в России составит к 2050 г. 1450–1500 млрд кВт·ч в год – инерционный вариант, с сохранением существующей тенденции. С учетом существенного роста промышленного производства за счет развития импортозамещения можно ожидать уровня потребления 1700–1750 млрд кВт·ч/г. Оптимистический прирост потребления на одного человека в год к 2050 г. может повыситься до 10000 кВт·ч/г.

При этом произойдет практически полная замена существующего оборудования, введенного в основном до 1990 г. (ожидаемая величина технического перевооружения и замещения должна составить около 120–150 тыс. МВт для всех типов электростанций). Суммарная установленная мощность на базе ТЭС, ГЭС и АЭС должна составлять не менее 280 тыс. МВт, для инерционного варианта и 330–350 тыс. МВт, для оптимистического (что потребует практически ежегодного ввода мощности или перевооружения по 5000 МВт).

Основой современного развития энергетики России является Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. и Постановление Правительства РФ №221 от 2 марта 2020 г. [17]. Эти документы определяют, как будет развиваться топливно-энергетический комплекс в ближайшие полтора десятилетия и какие меры нужно принять, чтобы сделать энергетику современной и эффективной. Значительное внимание в этих документах уделяется развитию атомной энергетики, гидроэнергетике, возобновляемой энергетике на базе солнечной и ветроэнергетике и, в том числе, тепловой энергетике.

Вместе с тем представленная в Постановлении Правительства программа развития тепловой энергетики предусматривает нерациональное развитие генерирующих мощностей. Это особенно хорошо видно из стартовавшей в 2019 г. программы модернизации ТЭС, которая позволит в течение 10 лет с 2022 г. обновить (продлить ресурс работы) около 41 ГВт тепловых мощностей (25% от всех ТЭС). По крайней мере ее реализация до 2026 г. предусматривает в основном реконструкцию и перевооружение конденсационных электростанций. Фактически это приводит к вытеснению из баланса мощностей ТЭЦ, которые в большинстве своем имеют большую наработку, чем мощные блоки ТЭС. При этом перевооружение будет идти в основном за счет продления ресурса без существенного увеличения эффективности модернизируемого оборудования.

Текущий механизм отбора объектов для программы модернизации имеет ряд недостатков. Модернизируемые блоки отбираются, исходя из удельной стоимости модернизации в пересчете на 1 МВт мощности. Фактически принимается единственный вариант. Без учета экономической эффективности для развития страны в целом.

В настоящее время методика выбора оптимальных решений просто отсутствует, так как компании не заинтересованы в разработке таких методик. Все компании заинтересованы в получении максимальной выгоды для себя. Зачастую более оптимальные решения, например такие как увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении, дают эффект не столько компании, а национальной экономике. Увеличение такой выработки приводит к снижению цены на электроэнергию, экономии топлива, снижению вредных выбросов, но являются более затратными, и компания получает от этого меньше прибыли в краткосрочной перспективе. Особенно это относится к ТЭЦ средней и малой мощности. Для более эффективного поиска решений необходимо отработать такую методику,

чтобы выбирались проекты с максимальной эффективностью для страны в целом. В этом случае, для компании, реализующей такой проект, необходимо предусмотреть некоторые компенсационные мероприятия, как это делается во всем мире. Например, в Германии, для ТЭС, работающих по комбинированному циклу, существуют скидки, устанавливаемые правительством на цену газа, правительственные ссуды и льготные кредиты выдаются при строительстве электростанций на базе ВИЭ.

Вместе с тем теплофикация (когенерация) обеспечивает как раз наиболее эффективное развитие энергетики России. Только преобразование котельных мощностью от 100 Гкал/ч и выше в ТЭЦ, обеспечивающих в настоящее время годовой отпуск тепла в объеме около 500 млн Гкал, позволит вырабатывать в режиме когенерации не менее 250–300 млрд кВт·ч электроэнергии ежегодно, в зависимости от выбранного способа реконструкции.

Существующие в данный момент ТЭЦ вырабатывают в настоящее время на тепловом потреблении около 30% всей электроэнергии. При этом, даже при самых оптимальных условиях удельная выработка таких ТЭЦ на тепловом потреблении составляет всего 0,6–0,65 МВт·ч/Гкал.

Современные ТЭЦ на базе парогазовых технологий могут иметь большую удельную выработку на тепловом потреблении. Ниже в табл. 6 представлены показатели удельной выработки на тепловом потреблении оборудования различного типа.

Таблица 6

Показатели удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении [18]

Тип оборудования и диапазон изменения мощности	Параметры острого пара p_0 (МПа), t_0 (°C)	Удельная выработка на тепловом потреблении, МВтч/Гкал
T-250/300-240	23,5 /540	0,73
T-(50-180)-130	12,74/555	0,6–0,65
ПГУ бинарного типа с теплофикационной турбиной	–/–	1,1–1,4
ГПА	–/–	0,8–1,1
ГТЭ мощностью (12–25) отечественного производства *		0,63–0,76

Из таблицы 4 видно, что отпуск тепла только от крупных котельных (более 100 Гкал/ч) соизмерим с отпуском тепла от действующих ТЭЦ. Строительство ТЭЦ на базе таких котельных с использованием отечественных газовых турбин, серийное производство которых уже ведется (это ГТЭ Пермского завода «Авиадвигатель», мощностью 12–25 МВт), при этом КПД самих ГТУ мощностью 16 и 25 МВт, соответственно 35,5 и 37,3%, что делает их конкурентоспособными с аналогичным оборудованием зарубежных стран.

Установка, например, ГТЭС-25-ПА на котельных с отпуском тепла более 100 Гкал/час, позволит вырабатывать электроэнергию около 250–300 млрд кВт·ч ежегодно, с удельным расходом топлива на уровне 180–200 гут/кВт·ч. Кроме этого, данные установки могут использоваться для строительства ПГУ. В результате этого, выработка электроэнергии на тепловом потреблении может вырасти до 350–400 млрд кВт·ч.

Для малых и средних котельных с тепловой мощностью менее 100 Гкал можно использовать ГПА. В настоящее время на базе ГПА мощностью 50–150 кВт производятся электростанции серии «КАМА-КАМАЗ» компанией «КАМА-Энергетика», компания «ЯМЗ Автодизель» производит целую линейку ГПА мощность 30–350 кВт и электростанции на их основе до 3 МВт.

Газодизель-генераторы, единичной мощностью 1100 и 1650 кВт, созданы АО «Коломенский завод». Они предназначены для выработки электрической и тепловой энергии и могут использовать на котельных средней мощности. Все эти станции высокой заводской готовности и требуют всего несколько месяцев на ввод в эксплуатацию. В пользу использования распределенной энергетики говорит и топливный баланс ТЭС. В табл. 7 приведена структура топливного баланса ТЭС.

Таблица 7

Структура потребления топлива на ТЭС в 2020 г.

№п/п	Вид топлива	Затраты топлива на ТЭС, млн. туг	Затраты в процентах, %
1	Газ	199,513	71,8
2	Уголь	65,023	23,4
3	Мазут	1,251	0,45
4	Прочие виды топлива	12,884	4,35

Таким образом, использование в качестве основного топлива природного газа во многом упрощает использование комбинированной выработки тепла и электроэнергии при модернизации котельных и способствует снижению выбросов парниковых газов.

Следует отметить, что распределенная энергетика приближает потребителя к источнику как тепловой, так и электрической энергии. При этом уменьшаются потери в электрических и тепловых сетях, возрастает надежность энергоснабжения, уменьшается загрузка линий электропередачи и может быть проведена их оптимизация.

В качестве основных принципов перевода котельных на комбинированное производство тепла и электроэнергии следует использовать следующие основные положения.

1. Обеспечение в течение всего отопительного сезона эксплуатации электрогенерирующего оборудования только по комбинированному циклу.

2. Для повышения надежности эксплуатации вновь создаваемой ТЭЦ целесообразно устанавливать, как правило, несколько агрегатов, обеспечивающих последовательное их включение и отключение в неотапительный период, при снижении тепловой нагрузки до уровня горячего водоснабжения (ГВС). Основными факторами, определяющим выбор типа агрегата и его мощность является характер изменения тепловой нагрузки котельной в целом и нагрузки горячего водоснабжения в частности.

Рассмотрим на примере котельной производительностью 100 Гкал/час, выбор генерирующего оборудования. Средняя тепловая нагрузка горячего водоснабжения такой котельной, расположенной в центральной России, составляет около 12 Гкал/час. Для эффективного использования данного оборудования в течение года максимальный отпуск тепла от генерирующего источника не должен превышать его объема при средней температуре отопительного сезона (в данном случае была принята температура наружного воздуха -3°C). Если на всех котельных мощностью 100 Гкал/ч и более были бы установлены ГТУ с утилизацией теплоты на нужды теплоснабжения, тогда при средней удельной выработке электроэнергии на тепловом потреблении 0,7 МВт·ч/Гкал можно было бы выработать $\mathcal{E} = 244$ млрд кВт·ч электроэнергии с удельным расходом топлива на уровне 180 гут/кВт·ч.

Примем, что удельный расход топлива, средний по году для всех ТЭС составил 306,8 гут/кВт·ч в 2020 г. (с учетом работы станций по комбинированному циклу). Принимая в качестве вытесняемых, конденсаци-

онные станции с удельным расходом топлива на отпуск электроэнергии $b_k = 320$ гут/кВт·ч, можно оценить величину экономии топлива за год. $V_{эк} = \Delta b \cdot \mathcal{E} = 0,140 \cdot 244 \cdot 10^6 = 34\,160\,000$ гут/год.

Если все станции работают на природном газе, это позволит сократить выбросы CO_2 на величину:

$$\begin{aligned} V_{CO_2} &= K_{CO_2} \cdot (Q_{н^P} \text{ ут} / Q_{н^P} \text{ газ}) V_{эк} = \\ &= 1,85 \cdot (7000/8000) \cdot 34\,160\,000 = 55\,296\,500 \text{ т/год,} \end{aligned}$$

где ($Q_{н^P}$ ут, $Q_{н^P}$ газ – соответственно теплотворная способность условного топлива ккал/кг и газового топлива на ккал/1м³); K_{CO_2} – коэффициент, учитывающий образование выбросов CO_2 , при сжигании 1000 м³ природного газа, т/1000м³ ($K_{CO_2} = 1,85$ т).

Кроме этого, с учетом приближения источников к потребителю, не будет необходимости передавать эту электроэнергию от удаленных источников. В результате потери снизятся. В сетях напряжением 110 кВт нормы потерь составляют 6%. Таким образом прямая экономия от снижения потерь составит:

$$\text{Сзн.потерь} = 0,06 \cdot \mathcal{E} \cdot \text{Цээ} = 0,06 \cdot 244 \cdot 10^9 \cdot 1,2 = 17,568 \text{ млрд руб,}$$

где Сзн.потерь – снижение потерь энергии, руб./год; Цээ – средняя цена электроэнергии, руб./кВтч.

Полученные результаты показывают высокую эффективность данных мероприятий. Проблемой является только то, что полученный эффект получается общим национальным, а для эксплуатирующей компании такой эффект приведет к снижению цен на рынке и снижению эффективности. Кроме этого, до настоящего времени не существует законодательной базы по подключению таких ТЭЦ к электрическим сетям и возможности продажи электроэнергии на розничном рынке электроэнергии и мощности. Поэтому, для реализации проектов имеющих общегосударственный эффект необходимо разработать такую методику расчетов, которая бы делала проекты с такими мероприятиями эффективными и для компании, реализующей проект, и разработать законодательные акты по продаже электроэнергии на розничном рынке.

Запуск в серийное производство ГТУ мощностью 160–180 МВт (по плану в 2027 г.), которые в первую очередь должны пойти для модернизации действующих ТЭЦ, позволит удвоить выработку электроэнергии на тепловом потреблении. В результате объем выработки

на тепловом потреблении существующих ТЭЦ увеличится с 330 до 600 млрд кВт·ч в год. Это позволит уменьшить затраты топлива еще на 20–25 млн т.у.т и пропорционально сократить выбросы CO₂. С учетом реконструкции котельных объем выработки электроэнергии на тепловом потреблении к 2050 г. может достигнуть 850–900 млрд кВт·ч.

Реконструкция и модернизация ТЭС на твердом топливе в основном будет производиться за счет энергоблоков мощностью 500–700 МВт на суперсверхкритические параметры с КПД 43–45%. Все это позволит повысить эффективность и провести модернизацию и перевооружение действующих станций в жесткие сроки.

В последнее десятилетие одним из основных направлений мировой энергетики является водородная энергетика [19, 20]. Сам по себе водород в этом случае не является первичным источником энергии, так как в свободном виде практически не встречается на земле, а является промежуточным звеном. Водородная энергетика получила резкое ускорение благодаря использованию ВИЭ. Так как ВИЭ на базе ветра и солнца работают интервально, то для обеспечения надежного энергоснабжения необходимо накапливать энергию в часы максимумов работы ВИЭ, и использовать в часы спада работы ВИЭ. Учитывая годовую сезонность ВИЭ (солнечной в первую очередь), возникает необходимость длительного хранения накопленной энергии. Существующие и перспективные накопители электрической энергии не способны хранить электроэнергию длительный период, и подвержены саморазрядке, в результате чего уже через полгода хранения теряется практически 50% энергии. В этом случае водород является в некотором роде универсальным энергоносителем, который не теряет своих свойств со временем и обладает огромной энергоемкостью $1 \text{ кг H}_2 = 120 \text{ МДж/кг}$ [21]. Таким образом, для обеспечения надежного энергоснабжения предусматривается получение и накопление водорода в часы избытка производимой ВИЭ электроэнергии, и его использование во время снижения выработки электроэнергии от ВИЭ.

При сжигании водорода в топках обычных энергетических котлов температура в зоне горения может достигать 2000–2500°C при сжигании в воздухе в зависимости от концентрации смеси. При сжигании в кислороде ещё более высоких значений – 2800°C. В этом случае, при таких температурах, используемые в настоящее время материалы становятся непригодными, и требуется переход на высокотемпературные материалы нового класса, более дорогостоящие и требующие дополнительных исследований для оценки возможности их длительного использования.

Более перспективным является использование водорода в газотурбинных установках. В этом направлении значительные работы были проведены в Японии компанией Митсубиси. На турбине с начальными параметрами газов на входе в турбину 1600°С были проведено опытное сжигание водорода как добавление к природному газу в объёме до 20–30%, так и попытка работы на чистом водороде. Подмес водорода в топливо до 20% был признан удачным. Надёжность работы элементов конструкции сохранилась, но при этом удалось сократить выбросы CO₂ на 10%. Проведение опыта работы на чистом водороде показало, что переход на сжигание чистого водорода в камере сгорания ГТУ пока производить нецелесообразно.

Но основной базой использования водорода для получения электроэнергии является применение топливных элементов. При этом получение водорода может производиться как путем электролиза, в период избытка электроэнергии, производимой ВИЭ, так и путем конверсии природного газа, нефтепродуктов или угольного топлива.

В настоящее время ежегодный мировой спрос на водород примерно составляет 116 млн т., причём 74 млн приходятся на чистый водород, а оставшиеся 42 млн используются в смеси с другими газами в виде сырья или топлива при производстве энергии. По оценкам МЭА [22] к 2050 г. потребление чистого водорода может достигнуть 246,2 млн т. (без учёта синтез-газа – 48,2 млн т.). Основной рост потребления произойдет за счет использования водорода в электроэнергетике и на транспорте (в первую очередь на индивидуальном автомобильном и общественном городском транспорте).

Учитывая мировые тенденции в уменьшении выбросов CO₂, а также исчерпание легкодоступных запасов угля в Европейской части России, продолжится тенденция снижения использования доли угля на ТЭС и замещения его природным газом. Вместе с тем необходимо отметить, что такой перекоп в топливном балансе может привести к нарушению надёжности энергоснабжения в случае нарушения подачи газа.

Руководящие документы развития энергетики России [19, 20] предусматривают наращивание мощности АЭС и источников энергии на базе ВИЭ, что в некоторой степени приведет к диверсификации топливного баланса, но в то же время потребует увеличения маневренности генерирующего оборудования и в первую очередь ТЭС.

Строительство новых мощных АЭС требует резкого увеличения протяженности высоковольтных линий электропередачи для подачи электроэнергии потребителю, что приведет к росту затрат в строительстве, увеличению потерь и стоимости электроэнергии у потребителя. Все это дополнительно свидетельствует о том, что основное направление развития энергетики России должно идти в настоящий момент по пути распределенной энергетики, путем самобалансированности регионов.

При использовании распределенной энергетики внимание должно уделяться не только установкам ГТУ и ГПА на газовом топливе, но возможности использования местных топлив. В первую очередь торфа, который является возобновляемым источником энергии с одной стороны, а с другой, на территории России сосредоточено его огромные запасы (рис. 10).



Рис. 10. Запасы топлива в России по его видам

Проблемой использования торфа является его низкая калорийность и высокая влажность, до 50% в товарном виде. Основным способом добычи торфа является фрезерный способ. В результате, после сушки получается торф с 48–50% влажностью и низшей теплотворной способностью 1800–2200 ккал/кг. Это сокращает возможность транспортировки торфа на большие расстояния. Однако переработка торфа с получением брикетов и пеллет повышает теплотворную способность до 3500 и 4500 ккал/кг соответственно. Кроме этого, получение пеллет позволяет автоматизировать процесс подачи топлива в котлы для небольших котельных и отказаться от ручного труда.

Наряду с этим возможна переработка топлива, например путем пиролиза с получением различных продуктов, в том числе синтез – газа и водорода. Таким образом, можно частично решить проблему использования ВИЭ, в том числе без интервального режима работы установок.

Вместе с тем с ростом доли АЭС, ГЭС и ВИЭ на базе солнца и ветра, обладающих ограниченной маневренностью, усиливается проблема покрытия графиков нагрузки. Между суточными максимумами и минимумами, разница в настоящее время составляет 25–35% от максимальной мощности в системе. С учётом изменения нагрузки в течение года, эта величина для первой ценовой зоны меняется от 20 до 40 тыс. МВт и более [23]. При этом до 25–35% от максимальной нагрузки обеспечивается генерацией АЭС и ГЭС с нерегулируемым стоком, работающих с постоянной нагрузкой в базовом режиме.

В настоящее время вся тяжесть регулирования графика нагрузки ложится на тепловые электрические станции. К регулированию графика нагрузки вынуждены привлекать ТЭЦ, работающие по тепловому графику. В результате, генерирующее оборудование ТЭЦ приходится разгружать по электрической мощности, а отпуск тепловой энергии передаётся на пиковые источники тепла, при этом комбинированная выработка электроэнергии и тепла снижается. Разгрузка оборудования ТЭС приводит к увеличению удельного расхода топлива. Например, при разгрузке ТЭС до 50%, удельный расход топлива, отпуск электроэнергии увеличивается на 30–50 гут/кВт·ч, что снижает экономичность и увеличивает выбросы CO₂. В отдельные моменты времени регулировочного диапазона оборудования становится недостаточно для покрытия графика нагрузки и в условиях рынка электроэнергии цена на нее может снизиться, а производство электроэнергии стать убыточным. Для решения этой проблемы приходится часть оборудования останавливать на период провала нагрузки и потом снова пускать. Это приводит не только к дополнительным затратам топлива, но и к снижению надёжности и преждевременному исчерпанию ресурса оборудования.

С учетом тенденций использования распределенной энергетики в мире, в России, в настоящее время разрабатываются высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы, которые позволяют строить станции мощностью десятки и сотни МВт. Это упрощает выбор их размещения и возможность строительства таких АЭС не только в непосредственной близости к крупным потребителям электроэнергии, но и в отдаленных

районах. Кроме этого, АЭС можно сделать высокоманевренными, если использовать их в часы провала нагрузки для получения водорода путем электролиза [24]. Это позволяет понизить отпуск электроэнергии от АЭС и сделать более равномерным график нагрузки ТЭС. При этом уменьшится расход топлива на ТЭС и снизится величина выбросов CO₂ пропорционально сжиганию разгрузки ТЭС.

Установка электролизеров и использование их для получения водорода в часы провала нагрузки позволит АЭС участвовать в регулировании графика нагрузки без изменения режима своей работы. Далее, в период пиковых нагрузок, полученный водород и кислород используются для получения дополнительной электрической энергии при использовании топливных элементов (ТЭ). В результате производится сглаживание графика нагрузки ТЭС и ТЭЦ. В этом случае мощность ТЭ в часы пиковых нагрузок будет выступать как дополнительная установленная мощность, и АЭС может получать оплату не только от продажи электроэнергии, но и от продажи мощности на рынке. Таким образом, значительно повысится эффективность данной технологии. В этом случае водород не транспортируется, требуется лишь небольшое хранилище, с объемом хранения приблизительно суточного запаса (в принципе при наличии потребителей водорода и избытка запасенного водорода, часть его может и продаваться, если это будет экономически более выгодно).

Существующие ТЭ уже имеют КПД преобразования энергии водорода в электроэнергию на уровне 50–55%, а в перспективе к 2025–2030 года этот КПД может быть повышен до 70% или даже 80%. В таблице 8 приведены характеристики некоторых топливных элементов ТЭ [24].

Таблица 8

Характеристики существующих топливных элементов

Производитель	Марка	Развиваемая мощность, кВт	КПД
Ballard Power Systems, Канада	FCgen-HPS	140	52%
Doosan Fuel Cell Co, Южная Корея	PureCell Model 400	440	50%
Toshiba, Япония	H2Rex Megawatt Size	1000	55%

Дополнительным преимуществом получения водорода в часы провала нагрузки является характер изменения цен на электроэнергию на рынке. В часы провала нагрузки электроэнергия дешевая, а в часы пиковых нагрузок дорогая. Колебания цены на электроэнергию в течение суток в настоящее время составляют от 400 до 600 руб/МВт·ч в течение года [23]. В этом случае получаемая в часы пик электроэнергия тоже будет вырабатываться без выбросов CO₂. Дополнительный эффект от снижения выбросов получится еще и благодаря снижению удельного расхода топлива на ТЭС за счет уменьшения разгрузок ТЭС в ночные часы.

Например, при нормальном режиме энергоблока мощностью 300 МВт разгружаются в ночные часы до 50% нагрузки, в результате даже у энергоблоков, работающих на газе, удельный расход топлива вырастает на 30–35 гут/кВт·ч. Если блок не будет разгружаться, то это приведет к экономии условного топлива около 4,5 т/ч, что соответствует экономии 4000 нм³ природного газа. При сжигании 1000 нм³ природного газа выделяется 1,85 т CO₂. Таким образом, происходит сокращение выбросов CO₂ на 7,4 т/ч.

Существенной проблемой являются достаточно высокие затраты электроэнергии на производство водорода методом электролиза и низкий коэффициент использования электролизеров на уровне 30–35%, что скажется на себестоимости производства водорода.

Проблемой широкого использования процессов электролиза воды и получения водорода для выравнивания графика нагрузки является высокая стоимость оборудования для электролиза от 700 до 2000 \$/кВт [24] и необходимость наличия ТЭ, которые также имеют стоимость на уровне 2000 \$/кВт·ч.

В настоящее время, в мировой энергетике существенное внимание уделяют развитию реверсивных топливных элементов, которые могут работать и как электролизер и как топливный элемент. Ожидается, что к 2030 г. могут появиться реверсивные электролизеры – топливные элементы, которые будут иметь стоимость на уровне 1000–1500 \$/кВт·ч [22,24]. В этом случае эффективность использования водорода в энергетике возрастет.

Наряду с получением водорода методом электролиза рассматривается возможность производства водорода путем паровой или парокислородной конверсии природного газа с использованием теплоты от высоко-

температурного ядерного реактора [25]. В этом случае получение водорода во многом напоминает производство водорода при использовании обычного цикла производства на органическом топливе. Использование теплоты энергии ядерного реактора существенно сокращает или исключает затраты топлива на поддержание температуры в зоне реакции, что приводит к уменьшению или предотвращению выбросов CO_2 , но увеличивает капиталовложения в строительство реакторно-технологической части. Кроме этого, следует учитывать ограничения на размещение в зоне работы АЭС объектов повышенной взрыво- и пожароопасности, к которым относится производство водорода (II-группа) [26–29]. В это случае, возникнут дополнительные затраты, связанные с обеспечением безопасности, например, с выносом хранилища и производства водорода за пределы зоны безопасности (7 км от территории АЭС).

Способы конверсии природного газа в водород требуют непрерывного производства. Тогда для хранения водорода потребуются хранилище достаточной вместимости и его транспортировка до потребителя.

Для потребителя, кроме себестоимости и добавочной стоимости производителя, включая налоги на добавленную стоимость, дополнительно возникают затраты, связанные с транспортировкой до точки поставки. При этом в стоимость транспортировки входит непосредственно стоимость затрат на транспортировку, стоимость потерь при транспортировке, а также хранение в точке поставки. Величина этих затрат зависит от протяженности пути, а также зависит от способа транспортировки и состояния транспортируемой среды. В настоящее время рассматриваются следующие способы транспортировки водорода: трубопроводный, железнодорожный, морской и специальный автомобильный. При этом водород может транспортироваться и храниться в сжатом состоянии или в сжиженном виде, а также в виде аммиака или других жидких поглотителей, могут быть использованы также гидриды металлов [29, 30].

При этом для реконверсии аммиака, который сразу может быть получен на АЭС вместо водорода, потребуются затраты, соизмеримые с его производством, а для абсорбции водорода металлгидридами (например, магния MgH_2) требуется повышение температуры до 200°C и выше, а десорбция возможна только при температуре не ниже 400°C . Все это приводит к тому, что стоимость транспортировки и хранения может значительно превышать стоимость его получения.

В настоящее время наиболее эффективным считается способ транспортировки и хранения водорода в виде аммиака, его цена без реконверсии у потребителя оценивается в 13,3 долл. США/ГДж [31], что эквивалентно 400 долл. США/тут.

АЭС, предназначенные для производства водорода, или его промежуточного носителя, непосредственного участия в генерации электроэнергии не принимают.

Сопоставление АЭС средней и малой мощности, производящих электроэнергию и водород методом электролиза, с АЭС, предназначенными только для производства водорода, определяет следующие преимущества:

- не требуется транспортировка водорода, необходимо небольшое хранилище для хранения запаса водорода, произведенного в часы провала нагрузки и его использование в пиковые часы, при этом увеличивается установленная мощность АЭС на мощность топливных элементов;

- не требуется транспортировка водорода до потребителя, можно ставить электролизеры непосредственно у потребителя и в часы провала нагрузки производить водород, потребляя электроэнергию из сети. В этом случае даже не потребуется расширять электросети, так в часы провала нагрузки они не загружены;

- АЭС работает с полной нагрузкой в течение суток, а регулирование нагрузки осуществляется за счет изменения потребления электроэнергии для производства водорода, который может использоваться как для нужд энергетики, так и в других отраслях промышленности или транспорта;

- выравнивается режим работы ТЭС на органическом топливе, снижаются затраты топлива на производство электроэнергии, сокращаются выбросы CO₂, повышается надежность и долговечность оборудования.

К недостаткам можно отнести высокие капиталовложения в электролизеры и топливные элементы, однако при большом серийном производстве ожидается снижение их стоимости приблизительно в 2 раза.

Для уточнения выбора стратегии развития необходима отработка методологии принятия решения, рассматривающая не конкретный способ производства, а всю цепочку затрат, начиная от разработки оборудования, строительства, эксплуатации и транспорта энергии до конечного потребителя. Критерием эффективности в этом случае является минимальная стоимость продукции у потребителя.

Выводы

1. Изменение климата и рост выбросов CO₂ определили тренд развития мировой энергетики в направлении возобновляемых источников энергии, в первую очередь с использованием энергии ветра и солнца. Страны ЕС в 2020 г. достигли превышения выработки электроэнергии ВИЭ (с учетом ГЭС), по сравнению с энергетикой на органическом топливе.

2. Расположение России в зоне резко континентального климата со среднегодовой температурой около -5°C требует в первую очередь надежного тепло и электроснабжения. Возобновляемые источники энергии на базе солнечной и ветровой энергетики не могут обеспечить надежного тепло- и электроснабжения, учитывая дискретность их работы и особенности климатических условий России

3. На данном этапе базой развития энергетики России должны оставаться тепловые электростанции, с увеличением выработки электроэнергии по комбинированному циклу, за счет более широкого использования распределенной энергетики. Повышение эффективности использования топлива и снижения выбросов CO₂, может быть достигнуто за счет реконструкции котельных централизованного теплоснабжения большой и средней мощности в ТЭЦ на базе газотурбинных, парогазовых и газопоршневых установок.

4. Только перевод котельных с установленной производительностью 100 Гкал/час и выше позволяет выработать свыше 244 млрд кВт·ч электроэнергии в год на тепловом потреблении, что обеспечит снижение потребления топлива на выработку электроэнергии на 34 160 000 т/год и сократит выбросы CO₂ на 55 млн т/год. Одновременная реконструкция действующих ТЭЦ по парогазовому циклу позволит довести выработку электроэнергии на тепловом потреблении до 850–900 млн кВт·ч в год и обеспечит снижение потребления топлива на 50 млн т/год.

5. Широкому распространению распределенной энергетики, работающей по комбинированному циклу, препятствует отсутствие законодательных норм недискриминационного допуска продажи избытка электроэнергии такими источниками, а также норм распределения получаемого эффекта от комбинированной выработки, который выступает в этом случае общим достоянием всех граждан и не учитывает интересы компании, строящей и эксплуатирующей данный объект.

6. Развитие распределенной энергетики должно сопровождаться более широким использованием местных топлив, в том числе торфа, который является возобновляемым источником, а также отходов производств.

7. Развитие ВИЭ и АЭС средней и малой мощности на базе высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов требует решения проблемы покрытия суточных и сезонных графиков нагрузки. Мировая энергетика рассматривает решение данной проблемы путем развития водородной энергетики в качестве универсального накопителя и источника энергии. В этом случае, в часы избытка электроэнергии производится водород, энергия которого может быть использована в часы пиковой нагрузки. Такой подход позволяет выравнивать нагрузку ТЭС и АЭС, что обеспечивает повышение их экономичности и надежности эксплуатации.

Литература

1. Электроэнергетика мира в 1993 г. Основные показатели// Электрические станции. – 1993. – №6. – С. 64–65.

2. Распределенная энергетика. Что это такое? – URL: https://vk.com/wall-90544417_1552?ysclid=17hawjo5gn503498291

3. URL: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-2021/renewable-electricity>

4. Могиленко, А. Ветроэнергетическая отрасль мира: итоги 2020 года // Энергетика и промышленность России.– Апрель 2021 года. – № 8 (412). – URL: WWW.EPRUSSIA.RU – информационный портал энергетика.

5. Электроэнергетика в Европе. – URL: <https://www.tadviser.ru>

6. Хохлов, А. Угольная генерация: Новые возможности и вызовы / А Хохлов, Ю. Мельников // Центр энергетике Московской школы управления Сколково – 2019. – Январь.

7. Coal Exit or Coal Expansion? A Review of Coal Market Trends and Policies in 2017/ S.Cornot-Gandolphe, 2017.

8. URL: <https://www.caiso.com/initiativeDocuments/issuePaper-EnergyStorageEnhancements.pdf>

9. Report from the commission to the European Parliament and the council. Report on the functioning of the European carbon market // 2021, 11.

10. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 г. Системный оператор Единой Энергетической Системы // URL: www.so-ups.ru/ 2022.

11. Гаак, В.К. Износ оборудования-возрастающая проблема теплоэнергетики / В.К. Гаак, А.В. Гаак // Национальные приоритеты России. – 2017. – №1. – С.99–102.

12. Показатели технико-экономической эффективности объектов электроэнергетики // Минэнерго РФ. – URL:<https://minenergo.gov.ru/node/22445>

13. Минэнерго РФ. – URL:<https://minenergo.gov.ru/node/17858>

14. Годовой отчет ПАО Мосэнерго за 2020 год/Мосэнерго. – 2020.

15. Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014–2018 гг. // Информационно аналитический доклад. Минэнерго РФ, 2020.

16. Численность населения Российской Федерации по полу и возрасту на 1 января 2021 года. Федеральная служба государственной статистики (РОССТАТ). – М.: 2021.

17. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г., утвержденная Распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р.

18. Ильин, Е.Т. Особенности выбора газовых турбин при реконструкции ТЭЦ / Е.Т. Ильин // Газотурбинные технологии. – 2007. – №4 (55). – С. 2–6.

19. Global hydrogen demand by sector in the Sustainable Development Scenario, 2019-2070, IEA. – URL:<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-hydrogen-demand-by-sector-in-the-sustainable-development-scenario-2019-2070>

20. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 5 августа 2021 г. № 2162-р.

21. Марченко, О.В. Анализ эффективности аккумулирования электрической энергии и водорода в энергосистемах с возобновляемыми источниками энергии / О.В. Марченко, С.В. Соломин // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. – № 3. – С. 183–193.

22. IEA (2019), The Future of Hydrogen, IEA, Paris.

23. Администратор торговой системы: URL: <https://www.atsenergo.ru/>

24. Получение водорода электролизом воды: современное состояние, проблемы и перспективы / С.А. Григорьев, В. И. Порембский, В. Н. Фатеев и др. // Транспорт на альтернативном топливе. – 2008. – №3.

25. URL:<https://www.atomic-energy.ru/news/2020/10/20/108090?ysclid=l2enggbsgi>

26. НП-032-01. Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности. Утв. Госатомнадзором России от 8 ноября 2001 г. № 10.

27. Приказ Ростехнадзора от 19.07.2019 г. № 287 «Об утверждении федеральных норм и правил в области использования атомной энергии «Площадка атомной станции. Требования безопасности» (НП-032-19)».

28. Приказ от 30 ноября 2017 г. № 514. Об утверждении федеральных норм и правил в области использования атомной энергии «Учет внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии», (НП-064-17).

29. Проект N 496165-4, ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН РФ, Технический регламент по безопасности устройств и систем, предназначенных для производства, хранения, транспортировки и использования водорода. Утв. Госатомнадзором России от 8 ноября 2001 г. № 10.

30. URL: <https://www.redlandcitybulletin.com.au/story/5979927/locally-produced-hydrogen-exported-to-japan/>

31. URL: <https://naukatehnika.com/ammiak-kak-istochnik-vodoroda-dlya-toplivnyix-elementov.html>

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК КЛЮЧЕВОЙ ИНСТРУМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ДО 2050 г.

Адамов Е.О.,

д.т.н., научный руководитель проектного
направления АО «Прорыв»

Каширский А.А.,

начальник аналитического
отдела АО «Прорыв»

За последние два десятилетия ядерная энергетика (ЯЭ) России достигла существенных результатов как в пределах внутренних границ России, так и на международных рынках электроэнергетики. Россия является глобальным лидером по строительству атомных электростанций (АЭС) за рубежом, а также входит в число крупнейших поставщиков услуг по различным переделам ядерного топливного цикла (ЯТЦ). Такое значимое присутствие России на международных рынках ядерных энергетических технологий стало возможным благодаря непрерывному совершенствованию отечественного атомного энергопромышленного комплекса (АЭПК), причем не только в сфере реакторостроения, но и по компонентам топливного производства и вопросам обращения с отработанным ядерным топливом (ОЯТ), и радиоактивным отходам (РАО). В 2021 г. выработка электроэнергии за счет АЭС РФ достигла 222 млрд кВт-ч (рис. 1), что является абсолютным рекордом за всю историю существования российской атомной энергетике, включая времена СССР (с учетом АЭС Украины, Литвы и Армении). При этом средний коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) всех станций достиг показателя ~84%, что также свидетельствует о положительной динамике в части оптимизации эксплуатации объектов атомной энергетике (в 2020 г. КИУМ был равен 81,5%). Сегодня доля ЯЭ в общей генерации составляет ~20%, что не так мало, учитывая, что Россия является четвертой страной в мире по показателю суммарного производства электроэнергии с выработкой равной 1115 млрд кВт-ч на 2021 г. Тем не менее следующее десятилетие представляет определенные вызовы с точки зрения сохранения уже достигнутых показателей отрасли. Во-первых, текущие показатели выработки не-

возможно будет сохранить без реализации мер по продлению ресурса части блоков типа РБМК (второе поколение), ранний вывод из эксплуатации которых приведет к резкому снижению выработки электроэнергии на АЭС в целом. Во-вторых, для получения дополнительной отдачи от уже имеющихся мощностей должны быть введены в действие мероприятия по оптимизации сроков плановых ремонтов, переходу на 18-месячный топливный цикл и повышению мощности реакторных установок АЭС с ВВЭР большой мощности (БМ). В-третьих, для замещения реакторного парка РБМК, большая часть которого будет так или иначе выведена из эксплуатации до 2040 г., необходимо организовать серийное строительство новых АЭС большой мощности (БМ) с начала 2030-х гг. с последующим переходом на блоки новой технологической платформы, представляющих абсолютно новые возможности для развития крупномасштабной ЯЭ не только в России, но и в мире.



Рис. 1. Производство электроэнергии в России с 2000 по 2021 гг. [1]

Существует несколько ключевых предпосылок для дальнейшего увеличения доли ЯЭ в энергобалансе России. В первую очередь необходимо отметить, что ЯЭ способна дать существенный вклад в решение задачи достижения целевых показателей Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем вы-

бросов парниковых газов до 2050 г. [2]. Во многих странах критерии экологической приемлемости новых объектов энергетики по значимости не уступают критериям экономической эффективности. Сейчас трудно представить документ, относящийся к планированию развития общей или отраслевой энергетики, который не предполагал бы развитие энерготехнологий с минимальным экологическим воздействием на окружающую среду. Трудно переоценить социальную выгоду от замещения угольных ТЭС на низкоуглеродную генерацию, так как вывод такого рода объектов не только способствует сокращению выбросов CO₂, но и устраняет источник загрязнения атмосферного воздуха, из-за которого множество людей страдают различными респираторными и сердечно-сосудистыми заболеваниями [3]. Несмотря на то обстоятельство, что в России имеются крупнейшие месторождения природного газа, его сжигание в целях производства электроэнергии при наличии адекватного технологического аналога лишено экономического и стратегического смысла. Сегодня, учитывая все внешнеполитические обстоятельства, становится очевидным, что природный газ даже в эпоху развития «зеленых» технологий останется ценным ресурсом на многие десятилетия. Поэтому для России как крупнейшего экспортера этого ресурса необходима рациональная стратегия его использования на внутреннем и внешнем рынках, ориентированная на получение максимальной выгоды от его реализации. ЯЭ, безусловно, могла бы способствовать продлению ресурса наиболее выгодных месторождений путем замещения газовых ТЭС на АЭС, где это возможно с точки зрения сетевой инфраструктуры и экономики региона. Таким образом, если приводить системные преимущества, определяющие конкурентоспособность текущих решений ЯЭ в сравнении с другими типами генерации, можно выделить следующие:

- низкий углеродный след на всем жизненном цикле производства электроэнергии на АЭС [4];
- низкие показатели ресурсоемкости (площадь застройки, материалоёмкость, потребление редкоземельных металлов) в сравнении с другими типами низкоуглеродной генерации [4];
- длительный срок эксплуатации (срок службы АЭС более 60 лет);
- низкая зависимость стоимости производства электроэнергии от затрат на добычу топливных ресурсов и производство топлива АЭС.

Тем не менее несмотря на все вышеперечисленные преимущества, сегодня на долю ЯЭ приходится лишь ~10% всей вырабатываемой в мире электроэнергии и вдвое меньше в общем энергобалансе. Проблемы старых проектов АЭС и связанного с ними открытого ЯТЦ хорошо известны:

- накопление облученного ядерного топлива (ОЯТ), из-за отсутствия эффективных решений по рециклированию заключенных в нем полезных ядерных материалов;

- вероятность, хоть и крайне малая, возникновения тяжелых аварий, влияющих на восприятие ЯЭ не только в каком-то конкретном регионе, где эта авария произошла, но и во всем мире (Три-Майл-Айленд, Чернобыль, Фукусима);

- высокая стоимость «входного билета» – масштаб капитальных затрат на строительство АЭС БМ и вероятность не уложиться в проектные сроки сооружения (иногда, проекты тянутся десятилетиями), часто отпугивают даже заинтересованных в ЯЭ потенциальных заказчиков;

- необходимость развития различных предприятий ЯТЦ (добыча, конверсия, обогащение, фабрикация, обращение с ОЯТ) для обеспечения эксплуатации АЭС для «стран-новичков» (или вынужденная зависимость от ограниченного числа поставщиков ядерного топлива);

- ограниченность ресурсной базы – стоимость природного урана, а, следовательно, ядерного топлива, будет увеличиваться при исчерпании наиболее выгодных месторождений и увеличении парка АЭС, работающих в открытом цикле.

Для устранения этих недостатков в 2018 г. была разработана Стратегия-2018 [5], в рамках которой сформулированы цели, принципиальные положения и пути реализации стратегии развития ядерной энергетики России в первой половине XXI в. и далее до 2100 г. Согласно разработанному документу, ЯЭ России должна:

- 1) составить основу создания безуглеродной энергетики, причем экономическая эффективность ЯЭ должна отвечать требованиям конкурентоспособности по отношению к другим видам крупномасштабной генерации электрической и тепловой энергии (кроме гидроэнергетики);

- 2) способствовать максимально возможному высокотехнологичному экспорту АЭС, исследовательских реакторов, ядерного топлива, оборудования и услуг на рынке ядерных технологий;

- 3) обеспечить сбережение органических запасов для неэнергетического использования;

- 4) решать проблемы экологии и выполнения международных обязательств Российской Федерации в отношении снижения выбросов углекислого газа.

В результате разработки Стратегии-2018 обоснован облик перспективного развития ЯЭ России, представляющий из себя двухкомпонентную систему реакторов на тепловых (РТН) и быстрых (РБН) нейтронах, работающих в замкнутом ЯТЦ. В такой системе доля быстрых реакторов при прохождении необходимых технологических развилок постепенно увеличивается и с течением времени преимуществ, получаемые от их внедрения, для всей ядерной энергетической системы (ЯЭС) позволяют рассматривать РБН в качестве базовых.

РБН с замкнутым ЯТЦ кардинально отличается от существующих на данный момент решений, основанных на тепловых реакторах с открытым ЯТЦ. Во-первых, для АЭС с РБН, разрабатываемых в России, характерно такое понятие, как «естественная безопасность». Естественная безопасность основана на принципах самозащищенности АЭС, обеспечивающей устойчивость ядерной энергетической установки к тяжелым авариям даже при отказах активных компонент защиты [6]. В подобных энергетических установках аварии, которые имели место в XX и XXI в. и нанесли серьёзный репутационный удар по всей ЯЭ в целом, не смогут произойти физически. Исключение таких аварий наделяет АЭС с РБН особыми привлекательными потребительскими свойствами, которые могут способствовать отнесению ЯЭ в разряд наиболее «устойчивых» технологий в XXI в. не только благодаря нулевому влиянию на климат земли, но и обеспечению высочайшего уровня техногенной безопасности энергетики для будущих поколений.

Второе ключевое преимущество, которое ЯЭС получает с высокой долей РБН, это расширение ресурсной базы ЯЭ до таких пределов, когда ее масштаб покрывает все обозримые потребности России в перспективе многих тысяч лет. Использование U-238 в РБН, которого в России накоплено более 1 млн т, для воспроизводства Pu, переводит ЯЭ в класс возобновляемых источников энергии. Энергетический Pu, накопленный в ОЯТ тепловых реакторов, целесообразно использовать для фабрикации стартовых топливных загрузок, а его общие запасы при необходимости могут быть увеличены благодаря расширенному производству в blankets реактора. Переработка ОЯТ РТН, таким образом, помимо решения задачи топливообеспечения РБН способствует решению ключевого вопроса современной ЯЭ – проблемы накопления ОЯТ РТН в масштабах, представляющих серьёзную угрозу «устойчивому» развитию ядерной энергосистемы. Из-за отсутствия возможности эффективного использования полезных

ядерных материалов в ОЯТ, оно чаще всего не перерабатывается, а «временно» хранится до появления какого-то приемлемого решения. Сегодня во многих ядерных странах до сих пор продолжаются дискуссии относительно того, какое именно решение является наиболее оптимальным с учетом национальных приоритетов по обращению с радиоактивными отходами атомной промышленности. Потенциальную биологическую опасность (ПБО) этих отходов можно оценивать по ожидаемым эффективным дозам (в случае реализации принципа радиационной эквивалентности) или, более корректно, вычисляя пожизненный атрибутивный риск (LAR) индукции онкологических заболеваний человека в результате поступления в организм радионуклидов на основе современных моделей радиационных рисков, рекомендованных Международной комиссией по радиологической защите (в случае реализации радиологической эквивалентности). Расчеты, проводимые АО «Прорыв» для «Базового» сценария развития ЯЭ в Стратегии-2018, позволили определить пересечение по времени кривой ПБО РАО и постоянного уровня ПБО соответствующего количества природного урана. Расчеты показали, что радиационная эквивалентность в Базовом сценарии достигается через 287 лет после наработки РАО к 2100 г., а радиологическая эквивалентность – в 2199 г., т.е. через 99 лет после наработки РАО к 2100 г. В случае прямого захоронения ОЯТ картина совершенно иная – ПБО ОЯТ в таком случае со временем будет снижаться, однако потребуются сотни тысяч лет, прежде чем уровень ПБО захораниваемого ОЯТ сравняется с природным урановым сырьём.



Рис. 2. Время достижения радиологической эквивалентности РАО и исходного уранового сырья для открытого цикла на базе РТН и замкнутого цикла на базе РБН (расчеты АО «Прорыв»)

Вышеперечисленные положения были детализированы в 2021 г. в актуализированном варианте Стратегии развития ядерной энергетики России до 2050 г. и перспективы на период до 2100 г. (Стратегия-2021). По результатам этой работы было наглядно показано, что развитие технологий РБН с замкнутым ЯТЦ снимает ограничения по ресурсной базе ЯЭ, открывая возможности ее масштабного использования в горизонте многих тысяч лет. При этом в сравнении с другими низкоуглеродными технологиями, такая ЯЭ экономически предсказуема, обеспечивает стабильную генерацию вне зависимости от погодных условий, занимает наименьшие площади и требует меньшего расхода материальных ресурсов на каждый произведенный ТВт-ч электроэнергии.

Сегодня можно с уверенностью констатировать, что Россия является абсолютным лидером в части развития технологий инновационных АЭС, причем не только по реакторной части, но и в рамках обеспечения их соответствующих ЯТЦ. Два быстрых реактора с натриевым теплоносителем в настоящий момент находятся в эксплуатации (БН-600, БН-800) на Белоярской АЭС, ввод третьего блока с РУ БН-1200М, согласно актуальной версии Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики [7], запланирован на период 2031–2035 гг. На площадке АО «СХК» реализуется проект сооружения быстрого реактора со свинцовым теплоносителем БРЕСТ-ОД-300 в рамках создания опытно-демонстрационного энергетического комплекса с пристанционными модулями по фабрикации топлива и обращению с ОЯТ и РАО. Комплекс, который призван продемонстрировать возможность замыкания ЯТЦ в пределах одной площадки, должен быть полностью сооружен к 2030 г. Решения, которые сегодня заложены в создание такого уникального для всей мировой ЯЭ объекта, планируется масштабировать для использования в АЭПК России в коммерческих целях. Параллельно инновационным разработкам, Россия совершенствует уже существующие решения в рамках эволюционного развития технологий РТН. В Стратегии-2021 отмечено, что с учетом всех преимуществ ЯЭ должна играть ключевую роль по достижению углеродной нейтральности по выбросам ПГ к 2060 г. в России. При этом стоит отметить, что достижение стратегических целей в части низкоуглеродного развития Российской Федерации невозможно без замещения существенной доли ТЭС на ископаемом топливе. В этом отношении строительство новых энергоблоков АЭС не должно быть ограничено лишь Европейской частью России, тем более что именно в Сибири сосредоточена большая

часть угольной генерации страны. Расширение географии размещения АЭС в России выдвигает требования к разработке конкурентоспособного проекта энергоблока средней мощности на 600 МВт, в качестве которого целесообразно рассматривать технологию ВВЭР со спектральным регулированием реактивности. Таким образом, для достижения целей, обозначенных в Стратегии-2021, в России серийный ввод энергоблоков новой технологической платформы должен быть запущен в уже середине 2030-х гг. (рис. 3).

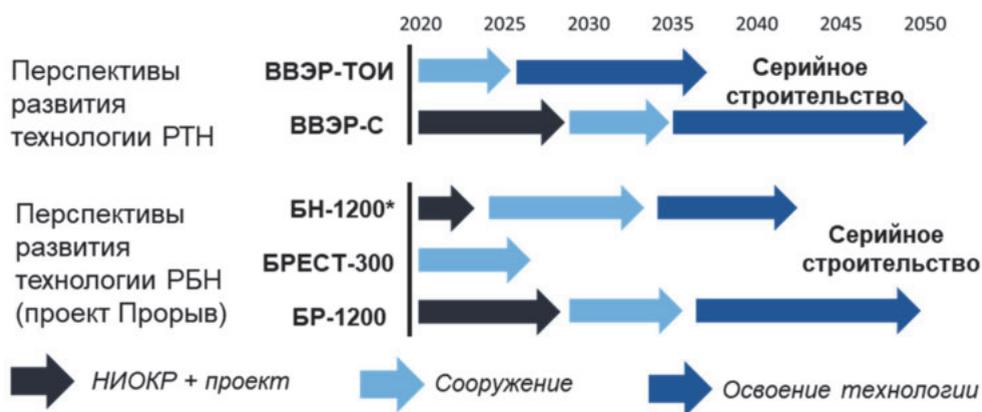


Рис. 3. План развития технологий РТН и РБН для двухкомпонентной ЯЭ

Согласно новым целевым ориентирам Стратегии-2021 доля ЯЭ в выработке электроэнергии страны должна достигать уровня 25% на горизонте 2045–2050 гг. Учитывая амбициозную задачу, поставленную Правительством Российской Федерации, по достижении углеродной нейтральности к 2060 г., этот целевой ориентир необходимо рассматривать как «программу минимум», особенно принимая во внимание возможности масштабирования новых проектов АЭС, конкурентоспособность которых не должна уступать современным ПГУ на природном газе. В Стратегии развития социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. приведены два сценария развития – инерционный и целевой (интенсивный), которые различаются по уровню технологического развития, структурным изменениям (сдвигам) в экономике, поглощающей способности лесов и накопителей парниковых газов и другим эффектам (рис. 4).

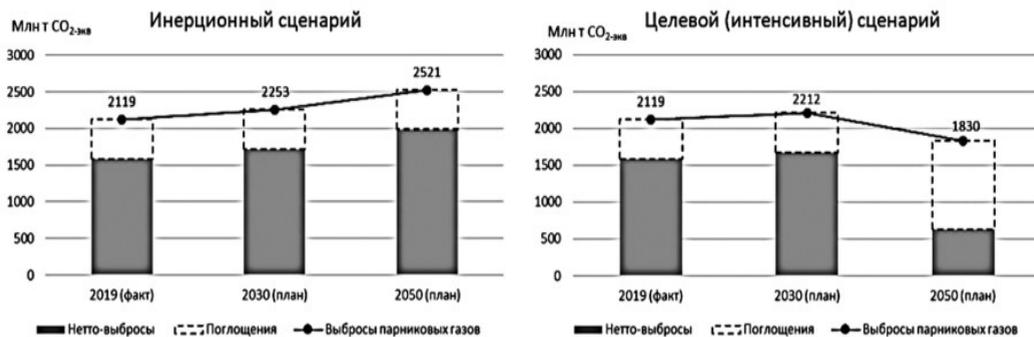


Рис. 4. Показатели массы выбросов и поглощений парниковых газов для инерционного и целевого сценариев

Согласно сценарным предпосылкам целевого сценария, основной вклад в «углеродную нейтральность» де-факто внесет потенциальное увеличение поглощения парниковых газов лесами в Российской Федерации, а не технологическое перевооружение экономики. Сами непосредственно выбросы ПГ в этом сценарии от уровня 2019 г. снизятся всего на 14%. В инерционном сценарии выбросы будут расти на протяжении всего рассматриваемого периода. Таким образом, можно констатировать, что, если прогнозируемая поглощающая способность лесов России не увеличится или останется на текущем уровне (наблюдается учащение лесных пожаров в России), углеродная нейтральность в 2060 г., а может быть, и к концу столетия, не будет достигнута. Именно по этой причине следует пересмотреть потенциал снижения выбросов за счет использования экологически чистых технологий, в первую очередь, в энергетике (доля сектора энергетики в кумулятивных выбросах ПГ России составляет ~79%).

С учетом вышеперечисленных стратегических целей Российской Федерации по достижению углеродной нейтральности, значимость ЯЭ в энергетическом балансе страны возрастает. Если учитывать масштаб задачи по снижению уровня выбросов ПГ в России, то можно с уверенностью констатировать, что будущее энергетической отрасли и ее стабильное развитие связано с формированием двухкомпонентной ЯЭ и переходом к замкнутому ЯТЦ. Основы этого процесса закладываются уже сегодня, что позволит опережающим темпом обеспечить экономическую, энергетическую и экологическую безопасность страны.

Литература

1. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 г. Подготовлен в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики». Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 г. № 823.

2. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р

3. Impacts of Coal Use on Health Michael Hendryx, Keith J. Zullig, Juhua Luo Annual Review of Public Health 2020 41:1, 397-415.

4. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options. UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE 2021.

5. Стратегия развития ядерной энергетики России до 2050 года и перспективы на период до 2100 г. Одобрена решением Президиума НТС Госкорпорации «Росатом» 26 декабря 2018 г.

6. К вопросу о достижимости естественной безопасности ЯЭУ пятого поколения // Известия РАН. – Энергетика. – 2020. – № 3. – С. 15–32.

7. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 25 ноября 2021 г. №3320-р «Изменения, которые вносятся в Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики о 2035 г.»

ИНТЕГРАЦИЯ ПРОЕКТОВ ГЭС И ГАЭС В «ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ СТРАТЕГИЮ РОССИИ ДО 2050 г.»

Беллендир Е.Н.,
д.т.н., генеральный директор
АО «Институт Гидропроект»

Введение

Современный гидроэнергетический комплекс России составляют 108 гидроэлектростанций располагаемой мощностью свыше 100 МВт. Общая установленная мощность гидроагрегатов на ГЭС в России составляет примерно 47 000 МВт, при этом в общем объеме производства электроэнергии в России доля ГЭС не превышает 20%.

Россия располагает значительным по мировым меркам гидроэнергетическим потенциалом, на ее территории сосредоточено около 9% мировых запасов гидроэнергии. По обеспеченности гидроэнергетическими ресурсами (табл. 1). Россия занимает второе место, после КНР, опережая США, Бразилию и Канаду. Экономический потенциал Российской Федерации, как приемлемая для практического использования часть гидроэнергоресурсов, с учетом экономической целесообразности, условий хозяйственного освоения территорий и природоохранных факторов, определен в начале 60-х годов в размере 852 ТВтч в целом по России (без малых рек) на основе обобщения многочисленных проектных материалов предыдущих лет [1].

Следует отметить, что степень освоения гидроэнергетического потенциала России находится на весьма низком уровне, значительно уступая по этому показателю не только развитым, но и развивающимся странам. В странах, располагающих достаточными гидроресурсами, интенсивное гидростроительство продолжается. В итоге по производству гидроэнергии наша страна переместилась с третьего на пятое место в мире, уступая Канаде, Китаю, Бразилии и США.

Десять наиболее обеспеченных гидроэнергетическими ресурсами стран

Страна	Валовый гидроэнергетический потенциал	Технический гидроэнергетический потенциал	Экономический гидроэнергетический потенциал	Выработка действующих ГЭС	Освоение экономического гидроэнергетического потенциала
	ТВт.ч/год	ТВт.ч/год	ТВт.ч/год	ТВт.ч/год	%
Китай	6083	2750	1753	1355	77
Россия	2900	1670	852	207	24
Бразилия	~2280	1250	764	396	52
Канада	2250	~981	~536	384	72
Индия	2638	~660	442	165	37
США	4488	~529	376	291	77
Индонезия	657	225	~100	24	24
Турция	433	216	165	78	47
Норвегия	600	300	213	142	67
Япония	717	285	139	77	55

В предлагаемой статье сделана попытка на основе имеющихся данных, а также трендов и тенденций последнего времени, конкретизировать вклад гидроэнергетики в реализацию «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г.», определить перечень первоочередных проектов ГЭС и ГАЭС, которые востребованы и могут быть реализованы до 2035 г. и на перспективу до 2050 г., какие меры поддержки необходимы для обеспечения их реализации.

Состояние вопроса

Отметим, что понятие экономический гидроэнергетический потенциал и его объем – величина переменная во времени и определяется, прежде всего, обеспеченностью страны другими видами топливно-энергетических ресурсов, социальными аспектами, а также темпами роста энергопотребления, наиболее экономичными источниками его покрытия и других факторов.

В настоящее время темпы развития экономики России невелики, а на определенных временных отрезках даже отрицательны, вследствие ряда внешних причин: продолжающийся мировой экономический кризис, геополитическая обстановка, введение в отношении России жестких эко-

номических санкций и ограничений, высокая волатильность цен на энергоресурсы на мировом рынке, неопределённость в перспективах создания межрегиональных энергомоств в ближайшей перспективе и межгосударственных перетоков электроэнергии. В настоящее время нет достаточно надежных экономических факторов, которые могли бы быть положены в основу переоценки экономического гидропотенциала страны. Кроме того, действующие жесткие требования межправительственных соглашений в области контроля за изменениями климата, декарбонизации энергетики, соответствующая жесткость экологического законодательства не позволяют оценить влияние этих факторов на среднесрочные и долгосрочные перспективы экономического развития страны и рынка топливно-энергетических ресурсов.

В 2014–2015 гг. ПАО «РусГидро» были инициированы и выполнены НИОКР для обоснования рационального и экономически эффективного использования гидроэнергетических ресурсов РФ с горизонтом планирования до 2050 г. [1, 2]. Работы по заданию ПАО «РусГидро» выполнялись Институтом энергетической стратегии в сотрудничестве с рядом научно-исследовательских и проектных организаций (ИСЭМ СО РАН, АО «Институт Гидропроект», ОАО «ЭНИН», ОАО «Институт «ЭНЕРГО-СЕТЬПРОЕКТ» и др.). На основании и в соответствии с государственными и официальными ведомственными материалами о состоянии и перспективе развития отраслей ТЭК и отраслей, потребляющих энергоресурсы, была разработана «Программа развития гидроэнергетики России до 2030 г. и на перспективу до 2050 г.» (далее «Программа») [1]. Формирование Программы было выполнено на основе оценки социально-экономической эффективности проектов гидрогенерации, развития рынков сбыта, а также развития инфраструктуры и электрических сетей высокой пропускной способности, в том числе энергомоств. Основные положения Программы изложены в статье [3].

Несмотря на сохраняющуюся важную роль гидроэнергетики в ТЭК России, современное ее состояние нельзя назвать благополучным. Итоги последнего десятилетия свидетельствуют о низких темпах роста гидрогенерации по сравнению с тепловой и атомной, о нарастающей опасности утраты гидроэнергетикой ее стратегического значения на национальном уровне. Для российской энергетики в долгосрочной перспективе в качестве задачи-минимум должно предусматриваться безусловное сохранение удельного веса гидрогенерации на близком к оптимальному уровню в 20%.

Не останавливаясь на анализе причин, по которым на настоящий момент Россия имеет столь низкий уровень освоения гидроэнергетического потенциала, отметим только, что основной рост строительства ГЭС и освоения гидроресурсов пришелся на 1950–1980-е гг., затем до 2005-го практически ничего не создавалось. Только с 2007 г. началось завершение ряда проектов крупных ГЭС в Сибири (Богучанская ГЭС, 3000 МВт), на Дальнем Востоке (Бурейская ГЭС, 2000 МВт; Нижне-Бурейская ГЭС, 320 МВт, Усть-Среднеканская ГЭС, 570 МВт) и на северном Кавказе (Гоцатлинская ГЭС; 100 МВт, Зарамагская ГЭС, 356 МВт), начатых строительством еще в конце 1980-х по проектам, созданным в бывшем Советском Союзе.

По совокупности всех построенных и строящихся ГЭС в Российской Федерации в настоящее время используется около 24% экономически эффективного энергopotенциала рек. Используемый энергopotенциал рек покрывает от 18% до 20% потребности страны в электроэнергии.

Добавим, что в рамках реализации проектов малых ГЭС по Программе ДПМ ВИЭ с 2015 г. (применима для ГЭС установленной мощностью до 50 МВт), введено в эксплуатацию 6 малых ГЭС установленной мощностью около 55 МВт, на разных стадиях проектирования и строительства находится более 10 малых ГЭС в Европейской части России общей установленной мощностью около 250 МВт.

Перспективы использования гидропотенциала РФ

В 2020 г. утверждена «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года» (утверждена Распоряжением Правительства РФ 9 июня 2020 г. №1523-р). В энергетической стратегии определены основные параметры и критерии развития отраслей ТЭК, их регионального размещения для обеспечения устойчивого развития страны, роста ВВП, улучшения условий жизни населения. Выполненная несколько ранее работа [1], тем не менее является актуальной с точки зрения конкретизации и наполнения «Энергетической стратегии...» актуальным перечнем перспективных объектов гидроэнергетики, которые соответствуют ее целям и задачам, критериям достижения ее целей, могут и должны быть реализованы.

Распределение экономически эффективного гидроэнергopotенциала по территориям Российской Федерации, степень его использования в разрезе регионов и неиспользованный остаток детально рассмотрены в

работе [4]. Порядка 80% эффективного энергopotенциала приходится на восточные районы страны – Сибирь и Дальний Восток (табл. 2), а неиспользованный остаток гидроресурсов этих районов превышает 85% общероссийского потенциала. Из потенциала Европейской части России около 70% приходится на районы Республики Карелия и Мурманской области, Предуралья и Северного Кавказа.

Таблица 2

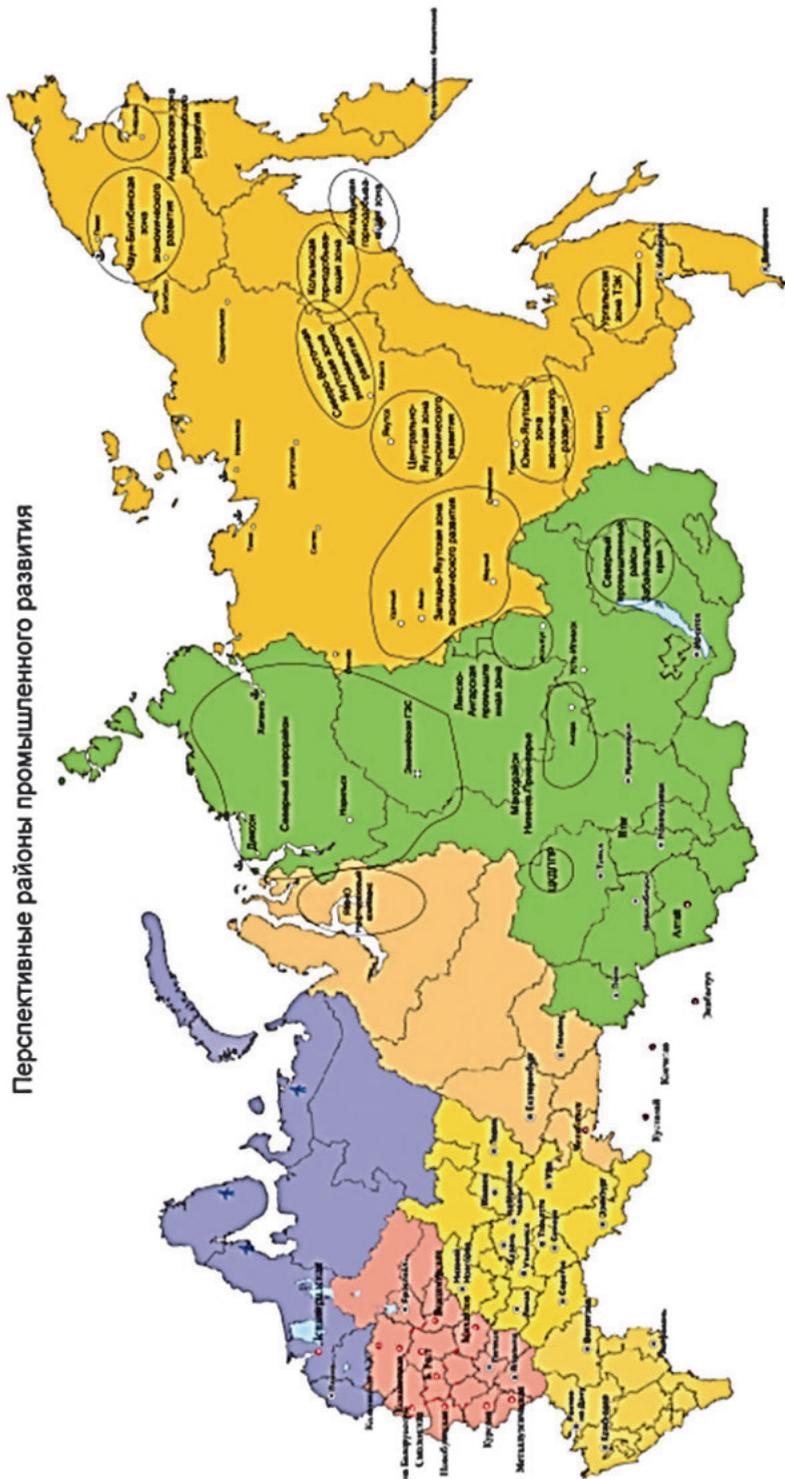
Экономический гидроэнергopotенциал и степень его освоения

Регион России	Экономический гидропотенциал	Освоение действующими и строящимися ГЭС		Неиспользованный остаток
		ТВтч	ТВтч	
Европейская часть	162	65	40	97
Азиатская часть, в том числе: Сибирь	690	142	21	548
	396	118	30	278
	294	24	8	270
Дальний Восток и изолированные р-ны				
Всего по России	852	207	24	645

Отчасти, отставание в использовании гидроэнергopotенциала объясняется тем, что 80% экономически эффективного энергopotенциала рек сосредоточено на реках Восточных регионов России, а не в области интенсивного потребления электроэнергии – на Европейской территории страны (табл. 2). Однако, в настоящее время в силу геополитических, экономических и технологических причин, зона интенсивного роста энергопотребления перемещается на Дальний Восток. Поэтому сложившаяся диспропорция должна быть устранена для обеспечения насущных потребностей развития Российской Федерации – интенсивного развития удаленных регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, шельфовых зон Северного ледовитого и Тихого океанов, переобустройстве Северного морского пути.

Достигнутый уровень производительных сил и богатый природно-ресурсный потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока обеспечивают условия формирования и развития новых крупных территориально-производственных кластеров (ТПК), находящихся в зоне возможного строительства ГЭС в перспективе до 2030 г. и на период до 2050 г. (рис. 1).

Перспективные районы промышленного развития



ЦКДППР Центр компетенции по добыче и переработке природных ресурсов (Томская область)

Источники: Федеральные и региональные программы экономического развития

Рис. 1. Основные крупные потребители на территории Сибири и Дальнего Востока

На Дальнем Востоке к наиболее перспективным ТПК относятся Зейско-Селемджинский, Южно-Амурский, Западно-Якутский, Южно-Якутский, Яно-Колымский. Основные направления специализации этих ТПК: гидроэнергетика, добыча нефти и газа, нефте- и газопереработка, добыча и переработка железных руд и руд цветных металлов, апатитов, деревообработка, космические исследования (космодром «Восточный») и инновационные технологии, трубопроводный транспорт и др.

Прогноз электропотребления по ТПК в зонах строительства новых ГЭС в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке показал тесную взаимозависимость реализуемости как промышленных инвестиционных проектов, входящих в кластеры, так и гидроэнергетических проектов относительно сбыта производимой электроэнергии. Спрос на электроэнергию по указанным выше ТПК на перспективу до 2050 г. может составить более 36 ТВт·ч/год.

Кроме того, набирающее силу в последние годы направление на декарбонизацию энергетики, концентрация все больших усилий на использование возобновляемых источников энергии и развитие водородной энергетики дают новые перспективы и направления развития в освоении энергии рек и морских приливов.

Следует отметить, что детально рассмотренные в работе [2] возможности и перспективы по интеграции энергосистемы России в межгосударственные и даже межконтинентальные энергосистемы путем развития инфраструктуры передачи электроэнергии на большие расстояния и создания энергомоств электрическими сетями высокого и сверхвысокого напряжения переменного и постоянного тока (500 кВт, 750 кВт, 1150 и 1500 кВт) в настоящий момент по многим направлениям не являются актуальными.

В силу современной геополитической обстановки, стремлении ряда стран, в первую очередь России, пересмотреть предложенную странами «золотого миллиарда» в последние 30 лет концепцию однополярного мира, такие направления по созданию энергомоств из России как Восточная, Центральная, Северная Европа, Япония через о. Сахалин и о. Хакайдо, США через Берингов пролив не следует рассматривать даже в долгосрочной перспективе, а скорее навсегда.

В тоже время, такие транс-государственные направления энергомагистралей, как Центрально-Азиатское энергетическое кольцо, Россия–Пакистан–Индия, Россия–Китай–Юго-Восточная Азия имеют право на жизнь и большие перспективы. Кроме того, в настоящей геополитической и экономической ситуации для России весьма актуальным является решение вопросов усиления электроэнергетических связей в широтном направлении (возможно на нескольких широтных уровнях) между Европейской – Западно-Сибирской – Восточно-Сибирской – и Дальневосточной Энергозонами.

Обратим также внимание на «модную» в последнее десятилетие тему «экологически чистой» водородной энергетики. В бытовом сознании она является экологически чистой, поскольку в результате сжигания (окисления) водорода образуется только водяной пар, нейтральный и даже полезный, и «возобновляемый» для окружающей среды. Однако водород не является первичным энергоресурсом, и, как и электричество, не производится в розетке. Для производства водорода требуется затратить колоссальный объем первичных энергоресурсов, так как основным способом производства водорода является электролиз воды. При электролизе воды на производство 1 кг водорода необходимо затратить не менее 45 кВтч электроэнергии и 9 кг воды. Причем, снижение потребления электроэнергии ниже указанного порога практически невозможно, в силу физико-химических связей в молекуле воды, и достигается при не менее 95% КПД для установок по электролизу. Таким образом, на производство в год 1 млн т водорода потребуется не менее 45 тВт·ч электроэнергии. Не трудно посчитать, что при заявляемой в перспективе потребности в десятки, а то и сотни млн т водорода в год требуются тысячи тВт·ч электроэнергии, и никакими возобновляемыми источниками энергии на базе ВЭС и СЭС эта потребность покрыта быть не может.

Потребность такого масштаба может быть покрыта двумя способами. Опять же, за счет ископаемых первичных энергоресурсов, что по существу нонсенс и означает переработку первичных энергоресурсов (уголь и углеводороды) во вторичные (водород) на месте производства первичных энергоресурсов и превращению стран, которые для «золотого миллиарда» сегодня являются «бензоколонкой», в «водородоколонку». С учетом сегодняшней геополитической обстановки, трендов в климатической повестке, как бы рыночных механизмов отслеживания углеродного следа, уход от долгосрочных контрактов к спо-

товому рынку энергоресурсов, торговля «зелеными» сертификатами и т.д., по существу, поставят страны производители водорода в еще большую зависимость от стран-потребителей с непредсказуемыми последствиями для экологии. Особенно, если учесть еще и потребление пресной воды, ее перераспределение в результате транспорта водорода в регионы его потребления, не решенные в настоящий момент вопросы хранения и транспортировки водорода и т.д.

Второй путь – интенсивное развитие низко-углеродной и возобновляемой «большой» гидроэнергетики, включая приливную (ГЭС и ПЭС располагаемой мощностью 300 МВт и выше). Вырабатываемая на ГЭС и ПЭС электроэнергия может быть направлена на производство «зеленого» водорода, при решении научно-технических и производственных задач безопасного хранения и транспортировки водорода в промышленных масштабах. Еще одним источником электроэнергии для производства «зеленого» водорода может стать атомная энергетика, которая стоит на пороге решения фундаментальной задачи и технологического прорыва в области практически безотходного цикла (циклов) производства электроэнергии на базе уже имеющихся в обороте ядерных материалов.

В свете высказанных выше соображений, внешних и внутренних вызовов, рассмотрим возможности строительства первоочередных ГЭС и ГАЭС, а также меры, которые необходимо предпринять, чтобы эти проекты могли быть реализованы в ближайшей перспективе (до 2030–2035 гг.).

Первоочередные ГЭС Энергозоны Сибири. Сибирский Федеральный округ

Потенциал экономически эффективных гидроэнергетических ресурсов Сибирского региона России составляет 396 тВт·ч (более 46% от общероссийского). В этом регионе гидроэнергетические ресурсы, в основном, сосредоточены в бассейнах рек Енисей, включая р. Ангара, и Обь, включая р. Иртыш и р. Катунь. Неиспользованный остаток экономического гидроэнергетического потенциала оценивается в 278 тВт·ч [4]. Основные неиспользованные гидроэнергетические ресурсы региона сосредоточены на реках: Енисей, Ангара, Витим и Катунь. Размещение действующих ГЭС в этом регионе и выявленных как экономически целесообразные к строительству, показаны на карте (рис. 2).

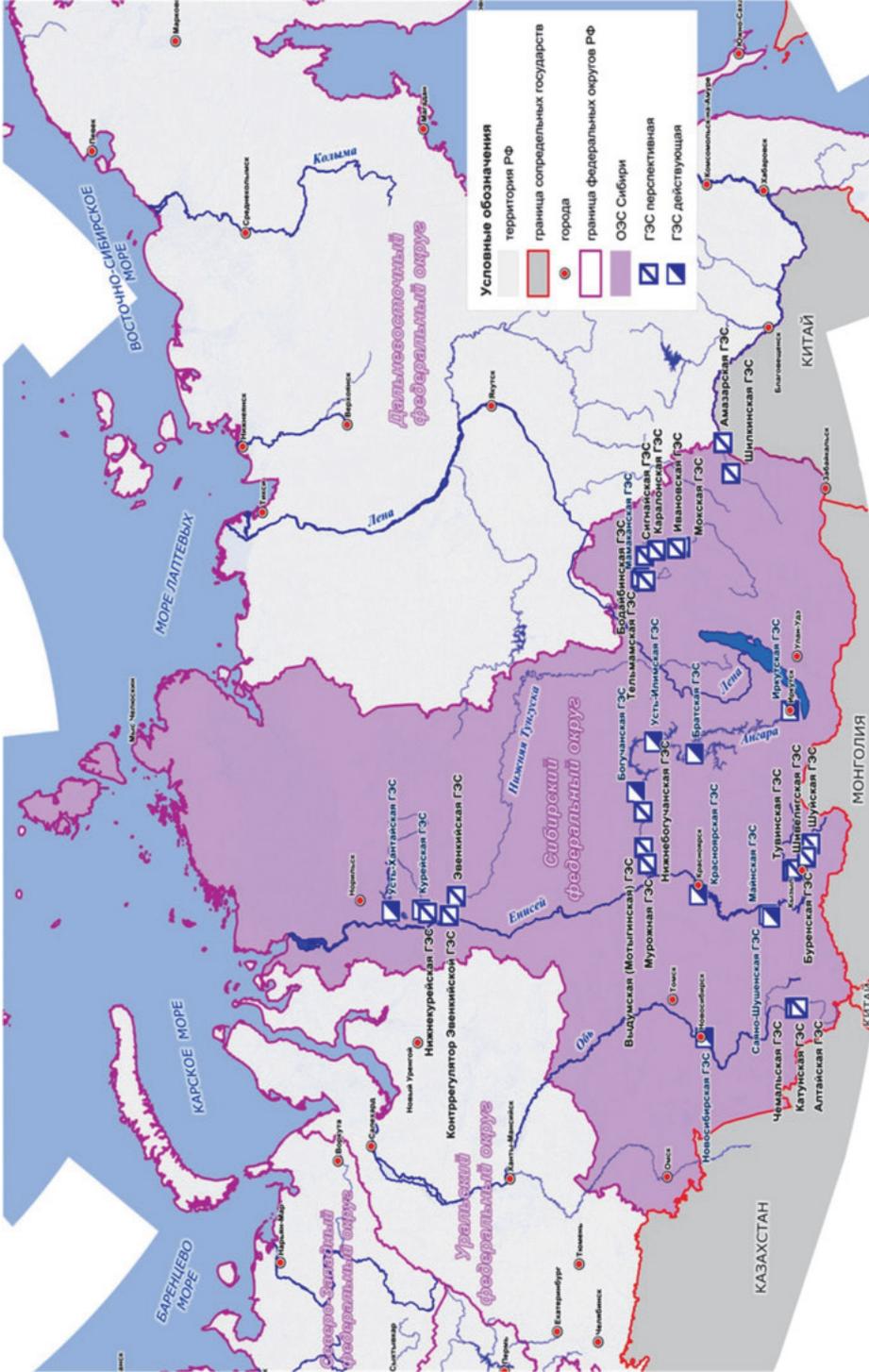


Рис. 2. Схема размещения действующих и перспективных ГЭС энергозоны Сибири

К числу перспективных относятся каскады ГЭС на нижней Ангаре – Нижнебогучанская ГЭС, Мотыгинская ГЭС, Мурожная ГЭС, Витимский каскад в составе Мокской ГЭС с контррегулятором Ивановской ГЭС, Бодайбинской, Сигнайской, Каралонской; Тельмамская ГЭС на р. Мамакан, Тувинская, Шивелигская, Шуйская и Буренская ГЭС на верхнем Енисее, Алтайская и Чемальская ГЭС на р. Катунь и ряд других. На притоке нижнего Енисея находится наиболее значительный перспективный гидроэнергетический объект не только региона, но и России – Эвенкийская ГЭС на р. Нижняя Тунгуска, мощностью 12 ГВт и выработкой около 50 тВт·ч.

Суммарная мощность указанных гидроузлов Сибирского региона составляет 23765 МВт, среднеголетняя выработка электроэнергии 103,4 тВт·ч. Строительство этих гидроузлов позволит увеличить степень использования экономического потенциала Сибирского региона до 221,8 тВт·ч (57%).

Уже в настоящее время наблюдается и прогнозируется дефицит электроэнергии для разработки перспективных месторождений Восточной Сибири, замещения устаревшей угольной генерации на экологически чистую и повышения надежности энергоснабжения, создания опорного энергетического узла на Восточносибирском участке БАМа. Эти задачи должны быть решены до 2030–2035 гг. Поэтому в качестве первоочередных объектов гидрогенерации следует рассматривать Мокскую ГЭС с контррегулятором Ивановская ГЭС на р. Витим, Нижнебогучанскую и Мотыгинскую ГЭС на р. Ангара, Тельмамскую ГЭС на р. Мамакан, Крапивинскую ГЭС на р. Томь. Общая установленная мощность перечисленных ГЭС составляет 3860 МВт со среднегодовой выработкой около 15,5 тВт·ч электроэнергии.

Первоочередные ГЭС Энергозоны Востока. Дальневосточный Федеральный округ

Потенциал экономически эффективных гидроэнергетических ресурсов Дальнего Востока России составляет 294 тВт·ч (около 35% от общероссийского). В этом регионе гидроэнергетические ресурсы, в основном, сосредоточены в бассейнах рек Лена, Амур, Колыма. Освоение экономического потенциала рек Дальневосточного региона составляет всего 8%. Размещение действующих и перспективных ГЭС Дальневосточного региона показано на карте (рис. 3).

Значительный потенциал сосредоточен в Южно-Якутском регионе республики Саха-Якутия, в том числе на притоках Тимптон, Учур и Мая реки Алдан, крупнейшего притока р. Лена. Суммарная мощность перспективных гидроузлов Дальневосточного региона составляет 12,5 ГВт [4], среднемноголетняя выработка электроэнергии – 53,4 тВт·ч. Строительство этих гидроузлов позволит увеличить степень использования экономического потенциала Дальневосточного региона до 77 тВт·ч с 8 до 26% экономического энергопотенциала.

Как и для энергозоны Сибири, наблюдается и прогнозируется дефицит энергоснабжения энергозоны Востока для замещения устаревшей угольной генерации на экологически чистую, покрытия перспективных нагрузок ОЭС Востока и повышения ее надежности, освоения минерально-сырьевых ресурсов Республики Саха (Якутия), энергоснабжения Восточного полигона БАМа. Кроме того, ряд гидроузлов на притоках р. Амур имеет важное значение для срезки пиков и снижения последствий катастрофических паводков, частота которых возросла в последнее время в среднем и нижнем течении р. Амур. Эти задачи также должны быть решены до 2030–2035 гг. Поэтому в качестве первоочередных объектов гидроэнергетики следует рассматривать Гилюйскую и Селемжинскую ГЭС на притоках р. Зeya, Нижне-Зейскую ГЭС на р. Зeya, Нижне-Ниманскую ГЭС р. Бурей – притоках реки Амур, Дальнереченские ГЭС на притоках р. Уссури, Канкунская и Нижне-Тимптонская ГЭС на р. Тимптон в Республике Саха (Якутия). Общая установленная мощность перечисленных ГЭС составляет 3490 МВт со среднегодовой выработкой около 14 тВт·ч электроэнергии.

Энергозоны Европейской части Российской Федерации

Экономически целесообразный к использованию гидроэнергетический потенциал Европейской части РФ в виде средних и малых ГЭС сосредоточен в регионах Северного Кавказа, Республики Карелия, Мурманской области и в Предуралье, а также в ряде других регионов Европейской части в виде малых ГЭС на существующих водохранилищах тепловых и атомных электростанций, водохранилищах неэнергетического назначения. При продлении Программы ДПМ ВИЭ с реализацией проектов за пределами 2029 г., могут быть реализованы более 20 проектов МГЭС с общей установленной мощностью более 500 МВт. Для реализации проектов

средних по мощности ГЭС (от 50 до 500 МВт установленной мощности) требуется изменения нормативно-правового регулирования этого вида хозяйственной деятельности, как и для объектов гидроэнергетики Сибири и Дальнего Востока.

Создание новых ГАЭС в ЕЭС России

Особого внимания и обсуждения требует вопрос создания мощностей гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) на территории Европейской части России. ГАЭС – особый участник энергосистемы, позволяющий накапливать и сохранять электроэнергию (в виде потенциальной энергии воды в верхнем аккумулирующем бассейне после ее закачки из нижнего аккумулирующего бассейна) и вырабатывать электроэнергию тогда, когда это требуется энергосистеме (пропуск воды через гидротурбины при ее перетоке из верхнего бассейна в нижний). Это самый эффективный, экологичный, промышленно отработанный и развитый способ накопления электроэнергии, он относится к низко-углеродной генерации и способствует снижению воздействия на окружающую среду.

Наибольшая неравномерность суточных и сезонных графиков электрической нагрузки складывается в ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада, так как в этих энергообъединениях происходит наложение низких коэффициентов неравномерности графиков электрической нагрузки на небольшой удельный вес гидроэнергетических объектов в структуре энергомощностей. Кроме того, напряженная ситуация в последнее время складывается в ОЭС Юга и в Крыму вследствие активной реализации в рамках программы ДПМ ВИЭ проектов солнечной и ветровой генерации, которые к суточной неравномерности графика усиливают сезонную и добавляют «погодную» составляющие.

Для обеспечения высокого качества, надежности энергоснабжения и рациональных режимов работы электростанций доля специальных маневренных установок в крупных энергосистемах должна составлять не менее 20–25% общей мощности парка электростанций. В ЕЭС это условие не соблюдается. Удельный вес ГЭС в структуре мощностей энергосистем европейской части России составляет в среднем всего 12% (с учетом ПГУ и ГТУ порядка 14%) и недостаточен для покрытия неравномерной части графиков электрической нагрузки. Наличие ГАЭС позволяет обеспечить:

- регулирование баланса мощности, в том числе оперативное замещение мощности ВИЭ;

- сглаживание дисбалансов производства и потребления электроэнергии в суточном и сезонном графиках;
- оперативное резервирование мощности;
- компенсацию реактивной мощности, использование ГАЭС в аварийных и послеаварийных режимах ЕЭС;
- снижение величины перетоков по транзитным ЛЭП и потерь в сетях;
- снижение потребности в привлечении к регулированию ТЭС и сокращение их работы на технологическом или техническом минимуме;
- отказ от создания маневренных мощностей на базе ГТУ, особенно в условиях импортозамещения и обеспечения энергетической безопасности;
- улучшение показателей ТЭС и АЭС (отсутствие необходимости разгрузки энергоблоков, снижение затрат на топливо);
- компенсацию неравномерности выработки электроэнергии ВИЭ.

В таблице 3 приведен перечень новых ГАЭС с распределением в зависимости от их приоритетности.

Таблица 3

№	Наименование объекта	Субъект РФ	Установленная мощность, МВт	Кап. вложения, млрд руб.	Срок стр-ва
1	Ленинградская ГАЭС	Ленинградская область	1170 МВт турбинный режим / 1338 МВт насосный режим	87,1	8
2	Центральная ГАЭС	Тверская область	1-я очередь: 1300 МВт турбинный режим / / 1365 МВт насосный режим 2-я очередь 1300 МВт турбинный режим / / 1335 МВт насосный режим	267,7	8
3	Лабинская ГАЭС	Краснодарский край	1-я очередь 300 МВт турбинный режим / / 330 МВт насосный режим 2-я очередь 300 МВт турбинный режим / / 330 МВт насосный режим	49,5	5
4	Балаклавская ГАЭС	Крым	330 МВт турбинный режим / / 400 МВт насосный режим	49,5	5
5	Приморская ГАЭС	Приморский край	1-я очередь 600 МВт турбинный режим / / 662 МВт насосный режим 2-я очередь 400 МВт турбинный режим / / 440 МВт насосный режим	83,3	6
6	Загорская ГАЭС-2	Московская область	840 МВт турбинный режим / / 1000 МВт насосный режим	76,0	18
ИТОГО			6540 турбинный режим / 7230 насосный режим	613,4	

Меры поддержки для реализации проектов ГЭС и ГАЭС

В Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г., утвержденной Распоряжением Правительства РФ 9 июня 2020 г. №1523-р., сформулированы основные проблемы и факторы риска в гидроэнергетике, к которым относятся: длительные сроки строительства объектов гидроэнергетики, неурегулированность правового статуса водохранилищ для целей гидроэнергетики, растущие затраты на обеспечение безопасности гидротехнических сооружений, отсутствие механизма возврата инвестиций в строительство новых объектов гидроэнергетики.

Для повышения привлекательности гидроэнергетики как возобновляемого, безтопливного и низко-углеродного источника электроэнергии, имеющего длительный цикл эксплуатации (более 100 лет), может быть предложен целый ряд мер поддержки, снижающие и хеджирующие указанные выше проблемы и риски в гидроэнергетике.

Во-первых, необходимо на законодательном уровне урегулировать правовой статус водохранилищ при строительстве крупных и средних ГЭС, а также ГАЭС. Затраты на создание водохранилища составляют от 10 до 15% и исходя из логики законодательства РФ, строительство водохранилищ должно финансироваться из Федерального бюджета.

Во-вторых, для ГЭС и ГАЭС должен быть задействован механизм гарантированного возврата инвестиций с установленной доходностью в цене на мощность (аналог ДПМ) с дополнительными мерами поддержки для снижения стоимостной нагрузки на потребителей электроэнергии. Такой механизм уже реализуется на практике для объектов тепловой генерации в неценовых зонах и показал свою состоятельность. Внедрение этого механизма требует внесения изменений в ФЗ № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», изменений в Постановления Правительства «Правила общего рынка электрической энергии и мощности» и ПП «Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», а также новых ПП для фиксации перечня объектов ГЭС и ГАЭС, подлежащих строительству, и утверждению экономических параметров (капитальных затрат) этих объектов.

В ценовых зонах может быть применен механизм, обеспечивающий окупаемость и возврат инвестиций через дополнительную надбавку к тарифу. При этом, учитывая длительные сроки и высокие стоимости строительства в механизме гарантий возврата инвестиций должны быть преду-

смотрены: базовая норма доходности 10–12%, срок возврата инвестиций 30–35 лет, фиксация цены на электроэнергию и/или мощность в Постановлении Правительства РФ.

В-третьих, существенной мерой поддержки будет являться возможность привлечения заемного капитала по льготной ставке 4–5% (при актуальной на момент написания статьи ставке ЦБ РФ в 9,5%) с заключением соглашения об учете в тарифе процентов по кредиту. Для привлечения льготного финансирования могут быть привлечены ВЭБ или иные банки развития.

Указанные выше параметры мер поддержки могут обеспечить до 80–85% окупаемости проектов ГЭС и ГАЭС. Для ГЭС следует также рассмотреть такие меры, как налоговые преференции при условии достижения экономии в тарифе (по налогу на имущество и региональной части налога на прибыль) на 15–20 лет; продажа «зеленных» сертификатов; концессионные соглашения на гидротехнические сооружения сроком до 20 лет, как дополнительная плата за инфраструктурные эффекты (противопаводковые, транспортные и др.).

Для ГАЭС, как специфического объекта гидрогенерации, оказывающего системные услуги, могут быть рассмотрены такие меры, как особые тарифы на закачку воды в верхний аккумулирующий бассейн, вплоть до «обнуления» тарифа на э/э в насосном режиме; освобождение от платы за водопользование; освобождение от платы за услуги сетевых компаний.

Литература

1. Программа развития гидроэнергетики России до 2030 года и перспективу до 2050 года. (Отчет о НИР по лоту № 1-ИА-2014 ДНТР ПАО «РусГидро»). – М; 2015.

2. Исследование и разработка проекта интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки. (Отчет о НИР по лоту № 2-ИА-2014 ДНТР ПАО «РусГидро»). – М; 2015.

3. Основные положения Программы развития гидроэнергетики России до 2030 г. и на перспективу до 2050 г. / Б.Б. Богуш, Р.М. Хазиахметов, В.В. Бушуев и др. // Энергетическая политика. – 2016. – № 1. – С. 3–19.

4. Беллендир, Е.Н. Невостребованный экономический гидропотенциал России / Е.Н. Беллендир, Е.И. Ваксова, С.В. Тулянкин // Энергетическая политика. – 2016. – № 1. – С. 50–57.

РАЗВИТИЕ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ В ПЕРСПЕКТИВЕ ДО 2050 ГОДА В РОССИИ: ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Илюшин П.В.,

д.т.н., руководитель Центра интеллектуальных
электроэнергетических систем и распределенной энергетики
Института энергетических исследований Российской академии наук

Введение

В настоящее время в большинстве стран мира осуществляется «энергетический переход», который подразумевает создание цифровой децентрализованной малоуглеродной энергетической инфраструктуры.

При этом возникает новый тип электроэнергетических систем с распределенными энергоресурсами (ЭЭС РЭР) – сложные гетерогенные объекты с централизованными/децентрализованными системами автоматического управления (САУ), в которые интегрируются электроприемники потребителей (в том числе управляемая нагрузка), объекты распределенной генерации (РГ) на возобновляемых (ВИЭ) и невозобновляемых первичных и вторичных энергоресурсах, а также системы накопления электроэнергии (СНЭЭ). Эти объекты насыщаются как техническими (новые виды оборудования и средств автоматизации), так и организационными (новые виды услуг и моделей рынка) инновациями.

По оценкам Международного энергетического агентства, распределенная энергетика (РЭ) в мире может обеспечить до 75% новых подключений потребителей и потребностей в увеличении мощности уже существующих в централизованных зонах электроснабжения в перспективе до 2030 г.

Основными технологическими особенностями ЭЭС РЭР являются:

- существенное изменение структуры генерирующих мощностей, с увеличением доли ВИЭ, включая микрогенерацию, и СНЭЭ;
- уменьшение единичных мощностей генерирующих установок (ГУ), что приводит к увеличению скорости протекания электромеханических переходных процессов (малые значения механических постоянных инерции), при значительном увеличении их количества;

- создание на базе объектов РГ, которые интегрируются в распределительные сети среднего напряжения, объектов РЭ (локальных интеллектуальных энергосистем – ЛИЭС) для электро-, тепло- и холодоснабжения (при необходимости) потребителей;
- многообразие схемно-режимных ситуаций и скорости их изменения, приводящее к невозможности визуального распознавания режимов и ручного управления ими (нестационарность выработки электроэнергии ВИЭ);
- значительное снижение величины оперативного резерва мощности на традиционных электростанциях, что требует применения при реконструкции ТЭС пиковых высокоманевренных газотурбинных установок, а также СНЭЭ, для участия в нормированном первичном регулировании частоты;
- потоки мощности в сетях становятся реверсивными (из магистральных сетей в распределительные и обратно), в зависимости от режимов генерации и электропотребления в узлах нагрузки;
- интеграция РЭР осуществляется в основном в распределительные сети среднего (6–35 кВ) и низкого (0,4 кВ) напряжения, приближая узлы генерации к узлам электропотребления, что снижает перетоки мощности по магистральным сетям, а также технологические потери при передаче электроэнергии;
- повышение гибкости и живучести за счет возможности изменения конфигурации сети (автоматические пункты секционирования – реклоузеры; дополнительные коммутационные аппараты; средства автоматизации и др.);
- широкое применение децентрализованных САУ при создании виртуальных электростанций и других технических решений на базе технологии Smart Grid (наногрид, микрогрид, мультимикрогрид, минигрид);
- возможность работы энергорайонов с РЭР, как в режиме параллельной работы с ЕЭС России, так и в островном режиме, что требует наличия многопараметрической делительной автоматики, системы автоматической синхронизации, а также реализации автоматического пуска энергорайонов «с нуля» из холодного/ горячего состояний, начиная с пуска резервного источника электроснабжения;
- массовое внедрение интеллектуальных устройств с локальными САУ, которые могут вступать в конфликт с другими САУ, в том числе верхнего уровня;

– изменение модели поведения потребителей, которые становятся просьюмерами, активно влияющими на режимы работы энергосистем за счет управления собственным электропотреблением по сигналам рынка;

– отклонение показателей качества электроэнергии (ПКЭЭ), связанное с широким внедрением устройств силовой электроники (ВИЭ; частотно-регулируемый привод; выпрямительные зарядно-подзарядные агрегаты; средства компенсации реактивной мощности; источники бесперебойного питания);

– высокие требования потребителей к надежности внешнего электроснабжения (глубине и длительности провалов/прерываний напряжения), обусловленные массовым внедрением чувствительных технологических линий.

Распределительные сети среднего и низкого напряжения в России находятся либо в зоне ремонтно-эксплуатационного обслуживания распределительных сетевых компаний (РСК), большая часть из которых входит в ПАО «Россети», либо территориальных сетевых организаций (ТСО), имеющих различных собственников, включая муниципальные образования. Часть РЭР интегрируется в сети внутреннего электроснабжения промышленных и коммерческих потребителей. Кроме того, РЭР функционируют в составе удаленных изолированных энергорайонов, например, на Крайнем Севере и Дальнем Востоке страны для обеспечения надежного электроснабжения всех видов потребителей.

Если изолированный (автономный) режим работы энергорайона с РЭР, как правило, не изменяются в пределах срока эксплуатации, то выделение энергорайона в островной режим может происходить преднамеренно/ непреднамеренно в любой момент времени. Это требует реализации специализированных алгоритмов управления в САУ генерирующих установок и САУ энергорайона.

Учитывая изложенное, в ЭЭС РЭС должны изменяться принципы построения и алгоритмы функционирования устройств релейной защиты (РЗ), противоаварийной (ПА) и режимной автоматики (РА), а также САУ. Требуется корректировка принципов планирования и ведения режимов, прогнозирования, оптимизации, и др., так как только в этом случае возможно обеспечить надежное функционирование ЭЭС РЭР и электроприемников потребителей. В противном случае возможно возникновение аварий, в том числе каскадного типа, с повреждением генерирующего и электросетевого оборудования и массовыми нарушениями электроснабжения потребителей.

Для реализации изменений требуется корректировка нормативно-правовых актов (НПА) и нормативно-технических документов (НТД), регулирующих вопросы проектирования и функционирования ЭЭС РЭР.

Существующее положение и проблемные вопросы

По экспертным оценкам суммарный объем распределенной генерации в России, включая резервные источники электроснабжения, составляет около 22–23 ГВт, т.е. 9,5–10% от суммарной величины генерирующих мощностей в ЭЭС России. Из них около 8,5–9 ГВт расположены в изолированных энергорайонах, а 13,5–14 ГВт в централизованной зоне электроснабжения.

Развитие РГ в России, как правило, не связано с диверсификацией бизнеса, а является вынужденной мерой для снижения себестоимости энергоснабжения, повышения конкурентоспособности продукции и обеспечения надежного электроснабжения. Тарифы на электроэнергию и надежность электроснабжения в ряде субъектов РФ не позволяет энергоемким и технологически сложным производствам развиваться и устойчиво функционировать. Такое положение является следствием накопившихся в электроэнергетике проблем: большие потери электрической/тепловой энергии, наличие перекрестного субсидирования, увеличение финансовой нагрузки на потребителей оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) из-за заключения договоров о предоставлении мощности (ДПМ) и ДПМ ВИЭ, высокие операционные издержки в субъектах электроэнергетики, низкие КПД и КИУМ генерирующего оборудования на традиционных электростанциях, низкая загрузка электросетевого оборудования и др., а также недостатками системы централизованного электроснабжения.

Развитие РГ промышленными и коммерческими потребителями в России носит малоуправляемый, слабо регулируемый и плохо прогнозируемый характер. Это приводит к негативным последствиям, не позволяющим извлекать позитивные локальные и системные технико-экономические эффекты для субъектов РФ, субъектов электроэнергетики, а также потребителей.

Параллельная работа объектов РГ (РЭ) с ЭЭС позволяет выдавать избытки электроэнергии, обеспечивать прямые пуски крупных электродвигателей в сети внутреннего электроснабжения, а также работу электроприемников при аварийном отключении объектов РГ или отдельных генерирующих установок.

До конца 2024 г. в России должны быть введены в эксплуатацию ветровые (ВЭС) и солнечные электростанции (СЭС) с установленной мощностью 5,28 ГВт. При этом в ЕЭС России доля ВИЭ составит около 2% от суммарной установленной мощности генерирующего оборудования (в некоторых энергосистемах – 15%) и около 0,8% от общего объема выработки электроэнергии. Программой ДПМ ВИЭ 2.0 в 2025–2035 гг. запланировано дополнительно ввести в эксплуатацию около 6,7 ГВт на ВЭС и СЭС.

Развитие микрогенерации (до 15 кВт) в России идет незначительными темпами, что обусловлено процедурными сложностями при технологическом присоединении и заключении договоров на продажу излишков выработанной электроэнергии, а также низкой стоимостью покупки этих излишков.

Неуправляемый рост объемов РЭР в ЭЭС (отсутствие или недостаточность технических требований к интеграции и функционированию) может стать угрозой для их устойчивого и надежного функционирования. Проблемы интероперабельности разнородных САУ РЭР, пробелы в НПА и НТД, уязвимости перед кибератаками и мошенничеством, финансовое положение малого и среднего бизнеса, а также бытовых потребителей, сдерживает массовое развитие РЭР.

В России производятся газотурбинные (ГТУ), газопоршневые (ГПУ) и дизельные (ДГУ) генерирующие установки (ГУ), как отечественных разработок, так и по лицензиям зарубежных фирм. Российским производителям следует продолжать работу по совершенствованию конструкций ГУ и технологии их производства для достижения величины ресурса, показателей надежности и экономичности, сопоставимых с зарубежными аналогами.

Выпуск генерирующего оборудования для ВИЭ (ВЭС, СЭС) освоен в России частично, как на базе отечественных инновационных разработок, так и по лицензии зарубежных фирм. Следует расширить линейку производимых ветроэнергетических установок (ВЭУ) современных конструкций, с учетом перспективных потребностей в них для объектов ВИЭ. Единичные мощности ВЭУ и их климатические исполнения следует определять на основании оценки ветропотенциала и перспективных мест размещения ВЭС в регионах России.

Электросетевое оборудование для технологического присоединения РЭР к распределительным сетям или сетям внутреннего электроснабжения в подавляющей степени обеспечено отечественными технологиями и производится российскими заводами-изготовителями.

Отечественными заводами-изготовителями не выпускается (частично выпускается) оборудование и программные комплексы для РЭР:

- полная линейка ГУ (ГТУ, ГПУ, ДГУ), а также ГУ в арктическом исполнении для решения перспективных задач, стоящих перед страной;
- полная номенклатура инверторных станций для ВЭС, СЭС и СНЭЭ с САУ, отвечающие современным и перспективным техническим требованиям для участия в управлении режимами в прилегающих сетях;
- инверторные преобразователи для объектов микрогенерации (до 15 кВт), реализующие технологию plug-and-play (обеспечение свободной интеграции новых участников рынка электроэнергетики на низком напряжении);
- двунаправленные зарядные станции для электромобилей с системами учета потребляемой/выдаваемой электроэнергии и мощности (участие в управлении режимами ЭЭС РЭР), а также программное обеспечение для выхода на розничный рынок электрической энергии и мощности;
- современные аккумуляторные батареи для СНЭЭ, имеющие улучшенные удельные массогабаритные и энергетические характеристики, а также стоимостные показатели;
- оборудование для создания передач постоянного тока на среднем и низком (до 1 кВ) напряжении, а также сетей постоянного тока в домохозяйствах, в том числе технологические и бытовые электроприемники постоянного тока;
- полная линейка многофункциональных цифровых устройств для реализации функций РЗ и ПА, обладающих возможностью дистанционного изменения уставок в режиме on-line, в зависимости от изменения схемно-режимных условий, без необходимости их вывода из работы и перезагрузки с усовершенствованными алгоритмами оценки параметров режима;
- программные комплексы для off-line расчетов электрических режимов (установившихся режимов, электромеханических и электромагнитных переходных процессов, оптимизации режимов, показателей качества электроэнергии и др.) в ЭЭС РЭР, использующие трехфазную модель сети;
- программно-аппаратные комплексы расчетов установившихся режимов и электромеханических переходных процессов в ЭЭС РЭР в режиме on-line;

– программные комплексы автоматического расчета и согласования уставок в режиме on-line для децентрализованной многопараметрической РЗ относительной селективности;

– САУ нормальными и послеаварийными режимами для распределительных сетей, в которых функционируют РЭР различных видов.

Развитие РЭР позволяет решить следующие актуальные задачи:

– поэтапное достижение углеродной нейтральности к 2060 г. (снижение до нуля выбросов углекислого газа), что требует поддержания баланса между объемами выбросов и их удаления, в том числе за счет компенсации;

– достижение снижения энергоемкости внутреннего валового продукта на 60% от исходного значения за счет повышения энергоэффективности и энергосбережения для высвобождения объемов ископаемого топлива;

– удовлетворение потребностей потребителей в необходимых видах энергии в требуемых объемах и по приемлемым ценам, а также обеспечение надежности, доступности и безопасности энергоснабжения;

– преобразование большого количества муниципальных отопительных котельных (более 75 тыс.) в мини-ТЭЦ на базе когенерационных установок с их интеграцией в распределительные сети;

– необходимость наличия достаточного оперативного резерва мощности при массовом внедрении ВИЭ без СНЭЭ (негарантированная мощность), что возможно обеспечить за счет применения высокоманевренных ГТУ, ГПУ;

– предотвращение перегрузок электросетевого оборудования при аварийном отключении ВИЭ или их разгрузке по погодным условиям;

– минимизация отклонений показателей качества электроэнергии при массовом внедрении ВИЭ и других устройств с силовыми преобразователями при повышении требований к качеству электроэнергии со стороны потребителей;

– обеспечение возможности технологического присоединения двунаправленных зарядных станций для электромобилей в домохозяйствах и на организованных автомобильных стоянках (в торговых и офисных центрах);

– разгрузка распределительных сетей при точечной застройке многоэтажными зданиями центров крупных городов и мегаполисов, а также при реализации программ реновации жилья;

– смягчение деформации типовых графиков нагрузки в виде увеличения размера «утинового клюва» (глубокий провал в дневные часы) из-за широкого внедрения СЭС и микрогенерации.

Развитие РЭР позволяет эффективно, с учетом технико-экономических показателей, решать поставленные задачи, в том числе за счет создания ЛИЭС.

Наличие регуляторных барьеров препятствует технологическому присоединению всех видов РЭР к распределительным сетям, поэтому необходимо внесение изменений и корректировок в действующие НПА и НТД.

Мероприятия по снятию регуляторных барьеров для развития РЭР

1. *Скорректировать критерии наличия технической возможности для технологического присоединения РЭР к распределительным сетям.*

В разделе 3, п. 28 Постановления Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 определены следующие критерии наличия технической возможности для технологического присоединения:

- сохранение условий электроснабжения (категории надежности электроснабжения; качества электроэнергии) других потребителей, которые на момент подачи заявки заявителя присоединены к электрическим сетям, а также неухудшение условий работы объектов электроэнергетики;
- отсутствие ограничений на максимальную мощность электросетевых объектов, к которым планируется технологическое присоединение;
- отсутствие необходимости реконструкции или расширения (сооружения новых) электросетевых объектов смежных сетевых организаций либо строительства (реконструкции) генерирующих объектов для удовлетворения потребности заявителя;
- обеспечение в случае технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя допустимых параметров режима энергосистемы, в том числе с учетом нормативных возмущений.

В этих условиях обеспечить недискриминационный доступ РЭР невозможно. На основании указанных пунктов практически по любой заявке можно сделать заключение об отсутствии технической возможности для технологического присоединения и осуществить его по индивидуальному проекту. Региональная энергетическая комиссия в этом случае установит величину платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту, которая в реальных условиях превышает, часто кратно, стоимость строительства РЭР.

2. Пересмотреть принципы территориально размещения ВИЭ и их учета в схемах и программах перспективного развития электроэнергетики (СиПРЭ) субъектов РФ.

В настоящее время выбор места сооружения ВИЭ осуществляется собственником ВЭС или СЭС, что приводит к значительным сложностям при их технологическом присоединении, особенно в случае, если их установленная мощность превышает 5 МВт. В ряде случаев в месте сооружения ВЭС и СЭС вообще отсутствуют распределительные сети напряжением 35–110 кВ, к которым возможно осуществить технологическое присоединение ВИЭ.

Так как строительство ВИЭ, в основном, осуществляется в рамках механизма ДПМ ВИЭ, то выбор оптимальных мест их размещения должен производиться с учетом следующих факторов:

- возможность реализации технологического присоединения без проведения массовой (со значительными затратами) реконструкции прилегающих электросетевых объектов (линий электропередачи – ЛЭП; подстанций);

- в энергосистеме имеется достаточный оперативный резерв мощности и генерирующие установки/СНЭЭ, с требуемыми маневренными характеристиками для компенсации нестационарности выработки электроэнергии ВИЭ, или достаточный запас по пропускной способности ЛЭП в сечении;

- имеются возможности управления электрическими режимами в энергосистеме без отключения нагрузки устройствами ПА при внезапном отключении (разгрузке) ВИЭ по любой причине.

Документом, в котором собрана информация о развитии сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, является СиПРЭ, который разрабатывается и утверждается в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 17.10.2009 г. № 823. Учитывая, что СиПРЭ разрабатываются на пятилетний срок (с ежегодной актуализацией), то включение ВИЭ в СиПРЭ позволит обеспечить их быстрое и эффективное технологическое присоединение при минимальных затратах для потребителей.

3. Разработать НПА и НТД для обеспечения работы СНЭЭ, включая электротранспорт, в энергосистемах и участие в рынке системных услуг.

Увеличение доли ВИЭ оказывает существенное влияние на энергосистемы, в т.ч. в виде увеличения скорости протекания переходных процессов из-за снижения величины эквивалентной постоянной инерции.

Перспективные режимно-балансовые условия одновременно характеризуются наличием периодов с крутыми приростами нагрузки на коротких интервалах времени, а также профицитом генерации, что требует наличия высокоманевренных мощностей.

Это создает условия для применения в энергосистемах СНЭЭ, обладающих необходимыми динамическими характеристиками, за счет применения методов и механизмов рынка системных услуг. Основным проблемным аспектом остается ограниченная величина энергоемкости СНЭЭ (высокая стоимость), лимитирующая длительность выдачи активной мощности и, следовательно, возможность участия в оказании системных услуг.

В НПА и НТД следует предусмотреть учет технических характеристик СНЭЭ (время отклика; длительность выдачи мощности), возможности функционирования как в режиме выдачи, так и потребления электроэнергии, а также их привлечения к управлению режимами энергосистем.

Необходимо осуществить разработку экономических механизмов стимулирования собственников электромобилей за возможность привлечения их батарей к управлению режимами в энергосистеме.

4. *Стимулировать создание объектов распределенной энергетики (РЭ) – локальных интеллектуальных энергосистем (ЛИЭС).*

В настоящее время в отечественных НПА и НТД не делается различий между объектами РГ и РЭ, хотя они существенны. Объект РЭ создается на базе объекта(-ов) РГ, в том числе ВИЭ, и включает в себя, помимо управляемой нагрузки, СНЭЭ (при необходимости), внутренние тепловые и электрические сети, а также единую интеллектуальную САУ. Объект РЭ осуществляет электро-, тепло- и холодоснабжение (при необходимости) потребителей, которые находится в непосредственной близости, и функционирует на генераторном (среднем) напряжении. В нормальном режиме ЛИЭС работает на принципах самобаланса по электрической и тепловой мощности (энергии), выдавая во внешнюю сеть или потребляя из нее только излишние/недостающие объемы.

Объединение объектов РЭ (ЛИЭС) на параллельную работу с региональными энергосистемами позволяет без затрат со стороны распределительных сетевых компаний обеспечить надежное электроснабжение потребителей. Это возможно, так как объекты РЭ (ЛИЭС) могут выделяться в островной режим работы и функционировать в нем, пока в распределительных сетях фиксируются аварийные или послеаварийные режимы.

В состав объектов РЭ (ЛИЭС) могут и должны интегрироваться как ВИЭ (СЭС и ВЭС), так и СНЭЭ. Как показывают многовариантные расчеты режимов, суммарная мощность ВИЭ в составе объекта РЭ (ЛИЭС) может составлять 25–40% от установленной мощности объекта РГ. Это позволяет существенно снизить выбросы углекислого газа в атмосферу, обеспечить компенсацию нестационарности выработки электроэнергии ВИЭ и минимизацию негативного влияния на электросетевое оборудование за счет применения в составе объекта РЭ (ЛИЭС) СНЭЭ и специального управления выдачей мощности объекта(-ов) РГ на базе которого(-ых) создан объект РЭ.

В настоящее время объекты РГ и РЭ, как правило, работают без выдачи мощности в распределительные сети, так как данное требование включено в технические условия на технологическое присоединение. Целесообразно снять запрет на выдачу излишков электроэнергии, что позволит собственникам объектов РЭ получать экономию от снижения расхода газа до 10–15% (стабильный график загрузки генерирующих установок при максимальном КПД), а распределительным сетевым компаниям минимизировать затраты на приобретение электроэнергии для компенсации технологических потерь, приобретая ее по более низкой цене, чем у гарантирующего поставщика.

Требуется снять нормативные ограничения на мощность объектов РГ в составе объектов РЭ (ЛИЭС), оставив ограничение на величину перетока мощности из энергосистемы в ЛИЭС и обратно на уровне 25 МВт, так как эта величина определяет степень их влияния на режимы работы энергосистем.

Учитывая значительные различия между объектами РГ и РЭ, следует приветствовать интеграцию в распределительные сети объектов РЭ, которые позволяют решать целый ряд системных задач. Однако требования к технологическому присоединению объектов РЭ (ЛИЭС), а точнее объединению на параллельную работу, и их функционированию в составе энергосистем не отличаются от тех, которые предъявляются к объектам РГ. Данное положение требует пересмотра НПА и НТД для выделения объектов РЭ в отдельный вид.

Требуется внесение изменений и дополнений в Федеральные законы и Постановления Правительства Российской Федерации:

– от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» с целью исключения требования по разделению энергетического бизнеса по видам дея-

тельности (генерация; передача; продажа электроэнергии) внутри объектов РЭ (ЛИЭС), работающих в составе ЕЭС России для снижения операционных расходов и повышения оперативности принятия управленческих решений;

– от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с целью введения требования по обязательному рассмотрению вариантов теплоснабжения потребителей с использованием технологий распределенной энергетики при разработке схем теплоснабжения населенных пунктов;

– от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» с целью включения информации по объектам РГ для оптимизации затрат на сооружение электросетевых объектов и усиления конкуренции на розничных рынках электроэнергии;

– от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» с целью включения в схемы теплоснабжения муниципальных образований информации об объектах РЭ для определения: где, сколько, какой мощности и когда нужно вводить объектов РЭ для повышения доступности и надежности теплоснабжения потребителей.

5. Стимулировать развитие системы национальной стандартизации в области распределенной генерации (энергетики), включая ВИЭ.

Развитие национальной стандартизации должно сделать процесс технологического присоединения РЭР к распределительным сетям полностью прозрачным для всех участников, а также обеспечить их надежную, эффективную и безопасную работу в составе энергосистем.

Национальные стандарты, в соответствии Федеральным законом «О стандартизации в Российской Федерации» от 29.06.2015 г. № 162-ФЗ, применяются на добровольной основе, однако исполнение требований ГОСТ Р становится обязательным для производителей продукции и/или исполнителей в случае ссылок на них в НПА отраслевого или федерального уровня.

В настоящее время действующих ГОСТ Р по направлению РГ и РЭ недостаточно для решения вопросов на всех стадиях жизненного цикла оборудования. Большинство действующих ГОСТ Р по тематике РЭР являются переводами стандартов МЭК, которые плохо адаптированы к особенностям отечественной электроэнергетики. По актуальным направлениям стандартизации применительно к РЭР документы вообще отсутствуют. Требуется развитие стандартизации по тематике РЭР, а также эффективное использование механизма ссылок на ГОСТ Р в НПА разных уровней.

Перечень научно-технических задач для содействия развитию РЭР

1. *Разработка новых принципов построения распределительных сетей низкого и среднего напряжения для обеспечения свободной интеграции РЭР и методических указаний по их проектированию.*

Требуется разработка методических указаний по проектированию сетей среднего и низкого напряжения, что обусловлено необходимостью управления ими как единым объектом. При разработке методических указаний необходимо предусмотреть использование следующих принципов и технических решений:

– гексагональная структура сети среднего напряжения (питание узлов от трех ветвей) при необходимости обеспечения высокой структурной надежности с целью электроснабжения ответственных электроприемников, интеграции мини-ТЭЦ и других объектов РГ и РЭ (ЛИЭС);

– новое строительство и реконструкцию подстанций следует производить с учетом обеспечения отдельного питания (от разных ячеек) социально-значимой и особо ответственной нагрузки (I и II категория надежности) и прочей (III категория). Это обусловлено необходимостью повышения надежности электроснабжения потребителей I и II категории надежности, а также реализации разгрузки энергосистемы без их погашения;

– широкое внедрение автоматических пунктов секционирования (реклоузеров) и дополнительных коммутационных аппаратов с целью обеспечения живучести сети в различных схемно-режимных ситуациях (переконфигурирование для локализации места повреждения; обеспечение надежного электроснабжения максимального числа потребителей);

– массовое применение САУ нормальными и послеаварийными режимами распределительных сетей;

– использование в качестве датчиков для устройств РЗ и ПА, а также САУ малогабаритных устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ), позволяющих на основе синхровекторов тока и напряжения рассчитывать необходимые параметры для каждого присоединения и всей сети;

– применение в сетях для реализации функций РЗ и ПА многофункциональных цифровых устройств с возможностью дистанционного изменения уставок в режиме on-line, в зависимости от изменения схемно-режимных условий, без необходимости их вывода из работы и перезагрузки;

– совмещение функции РЗ, ПА и РА в одних многофункциональных цифровых устройствах нижнего уровня, в которых должны быть реализованы усовершенствованные алгоритмы оценки параметров режима, а также алгоритмы автоматики, адаптированные к сетям с РЭР;

– применение инверторных преобразователей для объектов микрогенерации (до 15 кВт), реализующих технологию plug-and-play.

2. Формирование отечественных технических требований к объектам РГ и РЭ для их технологического присоединения к распределительным сетям.

Технические требования (ТТ) к объектам РГ должны в себя включать:

– требования к надежной работе ГУ при отклонениях частоты в сети (диапазоны изменений частоты и длительности);

– требования к надежной работе ГУ при медленных изменениях и кратковременных провалах напряжения (допустимые величины и длительности);

– требования к ПКЭЭ в точке общего присоединения;

– требования к допустимой величине токов подпитки мест КЗ;

– требования по организации выделения в основной режим с нагрузкой и обеспечение надежного функционирования до синхронизации с сетью (при необходимости);

– требования по оснащению устройствами РЗ, ПА и РА, автоматической синхронизации, средствами измерения и учета электроэнергии;

– требования по оснащению средствами связи и передачи данных для дистанционного управления и других задач;

– требования по предоставлению верифицированных математических моделей ГУ (технических характеристик) для расчетов установившихся режимов, переходных процессов и токов КЗ.

Прямое копирование технических требований других стран недопустимо. Технические требования к объектам РГ должны быть сформированы по пакетному принципу, с учетом особенностей ГУ объектов РГ, режимов работы распределительных сетей, в которые они интегрируются, и ЕЭС России.

Технические требования к объектам РГ мощностью до 0,5–1 МВт, которые подключаются к сетям 0,4 кВ целесообразно структурировать:

– ТТ к объектам микрогенерации мощностью до 15 кВт вне зависимости от типа (реализовать в инверторных преобразователях);

– ТТ к СЭС, мощностью от 15 кВт до 0,5–1 МВт;

– ТТ к ВЭС, мощностью от 15 кВт до 0,5–1 МВт;

– ТТ к тепловым электростанциям, мощностью от 15 кВт до 0,5–1 МВт.

Технические требования к объектам РГ при их присоединении к сетям среднего напряжения мощностью от 0,5–1 МВт до 5 МВт, а также к объектам РГ мощностью от 5 до 25 МВт целесообразно сформировать с аналогичной градацией по фотоэлектрическим, ветровым и тепловым электростанциям.

Создание коммунальных ЛИЭС позволяет снизить темпы роста тарифов на электрическую и тепловую энергию для бытовых и приравненных к ним потребителей, а также обеспечить доступность энергоснабжения. Необходима разработка принципов построения ЛИЭС различных типов на базе объектов РГ, а также методических рекомендаций по их проектированию и обоснованию.

3. Разработка принципов учета объектов РГ и РЭ в балансах мощности и электроэнергии в энергосистемах.

Необходимо учитывать объекты РГ и РЭ в процессе планирования балансов мощности и электроэнергии при доле их мощности в энергосистеме большей, чем величина погрешности прогноза.

Необходимость учета обусловлена:

– ростом погрешности прогноза балансов мощности и электроэнергии. Это связано с характером поступления первичных/вторичных энергоресурсов на объекты РГ и РЭ, показателями надежности ГУ, связанностью выработки электроэнергии с технологическими циклами, а также малыми постоянными времени изменения графиков нагрузки на уровне объектов РГ и РЭ;

– ростом погрешности прогноза графиков нагрузки, неконтролируемым изменением структуры генерации и ухудшению условий ее работы, а также набросам мощности на электросетевое оборудование из-за неучета (косвенного учета в составе нагрузки) объектов РГ и РЭ;

– снижением роли краткосрочного и возрастанием роли оперативного планирования, что приводит к заметной погрешности поддержания балансов;

– не учетом полного набора тарифных составляющих для нагрузок объектов РГ и РЭ, что ведет как к занижению сроков их окупаемости, а также формированию неправильной стратегии покрытия графиков нагрузки, что экономически неэффективно для энергосистемы.

Компенсация увеличивающейся погрешности прогноза графиков нагрузки при росте доли объектов РГ и РЭ возможна за счет сокращения зон контроля балансов, уменьшения диспетчерского (с 1 ч до 5–15 мин) и коммерческого интервалов, а также коррекции тарифных моделей.

Для определения влияния объектов РГ и РЭ на потоки мощности и потери электроэнергии недостаточно простого сведения балансов, тем более в сальдированной форме. Метод интегрального планирования энергоресурсов позволяет осуществлять выбор оптимальных параметров объектов РГ и РЭ для развития генерации с необходимыми для энергосистемы балансовыми свойствами при решении вопросов перспективного развития.

4. Разработка инверторных преобразователей для объектов микрогенерации (до 15 кВт), реализующих технологию plug-and-play.

Потенциал рынка микрогенерации на основе ВИЭ оценивается энергетическим центром «Сколково» в 11 ГВт (среднегодовая мощность с учетом КИУМ) или 86,5 ГВт (установленная мощность) с сосредоточением (67%) в Центральном, Южном и Приволжском федеральных округах.

Учитывая потенциальную емкость рынка инверторных преобразователей для микрогенерации, их разработка и изготовление на отечественных предприятиях позволит удовлетворить текущие и перспективные (на срок не менее 10–15 лет) потребности отечественного рынка в данном оборудовании.

5. Разработка двунаправленных зарядных станций для электромобилей с системами учета потребляемой и выдаваемой энергии и мощности, а также программного обеспечения для выхода на рынок системных услуг.

Международный опыт показывает, что электромобили способны обеспечить надежный резерв мощности для энергосистемы с малым временем отклика, а их работа в часы максимумов нагрузки не будет оказывать особого влияния на повседневную эксплуатацию электромобилей. Технология V2G (Vehicle-to-grid) даже при сравнительно небольшом количестве электромобилей позволит эффективно сглаживать краткосрочные колебания нагрузки.

На международном уровне рассматривается вопрос применения стандарта МЭК 61850-7-420 – «Коммуникационные сети и системы для автоматизации электроэнергетических предприятий» для задания алгоритмов управления электромобилями и зарядными станциями для выдачи мощности в сеть.

6. Разработка программного комплекса off-line расчетов электрических режимов с трехфазной моделью сети.

Известные отечественные программные комплексы (ПК) расчетов электрических режимов и устойчивости энергосистем используют однолинейную модель сети, в которой рассчитываются не фазные напряжения и токи, а только напряжения и токи прямой последовательности. Для расчетов режимов в сетях с РЭР следует использовать трехфазную модель сети.

В указанных ПК отсутствуют верифицированные модели ГУ объектов РГ, в том числе с силовыми преобразователями различных видов (ГТУ безредукторного исполнения; ВЭС, СЭС; СНЭЭ), которые бы учитывали как особенности инверторов (алгоритмы управления; уставки защиты), так и приводных двигателей. В этих ПК отсутствуют технические возможности для проведения гармонического анализа с контролем ПКЭЭ в узлах сети, а также для проведения вероятностного анализа, позволяющего выполнять расчеты режимов с учетом нестационарной выработки электроэнергии ВИЭ.

Точность результатов расчетов режимов зависит от корректности используемых моделей первичного, вторичного оборудования и адекватности применяемых ПК решаемым задачам, а, следовательно, правильности и обоснованности принятия основных технических решений по интеграции объектов РГ и РЭ в сети. В противном случае возможны излишние и ложные отключения ГУ, электросетевого оборудования, в том числе с их повреждением, а также отказы в срабатывании устройств РЗ и ПА.

7. Разработка программного комплекса расчетов установившихся режимов и переходных процессов в сетях с РЭР в режиме on-line.

Для повышения эффективности управления режимами распределительных сетей с большой долей РЭР необходимо в режиме on-line проводить расчеты установившихся, переходных и оптимизационных режимов.

До настоящего времени on-line расчеты электрических режимов использовались только в централизованных системах противоаварийной автоматики (ЦСПА). В ЦСПА второго поколения с алгоритмом I-ДО оценка устойчивости выполняется непосредственным расчетом по данным текущего режима, а выбор управляющих воздействий по условиям статической устойчивости и перегрузки по току, с использованием искусственных расчетных методов оценки устойчивости. К третьему поколению относятся ЦСПА с алгоритмом I-ДО, включающим выбор управляющих воздействий по условиям как статической, так и динамической устойчивости и использующим классические расчетные методы оценки устойчивости.

Данные программно-аппаратные комплексы, учитывая существенно большее количество контролируемых узлов и ветвей, не предназначены для расчетов режимов в распределительных сетях.

8. Разработка ПК автоматического расчета и согласования уставок в режиме on-line для децентрализованной многопараметрической РЗ относительной селективности в сетях с РЭР.

При организации РЗ в сетях с РЭР они делятся на локальные зоны защиты, покрывающие отдельные ее участки (воздушные и кабельные ЛЭП; шины; силовые трансформаторы; нагрузку и др.). При подключении к сети новых РЭР необходима корректировка параметров в настройках устройств РЗ. При выделении в островной режим могут возникать проблемы с селективностью устройств РЗ (ложные и излишние срабатывания), а также с чувствительностью (не выявленные повреждения; неаппаратные отказы) и недостаточным быстродействием. Следует обеспечить требуемый уровень чувствительности, селективности и быстродействия во всех режимах работы сети.

Адаптировать максимальную токовую защиту (МТЗ), применяемую массово в распределительных сетях, к изменению режимов возможно за счет оперативного изменения параметров настройки по величине тока срабатывания в сочетании с определением направления мощности КЗ. Это возможно либо посредством пересчета параметров настройки в режиме on-line (динамически, в расчетной модели сети), либо за счет переключения ранее выбранных групп уставок при изменении режима. Чем больше РЭР в сети, тем сложнее реализовать второй подход (величины токов КЗ существенно изменяются).

Для учета направления величины токов КЗ необходимо применять в сетях с РЭР цифровые устройства РЗ, которые обладают возможностью дистанционного изменения уставок в режиме on-line, без необходимости их вывода из работы и перезагрузки. В течение суток необходимо периодически проверять (уточнять) параметры настройки устройств РЗ на соответствие текущей конфигурации сети и режиму ее работы.

9. Разработка САУ нормальными и послеаварийными режимами для распределительных сетей с РЭР.

Существующие принципы и подходы не позволяют реализовать эффективное управление режимами распределительных сетей с РЭР, с учетом их особенностей, в различных схемно-режимных условиях с жесткими временными ограничениями.

САУ с нормальными и послеаварийными режимами распределительных сетей должны функционировать на бестерминальной основе на базе отечественных промышленных компьютеров, специализированного программного обеспечения отечественной разработки с протоколом обмена данных по требованиям МЭК 61850.

В САУ с нормальными и послеаварийными режимами сетей должно учитываться, что количество объектов управления значительно больше, чем в магистральных сетях, скорость развития нарушений нормально-го режима значительно выше, в связи с малыми значениями механических постоянных инерции ГУ, а реверсивные потоки мощности являются допустимыми.

10. *Разработка многофункциональных цифровых устройств с возможностью дистанционного изменения уставок функций РЗ в режиме *on-line* с усовершенствованными алгоритмами оценки параметров режима.*

В распределительных сетях с РЭР фиксируются недопустимые отклонения напряжения, превышение допустимых значений коэффициента несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности, превышение допустимых значений гармонических составляющих напряжения, превышение допустимых значений кратковременной и длительной дозы фликера.

Существенные отклонения ПКЭЭ ограничивают применение существующих цифровых методов измерения параметров режима в устройствах РЗ и ПА, телемеханики, УСВИ и др., поэтому:

- целесообразен синтез алгоритмов цифровой обработки сигналов, позволяющих реализовать одновременную оценку сразу нескольких требуемых параметров измеряемых электрических величин;

- для обеспечения корректной реализации функций РЗ и ПА необходимо повышение быстродействия оценки параметров режима при достаточной их точности, поэтому целесообразно рассматривать значения частоты, напряжения и тока, которые используются в многофункциональных цифровых устройствах, как случайные величины;

- эффективно применение статистических методов оценки на фоне случайных изменений параметров режима и воздействия искажающих факторов, которые обеспечивают получение точных результатов за счет использования специальных стохастических процедур.

Точные измерения составляющих комплексного напряжения, частоты и скорости их изменения являются основой для выбора видов и объемов управляющих воздействий в устройствах ПА.

11. *Разработка методических указаний по выбору алгоритмов управления и параметров настройки САУ инверторов ГУ объектов РГ, ВИЭ, СНЭЭ.*

В инверторах имеется возможность управления амплитудой, фазой и частотой выходного напряжения с высоким быстродействием ($\approx 1-3$ мс), которое существенно выше, чем у традиционных ГУ. Поэтому, при условии соответствующего конфигурирования инверторов или их оснащения внешними контроллерами, возможно реализовать следующие алгоритмы:

- абсолютное и относительное ограничение активной мощности;
- ограничение скорости изменения активной мощности, в том числе при отключении инвертора защитами и повторном его включении;
- компенсация реактивной мощности по функции $Q(U)$ и $\cos \varphi(P)$;
- регулирование активной мощности при изменении частоты в сети $P(f)$;
- ограничение активной мощности при повышении напряжения $P(U)$;
- подхват сети при низкой и высокой частоте;
- подхват сети при низком и высоком напряжении;
- разгрузка по активной и загрузка по реактивной мощности.

Возможно использование РЭР инверторного включения в управлении режимами распределительных сетей в нормальных схемно-режимных условиях и стабилизации параметров в послеаварийных режимах. Какие из алгоритмов должны быть обязательными, а какие реализованы в рамках возмездных договоров оказания услуг, необходимо обосновать дополнительно.

12. *Разработка систем краткосрочного и оперативного прогнозирования выработки электроэнергии ВИЭ для планирования режимов энергосистем.*

Для снижения влияния нестационарности ВИЭ на режимы работы энергосистем необходимо внедрение систем краткосрочного и оперативного прогнозирования выработки электроэнергии ВИЭ. Эти системы, применительно к СЭС, позволяют получать достаточно точный прогноз выработки на основе данных прогноза погоды, предоставляемого ме-

теопровайдерами, ретроспективных измерений плотности потока солнечного излучения, данных с метеодатчиков, установленных на территории СЭС и в прилегающих к СЭС районах.

Решение задач краткосрочного и оперативного прогнозирования необходимо для повышения надежности функционирования энергосистем, а также снижения общих затрат оптового рынка на оплату резервов мощности.

Современные системы прогнозирования используют:

- физические модели – описание связей между погодными условиями, рельефом, солнечным излучением (ветровым потоком) и выработкой электроэнергии;
- статистические модели – статистический анализ временных рядов, выявление статистических закономерностей изменения параметров;
- структурные модели – интеллектуальный анализ исходных данных, обеспечивающий выявление неявных закономерностей изменения параметров;
- комбинированные модели – гибридные методы, обеспечивающие сочетание положительных свойств вышеперечисленных подходов.

13. Разработка системы выявления и ликвидации асинхронных режимов в распределительных сетях с РЭР.

Задача выявления и ликвидации асинхронных режимов в распределительных сетях существенно усложняется в связи с вводом в эксплуатацию объектов РГ с ГУ, имеющими малые значения механических постоянных инерции.

Разработка и внедрение систем позволит обеспечить надежное выявление и быструю ликвидацию асинхронных режимов между генераторами на объекте РГ, между объектами РГ в энергорайоне, между энергорайоном и энергосистемой, а также предотвратить возникновение аварий, в которых качания или асинхронный ход одной из ГУ приводит к втягиванию в этот процесс смежных ГУ и электростанций и, в итоге, к развитию многомашинного асинхронного режима с потерей устойчивости энергосистемы в целом.

Система должна использовать в качестве датчиков УСВИ и работать в условиях изменения параметров ЛЭП и наличия отборов мощности. Система должна надежно функционировать без проведения предварительных расчетов установившихся режимов и переходных процессов в нормальной и ремонтных схемах сети для определения значений сопро-

тивления контролируемого участка сети, а также перерасчетов и переключения уставок при изменении режимов работы энергосистемы, электростанций, объектов РГ и нагрузок.

14. *Разработка методических указаний по проектированию гибридных энергетических комплексов (ГЭК).*

Как правило, ВИЭ (ВЭС; СЭС) не имеют собственных устройств аккумулирования электроэнергии, следовательно, они не обладают гарантированной мощностью, что не позволяет гарантировать надежное электроснабжение потребителей. Поэтому их можно рассматривать только в качестве технических средств экономии топливных ресурсов.

Применение СНЭЭ различных видов в составе ГЭК позволяет на базе традиционных объектов РГ на невозобновляемых энергоресурсах и ВИЭ обеспечивать надежное энергоснабжение потребителей при снижении потребления топливных ресурсов и выбросов углекислого газа в атмосферу.

Выбор оптимальных соотношений мощностей и характеристик объектов РГ на невозобновляемых энергоресурсах, ВИЭ (ВЭС; СЭС), а также мощности и энергоемкости СНЭЭ различных видов является актуальной научной задачей.

15. *Разработка экономических механизмов для привлечения РЭР к реализации алгоритмов противоаварийного и режимного управления.*

У РЭР имеются технические возможности для оказания услуг распределительным сетевым компаниям:

- выравывание графика нагрузки на подстанциях (загрузки силовых трансформаторов) в течение суток;
- симметрирование нагрузки в сетях среднего напряжения (в допустимых для генерирующего оборудования диапазонах);
- поддержание нормативных значений напряжений на шинах подстанций для предотвращения возможности возникновения лавины напряжения в послеаварийных режимах и в ремонтных схемах сети;
- участие в алгоритмах локальных устройств ПА (автоматики ограничения перегрузки оборудования ЛЭП и силовых трансформаторов; автоматики ограничения снижения напряжения);
- в качестве резервных источников электроснабжения при проведении аварийно-восстановительных работ в распределительных сетях при ликвидации последствий возникновения аварий.

Разработка и введение механизмов для компенсации затрат при оказании услуг РЭР позволит минимизировать объемы и время отключения нагрузки и содействовать сохранению полезного отпуска в сеть.

Заключение

Развитие РЭР в перспективе до 2050 г. в России требует разработки и широкого применения инновационных технологий с целью обеспечения энергетического перехода:

- от использования множества измерительных органов в разных устройствах к использованию цифровых данных от единых УСВИ с усовершенствованными алгоритмами цифровой обработки сигналов (переход от измерений к оценке параметров режима) и аппаратным резервированием, что позволяет на основе синхровекторов тока и напряжения рассчитывать нужные параметры для каждого присоединения и сети в целом;

- от применения множества отдельных устройств управления, релейной защиты, электроавтоматики, противоаварийной автоматики, режимной автоматики, учета электроэнергии, контроля качества электроэнергии, систем связи и передачи данных, автоматизированных систем технологического управления к трехуровневой системе управления распределительными сетями: нижний (датчики параметров режима) – УСВИ; средний (устройства) – многофункциональные цифровые устройства; верхний – САУ;

- от интеграции в распределительные сети объектов РГ к интеграции объектов РЭ (ЛИЭС), которые функционируют на принципах самобаланса по электрической и тепловой мощности (энергии), выдавая во внешнюю сеть или потребляя из нее только излишние/недостающие объемы. Наибольшее количество преимуществ и эффектов имеют коммунальные ЛИЭС;

- от off-line расчетов режимов к автоматическим on-line расчетам, что позволит повысить качество расчетов и управления режимами распределительных сетей (выбора объемов управляющих воздействий), а также высвободить персонал от выполнения множества трудоемких расчетов режимов и минимизировать влияние человеческого фактора;

- от off-line расчетов и согласования уставок к автоматическому расчету и согласованию уставок в режиме on-line для децентрализованной многопараметрической релейной защиты относительной селективности реконфигурируемых распределительных сетей;

– от повсеместного применения централизованных САУ к распределенным САУ для управления нормальными и послеаварийными режимами распределительных сетей, обеспечивающих взаимодействие с децентрализованными САУ ЛИЭС (энергорайонов с РЭР), и использующих (при необходимости) элементы искусственного интеллекта;

– от использования множества разрозненных локальных баз данных, хранящихся в отдельных системах и многократно дублируемых (системы мониторинга и диагностики; автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии; автоматизированные системы управления технологическим процессом; системы контроля показателей качества электроэнергии и др.), к единой базе данных распределительной сетевой компании с системой управления базами данных и далее к промышленному интернету вещей;

– от сооружения цифровых подстанций к построению цифровой распределительной сети с высокоскоростной цифровой сетью сбора и передачи данных, что позволит получать системные технико-экономические эффекты, содействующие окупаемости мероприятий по цифровизации;

– от физической защиты электросетевых объектов (ограждение периметра; видеонаблюдение; охранная сигнализация от вскрытия и др.) к решению вопросов кибербезопасности электросетевых компаний и организации защиты от преднамеренных деструктивных воздействий на оборудование;

– от постоянного поддержания баланса генерируемой и потребляемой мощности в ЕЭС России к частичному разнесению данных процессов во времени (в течение суток) за счет использования распределенных СНЭЭ (в том числе гидроаккумулирующих электростанций мощностью до 300 МВт), что позволяет повысить качество управления режимами ЭЭС, а также надежность энергоснабжения потребителей при возникновении аварий.

Совершенствование государственной политики в вопросах развития РЭР в России необходимо по следующим направлениям:

– разработка и внедрение механизмов стимулирования к сооружению инвесторами новых объектов РГ и РЭ для выработки электрической, тепловой и холодовой энергии за счет эффективной утилизации вторичных энергоресурсов – доменный и конвертерный газ, шахтный метан, биогаз очистных сооружений и др. видов топлива – отходы лесопереработки, сельского хозяйства для минимизации выбросов углекислого газа и повышения энергоэффективности;

– разработка механизмов для развития коммунальных ЛИЭС, с интеграцией в них ВИЭ и СНЭЭ, что позволит увеличить комбинированную выработку электрической и тепловой энергии, повысить доступность и надежность энергоснабжения, существенно снизить потери электрической и тепловой энергии, снизить темпы роста тарифов для бытовых и приравненных к ним потребителей, минимизировать негативное влияние ВИЭ на электрооборудование и режимы работы энергосистем, а также повысить привлекательность региональной энергетики, содействуя притоку частных инвестиций в сферу малого энергетического бизнеса и развитию конкуренции на розничном рынке;

– разработка и внедрение механизмов стимулирования отечественных заводов-изготовителей ГУ к расширению линейки производимых газопоршневых, газотурбинных и дизельных ГУ, генераторов, повышению качества производимой продукции, показателей ее надежности и энергоэффективности, а также росту ресурсных показателей, при снижении удельной стоимости;

– разработка и внедрение механизмов симулирования отечественных заводов-изготовителей к разработке новых типов оборудования и программных продуктов (инверторные станции; инверторные преобразователи; двунаправленные зарядные станции для электромобилей; многофункциональные цифровые устройства; программные комплексы; системы автоматического управления), востребованные в распределительных сетях при массовой интеграции РЭР, включая микрогенерацию;

– разработка и внедрение механизмов стимулирования распределительных сетевых компаний к беспрепятственному технологическому присоединению РЭР взамен нового строительства, техническому перевооружению (реконструкции) перегруженных подстанций для повышения надежности электроснабжения и высвобождения мощностей для подключения новых потребителей, а также сдерживания темпов роста тарифа на передачу электроэнергии;

– совершенствование розничного рынка электроэнергии для повышения привлекательности строительства РЭР, а также их последующей интеграции в ЭЭС для оптимизации затрат на строительство новых энергоблоков и модернизацию генерирующего оборудования на крупных тепловых электростанциях с целью снижения тарифа на электроэнергию;

– совершенствование механизма заключения государственных контрактов на выполнение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ с широким вовлечением индустриальных партнеров, а главное, потенциальных заказчиков (государственных компаний; компаний с государственным участием) для гарантирования заключения долгосрочных контрактов на поставку выпускаемого оборудования и программных комплексов, с целью минимизации удельных затрат на их производство, реализацию пилотных проектов, а также разработки типовых проектов для их дальнейшего промышленного внедрения;

– создание отраслевой системы сбора статистики по аварийности оборудования РЭР для проведения ее анализа, выявления и решения проблемных аспектов, с целью разработки противоаварийных и эксплуатационных циркуляров для последующего направления собственникам РЭР и заводам-изготовителям, что позволит содействовать повышению показателей аппаратной надежности оборудования РЭР и надежности энергоснабжения потребителей.

ЦЕЛЕВОЕ ВИДЕНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2050 г.

Адамоков Р. К.,

к.э.н., доцент,
директор по развитию АО «Татэнерго»,
советник генерального директора
ООО «Инженерный центр МЭИ»

Электроэнергетика Российской Федерации, в целом, как и вся мировая энергетика, стоит на пороге глобальных изменений. К основным факторам, оказывающим существенное влияние на процесс трансформации основной (системообразующей) и распределительной электрической сети на перспективу, можно отнести:

1. Увеличение доли распределённой генерации, включая развитие возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ). Несмотря на низкую долю ВИЭ, (в настоящее время чуть больше 1%) в период до 2027 г. планируется ввод в работу порядка 3 ГВт в рамках первого этапа программы поддержки развития ВИЭ, а на следующем этапе до 2035 г., эта величина может составить порядка 6,7 ГВт мощностей [1]. С учетом объектов распределенной генерации на базе газотурбинных, газопоршневых, дизельгенераторных установок, доля которых, согласно экспертным оценкам, составляет порядка 18 ГВт [2], это может оказать достаточно существенное влияние на топологию основной и распределительной электрической сети.

2. Появление новых технологий производства и передачи электроэнергии, включая концепцию Vehicle-to-grid (V2G), которая подразумевает подключение электромобилей к электрической сети с возможностью как зарядки автомобиля, так и передачи (продажи) электроэнергии обратно в сеть, с учетом спроса на электроэнергию, что позволит перераспределить нагрузку не только во времени, но и в пространстве [3].

3. Необходимость сокращения выбросов парниковых газов и постепенный переход к безуглеродной энергетике, в том числе и с использованием водородных технологий. Согласно утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р Стратегии социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г., в период 2031–2050 гг. произойдут ключевые изменения в структуре генерации электроэнергии, включая развитие ВИЭ,

повсеместное замещение низкоэффективных котельных объектами когенерации, за счет которых будут снижены потери при транспортировке электроэнергии с учетом необходимости сохранения стабильности функционирования единой энергосистемы [4].

4. Развитие систем накопления и хранения электроэнергии. Минэнерго России в 2017 г. разработало Концепцию развития рынка систем хранения электроэнергии в Российской Федерации [5]. В рамках реализации данной концепции объем мирового рынка систем хранения электроэнергии с 2025 г. – около 80 млрд долл. США. В оптимистическом сценарии размер российского рынка может составить около 8 млрд долл. США в год. В концепции определены сценарии развития рынка систем хранения электроэнергии в России и спрогнозированы его основные параметры:

- «Интернет энергии» – использование накопителей в составе распределительной энергетики;
- «Новая генеральная схема» – использование накопителей в составе крупной централизованной энергетики;
- «Водородная энергетика» – использование накопителей в водородном цикле для энергетики с высокими требованиями по автономности, мобильности, экологичности.

5. Появление возможности у потребителей поставлять в сеть электроэнергию, выработанную объектами микрогенерации. Закон о микрогенерации, который был принят в декабре 2019 года, разрешил реализовывать электрическую энергию, произведенную на объектах микрогенерации и не потребленную их собственниками и иными законными владельцами в целях удовлетворения собственных бытовых и (или) производственных нужд, на розничных рынках [6].

6. Появление механизма ценозависимого потребления, предусматривающего возможность потребителей влиять на спрос путем снижения энергопотребления конечным потребителем при определенных экономических сигналах рынка электроэнергии. В целях создания условий для повышения энергоэффективности работы Единой энергосистемы России за счет привлечения потребителей оптового рынка к активному участию в регулировании спроса на электрическую энергию и мощность, получившему название «ценозависимого потребления», было принято постановление Правительства Российской Федерации от 20 июля 2016 г. № 699 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2011 №1172» [7].

7. Развитие инновационных технологий и новые достижения в области обработки и анализа большого массива информации, искусственного интеллекта, систем распределенного реестра транзакций, интернета вещей и т.д., что позволяет прогнозировать достаточно хорошие перспективы электроэнергетической отрасли в будущем. По мнению экспертов [8], понятие цифровой экономики для электроэнергетики следует значительно расширить и включить в него всю технологическую цепочку производства электрической и тепловой энергии и услуг, в которых используются цифровые технологии, включая услуги на ее передачу, распределение, регулирование и сбыт. Основные предложения по применению цифровых технологий и обеспечению надежности должны быть рассмотрены в двух частях технологического пакета.

- в непосредственной близости к потребителям – в распределительных сетях, на подстанциях, в релейной защите и автоматике, при сборе и обработке информации, управлении распределенной генерацией;
- в части развития и эксплуатации электростанций и отдельных энергетических объектов.

В целом все вышеуказанные тенденции развития электроэнергетической отрасли можно структурировать и обобщить в рамках, так называемой, «3D концепции»:

1. Децентрализация (Decentralization) – переход от централизованной системы выработки электроэнергии к распределенной генерации. При этом, генераторы могут быть установлены даже у конечных бытовых потребителей, что делает потребителей активными участниками производственного процесса в отрасли.

2. Декарбонизация (Decarbonization) – кардинальное снижение выбросов CO₂ в процессе производства электроэнергии вплоть до нулевого значения, переход к безуглеродным источникам электроэнергии, активное развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в первую очередь ветряных и солнечных электрических станций (ВЭС и СЭС).

3. Диджитализация (Digitalization), т.е. цифровизация – активное внедрение цифровых технологий в отрасль, позволяющих осуществлять удаленный контроль и мониторинг производственных процессов, их моделирование путем создания цифровых двойников, внедрение предиктивного анализа и прогноза событий на основе обработки большого массива данных, в том числе и с использованием искусственного интеллекта.

В дополнение к вышеуказанной «3D концепции», по мнению автора, нужно еще выделить четвертый фактор: максимальный учет требований потребителей (Demands of consumers), так как определяющим фактором трансформации электроэнергетической отрасли может стать максимальное вовлечение конечного потребителя в процесс планирования, производства, передачу, распределение, регулирование и сбыт электроэнергии с использованием следующих механизмов: общественные обсуждения принимаемых решений по сооружению электроэнергетических объектов, использование механизма ценозависимого потребления, активное участие в микрогенерации, использование электромобилей с технологией V2G, установка стационарных систем накопления и хранения электроэнергии.

Исторически, рынок электроэнергии характеризовался крайне низкой эластичностью спроса, однако использование современных технологий, позволит обеспечить максимально гибкое реагирование со стороны потребителя на изменения цены, что позволит сдерживать цену на электроэнергию и вынудит генерирующие и сетевые компании искать возможность повышения эффективности производства и передачи электроэнергии вместо увеличения цен.

На протяжении нескольких десятилетий, электроэнергетика России развивалась по пути централизации и концентрации производственных мощностей, в результате была создана уникальная Единая энергетическая система, которая отвечала требованиям своего времени и полностью удовлетворяла потребности народного хозяйства в надежном и качественном снабжении электроэнергией по минимальной стоимости. Однако, в последнее время, наметилась тенденция исчерпания традиционной, централизованной энергосистемой своего потенциала эффективности, которая усугубляется еще и тем, что в отрасли остаются не решенными достаточно острые проблемы, которые вынуждают потребителей строить свои собственные электростанции и ставят под угрозу существование самой Единой энергетической системы. Устойчивый рост тарифов на электроэнергию, высокий физический и моральный износ генерирующих и сетевых объектов и связанный с этим риск увеличения количества отключений и ограничений потребителей, ужесточение требований по экологии, угроза введения так называемого «налога на CO₂», крайне низкую эффективность выработки электроэнергии и тепла, низкий коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) станций, низкую загрузку электрических сетей в целом по стране, неравномерность загрузки сети и свя-

занное с этим отсутствие возможности подключения новых потребителей в одних зонах и значительные, неостребованные мощности в других – все это вызывает необходимость трансформации отрасли, направленную на значительное повышение эффективности ее функционирования, а создание эффективной базы с учетом применения самых передовых технологий производства, передачи, распределения, регулирования и сбыта электроэнергии позволит обеспечить наиболее плавную и безболезненную трансформацию российской электроэнергетики.

Основная проблема трансформации российской энергетики в целом, и электрических сетей в частности, в контексте этих вызовов состоит в том, чтобы существующая энергосистема с традиционной централизованной архитектурой, трансформировалась без существенного роста затрат и с повышением эффективности.

Рассмотрим более детально возможные пути развития электрических сетей в нашей стране.

Формирование электрической сети в России должно быть реализовано с соблюдением следующих основных принципов.

1. Сеть должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и обеспечить возможность приспосабливаться к изменению условий роста нагрузки и развития генерирующих мощностей, в том числе ВИЭ, микрогенерации, электромобилей и т.д.

2. Электрическая сеть должна быть повсеместно оснащена устройствами секционирования, с возможностью оперативной реконфигурации сети, автоматического отключения поврежденных участков, автоматического повторного включения линии с восстановлением питания неповрежденных участков сети.

3. Схема выдачи мощности электростанции (независимо от типа и установленной мощности) должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности в нормальных и аварийных режимах.

4. Схема и параметры электрической сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии.

5. Управляемость электрической сети должна обеспечиваться все в большей степени за счет использования средств принудительного потоко-распределения, статических компенсаторов, управляемых шунтирующих реакторов, вставок постоянного тока и других средств.

6. Внедрение информационно-управляющих систем защиты и управления сетями на основе микропроцессоров с возможностью самодиагностики состояний элементов, получения объективных данных о состоянии сети в режиме реального времени, дистанционного контроля и управления с функцией предиктивной аналитики возможного выхода из строя основных элементов сети.

7. Необходимо обеспечить высокую степень кибербезопасности сети с защитой от хакерских атак и взломов.

8. Электрическая сеть должна быть безопасной и соответствовать требованиям охраны окружающей среды.

Электрические сети обычно делятся на основную (системообразующую) и распределительную сеть. Однако с ростом доли распределенной генерации, систем накопления у конечных потребителей, с их активным вовлечением в процесс планирования, производства, передачи, распределения, регулирования и сбыт электроэнергии, грань между ними будет стираться и указанные выше принципы в равной степени будут относиться как к системообразующей, так и к распределительной сети.

В настоящее время в России системообразующие сети осуществляют функции формирования объединенных энергосистем, объединяя мощные электрические станции и обеспечивая их функционирование как единого объекта управления и одновременно обеспечивают передачу электрической энергии от мощных электрических станций. Эти сети осуществляют системные связи, т.е. связи очень большой длины между энергосистемами. Условно можно выделить две шкалы напряжения системообразующей электрической сети в России: первая – с сочетанием напряжений 110–150–330–750 кВ в западных районах страны, вторая – 110–220–500 кВ в центральных и восточных районах. В электрических сетях большинства энергосистем России принята шкала напряжений 110–220–500 кВ. В ОЭС Северо-Запада и частично в ОЭС Центра используется шкала 110–330–750 кВ. В ОЭС Центра сети 330 и 750 кВ, а в ОЭС Юга сети напряжением 330 кВ получили определенное распространение и в перспективе намечены к дальнейшему развитию, как правило, в пределах районов их существующего использования. Таким образом, базой основной электрической сети ЕЭС России являются линии 500 кВ, в западных районах имеется ряд связей напряжением 750 кВ. Введенная в эксплуатацию линии напряжением 1150 кВ после распада СССР оказалась в основном на территории Казахстана. Тем не менее напряжение

1150 кВ должно рассматриваться в качестве следующей ступени напряжения при последующем развитии основной электрической сети ЕЭС России.

Линии электропередачи напряжением 330, 500, 750 и 1150 кВ будут использоваться в дальнейшем для усиления основной сети в энергосистемах Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Дальнего Востока, а также для формирования устойчивых электрических связей между объединенными энергосистемами, прежде всего, для усиления связей между ОЭС Урала и Сибири, присоединения ОЭС Востока к ЕЭС России. Помимо этого, эти линии могут использоваться для выдачи мощности крупных электростанций в случае реализации проектов, предусматривающих сооружение крупных атомных, гидро, приливных, геотермальных электростанций в сильно удаленных от центра нагрузок местах.

Одним из вариантов формирования устойчивых электрических связей между объединенными энергосистемами Урала и Сибири может быть линия 1150 кВ по направлению Барнаул–Карасук–Омск в ОЭС Сибири и Курган–Челябинск в ОЭС Урала, дальше для усиления связей между Уралом и Центром может быть построена линия 1150 кВ по направлению Итат–Кадатская–Чулым–Омск в ОЭС Сибири, Курган–Сибай–Преображенская в ОЭС Урала, Балаково–Пенза в ОЭС Средней Волги и Тамбов в ОЭС Центра с поперечными связями Чулым–Алтай в ОЭС Сибири и Куйбышев–Пенза в ОЭС Средней Волги.

Для усиления основной сети на начальном этапе представляется также целесообразным сооружение линий электропередачи 500 кВ Томск–Парабель–Советско–Соснинская–Нижевартовская ГРЭС и Восход–Курган.

Достойную конкуренцию линиям электропередачи переменного тока сверхвысокого и ультравысокого напряжения на перспективу могут составить линии передачи постоянным током (ППТ). Сооружение линий постоянного тока является более предпочтительным, чем линии переменного тока, при передаче значительного объема электроэнергии на большие расстояния, а также, если существуют трудности при объединении энергосистем линиями переменного тока.

В качестве альтернативного варианта усиления межсистемных связей может рассматриваться сооружение линии электропередачи постоянного тока Сибирь–Урал напряжением ± 750 кВ по направлению Итат–Челябинск и Сибирь–Центр по направлению Итат–Михайлов (Тамбов).

Для выдачи мощности при реализации крупных проектов сооружения ГЭС, например Учурской и Среднеучурской ГЭС суммарной мощностью около 3700 МВт, в том числе при организации экспортных поставок необходимо сооружение линии электропередачи постоянного тока напряжением ± 750 кВ по направлению Сковородино (Амурская область) –Хабаровск-Владивосток. Следующим этапом может стать сооружение линии электропередачи постоянного тока напряжением ± 750 кВ от Сковородино в сторону Итат в ОЭС Сибири, что позволит создать устойчивую и управляемую связь между ОЭС Сибири и ОЭС Востока.

При сооружении Эвенкийской ГЭС мощностью 8000 МВт для передачи в Тюменскую энергосистему необходимо сооружение двух ППТ ± 500 кВ с пунктами приема на ПС Холмогоры и ПС Тарасовская, а также сооружение ППТ ± 750 кВ Эвенкийская ГЭС–Челябинская в ОЭС Урала.

Для выдачи мощности при реализации проекта сооружения Мезенской приливной электростанции (ПЭС) мощностью от 4000 до 11400 МВт необходимо сооружение на первом этапе двух ППТ ± 500 кВ Мезенская ПЭС–Михайлов и Мезенская ПЭС–Владимир в ОЭС Центра пропускной способностью 4000 МВт с возможностью дальнейшего увеличения до 12000 МВт.

На рассматриваемую перспективу также представляется целесообразным рассмотреть проект сооружения по дну Черного моря подводной КЛ ПТ Джубга–Псоу напряжением ± 150 кВ, пропускной способностью 350 МВт на первом этапе, с возможностью дальнейшего расширения до 700–1000 МВт. Это позволит создать принципиально новую связь г. Сочи с ЕЭС России, характеризующая отсутствием воздействия внешних негативных природно – климатических факторов, возможностью точного и оперативного управления потоками активной и реактивной мощности, что значительно повысит надёжность электроснабжения г. Сочи и решить проблемы электроснабжения Туапсинского и Юго-Западного районов Краснодарского края.

Наличие больших запасов углеводородов, гидро и ветроэнергетического потенциала позволит России стать крупным экспортером электроэнергии, а также основным звеном энергомоста Восток–Запад.

Уникальное географическое положение нашей страны позволяет рассматривать возможность экспорта электроэнергии почти во всех направлениях:

1. Северо-Западное – Скандинавские страны: Финляндия, Норвегия, Швеция и страны Балтии: Литва, Латвия, Эстония.

2. Западное и Юго-Западное – страны СНГ: Беларусь, Украина, Молдова; страны Центральной Европы: Польша, Германия, Словакия, Словения, Чехия, Австрия, Венгрия; страны Юго-Восточной Европы и Балканского п-ова: Румыния, Болгария, Греция, Хорватия, Сербия и Черногория.

3. Южное – страны Закавказья: Грузия, Азербайджан, Армения; страны Ближнего Востока: Турция, Иран.

4. Юго-Восточное: Казахстан, Туркменистан, Таджикистан, Кыргызстан и Узбекистан.

5. Восточное: Монголия, Китай, Северная и Южная Корея, Япония.

6. Северо-Восточное: Канада, США, Мексика.

Существуют несколько вариантов организации крупномасштабных экспортных поставок мощности и электроэнергии из России в сопредельные государства.

1. Выделение отдельных электростанций для синхронной работы с энергосистемами потенциальных стран-экспортеров.

2. Расширение действующих и сооружение вставок постоянного тока (ВПТ) на связях с энергосистемами сопредельных государств.

3. Переход на синхронную работу с энергосистемами сопредельных государств.

4. Сооружение линий электропередач постоянного тока для связи с энергосистемами потенциальных стран-экспортеров.

Следует отметить, что варианты с выделением генерирующих мощностей достаточно эффективны. Однако, этот вариант не может обеспечить значительного объема экспорта электроэнергии, при этом выделенная электростанция не может синхронно работать с родной (материнской) энергосистемой.

Сооружение ВПТ, в принципе, может обеспечить передачу любых достаточно больших количеств электроэнергии, однако, этот вариант требует значительных капитальных затрат. Исключением является организация экспортных поставок в Скандинавские страны через Финляндию, с реконструкцией и расширением существующей ВПТ в г. Выборг.

Синхронная работа энергосистем, безусловно, является наиболее перспективным техническим решением, обеспечивающим возможность взаимодействия генерирующего потенциала и возможность использования в полной степени пропускной способности практически неиспользуемых

после распада СССР существующих связей по линиям электропередачи напряжением 220–750 кВ. Однако, учитывая сложные геополитические условия, а также технические трудности, вариант организации крупномасштабных экспортных поставок мощности и электроэнергии из России в сопредельные страны (за исключением некоторых стран СНГ) посредством строительства новых и реконструкции существующих линий переменного тока с переходом на синхронную работу представляется маловероятным в ближайшие 10 лет.

В складывающихся обстоятельствах, сооружение линий постоянного тока является более предпочтительным для организации крупномасштабных экспортных поставок мощности и электроэнергии из России, кроме того, эти линии на перспективу могут рассматриваться как отдельные звенья будущей Мировой объединенной энергетической системы.

Для организации крупномасштабных экспортных поставок мощности и электроэнергии из России в европейском направлении можно рассматривать сооружение многоподстанционной передачи постоянного тока (МППТ) напряжением ± 500 (750) кВ по направлению Россия (район г. Смоленска)–Беларусь–Литва–Россия (Калининградская область)–Польша–Германия, пропускной способностью 4000–8000 МВт. Данный энергомоет можно будет использовать не только как транспортная магистраль для экспорта электроэнергии, но и как связь, позволяющая существенно расширить энергообмен между энергосистемами многих стран. Данный проект также существенно повысит надежность электроснабжения Калининградской области.

Для организации экспортных поставок в Турцию и дальше в страны Балканского полуострова предлагается сооружение подводной кабельной линии электропередачи постоянным током по дну Черного моря протяженностью 370 км Джубга (Россия) –Самсун (Турция) напряжением ± 500 кВ с объемом передаваемой мощности 2000–4000 МВт.

При организации поставок в Азербайджан и дальше в Иран необходимо сооружение линии постоянного тока напряжением ± 500 кВ из ОЭС Средней Волги (район Балаковской АЭС) до Ирана (Тебриз) протяженностью 2200 км с возможным отбором в ОЭС Юга (подстанция Артем) и ОЭС Республики Азербайджан (район г. Баку).

Наиболее крупным импортёром электроэнергии из России может быть Китай. Экспорт электроэнергии и мощности в энергосистему Китая, можно организовать как с ОЭС Сибири, так и с ОЭС Востока путем строительства ППТ напряжением ± 750 кВ пропускной способностью от 6000 до 12000 МВт.

Организация экспортных поставок из ОЭС Сибири с сооружением новых крупных электростанций и расширением существующих (Ковыктинской ТЭС на газе, Гусиноозерской ГРЭС, Харанорской ГРЭС, Никольской ТЭС, Березовской ГРЭС-2 на угле на суперсверхкритических (ССК) параметрах пара, Эвенкийская (Туруханская) ГЭС и т.д) возможно при строительстве ППТ напряжением ± 750 кВ Березовская ГРЭС-2–Ковыктинская ТЭС–Гусиноозерская ГРЭС–Харанорская ГРЭС–Шэньян (Китай), а также ППТ напряжением ± 750 кВ Эвенкийская ГЭС–Харанорская ГРЭС–Шэньян (Китай).

Организация экспортных поставок из ОЭС Востока с сооружением новых крупных электростанций и расширением существующих (Приморской АЭС, Учурской и Среднеучурской ГЭС, Свободненской ТЭС, Нерюнгринской ГРЭС и т.д) возможно при строительстве ППТ напряжением ± 750 кВ Приморская АЭС–Шэньян (Китай), а также Учурская ГЭС–Нерюнгринская ГРЭС–Сковородино–Свободненская ТЭС–Шэньян (Китай).

При организации экспортных поставок в Японию необходимо сооружение подводной кабельной линии передачи постоянного тока напряжением ± 500 кВ (± 750 кВ) из ОЭС Востока (через остров Сахалин), либо на первом этапе непосредственно с острова Сахалин с сооружением новых газовых и угольных электростанций.

Также на долгосрочную перспективу до 2050 г. возможна реализация проекта соединения ЕЭС России с энергосистемами США, Канады и далее Мексики через Берингов пролив. Для этого потребуется электропередача протяженностью около 10 тыс. км. от Красноярска до Чикаго и от Чикаго до Мехико протяженностью около 4 тыс. км. на постоянном токе ± 750 кВ или комбинированная электропередача переменного и постоянного тока, с использованием последнего для перехода через Берингов пролив и соединения энергосистем, работающих с разной частотой, что может стать первым этапом формирования Мировой объединенной энергетической системы.

Усиление связей внутри объединенных энергосистем и между ними путем сооружения новых линий электропередачи переменным и постоянным током высокого напряжения, несомненно, должно происходить с ис-

пользованием новых технологий и устройств: новых типов воздушных и кабельных линий, силовых и измерительных трансформаторов, токоограничителей для снижения токов короткого замыкания и накопителей на базе сверхпроводников, цифровых подстанций, преобразовательных устройств с микропроцессорным управлением, систем самодиагностики оборудования, оптических систем связи, мониторинга и управления.

Для повышения пропускной способности сети, ее устойчивости и перераспределения потоков мощности необходимо использовать устройства, реализующие технологию гибких линии электропередачи (FACTS): статические преобразователи напряжения, тиристорно-управляемый последовательный компенсатор (ТУПК), статический компенсатор реактивной мощности (СТАТКОМ), объединенный регулятор потока мощности (ОРПМ), ассинхронизированный компенсатор (АСК), электромашиноventильные комплексы (машины переменного тока со статическими преобразователями частоты).

В период до 2050 г. распределительная электрическая сеть 6–10–20–35–110 кВ также столкнется с новыми серьезными вызовами и неизбежно претерпит серьезные изменения. Изменения эти связаны, прежде всего, с появлением, так называемой, «умной сети». Исторически распределительная сеть в России, в отличие от основной сети, характеризовалась меньшей автоматизацией и управление сетями происходило в ручном или полуавтоматическом режиме. Появление новых информационных и коммуникационных технологий, различных датчиков и контроллеров сделало возможным формирование распределительной сети нового поколения, получившей название «умная сеть». Такая сеть будет в режиме реального времени, через систему датчиков, отслеживать характеристики работы всех генераторов, распределительной сети, энергопринимающих устройств потребителей, автоматически реагировать на все изменения, происходящие в сети, минимизируя количество нарушений электроснабжения потребителей и принимая оптимальные решения для предотвращения аварий. При этом, сеть будет гибкой, надежной и экономичной, иметь способность к самодиагностике и самовосстановлению после сбоев в работе отдельных элементов, а также к выравниванию напряжения и нагрузки путем дистанционного управления всеми элементами сети. Необходимо организовать централизованное управление, защиту сетей и учет электроэнергии по всем параметрам с использованием технологий предиктивного анализа больших массивов данных.

Однако, самое главное отличие «умной» сети от обычной – это максимальное вовлечение в процесс потребителей. Дальнейшее развитие сети будет сопровождаться постепенной сменой ролей участников энергосистемы. Границы между традиционными производителями и потребителями будут размыты и появится новый тип – участник, который будет одновременно потреблять и производить электроэнергию. Сами потребители смогут обмениваться выработанной электроэнергией, покупать и продавать ее друг другу.

Таким образом, в период до 2050 г. электрическая сеть в России столкнется с новыми серьезными вызовами и неизбежно претерпит серьезные изменения, которые будут характеризоваться масштабным применением целого ряда новых энергетических и информационно-коммуникационных технологий, с вовлечением потребителей во все стадии процесса производства, передачи, распределения и диспетчеризации. Появятся условия для создания качественно нового уровня автоматизации, прежде всего, в распределительных сетях, управления источниками распределенной генерации и электропотреблением. Возникнет необходимость решения целого ряда новых задач управления функционированием и суперэнергообъединений, сформированных из крупных электростанций, электрических сетей переменного и постоянного тока на сверхвысоком напряжении, и нарастающего множества малых и агрегированных объектов, включая активных потребителей, накопителей электроэнергии, электромобилей, с обеспечением функциональной и технологической совместимости технологий и оборудования разных производителей для надежной и экономичной работы энергосистемы страны.

Задача крайне сложная, но очень интересная и вполне осуществима. Необходимо решить множество вопросов на системном уровне, а новые технологии необходимо внедрять по мере необходимости обдумывая каждый шаг, взвешивая все плюсы и минусы. Регуляторы, должны создать условия, которые будут максимально увязывать стимулы участников рынков электроэнергии (включая потребителей) с поставленной задачей. А научным сообществам необходимо постоянно проводить исследования в ключевых областях, а также собирать и обмениваться важными данными по вопросам перспективного развития электрической сети. Как показывает опыт, многое можно и нужно сделать уже сегодня, чтобы минимизировать потенциальные риски в будущем.

Литература

1. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 гг. Утв. приказом № 88 Минэнерго России от 26 февраля 2021 г.

2. Протокол совместного заседания Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики Научного совета РАН по комплексным проблемам энергетики на тему: «Особенности интеграции и перспективы эффективного использования объектов распределённой генерации в электро-энергетической системе России от 18.10.2018 №5/18.

3. Adrene Briones, James Francfort, Paul Heitmann, Michael Schey, Steven Schey, John Smart. Vehicle-to-Grid (V2G) Power Flow Regulations and Building Codes Review by the AVTA, Idaho National Laboratory sep. 2012.

4. Стратегия социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 г. № 3052-р.

5. Концепция развития рынка систем хранения электроэнергии в Российской Федерации. Минэнерго России. 01.08.2017 г.

6. Федеральный закон от 27 декабря 2019 г. № 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации».

7. Постановление Правительства Российской Федерации от 20 июля 2016 г. № 699 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2011 №1172».

8. Рогалев Н.Д., Молодюк, В.В., Исамухамедов, Я.Ш., Прокофьев, П.С. Цифровая энергетика и проблема обеспечения надежности. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 72. Надежность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации: В 2 кн. / Кн. 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2021.

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ СТРАНЫ НА ОСНОВЕ ГИБРИДНЫХ САМОБАЛАНСИРУЮЩИХСЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

Тягунов М.Г.,

д.т.н., проф. кафедры Гидроэнергетики
и возобновляемых источников энергии
НИУ «МЭИ»

Существующие тенденции развития

Новая парадигма развития энергосистем уже частично определена в программах развития распределенной генерации. Минэнерго России отмечает преимущественный рост распределенной генерации в структуре установленной мощности стран мира, что хорошо видно на рис. 1.

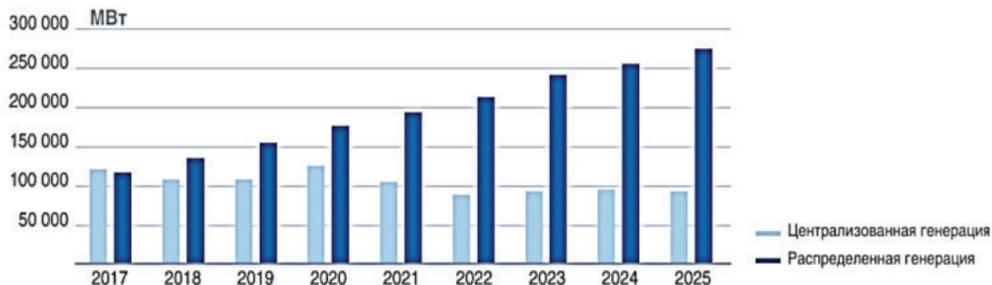


Рис. 1. Структура установленной мощности стран мира

В то же время основная модель Единой энергосистемы России и рынка электроэнергии и мощности не претерпевают тех изменений, о которых только собираются задуматься, как отмечено выше в рекомендации конференция «Российская энергетика: как обеспечить баланс в новых условиях».

В развитии энергетики явно наблюдается тенденция глобализации с развитием по двум разным направлениям: первое – построение энергетической системы, структурно и функционально повторяющей глобальную сеть Интернет [1,2]; второе – развитие глобальной энергетиче-

ской системы на принципах Организации по развитию и кооперации глобального энергетического объединения (GEIDCO) [3]. На конференции 23 марта 2021 г. в Пекине¹ GEIDCO презентовала новую информационную платформу «Мир энергетических взаимосвязей» как часть Глобальной энергетической инициативы и развития зеленой и низкоуглеродной энергетики.

Глобальная энергетическая система должна стать основой систем электроснабжения будущего [3]. В основу подхода положено сооружение мощных электростанций на основе возобновляемых источников энергии в труднодоступных, но обладающих высоким энергетическим потенциалом, районах, связанных с потребителями энергии линиями передачи постоянно тока сверхвысокого напряжения.

Глобальная энергетическая инициатива предлагает глобальное решение проблемы устойчивого развития в области энергетики, климата, окружающей среды и ресурсов, а также и в инфраструктурном строительстве, модернизации промышленности, технологических инновациях и экономическом росте стран-участниц.

Другой подход отражен в документах Национальной технологической инициативы «Энерджинет» [2]. Интернет энергии понимается как «кибер-физическая инфраструктура для информационных систем децентрализованного интеллектуального (роботизированного) управления энергосистемами, энергоузлами, системами электроснабжения и интеграции в них распределенных активных потребителей электрической энергии, распределенных источников энергии и энергетической гибкости²». В качестве одной из реализаций подхода предложена IDEA (Internet of Distributed Energy Architecture) – тип децентрализованной электроэнергетической системы, в которой реализовано интеллектуальное распределенное управление, осуществляемое за счет энергетических транзакций между ее пользователями.

Система глобальной энергетики, предлагаемая моделью GEIDCO, не может гарантировать устойчивое развитие, так как мир стал очень чувствителен к политическим колебаниям, торговым войнам, санкционной борьбе. Экономические средства стали новым оружием, которое активно применяется в новой информационно-экономической борьбе, которую пока еще не хотелось бы, но уже можно называть войной. Поэтому идеаль-

¹ Источник – <http://eepir.ru/news/item/14826-geidco-wei.html>

² Источник – <https://energynet.ru/>

ная для утопий XIX и XX вв. глобальная энергетическая система вряд ли принесет человечеству XXI в. благоденствие, так как локальные и глобальные политические противоречия станут влиять на международные отношения все в большей мере. Это мы с сожалением видим в том глобальном расколе, который образовался на геополитической арене в этом году. Политические санкции вмешиваются в любые, в том числе международные, экономические проекты, что уж говорить о проектах энергетических, где баланс интересов участников должен соблюдаться постоянно и ежемоментно.

Интернет энергии в представленном в [2] виде ориентирован на выполнение оперативного управления энергетическими системами. Однако, известно, что оперативное управление обеспечивает бесперебойное энергоснабжение потребителей при условии наличия достаточных резервов, обеспечивающих гарантию бесперебойности. А это условие обеспечивается планированием ресурсов и резервов, которые должны быть обеспечены необходимыми энергоресурсами, которые, в свою очередь, должны быть добыты и подведены к объекту генерации.

Таким образом, в рамках системы управления энергетической системой должен быть реализован **комплекс задач планирования и оперативного управления**, привязанный к временным характеристикам задач энергоснабжения, производства электроэнергии, распределения энергоресурсов, в том числе возобновляемых, и др. задачам обеспечения генерирующие установки энергоресурсами. Следовательно, не трудно понять, что приведенная выше модель не может быть общей моделью построения энергосистемы будущего.

В каком направлении следует развивать энергетику страны

Энергетическая стратегия страны должна строиться на принципах дружелюбности к природе (это наша общая среда обитания), на принципе максимальной независимости от внешних (недружественных сообществ, а последние годы показывают, что внешние сообщества все чаще становятся недружественными, так как защищают свои собственные локальные интересы, зачастую входящие в противоречие с интересами других сообществ) поставщиков энергии или энергоресурсов, на своих собственных ресурсах первичного и вторичного передела, на своих человеческих ресурсах, которые будут нести свои, а не привнесенные, ценности, создающие и сохраняющие каждое из существующих сообществ.

Простым выражением этой общей стратегии в части энергетики будет построение энергосистем – от малой муниципальной до национальной и межнациональной, в том числе глобальной, по принципу содружества самообеспеченных энергорайонов. Степень обеспеченности каждого энергорайона может быть разной, но каждый должен обеспечивать **свои критические нужды самостоятельно**. И это будет лежать за пределами понятий экономики. Это будет вопросом выживания.

Может ли такой принцип реализоваться в рамках существующих подходов к управлению энергосистемами? Может, и уже реализуется. В [5] дано частичное описание системы управления энергосистемой, связанной с внешней энергосистемой перетоков положительной, отрицательной и нулевой величины. Это значит, что идея соединения в единую энергетическую систему самобалансирующихся энергоузлов уже имеет вполне реальное воплощение.

Как может быть построена распределенная энергосистема в виде объединения самобалансирующихся энергорайонов

Построение энергосистемы, как и раньше, в период создания ЕЭС СССР, должно иметь иерархическую структуру. Эта структура представляет собой комбинацию вложенно-соподчиненных систем, как показано на рис. 2 и 3.

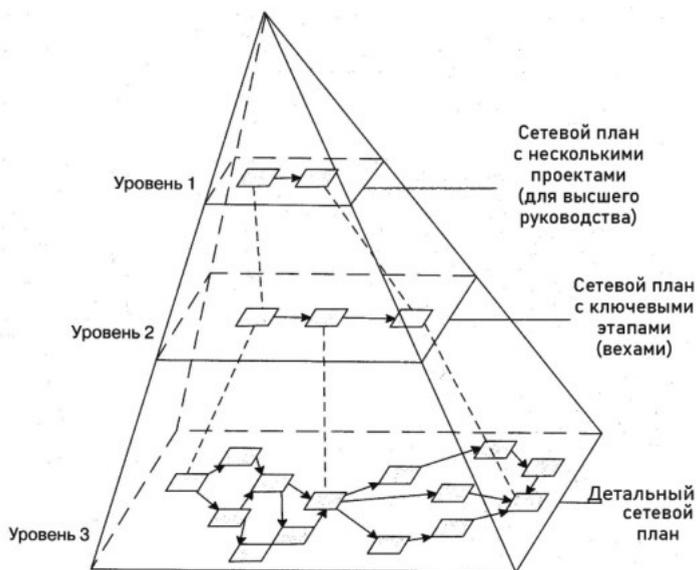


Рис. 2. Иерархия соподчиненности управления энергорайонами

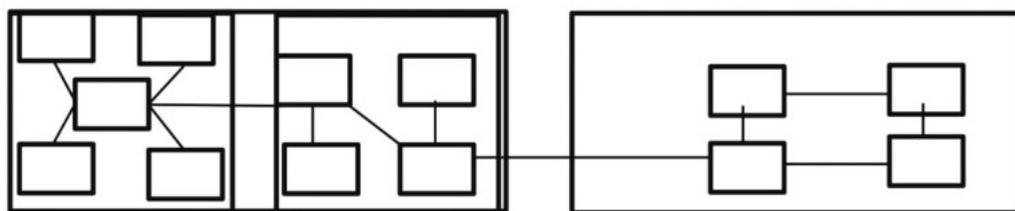


Рис. 3. Иерархия вложенности энергорайонов

Такой принцип построения системы управления объектами энергетики и их объединениями был описан еще в 1991 г. [6]. За это время он многократно проверялся при проектировании систем автоматического и автоматизированного управления, при моделировании различных гибридных энергетических комплексов с установками на основе возобновляемых источников энергии.

Важнейшим элементом моделирования таких энергорайонов является самодостаточность инфраструктуры для решения задач его жизнеобеспечения. Это значит, что район выделяется в качестве самостоятельного не по принципу уровня напряжения распределительной сети, не по мощности размещенной в нем генерации, а именно по обеспеченности баланса производства и потребления энергии. В связи с тем, что полностью энергетически самообеспеченные районы могут быть найдены не всегда, самообеспеченность должна как минимум гарантироваться для критических систем его жизнеобеспечения. Перечень таких систем следует определять в рамках оценки устойчивого развития.

Как обеспечивается энергопереход в условиях самобалансирования энергорайонов

Широкое использование возобновляемых источников энергии, замещающих ископаемое топливо, и технологий использования ископаемого топлива, позволяющих радикально снизить углеродный след, создают достаточно острую ситуацию обеспечения гарантированного энергоснабжения самобалансирующегося энергорайона. Это значит, что каждый такой район должен обеспечивать себя энергией **с гарантированным электроснабжением в любой момент времени**. Зависимость солнечных (СЭС) и ветровых (ВЭС) электростанций от прихода первичного энерго-

ресурса делает их режим не полностью управляемым. Для обеспечения гарантии электроснабжения потребителей энергосистем с генераторами в виде СЭС и ВЭС существует четыре пути:

- подключение их к централизованной электрической сети, питающейся от генераторов с гарантированной мощностью;

- включение в состав проектируемого генерирующего энергетического объекта накопителей энергии, гарантирующих отсутствие перебоев электроснабжения;

- включение в состав проектируемого энергообъекта наряду с СЭС и/или ВЭС источника гарантированного электроснабжения в виде энергетических установок, позволяющих накапливать запас первичного энергоресурса (при работе энергорайона в изолированном режиме);

- включение в состав проектируемого энергообъекта управляемых потребителей, способных изменять график потребления либо путем изменения технологического процесса потребления энергии, либо путем включения в их состав накопителей энергии, гарантирующих бесперебойное питание.

Это значит, что при проектировании энергетических комплексов для изолированных энергорайонов необходимо, как это и делается сегодня, проектировать сначала источник гарантированного электроснабжения, а потом – дублирующие его солнечные и ветровые электростанции, позволяющие экономить первичный энергоресурс в виде углеродного следа.

Второй подход – проектирование солнечных и ветровых электростанций совместно с накопителями энергии, которые позволят создать СЭС и ВЭС с гарантированной мощностью. При этом в состав гибридного энергетического комплекса должны будут входить солнечные и ветровые генераторы **вместе с гарантирующими накопителями электроэнергии.**

Третий подход – проектирование энергетических комплексов в составе СЭС, ВЭС, накопителей энергии, гарантирующих электроснабжение генераторов и потребителей, которые могут работать в режиме, максимально совпадающем по времени с режимом работы солнечных и ветровых электростанций.

Сказанное заставляет сделать вывод о том, что проектирование энергетических установок на том или ином виде первичного энергетического ресурса **без учета способа включения их в работу энергетических систем следует считать принципиально неверным.** Не трудно видеть,

что этот же подход следует применять при проектировании атомных электростанций и других генераторов с ограниченным диапазоном регулирования мощности.

Аналогичный комплексный подход должен реализоваться и при определении типов и параметров накопителей энергии, входящих в состав энергетических систем. Разные накопители имеют разную способность накапливать энергию по времени, по мощности и по скорости включения. Совместить в себе все эти качества не может ни один накопитель энергии. Это значит, что накопители энергии должны проектироваться как **гибридные накопители**, обеспечивающие необходимые энергосистеме диапазоны регулирования мощности.

Распространение изложенного подхода на проектирование потребителей электроэнергии более, чем оправданно. Правда, это потребует отказаться от привычного проектирования генераторов на заданный график потребления мощности. Потребуется проектирование потребителей одновременно с генераторами или **комплексное проектирование систем электроснабжения**.

Системность методов энергетического перехода

«Системный подход – направление методологии научного познания, в основе которого лежит рассмотрение объекта как системы: целостного комплекса взаимосвязанных элементов; совокупности взаимодействующих объектов; совокупности сущностей и отношений».

Основные принципы системного подхода.

Целостность, позволяющая рассматривать одновременно систему как единое целое и в то же время как подсистему для вышестоящих уровней.

Иерархичность строения, т.е. наличие множества (по крайней мере, двух) элементов, расположенных на основе подчинения элементов низшего уровня элементам высшего уровня...

Структуризация, позволяющая анализировать элементы системы и их взаимосвязи в рамках конкретной организационной структуры. Как правило, процесс функционирования системы обусловлен не столько свойствами её отдельных элементов, сколько свойствами самой структуры...

Системность, свойство объекта обладать признаками отличными от признаков элементов его составляющих»³.

³ URL:https://ru.wikipedia.org/wiki/Системный_подход#cite_note-_728792befa4cab7a-2

В основе такого подхода применительно к энергетическим системам лежит метод, разработанный школой Г.М. Кржижановского, суть которого состоит в комплексном рассмотрении энергетики как единого целого – «от источников энергетических ресурсов до приемников энергии включительно» [11].

«Процесс создания более точных и одновременно приемлемых по сложности моделей логически приводит к иерархическому принципу их построения, в том числе для последовательного уточнения принимаемых решений» [11].

Системный подход предполагает применение обратимого метода композиции-декомпозиции систем. Именно на таком методе основывается предлагаемый принцип деления Единой энергетической системы страны на множество взаимосвязанных подсистем, удовлетворяющих свойству живучести, причем не только в смысле «способности противостоять аварийным возмущениям, не допуская каскадного развития аварий с массовым нарушением снабжения потребителей»⁴, но и в виде способности противостоять любым возмущениям, могущим привести к нарушению электроснабжения потребителей.

Именно этот принцип закладывается в структуру энергетической системы, образованной в виде организованного множества самобалансирующихся энергорайонов (энергосистем).

Проектирование гибридных энергетических комплексов

Комплексное проектирование гибридных энергокомплексов самобалансирующихся энергорайонов может быть построено по следующей схеме:

- структуризация района по узлам потребления электроэнергии;
- разделение графика потребления каждого из узлов по категориям электропотребителей с безусловным выделением графика электроснабжения критических для жизнеобеспечения узла потребителей;
- определение собственных энергоресурсов района и оценка их потенциала по каждому виду местного энергоресурса;
- составление баланса мощности по каждой категории потребителей и максимально соответствующей балансу в каждый момент времени мощности потенциальной генерации;

⁴ URL:https://www.so-ups.ru/index.php?id=rza_goals_rel

– балансирование отрицательных небалансов накопителями энергии и гарантирующими поставщиками электроэнергии по группам потребителей, обеспечивая приоритет критических для жизнеобеспечения района потребителей;

– резервирование возможных перебоев электроснабжения собственной генерацией или накопителями энергии потребителей, в первую очередь критических для жизнеобеспечения района потребителей;

– при невозможности сбалансировать потребление критических потребителей энергорайона рассмотреть возможность расширения его границ за счет объединения с соседними энергорайонами или создания новых потребителей энергии, которые смогут обеспечить балансирование избыточной энергии местной генерации.

Такая схема выделения самобалансирующихся энергорайонов позволит обеспечить временное или долгосрочное выделение их из состава энергетической системы без потери жизнеспособности региональной инфраструктуры.

Применение предлагаемой схемы потребует, однако, изменения в организации электроэнергетического хозяйства страны, но, учитывая то обстоятельство, что примерно 2/3 территории обеспечивается энергией в изолированных энергосистемах, именно за счет них может быть обеспечен первый этап трансформации Единой энергетической системы России в Единую энергетическую систему распределенного типа.

Проектирование энергорайонов, не обеспеченных собственными энергоресурсами, делает необходимым расширение их границ до тех пор, пока их самобалансирование по критическим электропотребителям не будет достигнуто. Такие энергорайоны можно называть **терминальными энергосистемами**. Объединение терминальных энергосистем в районные, региональные, национальные и межнациональные энергосистемы должно удовлетворять требованиям теории иерархических многоуровневых систем [12] и определяемым ею критериям координируемости их элементов.

При проектировании терминальных энергосистем графики потребления имеющихся потребителей энергии необходимо пересмотреть в стороны возможной коррекции за счет изменения технологии производства для промышленных потребителей и использования энергосберегающих технологий для потребителей всех видов.

Безусловно, спроектированные таким образом терминальные энергосистемы или энергетические комплексы, будут иметь более высокие инвестиционные затраты по сравнению с существующими методиками оценки эффективности, например по нормированной стоимости электроэнергии (LCOE)⁵. Но при включении в структуру этого показателя затрат на преодоление рисков нарушения энергобезопасности терминальной энергосистемы его величина может оказаться не такой уж высокой.

Иными словами, использование рассматриваемой схемы проектирования терминальных энергосистем как узлов распределенной энергетической системы страны повысит живучесть распределенной энергосистемы, и сделает ее менее чувствительной к природным, политическим и иным внешним по отношению к рассматриваемой энергосистеме рискам. Это только подтверждает известную русскую поговорку «скупой платит дважды» или высказывание то ли барона Ротшильда, то ли Бернарда Шоу, то ли кого-то из французских модельеров «я не так богат, чтобы покупать дешевые вещи».

Выходя за пределы изолированных энергосистем, с которых наиболее целесообразно начинать проектирование терминальных энергосистем предлагаемого типа, необходимо отметить, что и в развитии атомной энергетики следует учитывать режимные возможности проектируемых электростанций. И если регулирование мощности ветровыми и солнечными электростанциями ограничивается ресурсом, то регулирование мощности атомными электростанциями пока еще ограничивается их технологией. При этом при оценке предельной стоимости сооружения атомных электростанций основным конкурентом на их замещение считаются тепловые электростанции⁶, имеющие, в отличие от них, значительно более широкий диапазон регулирования мощности. Повышение маневренности атомных электростанций рассматривается как одно из возможных решений, в частности с помощью тепловых накопителей энергии, однако для использования их в составе крупных терминальных энергосистем технологические возможности регулирования мощности атомными электростанциями должно быть неотъемлемой частью проектов их сооружения.

⁵ [https://ru.wikipedia.org/wiki/Нормированная стоимость электроэнергии](https://ru.wikipedia.org/wiki/Нормированная_стоимость_электроэнергии)

⁶ Единые отраслевые методические указания по определению показателя LCOE и предельной стоимости сооружения АЭС в России, обеспечивающей конкурентоспособный уровень показателя LCOE. Утверждены приказом Госкорпорации Росатом 14.04.2017 № 1/320-П.

Заключение

Переход от стратегии глобализации к стратегии энергетической безопасности и повышения живучести отдельных территорий и государств подразумевает аналогичный переход и в энергетической стратегии. К этому подталкивает опыт развития человеческого общества в XXI в. при крайнем обострении межгосударственных отношений на почве глобальной политики.

Повышенная живучесть энергетики может быть достигнута за счет создания национальных энергетических систем как систем распределенного типа, которые будут строиться в виде ассоциации самобалансирующихся энергорайонов. Такой подход требует управления развитием энергетики на системной основе, как развитие взаимосвязанного энергокомплекса генераторов, транспортных и распределительных систем, управляемых потребителей электроэнергии, находящихся под единым и согласованным управлением на всех горизонтах планирования и оперативного управления.

Отправной точкой реализации такой стратегии может быть развитие изолированных энергетических систем удаленных территорий Дальневосточного Федерального округа.

Литература

1. Тягунов, М.Г. Цифровизация и управление в распределенных энергетических системах с ВИЭ / М.Г. Тягунов // Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития /под ред. Н.Д.Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2019. – С.187–203.

2. Экспертно-аналитический доклад «Цифровой переход в электроэнергетике России / под ред. В.Н. Княгинина И Д. В. Холкина, 2017. – URL https://www.csr.ru/uploads/2017/09/Doklad_energetika-Web.pdf

3. Лю Чжэнья. Глобальное энергетическое объединение / Чжэнья Лю. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016.

4. Internet of Distributed Energy Architecture – Архитектура Интернета энергии – тип децентрализованной электроэнергетической системы, в которой реализовано интеллектуальное распределенное управление, осуществляемое за счет энергетических транзакций между ее пользователями. – URL <https://idea-go.tech/>

5. Распределенный расчет установившихся режимов электрических сетей / Т.А. Волкова, А.В. Лыкин, А.Г.Фишов и др. // Электроэнергия. – 2020. – № 1 (58). – С. 28–33.

6. Метод построения сетевой модели системы управления. / М.Г. Тягунов, Н.А. Соболенко, Ч.Ч. Бойчев и др. // Электронное моделирование. – 1991. – Т.13. – № 3. – С.81–85.

7. Системные свойства гибридных энергокомплексов на основе возобновляемых источников энергии / В.С. Афонин, А.Г. Васьков, Г.В. Дерюгина и др. // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2012. – №2. – С.20–27.

8. Васьков, А.Г. Оптимизация структуры гибридных энергетических комплексов с потребителями различного типа / А.Г. Васьков, М.Г. Тягунов // Энергетик. – 2013. – №6. – С. 97–100.

9. Коваленко, Е.В. Гибридные энергетические комплексы с когенерацией в изолированных энергетических системах / Е.В. Коваленко, М.Г. Тягунов. // Альтернативная энергетика и экология. – 2015. – № 10-11 (174-175). – С. 167–177.

10. Перминов, Э.М. К вопросу о структуре и управлении энергетикой будущего / Э.М. Перминов, М.Г. Тягунов // Энергия единой сети. – 2019. – №5. – С. 40–55.

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

12. Месарович, М. Теория иерархических многоуровневых систем / М. Месарович, Д. Мако, И. Такахара; пер. с англ. под ред. И.Ф. Шахнова. – М.: Мир, 1973.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РЗА В ЕЭС РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2050 г.

Жуков А. В.,

к.т.н., советник директора АО «СО ЕЭС»

Волошин А.А.,

к.т.н., директор Центра компетенций
НТИ ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ»

Мировые тенденции развития электроэнергетики сегодня ставят перед специалистами в области релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики (РЗА) новые задачи, требующие разработки интеллектуальных подходов и инновационных технических решений при разработке современных систем защиты и автоматического управления в условиях реализации задач энергоперехода и формирования требований профессионального сообщества к характеристикам энергосистемы будущего.

Очевидно, что развитие современных систем РЗА связано с разработкой и применением технологий искусственного интеллекта на платформе широкомасштабного внедрения цифровой техники и развития информационной технологической инфраструктуры в электроэнергетике. Профессиональный подход и оценка перспектив интеллектуального развития систем РЗА требует разработки научно обоснованной стратегии развития технологий управления энергосистемы будущего, формулирования концептуальных направлений развития, апробацию принципов построения, архитектурных и технических решений перспективных систем РЗА. Важнейшей задачей исследований является также обоснование и подтверждение оптимальности и экономической целесообразности предлагаемой стратегии развития РЗА, разработки современной научно-технической базы, отвечающей целевым направлениям развития отечественной электроэнергетики, реализующих задачи цифровой трансформации отрасли и перспективного развития ЕЭС России.

Говоря о направлениях развития систем РЗА, необходимо понимать характеристики и перспективы развития ЕЭС России, – как объекта управления.

Затрагивая вопросы реализации Энергетической стратегии России до 2035 г. в условиях энергетического перехода, можно отметить следующее:

– Текущая структура генерирующих мощностей в ЕЭС России отражает исторически сложившуюся традиционную структуру генерации. на 1 января 2022 г. 66,1% установленной мощности ЕЭС России приходится на ТЭС (в том числе 49,5% – газ и 16,2% – уголь), 20,3% – ГЭС, 12% – АЭС, 1,6% – ВИЭ.

– При указанной структуре генерации практически 2/3 общего объема выработки электроэнергии осуществляется на ТЭС, на долю «зеленой» генерации (АЭС, ГЭС, СЭС и ВЭС) приходится 39,3 %.

– До 2027 г. в ЕЭС России планируется ввод 13,2 ГВт генерирующих мощностей, из них только в ОЭС Сибири и ОЭС Востока суммарно будет введено 3,4 ГВт генерации, что составляет 26,0 % от общего объема намеченных вводов.

– Для осуществления энергоперехода и достижения углеродной нейтральности доля «зеленой» генерации в балансе ЕЭС России неуклонно будет возрастать. Среди ОЭС наибольшая доля ВИЭ в установленной мощности достигнута в ОЭС Юга – в декабре 2021 года она составила 11,7 % (3358 МВт). В период до 2030 г. ожидается ввод 5–8 ГВт мощностей возобновляемой генерации, что увеличит установленную мощность ВИЭ в России до 10–13 ГВт.

– Продолжение развития ВИЭ уже сегодня приводит к необходимости строительства дополнительных межсистемных линий электропередач напряжением 220 кВ и выше для выдачи их мощности.

Комплексы РЗА представляют собой важнейший механизм эффективного автоматического управления электроэнергетическими режимами ЕЭС России, поддержания надежности ее функционирования и живучести.

Рассматривая перспективы развития системы РЗА, необходимо, прежде всего, дать оценку фактического технического состояния и достигнутого уровня технического совершенства современных комплексов РЗА ЕЭС России.

Процесс разработки и модернизации устройств и комплексов РЗА идет непрерывно, опираясь на научный и достигнутый технический потенциал развития современных технологий в мире. Технические платформы системы РЗА менялись неоднократно. Можно выделить три основных – на электромеханических реле, на основе элементов микроэлектроники, на основе цифровой / микропроцессорной техники.

Вопросами применения цифровой техники и информационных технологий для задач диспетчерского и автоматического управления режимами работы ЕЭС российские специалисты начали заниматься еще в 70-е гг. прошлого века: это направления развития технологий управления режимами работы энергосистем на базе автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ, Государственная премия СССР 1986 г.), систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ), централизованных комплексов противоаварийной автоматики (ЦСПА, Государственная премия СССР 1991 г.), разработки программных расчетных комплексов для выбора параметров настройки РЗА. В эти годы также активно велись работы по применению микропроцессорной техники в устройствах и технических комплексах РЗА. Все это позволило создать цифровую платформу разработки и производства отечественной РЗА, не уступающей зарубежным аналогам, а по отдельным направлениям их превосходящей. Огромный вклад в развитие этих технологий наравне с представителями научно-исследовательских и проектных институтов отрасли, производителей аппаратуры РЗА внесли специалисты, работающие в структуре оперативно-диспетчерского управления.

Внедрение цифровых технологий в РЗА сегодня является мировым трендом. Это связано с теми преимуществами, которые предоставляют цифровые и информационные технологии для реализации функций защиты и адаптивного автоматического управления режимами работы силового оборудования, электрических сетей и энергосистем, повышения технического совершенства устройств РЗА и снижения затрат на их эксплуатационное обслуживание. Кроме того, применение цифровой техники и информационных технологий позволяет создавать цифровые объекты электроэнергетики, где вопросы функциональной и аппаратной интеграции, вопросы надежности функционирования оборудования и систем управления (РЗА, АСУ ТП) могут решаться на новом интеллектуальном уровне с максимальной степенью автоматизации процессов проектирования, наладки и ввода в эксплуатацию, выработки оптимального управления РЗА в различных схемно-режимных условиях работы оборудования и электрической сети, мониторинга состояния и минимизации влияния человеческого фактора на качество технических решений и надежность функционирования РЗА.

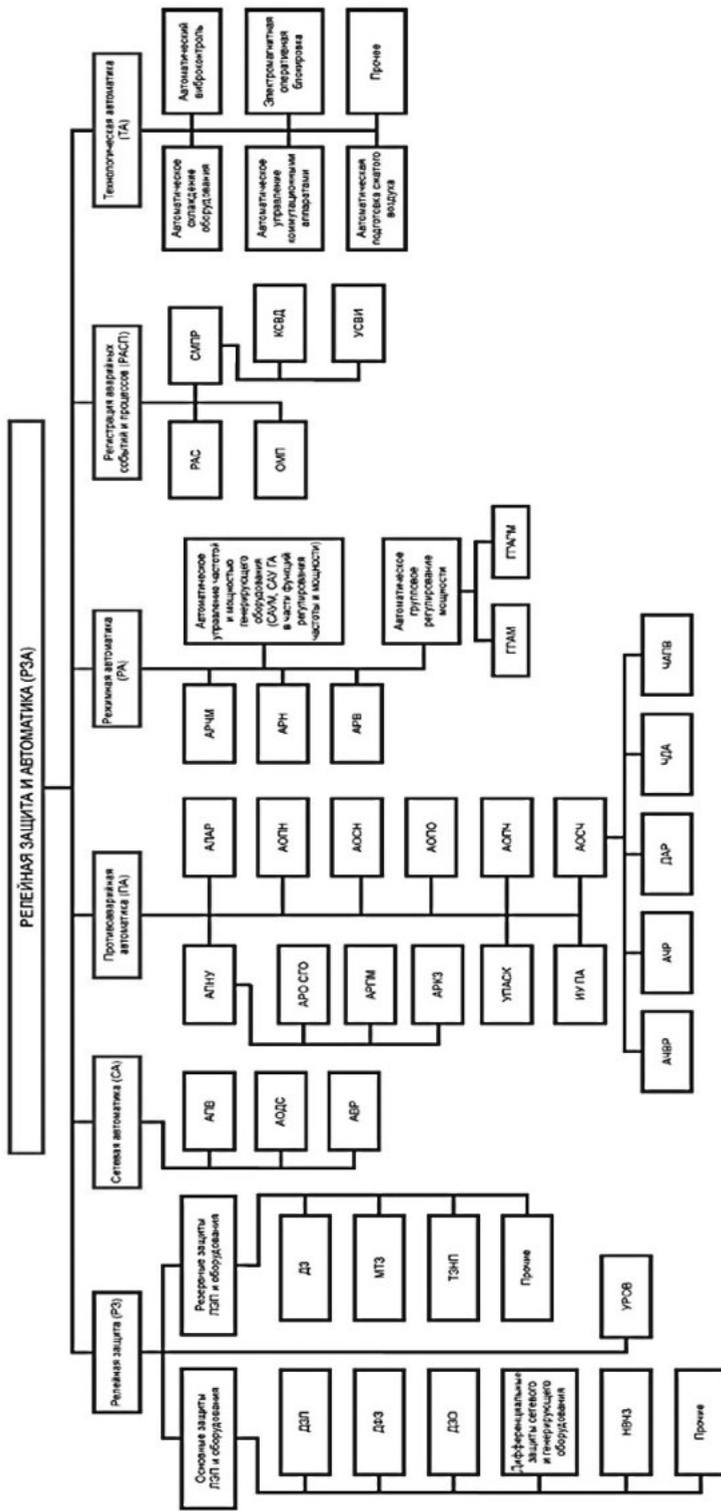


Рис 1. Классификация устройств РЗА в соответствии с ГОСТ Р 59909–2021

Сегодня возможность интеллектуального развития технологий РЗА на цифровой платформе вызывает профессиональный интерес специалистов, а получаемый экономический эффект по снижению затрат на создание и эксплуатацию цифровых объектов мотивирует заинтересованность руководства компаний и отрасли в их развитии.

Принятый в 2021 г. ГОСТ Р 59909-2021 выделяет в РЗА шесть основных систем автоматики: релейная защита (РЗ), сетевая автоматика (СА), противоаварийная автоматика (ПА), режимная автоматика (РА), система регистрации аварийных событий и процессов (РАСП), техническая технологическая автоматика объектов электроэнергетики (ТА). Этой классификацией руководствуются сегодня все компании отрасли. Она же лежит в основе нормативно-правовых актов, регулирующих процедуры и взаимоотношения субъектов энергетики в области РЗА.

На протяжении последних трех десятилетий в электросетевом комплексе ЕЭС России активно ведутся работы по модернизации действующих комплексов РЗА с их заменой на цифровую технику. Учитывая масштабность стоящей задачи по модернизации находящихся в эксплуатации морально устаревших и физически изношенных устройств РЗА, становится очевидным, что такая работа требует тщательного планирования и не может быть проведена в сжатые сроки.

Динамика модернизации технической платформы отдельных видов автоматики за последнее десятилетие приведена в табл. 1. За последнее десятилетие количество электромеханических устройств РЗ и СА на объектах 330 – 750 кВ ЕЭС России сократилось почти в два раза – с 74% до 36,45%, при этом число микропроцессорных (МП) устройств выросло с 15% до 57,1%. Аналогичная тенденция наблюдается и в сетях класса напряжения 110 – 220 кВ: число МП устройств РЗ и СА, заместивших их предыдущее поколение, за минувшие 13 лет выросло почти в десять раз – с 6% до 57,1%.

В настоящее время в электросетевом комплексе ЕЭС России вводятся в эксплуатацию преимущественно МП устройства РЗА отечественного производства.

Аппаратное исполнение устройств РЗА

ВИД ИСПОЛНЕНИЯ		на 01.01.2009		на 01.01.2022	
		110-220	330-750	110-220	330-750
Эл.мех	РЗ и СА	86%	74%	62,76%	36,45%
	ПА	46%	53%	17,38%	14,65%
МЭ	РЗ и СА	8%	11%	3,47%	6,45%
	ПА	36%	23%	9,72%	7,29%
МП	РЗ и СА	6%	15%	33,76%	57,1%
	ПА	18%	24%	72,9%	78,06%

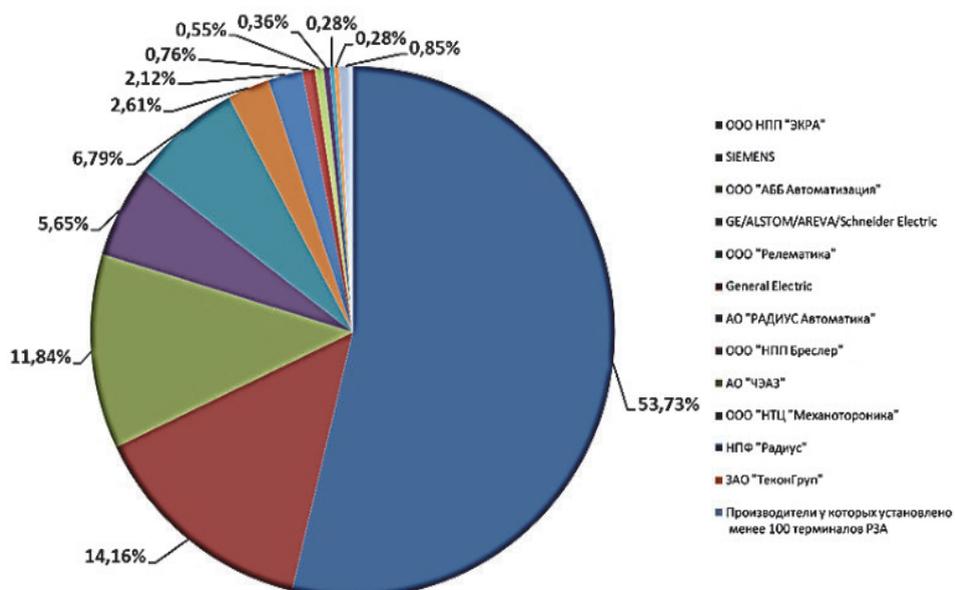


Рис 2. Оснащенность электрических сетей МП устройствами РЗ и СА различных производителей

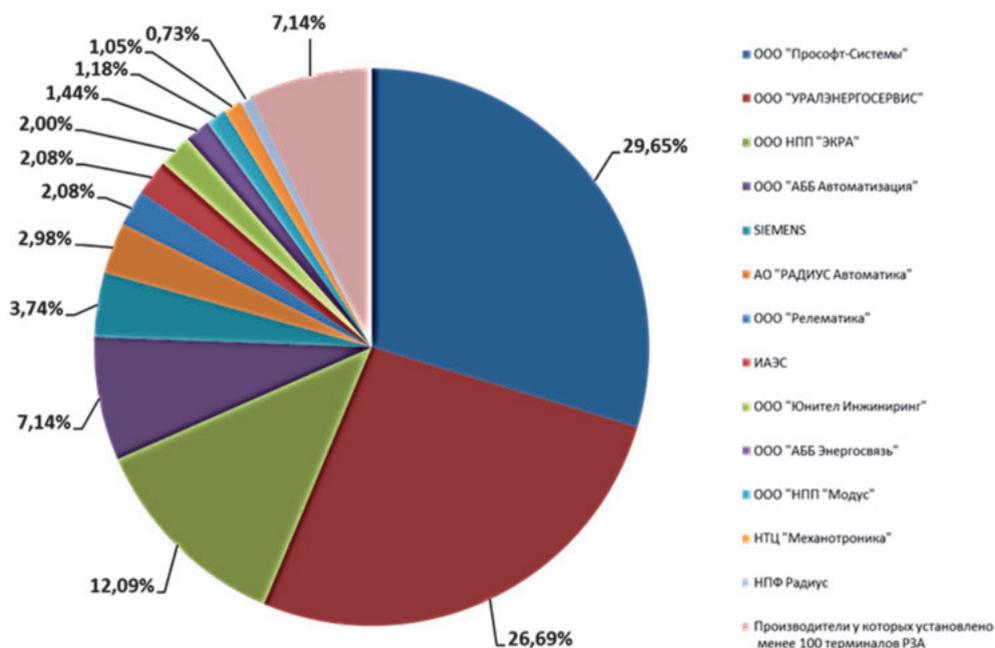


Рис 3. Оснащенность электрических сетей МП устройствами ПА различных производителей

Сегодня можно констатировать, что в России создана отечественная цифровая платформа развития технологий РЗА, а специалисты в области РЗА были одними из первых, кто фактически открыл эпоху цифровой трансформации электроэнергетики и сделал эту задачу выполнимой, кто предложил и активно реализует ключевой технологический тренд современного цифрового развития электроэнергетики.

Любая технология имеет объективные ограничения и пределы своей применимости. В настоящее время идет активный процесс познания возможностей применения цифровых технологий для решения тех или иных конкретных задач управления и оценки дальнейших перспектив их развития для получения максимальной эффективности применения при решении задач цифровой трансформации отрасли.

Стратегическое направление развития цифровых технологий в электроэнергетике сегодня – это реализация преимуществ киберфизической системы, – сочетания цифровой (кибернетической, вычисляемой) и физической (действующей, управляемой) систем и их взаимодействие. Соответственно этому, развитие систем автоматизированного управления и РЗА позволит повысить эффективность их функционирования за счет:

➤ разработки систем мониторинга параметров электроэнергетического режима, состояния электрической сети и силового оборудования, технического состояния и доступных ресурсов управления системы РЗА с целью верификации в реальном времени математических моделей при всех видах расчетов электроэнергетических режимов и выбора управляющих воздействий для повышения адаптивности и эффективности функционирования систем управления;

➤ применения совершенных математических моделей – цифровых двойников, формируемых путем взаимосогласованного обмена фрагментами информационной модели, что позволит оптимизировать процессы поддержания информационных моделей субъектов электроэнергетики, повысить качество и согласованность данных в моделях с созданием логической Единой цифровой модели электрической сети (ЕЦМ), а также перейти к цифровому информационному обмену данными в привязке к элементам ЕЦМ и, в конечном счете, обеспечит повышение уровня точности и достоверности расчетов и анализа ретроспективных, прогнозных и перспективных электроэнергетических режимов.

➤ повышения технического совершенства цифровых систем управления путем применения современных средств доставки и обработки информации, разработки и внедрения современных алгоритмов управления с применением технологий искусственного интеллекта, совершенства их архитектурных и аппаратных решений, реализующих принципы мультиагентного управления, гибкой функциональной архитектуры с миграцией функций, самоорганизацией и самонастройкой, осуществления функции адаптивного автоматического управления надежностью функционирования комплексов, что сократит издержки на управление и повысит надежность работы энергосистемы.

Важно понимать значение системы РЗА, высокие требования к надежности ее работы, физические основы построения и функционирования, чтобы при разработке технических решений по модернизации РЗА оптимально и эффективно реализовать новые технологические возможно-

сти, которые предоставляют современные цифровые и информационные технологии. При этом важнейшим условием этого процесса является научное обоснование требований, норм и характеристик, достигаемого уровня надежности функционирования и уровня технического совершенства модернизируемой системы РЗА для возможности ее адаптации к изменяющимся свойствам и характеристикам энергосистемы в процессе ее развития.

Получение значимых для отрасли результатов разработки цифровых технологий сегодня связывается, прежде всего, с реализацией пилотных проектов Ассоциации «Цифровая энергетика». Эти проекты предполагают разработку сквозных цифровых технологий и цифровых решений с применением технологий искусственного интеллекта и интернета вещей. В качестве примера можно привести краткое описание следующих проектов.

▪ **Проект ПАО «Россети» по созданию типовых решений при реализации высокоавтоматизированных (цифровых) подстанций (ЦПС), который предусматривает также создание корпоративного профиля МЭК-61850.**

Цели и задачи проекта:

- Разработка и апробация типовых технических решений (архитектур) ЦПС;
- Повышения надежности электроснабжения;
- Снижение капитальных и операционных затрат на эксплуатацию систем релейной защиты и автоматики, автоматизированной системы управления технологическим процессом, системы оперативного постоянного тока и противоаварийной автоматики (соответственно – РЗА, АСУ ТП, СОПТ);
- Обеспечение независимости технической платформы ЦПС от одного производителя.

▪ **Проект АО «СО ЕЭС» по созданию Активных энергетических комплексов (АЭК).**

Цель проекта – создание условий для эффективного развития распределенной генерации за счет построения на рынках электроэнергии прозрачной и экономически выгодной системы отношений, позволяющей интегрировать локальную генерацию промышленных кластеров в ЕЭС

России с условием сохранения необходимого уровня надежности и безопасности функционирования всей энергосистемы и экономической базы сетевого комплекса. Проект представляет собой новый формат отношений между розничным производителем и промышленными потребителями электрической энергии. Оптимальными условиями для создания АЭК является близость к территориям промышленных кластеров.

В рамках данного проекта предполагается решение комплекса задач РЗА. Приказом Минэнерго России от 30.06.2020 №507 утверждены требования к управляемому интеллектуальному соединению активных энергетических комплексов, в рамках которых определены функции вновь создаваемой системы, основными из которых являются:

- Автоматическое регулирование с коррекцией по частоте и ограничение внешних перетоков активной мощности в пределах разрешенной мощности АЭК посредством автоматического регулирования активной мощности генерирующих установок (ГУ), селективного автоматического управления потреблением и сетевым интерфейсом АЭК с энергосистемой.

- Обеспечение действия устройств противоаварийной автоматики на изменение значений активной мощности внешних перетоков АЭК, выделение на изолированную работу АЭК и блокировку автоматического включения линий связи АЭК.

- Астатическое регулирование частоты АЭК в изолированном режиме работы или автоматическое изменение режима регулирования выделенной ГУ на режим астатического регулирования частоты АЭК.

- Расчет объема оказанных услуг по передаче электрической энергии для каждого субъекта АЭК за расчетный период по ставке, отражающей удельную величину расходов на содержание электрических сетей.

- Автоматическая отправка результатов расчета объемов оказанных услуг по передаче электрической энергии в электронной форме сетевой организации и гарантирующему поставщику.

В целях правового регулирования деятельности, осуществляемой в рамках пилотного проекта, выпущено Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2020 г. №320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов». Проект направлен на реализацию на розничных рынках электроэнергии.

▪ **Проект АО «СО ЕЭС» по разработке и внедрению целевой модели управления спросом на электроэнергию.**

Управление спросом на электроэнергию (англ. Demand Response) – это изменение потребления электроэнергии потребителями относительно их нормального профиля нагрузки в ответ на изменение цен на электроэнергию, предусмотренные для того, чтобы снизить потребление в периоды высоких цен на электроэнергию на оптовом рынке или когда системная надежность под угрозой. Управление спросом может снижать цены на электроэнергию на оптовом рынке, что, в свою очередь, приводит к снижению цен на розничном рынке.

Предпосылкой к развитию управления спросом является рост технологических возможностей для изменения потребителями режимов собственного электропотребления в силу развития технологий телекоммуникаций, средств автоматизации производства, распространения распределенной генерации и накопителей энергии. Использование такого ресурса позволит повысить эффективность работы энергосистемы и создаст новые механизмы оптимизации затрат на энергоснабжение для потребителей, а также увеличит использование эффективной генерации. При внедрении проекта управления спросом на электрическую энергию применяется принцип технологической нейтральности в отношении используемых конечными потребителями технологий управления собственным электропотреблением, что приводит к конкуренции технологий и внедрению наиболее эффективных решений.

Цели проекта – повышение эффективности работы ЕЭС России, за счет привлечения нового ресурса регулирования баланса спроса и предложения на стороне потребителей электроэнергии. Трансформация роли потребителей в энергосистеме, позволяющая им самостоятельно выступать поставщиками ресурсов регулирования баланса в энергосистеме.

Реализация проекта позволит решить следующие задачи.

- Привлечение нового ресурса регулирования баланса спроса и предложения;
- Повышение эффективности использования объектов генерации, объектов потребления;
- Повышение степени утилизации объектов генерации и накопителей у потребителей;
- Стимулирование развития новых видов услуг.

▪ **Проект АО «СО ЕЭС» по цифровому дистанционному управлению графиками нагрузки электрических станций из диспетчерских центров.**

В соответствии с Энергетической Стратегией Российской Федерации до 2035 г., одной из задач российского энергетического сектора является переход оперативно-диспетчерского управления на 100-процентное автоматическое дистанционное управление режимами работы объектов электрической сети 220 кВ и выше и объектами генерации мощностью 25 МВт и выше в ЕЭС России. Такая потребность сформировалась в ответ на ряд вызовов, преодоление которых стало возможным с развитием цифровых технологий промышленного интернета вещей и искусственного интеллекта.

Цели проекта.

➤ Развитие технологии регулирования электроэнергетического режима путем автоматического дистанционного управления графиками нагрузки из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС»;

➤ Исключение участия оперативного персонала электростанций в рутинных операциях приема из диспетчерских центров и передачи в автоматизированную систему управления технологическим процессом электростанции заданий плановой мощности;

➤ Создание технологических условий для развития рыночных механизмов балансирования внутри часа (сокращение цикла расчета ПБР), что позволяет точнее реагировать на внутрис часовые изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, а также параметров электроэнергетического режима энергосистемы, в том числе:

- нелинейное изменение потребления от часа к часу;
- резкопеременную генерацию электростанций ВИЭ, доля которой в ЕЭС растет значительными темпами;
- изменяющуюся с учетом температуры окружающего воздуха пропускную способность сети.

Пилотными площадками для реализации проекта стали гидроэлектростанции ПАО «РусГидро».

▪ **Проект ПАО «Россети» по реализации интеллектуального мониторинга силового оборудования энергообъектов.**

Цель проекта – создание комплексного решения на базе технологий контроля технического состояния электросетевого оборудования под ра-

бочим напряжением и комплекса организационных мероприятий для перехода на обслуживание силового оборудования подстанций ПАО «Россети» по текущему состоянию.

▪ **Проект ПАО «Россети» по созданию системы автоматической диагностики и повышения эффективности обслуживания устройств РЗА, АСУ ТП и средств измерений ПС, автоматизированной цифровой системы мониторинга и анализа функционирования устройств РЗА.**

К основным целям и задачам проекта относятся:

➤ автоматизация труда персонала, эксплуатирующего РЗА, АСУ ТП и средства измерений (СИ);

➤ снижение эксплуатационных затрат компании за счет сокращения объема ручных операций при техническом обслуживании РЗА и анализе аварийных ситуаций;

➤ обеспечение условий для перехода к риск-ориентированному управлению и техническому обслуживанию микропроцессорных РЗА по фактическому состоянию.

➤ обеспечение эффективного информационного обмена между субъектами электроэнергетики для предупреждения аварий, связанных с работой РЗА.

Очевидно, что пилотные проекты направлены на развитие современных принципов и технологий управления, гармонизирующих экономические и технологические показатели работы энергокомпаний и отрасли в целях получения максимального экономического результата работы при обеспечении нормируемых требований надежности и эффективности функционирования ЕЭС России. При этом, применение цифровых технологий позволяет реализовать сложные многофакторные адаптивные алгоритмы управления с обработкой огромных массивов данных в режиме реального времени, что открывает фантастические перспективы развития системы РЗА и достижения синергетического эффекта управления.

Определение целевого образа развития технологий в области релейной защиты и автоматизации энергосистем на долгосрочную перспективу до 2050 г. является очень важной и актуальной задачей, так как именно целевой образ развития технологий может задать необходи-

мый вектор развития и помочь скоординировать усилия для обеспечения устойчивого и надежного функционирования электроэнергетических систем в будущем.

В настоящей статье мы не описываем, каким путем мы придем к образу будущего. Описываем только характеристики и свойства этого образа будущего. Также мы считаем, что на горизонте 2050 г. глобальная конъюнктура будет скорее нейтральной и доступные в РФ технологии будут соответствовать общемировому уровню их развития.

Для того чтобы сформировать целевой образ технологий РЗА в перспективе до 2050 г., нужно определить основные влияющие факторы. К таким факторам относятся:

- развитие технологий генерации, передачи и хранения электроэнергии;
- развитие средств вычислительной техники и информационных технологий;
- развитие и доступность кадрового потенциала.

С точки зрения развития технологий генерации и передачи электроэнергии можно констатировать перспективы масштабного ввода в энергетических системах страны ВИЭ и СНЭЭ, предполагать появление новых видов распределенных источников энергии, включая водородные энергетические установки и «малые» атомные электрические станции, а также широкое применение электротранспорта и преобразовательных и иных устройств на основе силовой электроники, развития электросетевого комплекса страны, внедрения технологий «умных сетей», дальнейшего усиления межсистемных связей ЕЭС России.

В области развития средств вычислительной техники и информационных технологий можно предположить создание квантовых компьютеров и квантовых коммуникаций, создание беспроводных сетей нового поколения 6G и далее, глобальных космических сетей связи, а также повышение вычислительной мощности и снижение электропотребления процессоров, создание оптических процессоров.

Следует учитывать также эволюционное изменение видов профессиональной деятельности, трудовых функций, и, соответственно, образования. Многие направления человеческой деятельности в электроэнергетике перестанут быть актуальными и будут заменены прикладными программными комплексами. В частности, все трудовые функции, связанные

с обработкой цифровой информации человеком по типовым правилам с использованием компьютеров, например, такие как: создание отчетов, типовые операции по анализу данных, расчеты показателей, формирование документов и проч., с большой долей вероятности перестанут существовать, так как будут выполняться интеллектуальными программными агентами. Мы предполагаем, что специальности, связанные с проектированием, наладкой, а также контролем и управлением эксплуатацией, будут выполняться преимущественно интеллектуальными программными комплексами без активного участия человека.

Развитие и доступность кадрового потенциала для предприятий электроэнергетики в настоящее время и в будущем можно охарактеризовать следующими тенденциями:

➤ уменьшается количество поступающих на энергетические специальности, так как работа в сфере информационных технологий выглядит для выпускников более привлекательной как с точки зрения уровней оплаты труда, так и с точки зрения условий работы и уровня ответственности;

➤ в настоящее время на правительственном уровне принимаются меры по существенному стимулированию подготовки кадров в области информационных технологий, что также приведет к дефициту кадров в энергетике.

С учетом описанных выше факторов можно представить следующий образ российской энергетики будущего на горизонте 2050 г..

➤ Сохраняется тренд на развитие и укрепление ЕЭС России.

➤ Необходимость сбалансированного подхода к изменению структуры генерирующих мощностей, учитывающих как технические, так и экономические факторы, в том числе: сохранение потребности в базовой генерации, ограничения размещения ВИЭ в энергосистеме, необходимость резервирования их мощности с помощью накопителей большой мощности (ГАЭС) и традиционной генерации;

➤ Ожидаемые изменения в структуре выработки электроэнергии России до 2050 г. базируются на следующих принципах:

▪ увеличение доли «зеленой» генерации в балансе электрической энергии при условии обеспечения стабильности функционирования энергосистемы;

- сокращение доли угольной генерации за счет вывода из эксплуатации электростанций сроком службы более 70 лет;
- сохранение доли ГЭС в выработке электроэнергии на текущем уровне;
- доведение доли АЭС в выработке электроэнергии до 25%;
- доля «зеленой» генерации в выработке электроэнергии вырастет с 39,3% в 2021 г. до 56,8% к 2050 г. Выработка угольных ТЭС в общей структуре снизится с 12,6% до 4,7% к 2050 г., а доля выработки СЭС и ВЭС достигнет 12,5%.

➤ Широкое применение преобразовательных и иных устройств на основе силовой электроники и технологий «умных сетей» в электросетевом комплексе страны.

➤ Введение в работу больших мощностей СЭС и ВЭС, которые оказывают заметное влияние на режимы работы ЭЭС.

➤ Масштабное применение электротранспорта, который оказывает заметное влияние на режимы работы распределительных сетей.

➤ Введение в эксплуатацию мощных мобильных источников энергии новых типов (СНЭЭ в контейнерах, водородная электрогенерация и др.).

➤ Развитость микроэнергосистем, имеющих собственную генерацию, систем накопления энергии, систем автоматического управления, обеспечивающих нормативные показатели качества электроэнергии и надежности электроснабжения потребителей при работе микроэнергосистемы как в автономном режиме, так и в режиме параллельной работы с энергосистемой.

➤ Высокий уровень наблюдаемости и управляемости в распределительных сетях. В распределительных сетях широко используются энергоутеры и системы накопления электроэнергии, технологическое подключение осуществляется гибко в полуавтоматическом режиме.

Указанные факторы могут привести к проявлению следующих вызовов.

➤ Массовое внедрение ВИЭ, распределенной малой генерации приведет к изменению динамических характеристик энергосистем, что потребует адекватного изменения принципов, технологических алгоритмов управления, требований адаптивности и быстродействия функционирования РЗА для обеспечения надежной работы энергосистем в новых условиях.

➤ Сильное влияние погодных условий на режимы работы электрической сети и ЭЭС из-за внедрения ВИЭ. Необходимость совершенствования методов прогнозирования изменения объемов генерации и потребления, планирования балансов и резервов в режиме реального времени.

➤ Влияние электротранспорта на режимы работы электрических сетей: потребуется создание специализированных систем управления зарядом и разрядом электротранспорта по критериям оптимальности и допустимости режимов работы электрических сетей.

➤ Сближение значений рабочих токов и токов КЗ. Применение СНЭЭ, ВИЭ и электротранспорта приведет к сближению токов КЗ и рабочих токов, вследствие широкого применения силовой преобразовательной техники (инверторов), которые будут ограничивать токи КЗ. Это приведет к потере чувствительности и снижению селективности резервных защит, что вызовет необходимость пересмотра принципов организации системы РЗА в распределительных сетях с трендом на широкомасштабное применение защит с абсолютной селективностью.

➤ Обеспечение информационной безопасности (ИБ) потребует разработки и применения системных подходов по безопасной разработке программно-технических средств, а также наличия развитых встроенных в устройства и комплексы управления средств защиты информации. Без решения проблемы обеспечения ИБ с четко формализованными требованиями и правилами ввод в эксплуатацию цифровых энергообъектов без постоянного обслуживающего персонала будет невозможен.

➤ Перспективы нарастания экстремальных погодных явлений (вследствие изменения климата) и возникающие при этом аварийные режимы работы энергосистем потребуют разработки и реализации новых требований к системе РЗА по обеспечению устойчивой и надежной работы энергосистем, включая задачу интеллектуальной автоматической сборки электрической схемы и восстановление работы энергосистемы после системной аварии и т.п. Это приведет к формированию требований к самонастройке, самоорганизации и самовосстановлению энергосистем.

➤ Необходимость применения селективного управления генерацией и потреблением нагрузки, в том числе управления нагрузкой «за счетчиком» в малом и среднем бизнесе, в домашних хозяйствах.

➤ Внедрения многофакторных интеллектуальных алгоритмов и методов управления режимами работы энергосистем и микроэнергосистем на основе энергетических и электрических режимных параметров работы,

фактического эксплуатационного состояния оборудования, рыночных критериев и данных с применением технологии интернета вещей.

➤ Эволюция специальностей и трудовых функций в электроэнергетике приведет к трансформации требований к технологиям и бизнес-процессам в сторону большей автономности функционирования энергообъектов. Переход от планово-предупредительного подхода в эксплуатации к риск-ориентированному подходу позволит частично адаптироваться к дефициту рабочих кадров. При этом велика вероятность возникновения сервисов по предоставлению услуг по техническому обслуживанию и ремонтам специализированными организациями, квалифицированными частными лицами и т.п.

Следствием этого является необходимость скорейшего концептуального пересмотра принципов организации, путей модернизации и этапов развития систем РЗА ЕЭС России на ближайшую и дальнюю перспективу. Значительный вклад в разработку идеологии развития технологий управления, прежде всего РЗА, в эпоху цифровой трансформации электроэнергетики и четвертой промышленной революции (Индустрия 4.0) должны внести технологии, разработка которых сегодня ведется в рамках пилотных проектов энергетических компаний отрасли.

Для реализации планов развития энергосистемы будущего потребуются решить множество технических и организационных задач, в том числе: развития ЕНЭС и электрических сетей для интеграции растущих объемов вводимых ВИЭ, существенное расширение ресурсов регулирования режимов работы (ГАЭС, иные накопители большой и малой мощности), разработки механизмов поддержки традиционной генерации, развития «быстрых рынков», включая управление спросом и рынками резервов (НПРЧ и АВРЧМ), разработку и внедрение интеллектуальных технологий планирования и управления, модернизацию технических комплексов систем автоматического и оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России.

Высокая скорость изменения технологий может привести к отставанию темпов разработки современных НТД и НПА, что в свою очередь может привести к замедлению темпов развития и внедрения новых эффективных технологий в электроэнергетике.

Новый образ техники и технологии релейной защиты и автоматизации энергосистем на горизонте 2050 г. должен отвечать вызовам и решениям, указанным на рис. 4.

Новые технологии РЗА должны обладать следующими характеристиками.

➤ Измерения доступны в цифровом виде непосредственно от силовых устройств. Должны применяться сенсоры основных физических величин, не требующие установки специализированных ТТ и ТН.

➤ Синхронизированные векторные измерения являются информационной платформой данных электрических параметров работы силового оборудования и электрической сети для задач мониторинга, защиты, автоматического и автоматизированного управления.

➤ Команды управления поступают на силовое оборудование в цифровом виде, все схемы управления приводами реализуются внутри силового устройства.

➤ Благодаря развитию систем накопления электроэнергии, СОПТ выполняется распределенной, каждый элемент силового оборудования имеет собственную систему гарантированного питания, обеспечивающую его работу от батарей в течение не менее 24 часов, подзарядка.

➤ Для передачи данных внутри энергообъекта применяются преимущественно беспроводные каналы связи, что позволяет выполнить требования по снижению объемов работ по ТОиР, а также требования по скорости самовосстановления, самонастройке и самоорганизации.

➤ Для реализации информационного обмена с центрами управления (ДЦ, ЦУС) используются общие информационные модели, полностью описывающие все объекты, элементы, их свойства и атрибуты, а также процессы (технологические и бизнес-процессы).

➤ Концептуально пересмотрены принципы построения системы РЗА:

- учитывая развитость информационной инфраструктуры системы РЗА, приоритет функций РЗ отдан устройствам защиты с абсолютной селективностью, функции РЗ с относительной селективностью сохраняются в сокращенном объеме (живучесть энергосистемы);

- выполнение основных защит с абсолютной селективностью, защит от перегрузки, а также резервных защит, работающих без выдержки времени, реализовано в цифровых устройствах, входящих в комплектацию силового оборудования: эти устройства выполняются в защищенном исполнении, срок службы таких устройств соответствует сроку службы силового устройства, параметры настройки защит силового оборудования зависят только от параметров силового оборудования и не зависят от изменяющихся режимных параметров;

- надежность функционирования устройств и комплексов РЗА обеспечивается применением в них принципов гибкой функциональной архитектуры (миграция функций, самонастройка, самоорганизация, управляемая надежность);

- техническое совершенство устройств и комплексов РЗА, построенных на принципах гибкой функциональной архитектуры, устранил необходимость периодического эксплуатационного обслуживания устройств и гарантирует нормируемые показатели надежности их функционирования на всех этапах жизненного цикла (на интервале между обновлением технических компонентов);

- кардинально пересмотрены принципы построения системы РЗ распределительных сетей (РС) в связи с изменением структуры, свойств и характеристик РС при массовым внедрении ВИЭ и источников малой генерации, изменения уровней токов КЗ, связанных с применением в РС преобразовательной техники: в РС применяются защиты с абсолютной селективностью с использованием беспроводных защищенных каналов связи для передачи данных в реальном времени между подстанциями (ТП, РП и/или отпайками);

- развитие технологий централизованного и децентрализованного автоматического режимного и противоаварийного управления, технологии мультиагентного управления ориентировано на применение интеллектуальных многомерных технологических алгоритмов реального времени, развитие smart технологий (энергетических кластеров, микроэнергосистем...), привлечения к управлению ресурсов FACTS, СНЭЭ, потребителей, что повысит гибкость, адаптивность и эффективность функционирования РЗА на всех уровнях;

- проблемы информационной безопасности устройств и комплексов РЗА решены применением специального программного обеспечения, архитектурных и алгоритмических решений, реализующих при выявлении попытки несанкционированного информационного проникновения функцию адаптивной управляемой деградации РЗА;

- нормативные требования к надежности функционирования технических комплексов РЗА и АСУ ТП сближены, поэтому реализована возможность их аппаратной и функциональной интеграции в единый программно-технический комплекс объекта электроэнергетики;

- развита технология дистанционного управления силовым оборудованием и РЗА из ДЦ и ЦУС; информация в эти центры будет поступать по беспроводным каналам связи непосредственно от интеллектуального силового оборудования;

- проектирование, наладка и управление эксплуатацией будут выполняться интеллектуальными системами на основе применения методов искусственного интеллекта без непосредственного участия человека.

- Выполнение функций резервных защит электрической сети с относительной селективностью, действующих с выдержками времени, а также автоматики управления электрическими сетями, системной режимной и противоаварийной автоматики, реализовано в ПТК ДЦ и ЦУС. Параметры настройки данных защит и автоматик автоматически адаптируются к текущим и прогнозируемым условиям работы энергосистемы.

- Интеллектуальное силовое оборудование и технические средства РЗА объектов электроэнергетики подключается к «облачным сервисам», через которые осуществляется мониторинг режимов работы, диагностика текущего состояния и реализуется дистанционное управление из ДЦ и ЦУС.

- Тренд развития диспетчерского и технологического управления направлен на реализацию технологий автоматического управления. Роль человека изменится – человек будет задавать правила функционирования и требования, система сама будет синтезировать оптимальные решения (рис. 5, 6).

- Получат значительное развитие технологии распределенного скоординированного управления, т.е. за счет обмена информацией между отдельными узлами энергосистемы (в том числе, принадлежащим разным собственникам) будет осуществляться эффективное скоординированное управление режимом работы отдельных узлов и всей энергосистемы с оптимизацией технологических и экономических показателей работы при обеспечении нормируемых показателей надежности. ДЦ и ЦУС трансформируются в арбитров (верификаторов), контролирующих соответствие рассчитанных управляющих воздействий требованиям и нормам.

- Нормы и правила будут выпускаться в форме онтологий (машинночитаемые форматы). Системы автоматического управления технологическими и бизнес-процессами будут автоматически перестраивать свои алгоритмы работы и принципы взаимодействия в соответствии с новыми требованиями, выпускаемыми в форме онтологий.

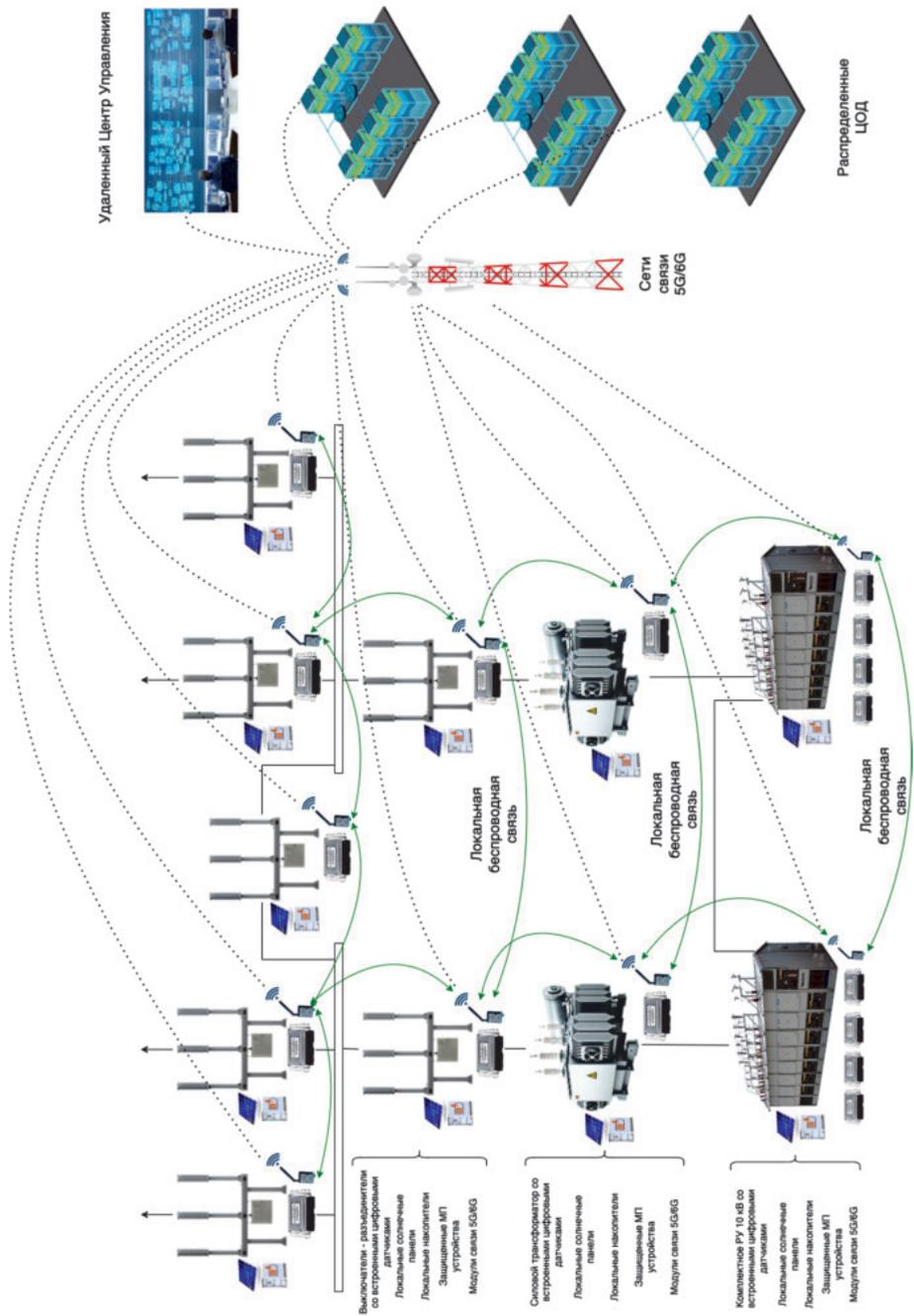


Рис. 5. Структурная схема Системы защиты автоматики и управления электрическими сетями

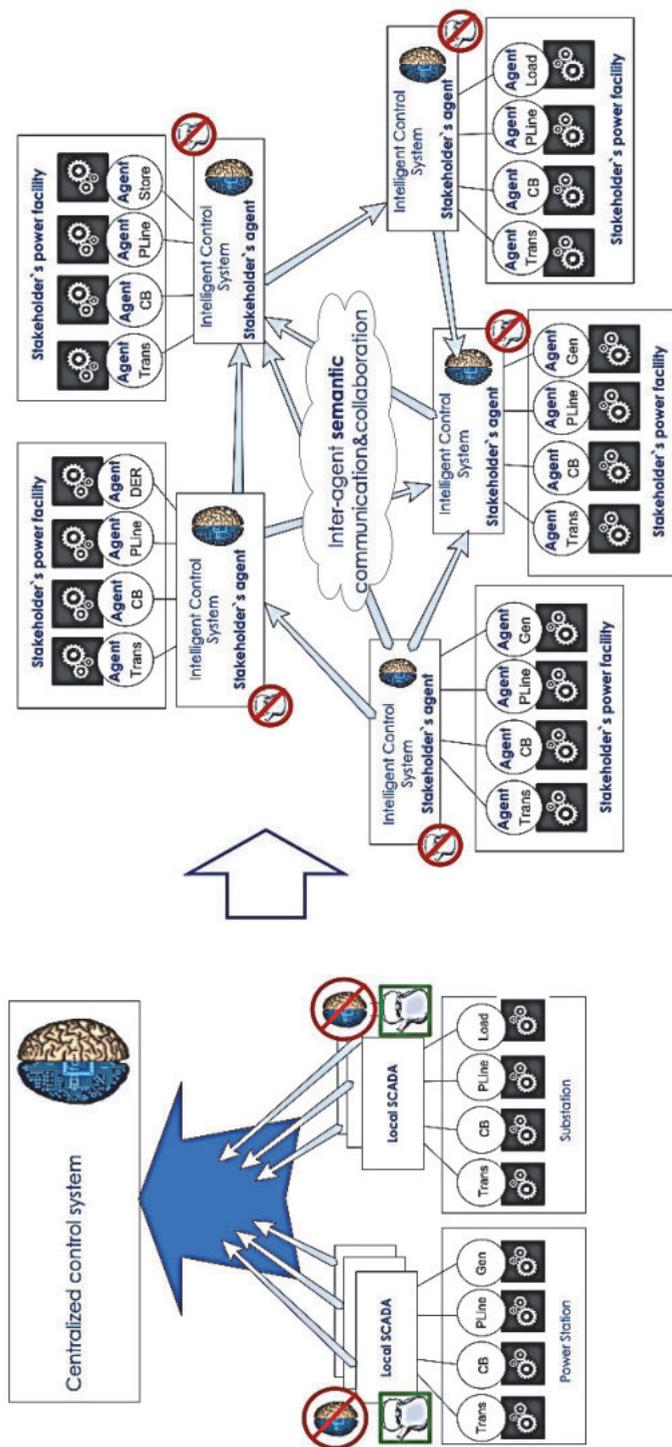


Рис. 6. Переход к распределенной архитектуре диспетчерского и технологического управления

➤ Проектная и эксплуатационная документация, по сути, будут формировать цифровые модели систем управления, силового оборудования, энергообъекта и энергосистемы в целом. Данные мониторинга и диагностики будут автоматически актуализировать состояние цифровых моделей и формировать объективную оценку показателей надежности и технико-экономической эффективности в режиме реального времени. Контроль состояния со стороны регуляторов и управление процессами развития и эксплуатации будет выполняться в автоматическом режиме с применением интеллектуальных программных комплексов без привлечения персонала для сбора и агрегации данных.

Заключение

Наиболее перспективными технологиями с точки зрения обеспечения нового качества электроэнергетических систем будущего являются технологии возобновляемой и распределенной генерации, накопления электроэнергии, гибкого управления ресурсами и режимами работы оборудования и методы искусственного интеллекта, базирующиеся на инновационных возможностях силовой электроники, цифровых и информационных технологий.

Можно утверждать, что в ближайшие три десятилетия трансформация электроэнергетики в направлении экологической нейтральности будет пройдена и экосистема электроэнергетики будет в значительной мере создана – бурный этап переходного развития, определяющий изменение структуры, характеристик и свойств энергосистемы будет находиться на завершающей стадии, что означает предсказуемость и стабилизацию процессов развития энергосистемы, возможность завершения разработки эффективных законов и технологий ее управления, достижения поставленных сегодня задач цифровой трансформации электроэнергетики.

К 2050 г. должна быть полностью сформирована цифровая технологическая платформа Интеллектуальной Системы РЗА. Решена проблема импортозамещения электронных компонентов аппаратуры РЗА. Технологические алгоритмы работы систем РЗА базируются на принципах математического моделирования защищаемой сети, характеристик и алгоритмов функционирования применяемых устройств автоматики и защиты (цифровые двойники), оценки доступных ресурсов управления и фактической надежности реализации своих функций, обеспечения принципов

адаптивного управления и настройки РЗА к изменяющимся схемно-режимным условиям их работы в режиме реального времени с применением технологии CIM моделирования и применения информационных моделей на базе МЭК 61850. Объекты электроэнергетики сетей СВН и значительное число объектов РС ЕЭС России выполнены по стандартам ЦПС. Управление реализуется с учетом оценки фактических показателей надежности и доступных ресурсов по риск-ориентированной модели.

Будут найдены научно обоснованные критерии эффективного применения цифровых и информационных технологий для задач РЗА в трех основных координатах: надежность, техническое совершенство (интеллектуальность), экономичность; обоснованы и гармонизированы оптимальные целевые многомерные законы управления с достижимым техническим совершенством систем РЗА на современной цифровой и информационной платформе. Это основа концептуального развития систем РЗА энергосистем будущего.

Основными характеристиками образа будущих технологий РЗА на горизонте развития до 2050 г. являются интеллектуальность, высокая автономность, обеспечивающая самоорганизацию, самонастройку и самовосстановление функциональности без участия человека.

СОСТОЯНИЕ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ (КОМПЛЕКС МЕР) ПО ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Сапаров М.И.,

к.т.н., заведующий отделением АО «ЭНИН»

В настоящее время мы являемся свидетелями и участниками реализации четвертого энергетического перехода, который заключается в широком использовании возобновляемых источников энергии (ВИЭ), вытеснении ископаемых видов топлива, декарбонизации и борьбы с глобальным изменением климата.

Термин «энергетический переход» был предложен В. Смилом [1], он использовал его «для описания изменения структуры первичного энергопотребления и постепенного перехода от существующей схемы энергообеспечения к новому состоянию энергетической системы». С количественной точки зрения энергетический переход рассматривается как сокращение на 10% доли присутствия на рынке определенного энергоресурса за 10 лет. В первом энергетическом переходе цивилизация переходила от использования биомассы (древесины) в качестве основного энергоносителя к углю. В ходе этого перехода доля угля в общем объеме потребления первичной энергии с 1840 по 1900 гг. увеличилась ориентировочно с 5 до 50%, и уголь стал основным источником энергии индустриального мира. Во втором энергетическом переходе началось интенсивное использование нефти (нефтепродуктов) – ее доля в энергетическом секторе выросла приблизительно с 3% в 1915 г. до 45% к 1975 г. Третий энергетический переход привел к широкому использованию природного газа (его доля выросла приблизительно с 3% в 1930 г. до 24% в 2019 г.), он постепенно стал вытеснять и уголь, и нефть (рис. 1).

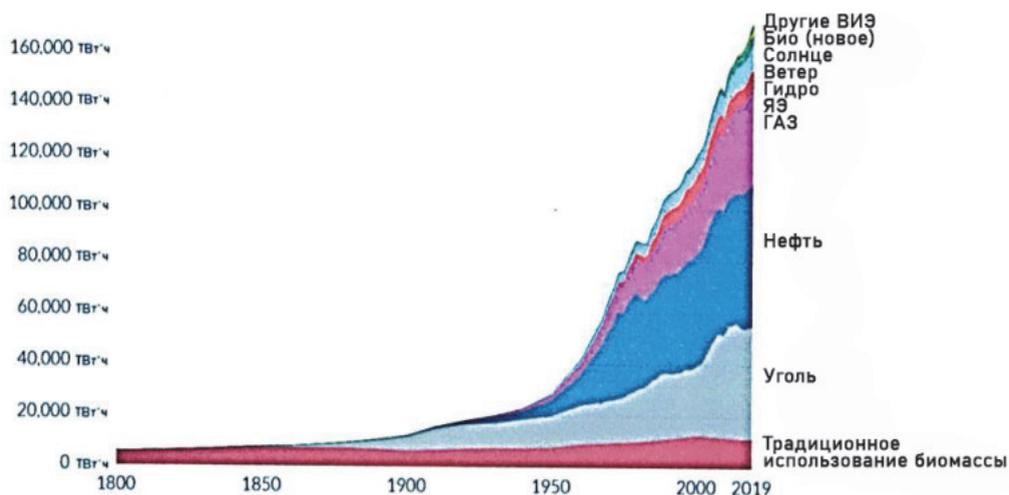


Рис. 1. Глобальное потребление первичной энергии

Большое значение для определения международных энергетических и климатических целей на будущее имел 2015 г. В ноябре–декабре 2015 г. в Париже прошла 21-я Конференция Сторон Рамочной Конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН), по результатам которой было принято «Парижское соглашение» [2].

В сентябре 2015 г. главы 193 государств, согласовали Повестку дня в области устойчивого развития на период до 2030 г., которая включает 17 Целей устойчивого развития (ЦУР) [3], из которых ЦУР 7 представляет собой непосредственно цель в области энергетики (рис. 2). Она ориентирована на «обеспечение доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех». Согласно поставленным относительно этой цели задачам, необходимо: увеличить долю энергии из возобновляемых источников, удвоить глобальный показатель повышения энергоэффективности, продвигать более чистые технологии использования ископаемого топлива. Кроме того, в рамках задач предусмотрена активизация международного сотрудничества и поощрение инвестиций в исследования и технологии и инфраструктуру в области экологически чистой энергетики.



Рис. 2. Цели в области устойчивого развития

В 2017 г. в столице Республики Казахстан состоялся Международный форум и Министерская конференция по энергетике в интересах устойчивого развития [4], на которой было принято Заявление Министров, содержащее ряд добровольных мер: подготовка национальных планов действий в сфере устойчивой энергетики, разработка международно-признанных минимальных стандартов энергоэффективности во всех секторах и совершенствование методов сбора общедоступных данных и показателей, касающихся энергетики для устойчивого развития.

Особое значение в принятом документе придаётся международному сотрудничеству в рамках региональных комиссий ООН, в том числе Экономической и социальной комиссии ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО) и Европейской экономической комиссии (ЕЭК ООН).

В настоящее время ЭСКАТО осуществляет мониторинг реализации ЦУР в регионе, который включает 62 страны с населением 4,2 млрд человек, в том числе Российскую Федерацию и 7 стран СНГ [5]. Серьезный толчок развитию энергетического сотрудничества в рамках ЭСКАТО дало проведение первого Азиатско-Тихоокеанского энергетического форума, который состоялся в 2013 г. во Владивостоке [6]. По итогам форума принята Декларация министров о региональном сотрудничестве в целях повышения энергетической безопасности и рационального использования энергии в Азиатско-Тихоокеанском регионе, в которой закреплено стрем-

ление стран региона развивать сотрудничество в области повышения энергоэффективности, укрепления и повышения энергетической безопасности, активизации применения возобновляемых источников энергии.

В 2020 г. Комитет по устойчивой энергетике ЕЭК ООН завершил проект «Пути перехода к устойчивой энергетике – ускорение энергетического перехода в регионе ЕЭК ООН», призванный помочь странам в разработке, реализации и отслеживании национальной политики в области устойчивой энергетике [7].

Разработка этого проекта проходила в течение четырех лет под эгидой Комитета по устойчивой энергетике ЕЭК ООН и при финансовой поддержке Российской Федерации. Проект является совместным исследованием Комитета, отдела устойчивой энергетике и шести его групп экспертов: по возобновляемой энергетике; энергоэффективности; газу; шахтному метану; экологически более чистым электроэнергетическим системам; управлению ресурсами.

В исследовании принимали участие ведущие аналитики Международного института прикладного системного анализа, Тихоокеанской северо-западной национальной лаборатории, Института технологии охраны окружающей среды, безопасности и энергетике им. Фраунгофера и Научно-исследовательского института по проблемам систем и инноваций им. Фраунгофера.

В данном проекте и докладе, подготовленном по его результатам, основное внимание уделяется исключительно устойчивой энергетике в регионе ЕЭК ООН в период до 2050 г.

Проект ЕЭК ООН «Пути к устойчивой энергетике» определяет «устойчивую энергетiku» через три основополагающие элемента: энергобезопасность «бесперебойное обеспечение энергией, необходимой для экономического развития», энергия для качества жизни «обеспечение энергией, доступной для всех в любое время» и энергетика и окружающая среда, «ограничивающие воздействие энергетической системы на климат, экосистемы и здоровье» (рис. 3).

Компонент «Энергетика и окружающая среда» отражает компромиссы между удовлетворением растущего спроса на энергоснабжение, обеспечением здоровой окружающей среды и чистого воздуха и защитой человечества от изменения климата.



Рис. 3. Основные компоненты «Энергетики для устойчивого развития»

В рамках компонента «Энергетика и окружающая среда» особое значение, помимо ЦУР 7, имеют еще три ЦУР: 6 «Чистая вода и санитария», 12 «Рациональные модели потребления и производства» и 13 «Борьба с изменением климата». Связь ЦУР 6 с энергетикой обусловлена значительным количеством воды, которое потребляет энергетическая отрасль, включая процесс выработки электроэнергии на ГЭС или при использовании воды для охлаждения в процессе производства энергии на ТЭС и АЭС. Конкуренция за водные ресурсы приводит к появлению проблем, требующих комплексного водно-энергетического подхода, который в некоторых случаях выходит за пределы национальных границ.

ЦУР 12 ориентирована на повышение значимости экономики замкнутого цикла. Энергетическая отрасль играет решающую роль в достижении целей, связанных с эффективностью использования ресурсов. ЦУР 12 также включает поэтапный отказ от субсидий на ископаемые виды топлива, деформирующих энергетический рынок. Еще одним связующим моментом является осведомленность и применение мер по энергобережению и повышению энергоэффективности.

ЦУР 13 обеспечивает связь с национальными обязательствами по смягчению последствий изменения климата – так называемыми «определяемыми на национальном уровне вкладками» (ОНУВ), – которые необходимо будет выполнить до 2030 г.

В рамках проекта ЕЭК ООН «Пути к устойчивой энергетике» были определены показатели для наглядного представления воздействия различных сценариев в сфере климата, технологий и политики и, параметры, которые были включены в две комплексные модели оценки – Модели оценки глобальных изменений (GCAM) и Модели альтернативных стратегий предложения энергии и их общего воздействия на окружающую среду (MESSAGE). Благодаря этому комплексному методу удалось разработать состоящую из трех компонентов концепцию устойчивой энергетике и сформулировать следующие основные выводы и рекомендации:

- У каждой страны есть своя отправная точка в зависимости от имеющихся ресурсов, инфраструктуры, нормативно-правовой базы, культурного и природного наследия. Следовательно, каждая страна обладает уникальным набором вариантов дальнейших действий.

- Достижение целей устойчивой энергетике является сложной социальной, политической, экономической и технологической задачей. Хотя страны ЕЭК ООН не пришли к согласию относительно вариантов коллективного достижения целей энергетике в интересах устойчивого развития, результаты моделирования показывают, что каждой стране следует идти своим путем, исходя из своих экономических возможностей и природных ресурсов. Эффективность этого процесса можно намного повысить за счет международного сотрудничества и инноваций, которые способны обеспечить появление более оперативных и масштабных стратегий.

- Модернизация и оптимизация нынешней основанной на использовании ископаемого топлива инфраструктуры и ее интеграция с инфраструктурой возобновляемой энергетике имеет решающее значение для достижения устойчивого развития. Любое сокращение доли ископаемого топлива в энергобалансе должно регулироваться путем принятия надлежащих мер по смягчению негативных социально-экономических последствий.

- Смягчение негативных социальных последствий необходимо для осуществления перехода к устойчивой энергетике на справедливой основе. Всем заинтересованным сторонам необходимо участвовать в разработке новых бизнес-моделей и создании рабочих мест.

- Выявление субрегиональных возможностей для совместного планирования развития энергетической системы необходимо в целях укрепления национальных и региональных сетей, повышения энергетической безопасности и обеспечения комплексного планирования ресурсов (таких, как вода, энергоресурсы и сельское хозяйство).

- Энергосбережение и энергоэффективность должны стать основными элементами энергетических систем будущего. Повышение энергоэффективности в процессах производства, передачи, распределения и потребления энергии должны рассматриваться в качестве приоритетных задач. Эти меры также обеспечивают защиту населения от вызываемого декарбонизацией повышения цен на энергию. Энергосбережение и повышение энергоэффективности являются наилучшим способом сокращения выбросов углерода в регионе. Такое положение дел справедливо для всех секторов экономики, особенно для секторов строительства, промышленного производства и транспорта.

- Повышение качества жизни посредством улучшения качества воздуха в городах и загрязненных районах. Это благо должно учитываться в анализе затрат-выгод при осуществлении инвестиций в энергетический переход.

- Результаты моделирования сценариев развития энергетики указывают на отсутствие экономически рационального сценария, предусматривающего существенное сокращение потребления ископаемого топлива к 2050 г. Это связано с тем, что, в отличие от электроэнергетики, при нынешнем уровне технологий очень трудно заменить возобновляемой энергией горючее для транспорта и тяжелой промышленности.

- Если в среднесрочной перспективе ископаемые виды топлива сохранят свои позиции в качестве источника энергии, то возникнет настоятельная необходимость в направлении крупных инвестиций в развитие технологий с низким и нулевым уровнем выбросов углерода, включая технологии улавливания, хранения и утилизации углерода (УХУ).

- Повышение энергоэффективности и декарбонизация энергоснабжения имеют важное значение для выполнения Парижского соглашения. Возобновляемые источники энергии, высокоэффективные ископаемые виды топлива с использованием и хранением углерода, ядерная энергия и водород – все это должно быть частью энергетического баланса для достижения энергетической безопасности и декарбонизации экономики в долгосрочной перспективе.

- Принимаемые в настоящее время меры по предотвращению изменения климата недостаточно эффективны для достижения целевого показателя в 2 °С.

Изменение климата входит в число ключевых глобальных проблем. С целью взаимодействия и координации по решению данной проблемы практически все страны мира подписали и ратифицировали Рамочную конвенцию ООН об изменении климата [8].

Деятельность РКИК ООН обеспечивают:

- Конференция сторон конвенции (КС) – верховный орган, собирающийся каждый год для рассмотрения реализации (воплощения) положений конвенции;
- Вспомогательный орган для консультирования по научным и техническим аспектам – снабжает Конференцию советами по вопросам науки, технологии и методологии;
- Вспомогательный орган по осуществлению помогает оценивать и пересматривать воплощение положений конвенции;
- Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК) – это орган ООН, ответственный за оценку научных знаний, связанных с изменением климата.

С 1988 г. МГЭИК выпущено пять всеобъемлющих оценочных докладов, несколько специальных и методологических докладов. В настоящее время подготовлен Шестой оценочный доклад (рис. 4).



Рис. 4. Шестой оценочный цикл МГЭИК

В развитие Рамочной конвенции 11 декабря 1997 г. в г. Киото был принят Киотский протокол, в котором количественные обязательства участвующих государств по ограничению или сокращению выбросов парниковых газов были определены, как правило, относительно базового 1990 г.

Подписанное в 2015 г. Парижское соглашение направлено на укрепление глобального реагирования угрозы изменения климата в контексте устойчивого развития, том числе посредством:

- удержания прироста глобальной средней температуры ниже 2°C и приложения усилий в целях ограничения роста температуры до 1,5°C;
- повышения способности адаптироваться к неблагоприятным воздействиям изменения климата и содействия развитию при низком уровне выбросов парниковых газов;
- приведения финансовых потоков в направлении развития, характеризующегося низким уровнем выбросов.

Парижское соглашение представляет собой набор национальных программ по обеспечению достижения целевой задачи. Отличие Парижского соглашения от Киотского протокола заключается в самом подходе к достижению ограничения выбросов парниковых газов. Киотский протокол был основан на подходе «сверху вниз»: сначала определялась общая цель по снижению суммарных выбросов, и на её основе определялись целевые уровни выбросов по конкретным странам (рис. 5). Парижское соглашение основано на подходе «снизу вверх»: результат формируется из определяемых на национальном уровне вкладов (ОНУВ).



Рис. 5. Отличия Киотского протокола и Парижского соглашения

Парижское соглашение вступило в силу 4 ноября 2016 г. 195 Сторон РКИК ООН (194 стран и ЕС) подписали соглашение. Российская Федерация подписала Парижское соглашение 22.04.2016 г. (распоряжение Правительства РФ от 14.04.2016 №670-р), и 21.09.2019 г. ратифицировала его (Постановление Правительства РФ от 21.09.2019 №1228).

Указом Президента Российской Федерации от 04.11.2020 № 666 был установлен ОНУВ на 2030 г.: «Обеспечить к 2030 году сокращение выбросов парниковых газов до 70% относительно уровня 1990 года с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации».

В соответствии с обязательствами по РКИК ООН и Киотскому Протоколу Российская Федерация регулярно разрабатывает и представляет в секретариат Конвенции следующие документы [9]:

- Национальное сообщение – основной документ, содержащий данные и материалы по всем видам деятельности, ведущейся в стране в соответствии с РКИК ООН. Первое национальное сообщение было выпущено в 1995 г., последнее, седьмое – в 2017 г. Очередное, восьмое национальное сообщение, должно быть представлено в секретариат Конвенции в 2022 г.;

- Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, разрабатывается ежегодно и является одним из основных элементов национальной отчетности Российской Федерации;

- Двухгодичный доклад в соответствии с требованиями «Руководящих принципов РКИК ООН для представления Сторонами, являющимися развитыми странами». В 2019 г. разработан четвёртый двухгодичный доклад.

Методическое руководство, подготовка и редактирование указанных документов, при координации Росгидромета, осуществляется ФГБУ «Институт глобального климата и экологии имени академика Ю.А. Израэля» (ИГКЭ). Кроме этого, институт готовит ежегодный «Доклад об особенностях климата на территории Российской Федерации» [9].

В 2020 г. Российская Федерация представила в секретариат Конвенции «Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом», за 1990–2018гг. Согласно данному ка-

дастру совокупные выбросы ПГ по сравнению с 1990 г. снизились на 47,6% с учетом сектора «Землепользование, изменения землепользования и лесное хозяйство» (ЗИЗЛХ), и на 30,3% без учета ЗИЗЛХ.

Распределение вкладов в общий антропогенный выброс ПГ в России за 2018 г. по секторам представлено следующим образом: «Энергетика» – 78,9%, «Промышленные процессы и использование продукции» – 11,0%, «Сельское хозяйство» – 5,7%, «Отходы» – 4,4%. Таким образом доминирующую роль в совокупном выбросе составляют выбросы энергетического сектора.

В 2018 г. выбросы ПГ в секторе «Энергетика» в эквиваленте CO₂ составили 1,75 млрд т., что на 31,8% ниже уровня 1990 г. В их составе преобладал CO₂ – на него в 2018 г. приходилось 85,7% всех выбросов по сектору. Вклады CH₄ и N₂O составили 14,0% и 0,3% соответственно.

В 2018 г. 56,0 % выбросов от сектора определяло сжигание топлива в энергетической промышленности. Сжигание топлива на транспорте вносило 17,24% суммарных выбросов ПГ от сектора, сжигание топлива в промышленности – 11,32%, а в других отраслях экономики – 15,44%.

По данным Международного энергетического агентства [10] в целом по миру выброс CO₂, обусловленный сжиганием топлива, в период с 1990 по 2018 г. фактически увеличивался с каждым годом и в 2018 г. он превысил уровень базового 1990 г. более чем на 60% (рис. 6, табл. 1).

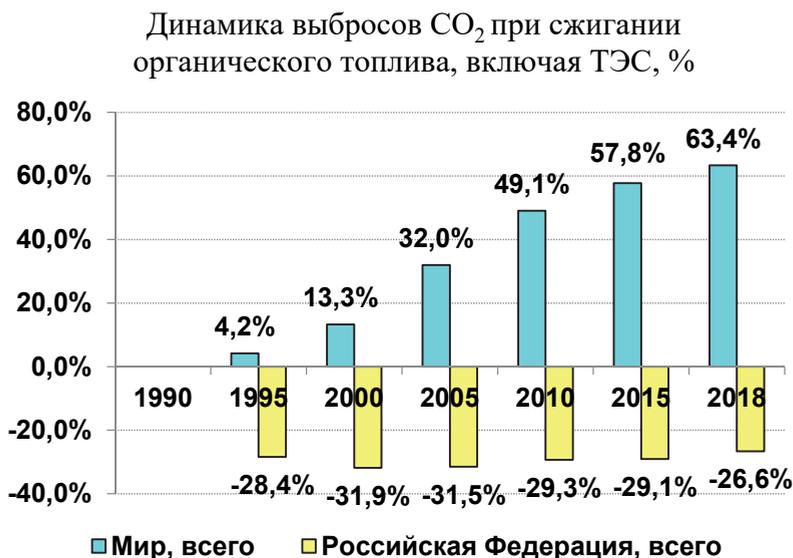


Рис. 6. Динамика выбросов CO₂ при сжигании органического топлива, включая ТЭС, в Российской Федерации и в целом по миру, %

Динамика выбросов CO₂ при сжигании органического топлива, включая ТЭС, в Российской Федерации и в целом по миру, млн т

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2018
По миру, млн.т.	20516	21373	23241	27078	30582	32366	33513
По России, млн.т.	2163,5	1548,3	1474,4	1481,9	1529,2	1534,5	1587,0

На рисунке 7 показана динамика удельных выбросов парниковых газов (гСО₂/кВт·ч) при производстве электроэнергии в период с 1990 по 2018 г. в России, в среднем по миру и странам ОЭСР [10].

Удельный выброс CO₂ по России при производстве электроэнергии в 2018 г. составил 356 гСО₂/кВт·ч, что на 30% ниже соответствующего значения в среднем по миру. С 1990 до 2018 г. по России удельный выброс CO₂ при производстве электроэнергии сократился на 55,6гСО₂/кВт·ч, или на 15,6%.

Согласно пересмотренным Руководящим принципам РКИК ООН в секторе «Энергетика» представляются данные о выбросах парниковых газов CO₂, CH₄, N₂O и предшественников озона NO_x, CO, неметановых летучих органических соединений (НМЛОС) и SO₂ от сжигания топлив, их утечек и испарения, транспорта и хранения CO₂. Выбросы обусловлены добычей, первичной переработкой, транспортировкой и использованием природного топлива (нефть, природный и нефтяной (попутный) газы, уголь, торф и др.) и продуктов его переработки.

По данным отраслевой отчетности в 2018 г. выброс ПГ ТЭС ЕЭС России был равен 553,4 млн т., что составляет почти 25% от совокупного выброса ПГ в стране (2220 млн т) или 31,6% от выбросов ПГ в секторе «Энергетика» (1750 млн т).

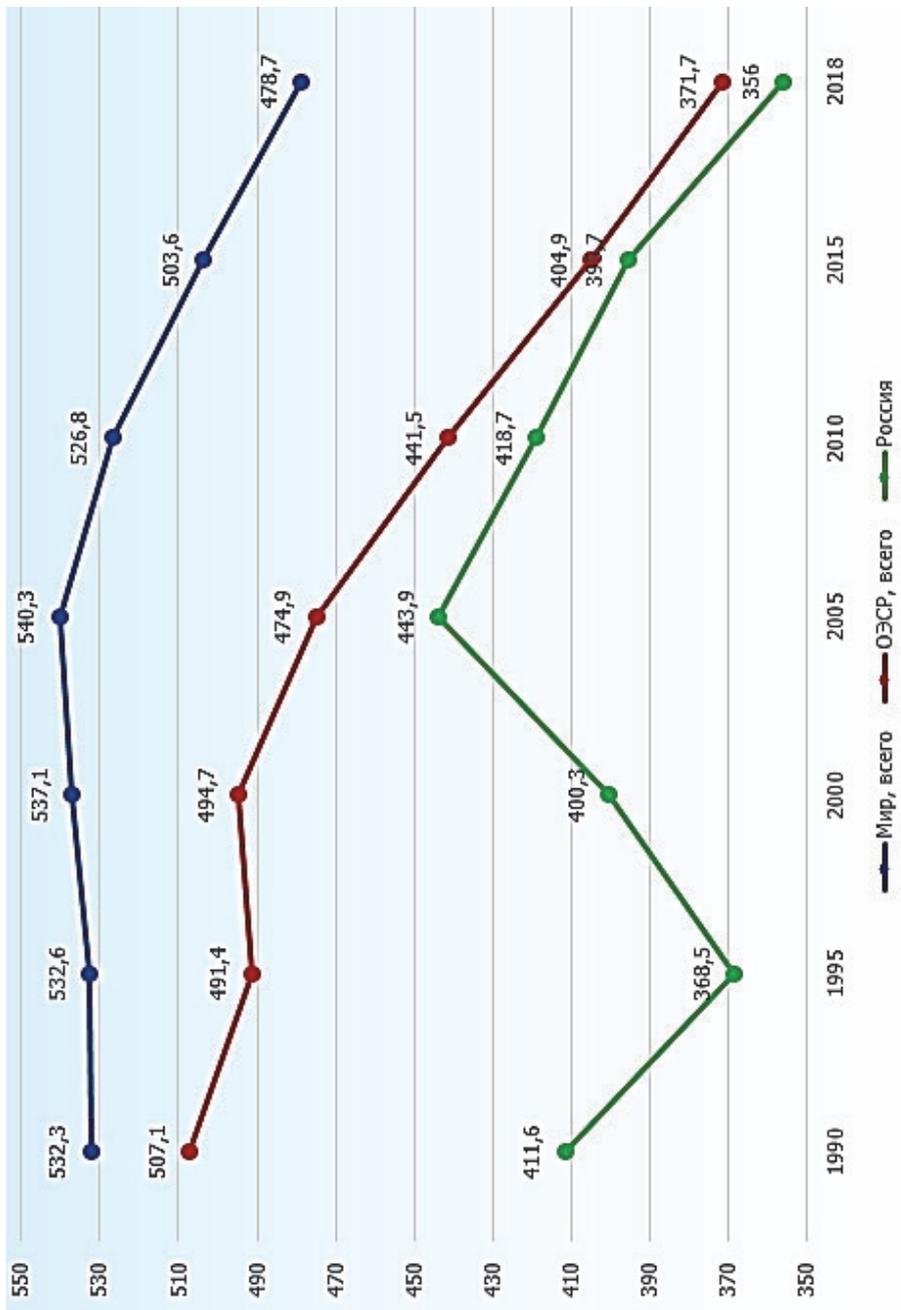


Рис. 7. Динамика удельных выбросов парниковых газов (tCO₂/кВт·ч) при производстве электроэнергии в период с 1990 по 2018 год в России, в среднем по миру и странам ОЭСР

По сравнению с базовым 1990 г. совокупный выброс ПГ ТЭС ЕЭС России сократился на 230 млн т или на 30%. Такой результат обеспечен, в основном, за счёт существенного снижения потребления твёрдого и жидкого топлива на ТЭС, соответственно с 98,8 до 66 млн т у.т. и с 42,4 до 1,1 млн т у.т., сокращения производства тепла на ТЭЦ, масштабного внедрения ПГУ (в рамках реализации ДПМ было введено свыше 19 млн кВт мощностей).

При этом особо следует отметить, что выработка электроэнергии в России в 2018 и 1990 гг. была практически одинакова – 1070 и 1056 млрд кВт·ч., соответственно, так же как и потребление газа на ТЭС – 208 против 206 млн т у.т. Сокращение выбросов ПГ за счёт изменения структуры топливного баланса ТЭС составило почти 185 млн т, имея ввиду, что при сжигании 1 т у.т. угля образуется в среднем 2.76 т CO₂, а при сжигании 1 т у.т. мазута образуется 2.28 т CO₂.

Во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 4 ноября 2020 г. № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» разработана «Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.» (Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021г. № 3052). Стратегия [11] относится к документам стратегического планирования Российской Федерации, является межотраслевой и служит основанием для включения мер государственной политики в области ограничения выбросов парниковых газов в иные документы стратегического планирования Российской Федерации, в том числе плановые и программно целевые документы государственных корпораций, государственных компаний и публично-правовых компаний с государственным участием. Положения Стратегии определяют содержание адаптации российской экономики к глобальному энергопереходу и целеполагание соответствующих отраслевых и региональных планов адаптации.

Стратегия предусматривает два сценария – инерционный и целевой (интенсивный), которые различаются по уровню технологического развития, структурным изменениям (сдвигам) в экономике, поглощающей способности природных поглотителей и накопителей парниковых газов и другим эффектам.

В рамках целевого (интенсивного) сценария до 2030 г. происходит постепенное внедрение технологий по снижению выбросов и повышению энергоэффективности, которое сопровождается незначительным увеличением выбросов.

Согласно Стратегии с 2031 г. масштабирование технологий позволит преодолеть тренд и перейти в фазу снижения выбросов. Предусмотренные целевым (интенсивным) сценарием меры обеспечивают к 2050 г. снижение валовых выбросов более чем на 900 млн т. эквивалента углекислого газа (CO₂-экв) по сравнению с объемом выбросов в отсутствие таких мер. Увеличение поглощений к 2050 г. обеспечивает дополнительный эффект в размере до 665 млн т. CO₂-экв. Таким образом реализация целевого (интенсивного) сценария приведет в 2050 г. к сокращению нетто-выбросов ПГ на 60% по сравнению с уровнем 2019 г. и на 80% по сравнению с уровнем 1990 г.

В настоящее время идёт разработка и согласование комплекса ключевых мер по реализации Стратегии, который применительно к электроэнергетике, можно условно разделить на 5 основных направлений:

- 1) планирование, отчётность и нормативно-методическое обеспечение;
- 2) сокращение/ограничение выбросов парниковых газов при производстве энергии;
- 3) снижение потерь в электрических и тепловых сетях;
- 4) разработка и освоение инновационных технологий;
- 5) системные вопросы трансформации энергетических систем и финансовые инструменты декарбонизации электроэнергетики.

Ниже представлен перечень ключевых мер, по каждому из перечисленных направлений декарбонизации электроэнергетики. По направлению «Планирование, отчётность и нормативно-методическое обеспечение» ключевые меры включают в себя, в том числе:

- актуализацию Энергостратегии до 2035 г. с разработкой Генсхемы размещения объектов электроэнергетики и Энергостратегии на долгосрочную перспективу с определением структуры электро- и теплогенерации на горизонте 2040–2050 гг.;
- установление отраслевых целей по переходу на развитие с низким уровнем выбросов парниковых газов;
- принятие отраслевых планов по адаптации к изменениям климата;

- развитие системы публичной нефинансовой отчетности энергокомпаний;

- создание корпоративной системы мониторинга и отчетности о выбросах парниковых газов.

По второму направлению «Сокращение/ограничение выбросов парниковых газов при производстве энергии» ключевые меры, включают в себя, в том числе:

- планомерное строительство «безуглеродных» источников энергии – АЭС, ГЭС, ВИЭ;

- внедрение «низкоуглеродных» источников – ПГУ с использованием отечественного оборудования, расширение уровня теплофикации и централизованного теплоснабжения от ТЭЦ с ликвидацией низкоэффективных городских котельных;

- модернизация основного и вспомогательного оборудования ТЭС, в том числе в рамках конкурентного отбора мощности;

- вывод из эксплуатации морально и физически изношенного оборудования, перевод ряда ТЭС и котельных на газ, особенно в городах и промышленных центрах с повышенной экологической нагрузкой.

Перечень ключевые мер по направлению «Снижение потерь в электрических и тепловых сетях»:

- внедрение и развитие интеллектуальной системы учета электроэнергии;

- внедрение новых технологий, оборудования, материалов, систем для обеспечения сокращения технологических потерь электрической энергии;

- реализация Национального проекта «Энергоэффективная подстанция»;

- развитие распределенной генерации, создание дополнительных источников электрогенерации, за счет которых будут снижены потери при транспортировке электроэнергии;

- модернизация тепловых сетей с применением промышленных полносборных конструкций, эффективной изоляции и систем оперативно-дистанционного контроля.

Ключевые меры, обеспечивающие решение задач по направлению «Разработка и освоение инновационных технологий» включают в себя, в том числе:

- продолжение эволюционного развития реакторов существующей технологии ВВЭР, внедрение промышленных реакторов на быстрых

нейтронах с замкнутым ядерно-топливным циклом, развитие атомных станций малой и средней мощности;

- разработка и освоение систем накопления энергии;
- разработка и внедрение технологий водородной энергетики;
- оценка потенциала геологического хранения CO₂ по регионам

страны с анализом возможного использования в электроэнергетике технологий улавливания, хранения и использования (утилизации) парниковых газов;

- освоение перспективных технологий и методов обогащения угля, технологий сжигания и газификации твёрдого топлива.

По пятому направлению (Системные вопросы трансформации энергетических систем и финансовые инструменты декарбонизации электроэнергетики) предусматривается следующий комплекс мер:

- разработка новых правил работы рынков, новых методов управления и бизнес-моделей с целью обеспечения безопасности, устойчивости и надежности функционирования энергосистем в условиях повышения доли переменных солнечной и ветровой генерации в отдельных энергозонах и ЕЭС в целом;

- гармонизация экологических норм, унификация подходов и стандартов использования «зелёных» инструментов в рамках формирования общего рынка топлива и электроэнергии стран ЕАЭС и обеспечения параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ;

- анализ результатов проведения эксперимента по созданию в Сахалинской области первой в России системы торговли выбросами парниковых газов и опыта внедрения такой системы в Республике Казахстан с оценкой эффективности их практического применения на объектах электроэнергетики;

- развитие проектов устойчивого, в том числе «зеленого», финансирования;

- реализация мер государственной поддержки внедрения НДТ на объектах электроэнергетики.

В рамках целевого (интенсивного) сценария реализации Стратегии предусматривается значительное снижение энергоёмкости и углеродоемкости экономики Российской Федерации. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности не только приносит прямой экономиче-

ский эффект и снижает антропогенное воздействие на окружающую природную среду, но и является основным драйвером сокращения эмиссии парниковых газов в различных секторах экономики, включая промышленность и жилищно-коммунальное хозяйство. В планах реализации Стратегии предусматривается комплекс мер, в том числе:

- реализация пилотного проекта по управлению спросом розничных потребителей, в рамках дорожной карты Национальной технологической инициативы «Энерджинет»;
- установление жестких требований по энергетической эффективности новых жилых, общественных и промышленных зданий;
- повышение энергетической и ресурсной эффективности металлургической промышленности, химических производств, сокращение производства цемента «мокрым» способом; замена ископаемого топлива на альтернативные виды топлива, выбросы ПГ при сжигании которых меньше по сравнению с обычными видами топлив;
- масштабная электрификация и газификация общественного транспорта, перевод автомобильного транспорта на гибридные энергоустановки;
- энергоэффективная модернизация имеющихся централизованно и индивидуально отапливаемых зданий, систем горячего водоснабжения и отопления, замена бытовых электроприборов и систем освещения на энергоэффективные, а также внедрение инструментов «умного» управления энергопотреблением в рамках коммерческих проектов;
- вовлечение в хозяйственный оборот отходов от сжигания твердого топлива, образующихся на объектах энергетики (золошлаковые смеси, золы-уноса, шлаки).

Литература

1. URL: <https://vaclavsmil.com/2010/03/01/energy-transitions-history-requirements-prospects/>
2. URL: https://unfccc.int/sites/default/files/russian_paris_agreement.pdf
3. Sustainable Development Agenda, UN, 2020. – URL: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/development-agenda/>

4. URL: [unece.org>...energy/se...comm26/ECE_ENERGY__2017_2f.pdf](http://unece.org/energy/se/comm26/ECE_ENERGY__2017_2f.pdf)
5. URL: [unesap.org>...](http://unesap.org)
6. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/7665>
7. Pathways to Sustainable Energy, United Nations, 2020.
<https://www.unece.org/energy/pathwaystose.htm>
8. URL: unfccc.intru
- 9 URL: <http://climatechange.igce.ru/>
10. URL: www.iea.org
11. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.» – URL: <https://docs.cntd.ru/document/726639341>

МЕХАНИЗМЫ И ТЕХНОЛОГИИ РАЗВИТИЯ КАДРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ОТРАСЛИ

Лисин Е.М.,

докт. экон. наук, доц.,
проф. кафедры экономики в энергетике и промышленности
НИУ «МЭИ»

Введение

Постепенный переход к цифровой экономике приводит к потребности осуществления масштабной модернизации предприятий электроэнергетики с целью внедрения цифровых технологий, развитию распределенной генерации и интеграции в энергосистемы возобновляемых и нетрадиционных источников энергии.

В ближайшее десятилетие отрасли предстоят масштабные преобразования, направленные на обновление основных фондов и переход на цифровой базис. Так, в производственном секторе предстоит внедрение новых технологий генерации, хранения и передачи энергии, на что планируется привлечь около 1,5 трлн руб. частных инвестиций [1]. На цифровой режим работы должны перейти все территориальные системы электроэнергетики, функционирующие в рамках единой энергосистемы страны. При этом развитие распределенной генерации должно решить вопрос энергоснабжения отдаленных территорий.

Решение данных задач требует не только больших объемов инвестиций, разработки и внедрения инновационных технико-технологических решений, но и наличия профессиональных квалифицированных кадров, которые смогут управлять данными преобразованиями и осуществить цифровую трансформацию отрасли в поставленные сроки.

Обеспеченность отрасли квалифицированными управленческими и инженерными кадрами, необходимыми для осуществления ее трансформации, на сегодняшний день вызывает значительные вопросы. Частично

это связано со стагнацией отрасли и провалом в преемственности в системе высшего и профессионального образования, пришедших на последние десятилетия прошлого века, последствия которых ощущалось годы спустя. Так, по состоянию на 2010 г., отрасль представляло 1,98 млн работников, среди которых более 43% были старше 46 лет. При этом 60% работников всех возрастов имели рабочие специальности [2].

На данный момент вопрос старения кадров частично утратил свою остроту. Благодаря службам занятости при университетах, активной позиции отраслевых предприятий по привлечению выпускников вузов, поддержке профильных министерств в отрасли закрепляются более 70% молодежи. При этом по данным Минэнерго России все еще сохраняется потребность в специалистах с высшим образованием, которая оценивается в 7 тыс. человек.

Ликвидировать кадровую потребность отраслевые предприятия стараются за счет организации в профильных вузах специализированных программ и целевое обучение. Так, «Россети» совместно с НИУ «МЭИ» готовят специалистов электросетевого комплекса, организована подготовка целевиков по направлению машиностроения для производственных комплексов «Салют» АО «ОДК», АО «Машиностроительный завод «ЗиО - Подольск», по ядерной энергетике и теплофизике – АО «Русатом Автоматизированные системы управления», по электроэнергетике и электротехнике – АО «Мособлэнерго».

Анализ опросных листов предприятий электроэнергетики показывает, что отраслевые компании неоднозначны в своих оценках кадрового вопроса. Среди них есть те, которые удовлетворены качеством и количеством квалифицированных специалистов, но также имеются предприятия, которые указывают на дефицит кадров, в первую очередь, в сфере цифровых технологий. Это говорит о том, что несмотря на наличие целевых программ с предприятиями, профильные образовательные учреждения еще не успели перестроиться на новые формируемые потребности отрасли и продолжают инерционно готовить специалистов в соответствии с действующими профилями специальностей, требующих обновления и дополнения. Также в отрасли отмечается недостаток универсальных специалистов, обладающих глубоким знанием как технологических, так и экономических процессов производства, передачи и распределения энергетической продукции, и способных к решению новых нестандартных задач, возникающих перед отраслью в условиях цифровой трансформации.

Отдельно стоит вопрос повышения квалификации и переподготовки кадров. Несмотря на то, что электротехнические и электроэнергетические задачи остаются на протяжении многих лет неизменными, существенному обновлению подверглась система управления энергетическим оборудованием и электроснабжением потребителей, которые строятся на основе применения современных микропроцессорных технологий, придающим оборудованию интеллектуальные свойства. Это существенно повлияло на требования к работникам предприятий электроэнергетики, которые обычно осуществляют свою производственную деятельность в компаниях по несколько десятков лет и имеют большой опыт работы. При этом материальная база энергопредприятий постоянно совершенствуется, а специалисты отстают от быстро распространяющихся в отрасли цифровых технологий и обновлением нормативно-правовой базы отрасли. В электроэнергетике должен сформироваться новый тип кадров, ориентированный на постоянное совершенствование своих компетенций и профессионально владеющий цифровыми технологиями.

Особенности цифровой трансформации в электроэнергетике

Во многом широкое развитие цифровых технологий в промышленности обязано электроэнергетической отрасли. На сегодняшний день российская электроэнергетика является одной из наиболее подготовленных отраслей топливно-энергетического комплекса к цифровой трансформации. Тем не менее, в некоторых секторах электроэнергетики еще предстоит решить основополагающие вопросы, связанные с внедрением цифровых технологий. На уровнях энергетических рынков, крупных генерирующих и электросетевых предприятий, а также регулирующих органов преследуется цель создания единой цифровой среды электроэнергетики, обеспечивающей подключение к ней целых классов активов оборудования электроэнергетики для сбора, передачи и хранения отраслевых данных с целью повышения устойчивости и надежности эксплуатации единой энергетической системы и ее региональных подсистем.

Цифровая трансформация электроэнергетики вызвана не только бурным внедрением интеллектуальных технологий энергопредприятиями, преследующих цель снижения своих издержек и обеспечения прозрачности процессов управления, но также она закреплена в проекте Энергетической стратегии России до 2035 г. и является ключевым инструментом достижения ее основных индикаторов.

Целевое видение состояния электроэнергетической отрасли в процессе цифровой трансформации описано в Концепции цифровой трансформации ТЭК на среднесрочный (2024 г.) и долгосрочный период (2035 г.), разработанной Минэнерго России в 2019 г. Документ содержит различные сценарии и прогнозы развития отраслевых цифровых технологий и приоритетные направления цифровой трансформации, а также закладывает основу для формирования единой цифровой среды [3].

Целью цифровой трансформации является качественное повышение уровня управляемости, наблюдаемости и гибкости объектов электроэнергетики и их платформизация для обеспечения эффективности, надежности и энергобезопасности функционирования отрасли. Повышение эффективности предполагает снижение энергоемкости отрасли и ее негативного влияния на экологию за счет экономически целесообразного внедрения цифровых технологий в производственные процессы и управление объектами электроэнергетики. Надежность должна быть обеспечена за счет повышения качества оперативного управления, что будет осуществлено путем его цифровизации. Энергобезопасность достигается путем повышения качества стратегического планирования и риск-ориентированного управления развитием отрасли за счет разработки и внедрения интеллектуальных информационно-аналитических систем [4].

Основные цифровые технологии по направлениям применения, которые должны получить распространение в отрасли для достижения целей ее цифровой трансформации, представлены в табл. 1.

Оценка качества цифровизации по ключевым бизнес-процессам (табл. 2), приведенная в Концепции цифровой трансформации ТЭК, показывает, что электроэнергетическая отрасль на данный момент находится между вторым и третьим уровнем цифровизации из выделенных пяти: 1 – базовый, 2 – развивающийся, 3 – развитый, 4 – продвинутый, 5 – передовой.

Наиболее высокий уровень цифровизации характерен для процессов стратегического планирования инноваций на основе цифровых решений и управления операционной деятельностью, что объясняется высоким уровнем автоматизации технологических процессов в отрасли и ориентацией на их дальнейшую информатизацию и развитие телекоммуникационных сетей. При этом достаточно мало уделяется в отрасли внимания применению цифровых технологий для решения задач повышения качества взаимодействия с клиентами, персонализации потребительского опыта, цифрового маркетинга. Также недостаточно внедряются цифровые технологии в области финансово-экономической аналитики, позволяющих

интегрировать данные разных сфер деятельности и функциональных направлений. Практически отсутствует нормативное регулирование формируемой цифровой среды.

Таблица 1

Цифровые технологии по направлениям достижения цели цифровой трансформации отрасли

Направление достижения цели цифровизации	Цифровые технологии
<p>Повышение управляемости объектов и систем электроэнергетики</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Интеллектуальные системы стратегического управления развитием отрасли • Системы моделей технологического прогнозирования отрасли в увязке с программой развития отрасли и крупными инвестиционными проектами • Системы управления стоимостью жизненного цикла энергооборудования • Интеллектуальные технологии оптимизации работы энергооборудования электростанций, в том числе, с комбинированной выработкой с учетом состояния оборудования и прогноза спроса на энергорынках • Полностью автоматизированные системы электроснабжения на основе Smart Grid и цифровых подстанций • Системы планирования ресурсов энергопредприятий, интегрированных с АСУ ТП и торговыми площадками • Интеллектуальные системы по оптимизации портфеля контрактов с поставщиками и потребителями на цифровых торговых платформах
<p>Повышение наблюдаемости объектов и систем электроэнергетики</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Системы мониторинга реализации отраслевых документов стратегического планирования и контроля мер по обеспечению энергетической безопасности • Автоматизированные системы контроля и учета топлива и электроэнергии в режиме реального времени (Smart Meters) • Интеллектуальные системы удаленной диагностики состояния оборудования • Цифровые двойники объектов и систем электроэнергетики • Интеллектуальные информационно-аналитические системы, • Беспилотные аппараты для визуального отслеживания состояния сетей и их строительства • Цифровые технологии удаленной диагностики, контроля и обеспечения безопасности работы персонала • Цифровые системы предупреждения и интеллектуальные роботизированные комплексы, исключаяющие присутствие персонала в потенциально опасных зонах

Направление достижения цели цифровизации	Цифровые технологии
<p>Повышение гибкости объектов и систем электроэнергетики</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Интеллектуальные системы для выработки автоматических управляющих воздействий и предоставления упреждающих рекомендаций на основе удаленного сбора больших данных для целей диспетчерского управления <ul style="list-style-type: none"> • Адаптивные системы регулирования балансовых и схемно-режимных ситуаций с мобилизацией всех типов ресурсов электростанций, сетей и потребителей для оперативной локализации аварий и возврата в нормальный режим работы • Системы предиктивной аналитики состояния инфраструктуры систем энергоснабжения • Системы предиктивной аналитики для оптимизации техобслуживания и ремонтных работ на объектах электроэнергетики • Интеллектуальные системы с активно-адаптивной сетью • Интеллектуальные энергетические хабы комплексного энергоснабжения потребителей • Цифровые системы интеграции в единую энергосистему страны объектов распределенной энергетики (возобновляемых источников энергии, накопителей энергии, систем микросетей, систем управления спросом и т.д.) • Интеллектуальные комплексы управления автономными системами тепло- и электроснабжения, в том числе, с использованием альтернативных видов топлива, источников и накопителей энергии • Системы клиенто-ориентированного планирования развития энергосистем на основе совместного технологического и рыночного моделирования с учетом активных потребителей и накопителей энергии
<p>Платформизация услуг и продаж для оптимизации транзакционных издержек</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Агрегаторы управления спросом на электроэнергию • Промышленный интернет вещей (IoT Platforms) • Интернет энергии (MicroGrid) • Активные потребители • Цифровые торговые платформы для реализации энергетической продукции и услуг <ul style="list-style-type: none"> • Смарт-контракты и блокчейн для обеспечения безопасности торговых операций • Системы удаленного сбора информации для обеспечения цифровых торговых платформ данными в режиме реального времени • Цифровые платформы комплексных энергетических услуг (оптимизации топливных затрат, режимов работы энергооборудования по всем видам топлива, энергосервиса и энергоменеджмента, управления спросом, оптимизации стратегии поведения на энергорынках)

Особо остро стоит вопрос в области цифровизации процессов подбора персонала, управления его карьерным ростом, формирования карт компетенций, обучения, повышения квалификации и сертификации, что является весьма актуальным для отрасли в связи с длительным циклом подготовки работников, в частности, операционного персонала.

Таблица 2

Оценка качества цифровизации отрасли по ключевым бизнес-процессам

Бизнес-процесс	Ориентация на цифровые решения	Уровень цифровизации
Стратегическое планирование инноваций	<ul style="list-style-type: none"> • Согласование целей инновационных стратегий с целями цифровизации • Инкубация цифровых решений • Приоритетность внедрения цифровых технологий 	Развитый
Взаимодействие с клиентами	<ul style="list-style-type: none"> • Цифровизация потребительского опыта • Цифровой маркетинг • Цифровые торговые платформы 	Развивающийся
Управление операционной деятельностью	<ul style="list-style-type: none"> • Цифровизация основных операций производственно-хозяйственной деятельности • Глубокий анализ спроса и предложения на основе больших данных • Гибкость операционной деятельности 	Развитый
Информатизация	<ul style="list-style-type: none"> • Баланс цифровых инноваций и поддержки текущей информационной инфраструктуры • Гибкость и адаптивность внедрения информационных технологий • Скорость доступа к данным и их качество 	Развивающийся
Управление рисками	<ul style="list-style-type: none"> • Управление рисками цифровой трансформации • Выявление и оценка информационных рисков • Кибербезопасность 	Развивающийся
Нормативно-правовое обеспечение	<ul style="list-style-type: none"> • Автоматизация делопроизводства и документооборота • Нормативное регулирование цифровой среды • Цифровизация налогового контроля 	Развивающийся
Управление организационной культурой	<ul style="list-style-type: none"> • Цифровизация в системе повышения квалификации кадров • Использование цифровых технологий для коллективной работы • Бережливое производство 	Развивающийся

Таким образом, можно выделить следующие основные барьеры цифровой трансформации отрасли:

- отсутствие единой системы управления, координации, мониторинга и нормативного регулирования формирования цифровой среды в отрасли при высоких транзакционных издержках взаимодействия объектов электроэнергетики с профильными ведомствами с учетом нереализованного потенциала цифрового развития государственных органов управления;
- несовершенство нормативно-правовой и нормативно-технической базы в области закупки и внедрения цифровых технологий;
- ограничения политики импортозамещения при отсутствии российских комплексных пакетов программного обеспечения, что требует разработки и внедрения дополнительных программных решений;
- низкая проработка вопросов управления информационными рисками при отсутствии нормативно-правовой базы для обеспечения кибербезопасности и методик оценки риска возникновения возможного ущерба от внедрения цифровых технологий для информационной инфраструктуры;
- законодательные и финансовые ограничения на привлечение инвестиций в цифровизацию отрасли, вызванные недостаточностью мер государственной поддержки разработки и внедрения цифровых технологий и высокой нагрузкой при подготовке отчетностей;
- неудовлетворительное кадровое обеспечение и недостаток компетенций в области цифровых технологий на рынке труда, вызванное отсутствием комплексных программ подготовки и переподготовки кадров и карт компетенций в сфере цифровизации на уровне государства.

Механизмы цифровой трансформации в электроэнергетике

Ключевые механизмы по преодолению барьеров цифровой трансформации содержит ведомственный проект «Цифровая энергетика», реализуемый Минэнерго России. Данный проект сформирован с целью цифровой трансформации отраслей топливно-энергетического комплекса, создания условий для внедрения в них цифровых технологий и платформенных решений с учетом приоритетов, установленных в национальной программе «Цифровая экономика Российской Федерации». Предполагается, что в результате реализации проекта будет осуществлено преобразование энергетической инфраструктуры страны посредством перевода ее на циф-

ровой базис и формирования единой цифровой среды на основе систематизации уже полученного опыта внедрения цифровых решений на энергопредприятиях, что позволит повысить ее энергоэффективность и безопасность эксплуатации [6].

В проекте выделены четыре основных направления, по которым предусмотрен ряд мероприятий до 2024 г., ориентированных на достижение цифровой трансформации энергетического комплекса.

Основополагающим направлением является общее для всех отраслей ТЭК направление по созданию условий для разработки и развития цифровых сервисов и решений. В рамках данного направления предполагается:

- выстроить систему управления, координации и мониторинга цифровой трансформации энергетического комплекса страны;
- создать условия для разработки и развития цифровых технологий и формирования единой цифровой среды;
- разработать и скорректировать законодательство в части нормативно-правовой и нормативно-технической базы, обеспечив правовые условия для внедрения цифровых технологий;
- обеспечить подготовку профессиональных кадров для цифровой энергетики и организовать непрерывное повышение их квалификации;
- осуществить цифровизацию государственного регулирования энергетического комплекса и повысить эффективность взаимодействия государства, энергопредприятий и потребителей и, таким образом, значительно снизить высокие транзакционные издержки управления.

Остальные три направления ориентированы на цифровое преобразование отдельно выделенных секторов энергетического комплекса: электроэнергетики, нефтегазовой отрасли и угольной промышленности.

Для электроэнергетики цифровая трансформация инфраструктуры должна обеспечить:

- снижение продолжительности перерывов электроснабжения и частоты технологических нарушений;
- повышение уровня технического состояния производственных фондов без роста затрат на их поддержание;
- снижение аварийности на объектах электроэнергетики, связанной с техническим состоянием производственных фондов.

Ключевые результаты и эффекты цифровой трансформации, которые должны быть достигнуты к 2024 г. в соответствии с ведомственным проектом представлены в табл. 3 и 4.

Таблица 3

Результаты цифровой трансформации отрасли к 2024 г.

Ключевой результат	Показатель
Доля предприятий электроэнергетики, использующих цифровые технологии и функционирующие в рамках единой информационной среды	40%
Доля предприятий электроэнергетики, использующих передовые производственные технологии	14%
Доля предприятий электроэнергетики, использующих средства защиты информации, передаваемой по глобальным сетям	100%
Доля специалистов по информационным и коммуникационным технологиям на предприятиях электроэнергетики	11%
Рост расходов на обучение и повышение квалификации сотрудников в области использования информационных и коммуникационных технологий	7%

Таблица 4

Эффекты цифровой трансформации отрасли к 2024 г.

Ключевой эффект	Показатель
Снижение средней частоты и длительностей технологических нарушений	5%
Повышение уровня технического состояния производственных активов без роста издержек на их обслуживание	5%
Снижение аварийности на объектах электроэнергетики, связанных с техническим состоянием производственных активов	20%

Как видно, данные результаты и эффекты цифровой трансформации на краткосрочный период направлены, в первую очередь, на модернизацию морально и физически изношенных производственных активов отрасли, которые не позволяют внедрять цифровые технологии в производственные процессы, формирование единой информационной среды, а также подготовку специалистов в области отраслевых цифровых технологий. Интеллектуальные установки не могут взаимодействовать с оборудованием, произведенным без учета возможности информатизации процесса управления. При этом предполагается их внедрение с учетом реализации импортозамещения целого ряда типов оборудования без роста издержек на их обслуживание. Следовательно, необходимо решить задачу повышения эффективности производства с помощью инновационных цифровых технологий в режиме экономии средств. В свою очередь, техническое перевооружение отрасли должно способствовать повышению надежности энергоснабжения потребителей.

К 2035 г. в рамках цифровой трансформации отрасли планируется решение следующих основополагающих задач:

- внедрение риск-ориентированного управления Единой энергетической системой страны;
- обеспечение сбора отраслевой отчетности на основе цифровых технологических данных;
- создание и внедрение единой отраслевой цифровой платформы, используемой субъектами электроэнергетики для передачи технологических данных в реальном времени;
- повышение уровня надежности энергоснабжения потребителей;
- создание системы формирования отраслевых заказов;
- создание возможности использования отраслевой статистики в научных целях;
- создание системы ответственности сетевых организаций.

Характеристика результатов данных задач приведена в табл. 5.

Таблица 5

Результаты цифровой трансформации отрасли к 2035 г.

Направление	Результат
<p>Переход на риск-ориентированное управление единой энергосистемой</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Внедрены оперативные системы оценки технического состояния объектов электроэнергетики • Созданы отечественные программные решения в области анализа и прогнозирования рисков аварий • Внедрены системы планирования ремонтов и модернизации на основе предиктивной аналитики с учетом фактического состояния оборудования и технико-экономических параметров единой энергосистемы • Внедрена дистанционная оценка готовности субъектов электроэнергетики к отопительному сезону • Сформирована система поддержки принятия решений
<p>Цифровизация сбора отраслевой отчетности</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Сформирована база отраслевой статистики • Внедрена комплексная система сбора и обработки данных о перерывах в энергоснабжении и мониторинга сетей • Обеспечена сквозная передача цифровых технологических данных для формирования отраслевой отчетности

Направление	Результат
Формирование единой отраслевой цифровой платформы	<ul style="list-style-type: none"> • Сформированы единый федеральный регистр электроэнергетики и центр управления технологическими данными единой энергосистемы • Сформирована цифровая система мониторинга переходных режимов единой энергосистемы • Реализовано сопряжение информационной модели единой энергосистемы с внешними приложениями, • Внедрена единая отраслевая цифровая платформа взаимодействия субъектов электроэнергетики • Определена единая политика по обеспечению информационной безопасности при взаимодействии в рамках цифровой платформы
Повышение уровня надежности энергоснабжения	<ul style="list-style-type: none"> • Сформирован центр компетенций мониторинга и управления надежностью • Внедрена система цифрового дистанционного управления оборудованием и режимами работы объектов электроэнергетики
Создание системы формирования отраслевых заказов	<ul style="list-style-type: none"> • Сформирована единая система отраслевого заказа на запчасти, материалы и сервисные услуги для поддержания технического состояния производственных активов
Создание системы использования отраслевых данных в научных целях	<ul style="list-style-type: none"> • Внедрены процедуры получения отраслевой статистики научными организациями и доступа к данным единой цифровой среды • Реализованы научно-исследовательские работы с использованием данных единой цифровой среды
Создание системы ответственности сетевых организаций	<ul style="list-style-type: none"> • Внедрена система ответственности сетевых организаций за несоблюдение индивидуальных показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии, • Внедрена система электронного получения услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям

Ключевыми механизмами государственной политики по достижению заявленных результатов цифровой трансформации являются:

- формирование системы управления цифровой трансформацией на основе отраслевых центров компетенций, стандартизации, испытаний и сертификации для формирования пула наилучших доступных цифровых технологий;
- формирование цифровых платформ в электроэнергетике с целью организации единого информационно-технологического и экономического пространства;
- целевая поддержка разработки и внедрения цифровых технологий субъектами электроэнергетики и их импортозамещения;

- поддержка развития систем анализа и обработки данных, а также обеспечения кибербезопасности;
- организационно-нормативное обеспечение;
- развитие систем подготовки и переподготовки кадров для цифровой энергетики.

Данные механизмы предполагают осуществление цифровой трансформации на корпоративном, отраслевом и межотраслевом уровнях. На уровне предприятий должно достигаться локальное повышение эффективности их деятельности за счет внедрения цифровых технологий. На отраслевом уровне цифровые технологии должны способствовать повышению кооперации отраслевых предприятий, масштабированию и тиражированию успешных практик. Межотраслевой уровень эффекта от внедрения цифровых технологий выражается в реализации цифровых платформ, позволяющих реализовывать крупные промышленные заказы из других отраслей экономики.

Реализация данных механизмов осуществляется с 2019 г. В соответствии с ведомственным проектом до 2024 г. реализация вышеперечисленных механизмов включает следующие мероприятия, направленные на получение вышеперечисленных результатов и эффектов цифровой трансформации [7]:

- актуализация концепции цифровой трансформации отрасли,
- развитие системы управления и координации цифровой трансформацией;
- формирование программы создания центров тестирования, испытаний, сертификации и аттестации цифровых технологий;
- нормативно-правовое обеспечение дальнейшего развития и внедрения цифровых технологий;
- разработка отраслевых образовательных программ и программ переподготовки кадров для цифровой энергетики и формирование центров повышения квалификации на базе отраслевых университетов;
- реализация пилотных проектов по внедрению цифровых технологий в рамках выстроенной системы цифровой трансформации отрасли.

Механизм развития кадрового потенциала в условиях цифровой трансформации

Как видно из приведенного ранее анализа основополагающих документов, регламентирующих цифровую трансформацию отрасли, госу-

дарством и профильными министерствами уделяется большое внимание повышению компетенций специалистов в области цифровых технологий. В 2018 г. был утвержден паспорт национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации». Одним из федеральных проектов данной программы является «Кадры для цифровой экономики», преследующим цель обеспечения подготовки высококвалифицированных кадров для цифровой экономики.

С 2021 г. куратором мероприятий федерального проекта «Кадры для цифровой экономики» выступает Минцифры России. Министерство преследует реализацию следующих задач:

- повышение качества образования в области информационных технологий;
- построение системы развития у специалистов профессиональных компетенций цифровой экономики;
- формирование управленческих команд для осуществления цифрового прорыва в экономике страны.

Таким образом, можно заключить, что государственная политика по осуществлению перехода к цифровой экономике, в первую очередь, направлена на развитие кадрового потенциала в области информационно-коммуникационных технологий, компетенции которых должны быть использованы в других отраслях, в частности, в электроэнергетике.

Это объясняется тем, что несмотря на лидерство электроэнергетики в сравнении с другими отраслями промышленности из топливно-энергетического комплекса в применении цифровых технологий, процесс цифровизации в отличие от сферы информационно-коммуникационных технологий находится на начальной стадии. Первые цифровые подстанции появились только в 2006 г., в то время как цифровые технологии в системах сбора и обработки телематических данных для решения задач автоматизации управления применялись более полутора десятка лет до этого события. Тем не менее на сегодняшний день в электроэнергетической отрасли активно заимствуют опыт из сферы информационно-коммуникационных технологий, в первую очередь, в направлении телекоммуникаций, которые являются основой современных систем мониторинга и управления. Полностью осуществленный к началу XXI в. цифровой переход информационно-коммуникационной сферы вывел на новый уровень не только отрасль связи, но и стал драйвером для цифровизации и других отраслей [8, 9].

Цифровая трансформация электроэнергетической отрасли на сегодняшний день характеризуется объединением энергетической и информационной инфраструктур. В электросетевом комплексе данное объединение осуществляется в узлах сети, которое преобразует распределительные трансформаторные подстанции в цифровые подстанции, представляющие собой элементы формируемой интеллектуальной активно-адаптивной электросети с системой управления, организации контроля и защиты на основе передачи информации в цифровом формате. Применение технологии цифровизации подстанций позволяет снизить издержки на их строительство и эксплуатацию, повысить надежность работы и качество энергоснабжения потребителей. Такой эффект достигается за счет сокращения количества оборудования и площадей, вторичных цепей присоединения и повышения помехоустойчивости [9, 10].

Одними из первых электроэнергетических устройств, в которых начали применяться цифровые технологии, стали релейные устройства защиты. Использование микропроцессоров позволило получать от них информацию и интегрировать ее в автоматизированные системы управления технологическими процессами. Далее число устройств с цифровыми интерфейсами только возросло, и они стали применяться в противоаварийной автоматике, системах мониторинга силового оборудования и для других электротехнических задач. Вся информация, поступающая от данных устройств нижнего уровня, также консолидируется в АСУ ТП [9, 11].

При этом, несмотря на широкое использование цифровых технологий для построения систем автоматизации в электроэнергетике, многие электротехнические устройства и системы до сих пор не являются в полной мере цифровыми. Так, например, на электрических подстанциях данные о состоянии блок-контактов, напряжения и токов передаются в виде аналоговых сигналов от распределительного устройства в оперативный пункт управления, и только после этого осуществляется их оцифровка с помощью аналого-цифровых преобразователей. Использование большого числа АЦП для преобразования данных с каждого устройства нижнего уровня привело к увеличению стоимости подстанции. К тому же на традиционных подстанциях используются различные протоколы передачи данных и информационные модели для реализации функций защиты, измерения, контроля и учета, что не только увеличивает стоимость ее цифровизации, но и значительно усложняет реализацию системы автоматизации.

В электроэнергетике переход к качественно новым системам автоматизации и управления стал возможен при появлении новых разработанных стандартов, унифицирующих форматы передачи данных, определивших виды информации, событийные протоколы и правила описания элементов энергообъектов. В электросетевом комплексе таким стандартом стал МЭК 61850, который регламентировал не только передачу данных между отдельными устройствами, но и формализовал схему подстанции, а также организацию ее автоматики и конфигурацию устройств. В стандарте предусматривается возможность использования новых измерительных устройств с цифровым оптическим выходом вместо традиционных аналоговых измерителей, что позволило перейти к проектированию полностью цифровых подстанций, использующих системы управления из сферы информационно-коммуникационных технологий.

При цифровизации объектов электроэнергетики сложные устройства автоматизации превращаются в компьютерную технику с установленным специализированным программным обеспечением, а системы управления и защиты – в совокупность логических программных модулей с заданным функционалом. Все информационные связи становятся цифровыми и образуют единую шину процесса, что позволяет обеспечить прямую передачу данных между устройствами и отказаться от вторичных цепей. Все цифровые каналы передачи данных интегрируются в единую информационную сеть передачи данных.

Таким образом, формируется единая информационно-телекоммуникационная инфраструктура, осуществляющая мониторинг всех процессов непосредственно у источников информации. Полученные данные передаются в подсистемы управления посредством волоконно-оптических линий связи. Большинство функций, выполняемых на объекте электроэнергетики виртуализируется. Все измерительные устройства становятся источниками информации, а встроенные интеллектуальные электронные устройства выполняют роль потребителей.

Процесс проектирования также переходит в сферу информационно-коммуникационных технологий. Виртуализированный объект электроэнергетики собирается из программных модулей, заменяющих функциональные аналоговые системы, и размещается на едином сервере. Для обеспечения безопасности сервер дублируется и формируется его «горячий» резерв. Таким образом, повышается уровень надежности и наблюдаемости объектов электроэнергетики и снижается их металлоемкость. Число элементов в системах управления и мониторинга сокращается и повышается эффективность их работы.

Переход к широкому использованию информационно-коммуникационных технологий как в процессе проектирования, так и эксплуатации электротехнического оборудования привел к формированию новых требований к компетенциям работников энергопредприятий. Отрасли нужны специалисты в области информационных технологий [12, 13]. При этом данные новые специалисты должны быть соответствующим образом подготовлены с уклоном на отраслевую специфику или путем повышения квалификации и переподготовки получены из энергетиков, работающих на энергопредприятиях десятки лет. Последнее является наиболее сложной задачей ввиду инерционности мышления сотрудников энергопредприятий, которые годами следовали установленным нормам и стандартам эксплуатации оборудования. При этом это касается не только проектировщиков и операционного персонала, но и менеджмента, который должен перестроиться и мыслить новыми цифровыми реалиями. Таким образом, вопрос подготовки и переподготовки кадров является одним из ключевых для решения задачи цифровой трансформации электроэнергетики.

Механизм кадрового обеспечения цифровой трансформации отрасли предполагает реализацию государством методических, организационных и технических мероприятий, которые должны снять существующие барьеры, связанные с недостатком компетенций работников отрасли в цифровых технологиях (табл. 6).

Таблица 6

**Механизм развития кадрового потенциала
для решения задач цифровой трансформации отрасли**

Направление	Мероприятия
Методическое	<ul style="list-style-type: none"> • Разработка новых моделей профессиональных компетенций с учетом требований цифровой трансформации при активном участии Минэнерго России • Актуализация профессиональных стандартов с учетом перспективных направлений технологического развития отрасли • Разработка новых образовательных программ для подготовки специалистов отраслевыми университетами • Разработка системы ключевых показателей эффективности по внедрению цифровых технологий на энергопредприятиях

Направление	Мероприятия
Организационное	<ul style="list-style-type: none"> • Создание отраслевых центров компетенций • Организация базовых кафедр при отраслевых университетах на основе их кооперации с энергопредприятиями • Создание системы тиражирования лучших практик в подготовке и повышении квалификации кадров между энергопредприятиями • Организация ведения цифровых профилей сотрудников и персональных траекторий их развития • Организация программ переподготовки высвобождающихся кадров в процессе цифровой трансформации отрасли
Техническое	<ul style="list-style-type: none"> • Внедрение симуляторов и тренажеров для реализации программ обучения сотрудников энергопредприятий навыкам использования цифровых технологий • Создание образовательных платформ для повышения квалификации кадров энергопредприятий с привлечением университетов и научно-исследовательских центров

Реализация вышеописанного отраслевого механизма осуществляется в рамках действующего проекта «Кадры для цифровой экономики», в котором особое внимание уделяется развитию компетенций в области информационно-коммуникационных технологий. Так, в соответствии с проектом, к 2024 г. число принятых абитуриентов на программы высшего образования в сфере информационных технологий и по математическим специальностям должно составлять не менее 100 тыс. человек, а количество специалистов, прошедших переобучение по компетенциям цифровой экономики в рамках дополнительного образования должно достигнуть 1 млн человек [14].

Образовательные технологии для достижения цифровых компетенций

Как правило, на сегодняшний день, образовательный процесс выстраивается в виде лекций, практических занятий, лабораторных работ, самостоятельных и контрольных работ, включая итоговый контроль. Лекции являются основной формой обучения, направленной на обеспечение теоретической базы обучения и формирование направлений самостоятельной работы. Практические занятия предназначены для углубленного изучения дисциплины: осознание теоретического материала, приобретения навыков профессиональной деятельности, а также умения формули-

ровать и обосновывать собственную точку зрения. Лабораторные работы позволяют объединить теоретические знания и практические навыки в процессе работы на тренажере или научно-исследовательской деятельности. Самостоятельные и контрольные работы позволяют организовать педагогический контроль над качеством образовательного процесса.

Традиционно такая организация образовательного процесса направлена на подготовку кадров к профессиональному решению однотипных задач. Для этого будущий специалист должен освоить конкретный объем знаний и сформировать набор профессиональных навыков. Вместе с тем в условиях нарастающего объема научных и практических знаний подобная организация образовательного процесса постепенно изживает себя, так как в большинстве случаев не обеспечивает адекватную передачу возрастающего массива знаний и формирование навыков у будущих специалистов, отвечающих требованиям современного рынка труда. Требуется организация образовательного процесса, направленная на активацию получения новых знаний, подготовку специалистов, способных ставить и решать принципиально новые задачи, модифицируя круг своих знаний и опыта.

Таким образом, современные образовательные технологии должны ставить на первое место не содержательную часть знаний, которая в современных условиях быстро устаревает и нуждается в постоянном обновлении, а технологию получения знаний. Целью обучения становится выработка у будущих специалистов адаптивного к требованиям цифровой экономики системного междисциплинарного мышления, другими словами, не только вооружения обучающегося знаниями, но, и формирования способности к самостоятельному овладению ими. Это достигается через развитие умения и навыков самообразования, самостоятельного и творческого подхода к освоению и применению новых знаний. Предполагается активное использование в образовательном процессе информационных технологий [15].

Технология активации процесса освоения знаний базируется на обеспечении каждого обучающегося учебно-практическими пособиями по изучаемым дисциплинам и использовании самообучения в качестве ведущей формы образовательной деятельности. Разрабатываются электронные учебно-методические комплексы, включающие электронные учебники, учебные пособия по практическим занятиям, компьютерные лабораторные практикумы, контрольно-тестирующие программы. Лекции фактически превращаются в семинарские занятия, которые формируют исследова-

тельский подход к изучению учебного материала. Практические занятия и лабораторные работы ориентированы на проблемный ситуационный анализ, поиск решения конкретных прикладных задач, формирования профессиональных навыков и проведение исследований с использованием компьютерных технологий проектирования и имитационных тренажеров.

Еще одной современной образовательной технологией, позволяющей решить задачу формирования цифровых компетенций, является дистанционное обучение, распространение которого связано с развитием информационных технологий и глобальной компьютерной сети, что привело к доступности получения образования независимо от местоположения обучающегося. Образовательный процесс при дистанционном обучении включает в себя все основные формы, принятые при проведении аудиторных занятий. При этом во главу угла ставится самостоятельная работа обучающихся, осуществляется гибкое сочетание самостоятельной познавательной деятельности с различными источниками информации, оперативного и систематического взаимодействия с преподавателем.

При дистанционном обучении проведение лекций в традиционной форме оказывается практически нереальной формой организации учебной деятельности в силу удаленности преподавателей и студентов. Для изучения теоретического материала используются другие технологии, учитывающие специфику дистанционного обучения. При этом качество усвоения теоретического материала достигается за счет создания компьютерных обучающих программ и использования телекоммуникаций в учебном процессе. В качестве основных технологий, используемых для организации изучения теоретического материала при дистанционном обучении, можно выделить видео- и мультимедиа лекции. Практические занятия также адаптируются к дистанционной форме обучения. Для успешного овладения приемами решения конкретных задач осуществляется предварительное ознакомление обучающихся с методикой решения задач с помощью предоставленных электронных материалов. Далее рассматриваются задачи креативного характера. На этом этапе может потребоваться взаимодействие преподавателя и студента с помощью электронных систем мгновенного обмена сообщениями. Лабораторные работы при дистанционном обучении предполагают выполнение заданий на имитационном тренажере, а также выполнение экспериментов в реальных условиях с помощью организации удаленного доступа к экспериментальной установке.

На сегодняшний день будущее образовательных технологий, прежде всего, связано с развитием концепции Life-Long Learning – обеспечением доступности образования специалисту на протяжении всей жизни. При этом современное образование становится междисциплинарным. Возникает связь между наукой и технологией, образованием и историей, литературой и гуманитарными науками. Целью становится учиться в течение жизни [15, 16].

Реализация данной концепции в цифровой среде сформировала устойчивый термин E-learning и привела к необходимости разработки общих образовательных стандартов такого обучения, которое в будущем должно позволить создать единую образовательную систему. Уже сейчас в соответствии с данной концепцией университеты разрабатывают, так называемые, открытые образовательные ресурсы, создание которых стало возможно благодаря развитию информационных технологий. Они реализуются либо в виде обеспечения открытого доступа к учебным планам и курсам университета, либо в виде учебных модулей, из которых пользователь может формировать необходимые ему учебные курсы для решения стоящих перед ним задач с применением собственных технологий организации учебного процесса.

Инвестирование в информационные технологии является наивысшим приоритетом для развития современных образовательных технологий. Современное образование для формирования цифровых компетенций должно строиться, опираясь на доступ к информационным ресурсам, организации технологической инфраструктуры и наращивании содержания и возможностей работы с электронными образовательными ресурсами путем применения информационных технологий обучения. Очевидно, что доступ к информационным образовательным ресурсам посредством информационных технологий должен быть дополнен методологией их использования. В противном случае доступные для образования информационные ресурсы будут малоэффективны.

Заключение

Цифровая трансформация экономики выдвигает требования быстрой адаптации образования к появляющимся потребностям рынка труда, которые необходимо удовлетворить. На сегодняшний день проблемы адаптивности, наряду с проблемами качества и доступности образования, требуют особого внимания.

Для электроэнергетической отрасли с позиции развития кадрового потенциала особую роль играет ведомственный проект «Цифровая энергетика», реализуемый Минэнерго России. Данный проект сформирован с целью цифровой трансформации отраслей топливно-энергетического комплекса, создания условий для внедрения в них цифровых технологий и платформенных решений с учетом приоритетов, установленных в национальной программе «Цифровая экономика Российской Федерации». Предполагается, что в результате реализации проекта будет осуществлено преобразование энергетической инфраструктуры страны посредством перевода ее на цифровой базис и формирования единой цифровой среды на основе систематизации уже полученного опыта внедрения цифровых решений на энергопредприятиях, что позволит повысить ее энергоэффективность и безопасность эксплуатации.

Целевое состояние электроэнергетики в процессе цифровой трансформации определено в Концепции цифровой трансформации ТЭК на среднесрочный (2024 г.) и долгосрочный период (2035 г.). Документ содержит различные сценарии и прогнозы развития цифровых технологий, и приоритетные направления цифровой трансформации, а также описывает основные механизмы преодоления барьеров цифровой трансформации, среди которых выделяется необходимость подготовки нового типа кадров для отрасли, имеющих широкие компетенции как в части отраслевых знаний, так и в области применения информационно-коммуникационных технологий.

Таким образом, современная подготовка кадров должна быть нацелена не на создание моно-специалиста с обширными энциклопедическими отраслевыми знаниями, а профессионала с широким кругозором, имеющего серьезную математическую, техническую и экономическую подготовку и навыки в системном и прикладном программировании.

На текущий момент в отрасли наблюдается дефицит кадров, имеющих компетенции в области цифровых технологий. Особенно остро ощущается нехватка специалистов по цифровым системам управления энергетических объектов, специалистов по обеспечению кибербезопасности предприятий энергетики, системных инженеров интеллектуальных энергосетей и специалистов по диагностике и управлению активами энергетических компаний.

Решению данного кадрового дефицита будет способствовать внедрение новых цифровых образовательных технологий, которые обеспечат гибкость и разнообразие образовательных траекторий в зависимости от

интересов энергопредприятий и образовательных потребностей обучаемых. Отрасли необходимы работники с высшим электротехническим образованием, которые были бы ориентированы на решение задач конкретных предприятий, появляющихся в процессе их цифровой трансформации. В таких условиях университетам необходимо формировать открытую информационную образовательную среду, которая позволила бы организовать целевую подготовку кадров цифровых компетенций с учетом быстро меняющихся потребностей отрасли.

Библиографический список:

1. Балашова, Е.С. Цифровая трансформация сектора энергетики. Международный опыт. Российская перспектива / Е.С. Балашова, К.С. Майорова // Инновации. – 2020. – № 1. – С. 66–75.
2. Путилов, В.Я. Проблемы подготовки кадров для энергетических предприятий и пути их решения / В.Я. Путилов, И.В. Путилова, Е.А. Маликова // Энергосбережение и водоподготовка. – 2013. – №. 1. – С. 52–60.
3. Мозохин, Ал.Е. Анализ перспективного развития энергетических систем в условиях цифровой трансформации Российской экономики / Ал. Е. Мозохин, Ан.Е. Мозохин // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. – 2020. – №. 1. – С. 82–92.
4. Доржиева, В.В. Цифровая трансформация топливно-энергетического комплекса России: приоритеты и целевые ориентиры развития / В.В. Доржиева // Креативная экономика. – 2021. – №. 11. – С. 4079–4094.
5. Цифровая трансформация систем энергетики и их модернизация – важные направления повышения надежности / Н.Д. Рогалев, В.В. Молодюк, Я.Ш. Исамухамедов и др. // Сборник трудов конференции «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». – 2020. – С. 8–17.
6. Сухарева, Е.В. Внедрение цифровых технологий в энергетику России / Е.В. Сухарева, М.С. Скиба // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Современная наука: актуальные вопросы, достижения и инновации». – 2022. – С. 129–131.
7. Федоров, Ю.Г. О нормативном обеспечении и стандартизации для цифровой электроэнергетики / Ю.Г. Федоров // Сборник статей круглого стола «Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития». – 2019. – С. 48–54.

8. Кулдин, Н.А. Подготовка электроэнергетиков в современных условиях / Н.А. Кулдин // Электрические станции. – 2018. – №. 1. – С. 56–59.
9. Гольшко, А. Цифровая электроэнергетика / А. Гольшко // Радио. – 2015. – № 3. – С. 4–7.
10. Шеметов, А. Что должна дать эксплуатации ЦПС. – URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2017/02/10/chto-dolzha-dat-ekspluatatsii-tsp/>
11. Василевский, Д. Есть ли выгода релейщику от ЦПС. – URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2016/12/14/est-li-vygoda-relejshhiku-ot-tsp/>
12. Путилов, А.В. Развитие технологий и подготовка кадров для цифровой экономики в энергетике / А.В. Путилов // Энергетическая политика. – 2017. – №. 5. – С. 58–65.
13. Прокубовская, А.О. О непрерывной подготовке кадров для электроэнергетики в условиях цифровизации образования / А.О. Прокубовская, Е.В. Чубаркова // Материалы международной междисциплинарной конференции «Инженерное мышление: социальные перспективы». – 2020. – С. 161–165.
14. Тоичкин, Н.А. Современные тенденции подготовки кадров для цифровой экономики в системе образования Российской Федерации / Н.А. Тоичкин // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2019. – №. 12-1. – С. 146–150.
15. Коркин, В.С. Анализ моделей распространения инноваций в инновационной образовательной среде университета / В.С. Коркин, Е.М. Лисин, О.В. Злышко // Экономика и предпринимательство. – 2016. – №. 10-1. – С. 734–740.
16. Разработка и структурный анализ модели организационного управления информационного взаимодействия субъектов научно-образовательного процесса / Н.Л. Кетоева, Е.М. Лисин, М.А. Киселева и др. // Экономика и предпринимательство. – 2020. – №. 12. – С. 957–961.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

Хренников А.Ю.,

д.т.н., профессор, начальник отдела
НТС и НТИ АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
ПАО «Россети»

Существующее состояние вопроса

Тепловые электростанции составляют 67,6% от общей мощности электростанций ЕЭС России (170 000 МВт) [1]. На атомную энергетику приходится 12% установленной мощности в России (29 132,2 МВт) в составе ЕЭС России и одна АЭС 36 МВт в Чукотском АО. На гидроэнергетику России приходится около 20% установленной мощности и выработки электроэнергии (50 ГВт).

Возобновляемая энергетика России представлена солнечной, ветровой и геотермальной энергетикой, а также несколькими небольшими электростанциями на основе биогаза и биотоплива, экспериментальной Кислогубской приливной электростанцией. Ветроэлектростанции общей мощностью 1378 МВт и солнечные электростанции общей мощностью 1768 МВт на июнь 2021 [2-4]. В составе изолированных энергорайонов Камчатки эксплуатируются три геотермальные электростанции общей мощностью 74 МВт (0,36% от выработки электроэнергии в России) [5].

В настоящее время в Российской Федерации, хотя и с некоторым опозданием, начался переход к более гибкой архитектуре энергосистемы за счет увеличения доли распределенной генерации (в том числе на ВИЭ) в энергобалансе, развития «умных» сетей во взаимодействии с развитием хранения энергии, а также за счет появления «активных» потребителей.

Современное положение дел в области силовой электроники (СЭ) характеризуется традиционным ростом выпуска приборов на основе кремния, включая тиристоры, диоды, транзисторы **IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)**, быстро восстанавливающиеся диоды, которые по мощности и энергоэффективности удовлетворяют требованиям потребителей. В [6, 7] отмечается, что по оценкам [8] объем мирового рынка СЭ с 2010 по 2015 гг. утроился. В части электроэнергетики доминировали ветроэлектрические источники электроэнергии (ВИЭ) и фотоэлектрические

установки (ФЭУ). Объем рынка ФЭУ до 30% составляют фотопанели, в то время как основные компоненты СЭ в виде инверторных преобразователей (ИП) и аккумуляторных батарей (АБ) составляют 70–80%. Для ВИЭ наиболее характерным является пример Дании, где одна треть энергопотребления обеспечивается ВИЭ, а остальное энергопотребление – за счет централизованных и местных источников (по данным Фред Блобьерг, IPCC, Москва, 2013) [8].

Базой СЭ в настоящее время по-прежнему остаются приборы на основе кремния (до 30%) рынка потребления. Однако, опережающее развитие цифрового направления, беспилотного транспорта, робототехники требуют освоения новых технологий: GaN – для низковольтных приборов и SiC – для высоковольтных приборов. Россия в этой части заметно отстает от Запада, хотя в части традиционных приборов на кремнии отечественные разработки диодов, тиристоров, фототиристоров сопоставимы с Западом. Отставание отечественной СЭ по транзисторам IGBT и IGCT обусловлено недостатками в части обеспечения технологическим оборудованием, конкуренцией на рынке с зарубежными поставщиками и отсутствием кадров.

Переход к базовым технологиям нового энергетического уклада, в том числе на базе ВИЭ. Увеличение доли распределенной генерации (в том числе на ВИЭ).

Количество произведённой и потреблённой энергии является показателем развития цивилизации. Наша современная цивилизация всё больше увеличивает долю конкретно электроэнергии в общей массе потребляемой энергии. Электричество давно стало главной энергетической потребностью среди прочих видов энергии.

Но происходят серьёзные подвижки в направлении строительства и ввода в эксплуатацию ветроэлектрических (ВЭС) и солнечных электростанций (СЭС): Кочубеевская ВЭС, Ставропольский край, 84 ветроустановки (210 МВт) – это крупнейшая ВЭС в России. Общая площадь ветропарка – около 200 га. Высота ВЭУ (вместе с ротором) – 150 м. Длина лопастей – 50 м, а вес каждой – 8,6 тонн. Сама башня весит около 200 тонн, генератор – 52 тонны. Общий вес конструкции – примерно 320 тонн.

В Ростовской области введена в эксплуатацию мощная ветроэлектростанция «Каменская ВЭС» (100 МВт), «Сулинская ВЭС» (100 МВт), «Гуковская ВЭС» (100 МВт), «Казачья ВЭС» (100 МВт), в Адыгее ВЭС (150 МВт) [9]. Ульяновская (Симбирская) ВЭС мощностью 35 МВт введена в эксплуатацию в 2017 г. Солнечная ЭС «Заводская», Астрахань (15 МВт) [10].

Безуглеродные здания: экологические стратегии в строительстве.

Урбанизированные территории занимают лишь 2% от всей поверхности суши, но с точки зрения воздействия на климат планеты они оставляют огромный след. Города потребляют более двух третей мировой энергии и производят более 70% мировых выбросов углекислого газа. На здания приходится почти 40% городских выбросов, что намного больше, чем производит весь транспортный сектор. Энергия расходуется на освещение, отопление и охлаждение, а также работу бытовых приборов.

Экологические угрозы и возможности. Величина углеродного следа здания рассчитывается как объём выбросов парниковых газов на всех этапах его жизненного цикла. Его воздействие на окружающую среду начинается задолго до сдачи в эксплуатацию. Так, производство цемента является крупнейшим источником эмиссий CO₂. На его долю приходится около 8% (2,8 Гт/год) мировых выбросов.

Новые начинания. Ещё с 90-х гг. XX в. в мировом строительстве приняты системы сертификации зелёных зданий BREEAM и LEED, но лишь немногие из 1,7 млрд существующих в мире зданий имеют сниженный или нулевой выброс углерода. На Саммите ООН в 2019 г. была запущена инициатива Zero Carbon Buildings for All («Здания с нулевым выбросом углерода для всех»). Страны взяли обязательства по **сокращению выбросов CO₂ в новых зданиях к 2030 г. и в существующих – 2050 г.**

Самыми известными стали миланский жилой дом «Вертикальный лес» (Bosco Verticale) и гонконгское здание смешанного назначения ZCB (от англ. Zero Carbon Building — «Здание с нулевой эмиссией CO₂»), которое до сих пор считается эталоном удачного сочетания пассивных и активных стратегий экологического проектирования (рис. 1) [11].



Рис. 1. Миланский жилой дом «Вертикальный лес» (Bosco Verticale)

В 2009 г. была проведена энергетическая модернизация нью-йоркского небоскреба Эмпайр-стейт-билдинг, в результате чего потребление энергии зданием сократилось почти на 40%, что позволило сэкономить 4,4 млн долл. в год на электричестве. По прогнозам специалистов, несколько простых мер по энергосбережению за 15 лет предотвратят попадание в атмосферу более 105 000 метрических т углекислого газа [12].

Проблемы, возникающие при использовании ВИЭ (ВЭС и СЭС).

В январе 2021 г. Япония столкнулась с энергетическим кризисом, вызванным перерасходом электроэнергии потребителями. Причина – снижение температуры воздуха в городах с «+7,6» до «+4,4» градуса по Цельсию, спрос на электроэнергию увеличился на 14%; стоимость электроэнергии с 9,5 руб. за 1 кВт·ч выросла до 70 руб., а в некоторых префектурах – до 163 руб. *Как следствие – более 5,5 млн семей остались без электричества на острове Хонсю.*

После закрытия почти всех АЭС после аварии 2011 г. на АЭС Фукусима Япония сделала ставку на сжиженный природный газ (СПГ) и возобновляемую энергетику. Использование СПГ оправдывается, но идея использования ВИЭ провалилась. В Японии понимали, что энергетический кризис неизбежен, поэтому, к 2020 г. в строй вернулись 39 из 54 атомных реакторов. *Атомная энергетика приравняется к безуглеродной энергетике и снова набирает силу* [13].

Аналогичные ситуации возникли в Техасе, США при кратковременном похолодании, в Германии при отсутствии ветра и облачной погоде, препятствующей эффективной работе солнечных электростанций (рис. 2) [14]. Ситуация в ЕЭС с ростом цен на природный газ похожая, но здесь есть геополитика и рыночное ценообразование.



Рис. 2. Обледенение лопастей ветроэлектрических станций

Обледенение лопастей ветроэлектрических станций является большой проблемой. В Германии такие ВЭС просто отключают. Некоторые ВЭС оборудованы подогревом лопастей. А ещё лопасти просто опрыскиваются горячей противообледенительной жидкостью с вертолёта. Экологично? Нет. Но таковы реалии сегодняшнего дня.

Инновационные технологии сегодня

1. Нормирование собственных нужд подстанций (СН). Области применения (Национальный проект «Энергоэффективная подстанция»)

Действующие нормативы по СН ПС сильно завышены (20–30%). Разработанные технологии позволяют снизить расход на СН крупных ПС на 50%–80%. Отсутствие механизма стимулирования применения технологий снижения СН ПС [15].

Разрабатываемая Методика нормирования является инструментом, который будет использоваться на всех стадиях жизненного цикла подстанции – от проектирования до ежемесячного мониторинга эффективности



Проектирование новых и реконструкция эксплуатируемых ПС

- Расчет норматива СН ПС с учетом проектных характеристик оборудования
- Сравнение ожидаемого расхода на СН ПС новой подстанции с аналогами – выявление возможностей по оптимизации технических решений



Эксплуатация

- Ежегодное планирование расхода на СН ПС с учетом фактического объема оборудования и исторических данных о режимах работы и климате
- Ежемесячный мониторинг расхода на СН ПС с учетом фактических режимов работы и климатических условий. Оперативное выявление нарушений в работе оборудования ПС.



Энергосбережение

- Выявление ПС и категорий токоприёмников СН ПС с высоким потенциалом энергосбережения
- Планирование эффекта от мероприятий по энергосбережению. Оценка эффекта от внедрения мероприятий в том числе в сопоставимых к условиям

2. Применение энергоэффективных трансформаторов с сердечником из аморфной стали (Национальный проект «Энергоэффективная подстанция»)

Сопоставительные характеристики масляных трансформаторов классических и с сердечником из аморфной стали в таблице [16].

• Трансформатор с сердечником из аморфной стали

Тип	Номинальная мощность, кВА	Сила и группа охлаждения обмотки	Потери холостого хода, Вт	Потери короткого замыкания, Вт
Трансформаторы трансформные масляные герметичные				
ТМГ-250/10-V1	250	Д/У/11	600	3 700
ТМГ-400/10-V1	400	Д/У/11	720	5 500
ТМГ-630/10-V1	630	Д/У/11	1 050	8 000
ТМГ-1000/10-V1	1000	Д/У/11	1 400	11 500
Трансформаторы трансформные масляные герметичные с магнитопроводом из аморфной стали				
ТМГАМ-250/10-V1	250	Д/У/11	120	3 790
ТМГАМ-400/10-V1	400	Д/У/11	160	5 625
ТМГАМ-630/10-V1	630	Д/У/11	212	7 614
ТМГАМ-1000/10-V1	1000	Д/У/11	275	11 700



Потери мощности холостого хода трансформаторов масляных герметичных с магнитопроводом из аморфной стали **в 5 раз НИЖЕ** потери мощности холостого хода трансформатора масляного герметичного

3. Оснащение силового трансформатора на ПС 500 кВ частотным регулированием управления охлаждением с использованием индикатора температуры обмотки (Национальный проект «Энергоэффективная подстанция»)

Основные функции: управление охладителями, поддержание температуры обмотки для снижения скорости старения изоляции, регулирование расхода масла и его температуры. **Дополнительные функции:** равномерная наработка моточасов двигателей системы охлаждения, защита от обледенения вентиляторов, Мониторинг состояния двигателей (рис. 3) [17]. Алгоритм регулирования следующий:

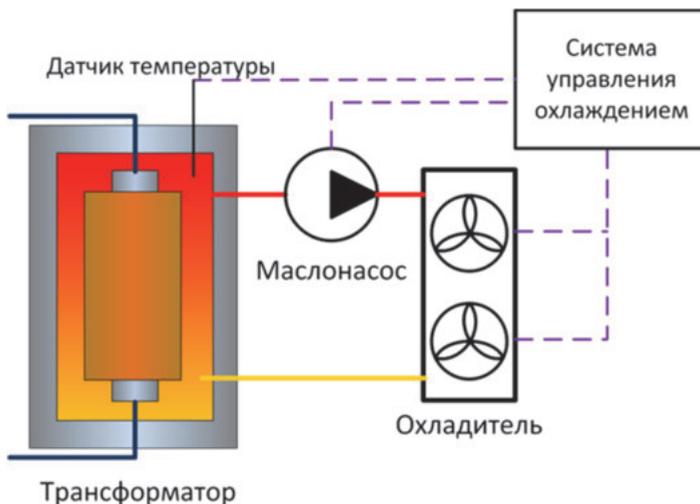


Рис. 3. Система управление охладителями автотрансформатора

Разработана термическая модель и алгоритмы управления системой охлаждения (СО) АТ 220 кВ, тепловая модель СО в различных режимах работы вентиляторов и маслонасосов, конструкторская документация, испытан опытный образец ШАОТ с ЧРП.

Утилизация тепла трансформаторов (Национальный проект «Энергоэффективная подстанция») – проект реализован на подстанции 500 кВ.

Принцип работы установки утилизации тепла в том, что тепло, выделяемое трансформатором при работе используется для отопления помещений. Для повышения параметров тепла используется тепловой насос, резервируемый электродкотлом (рис. 4) [18].

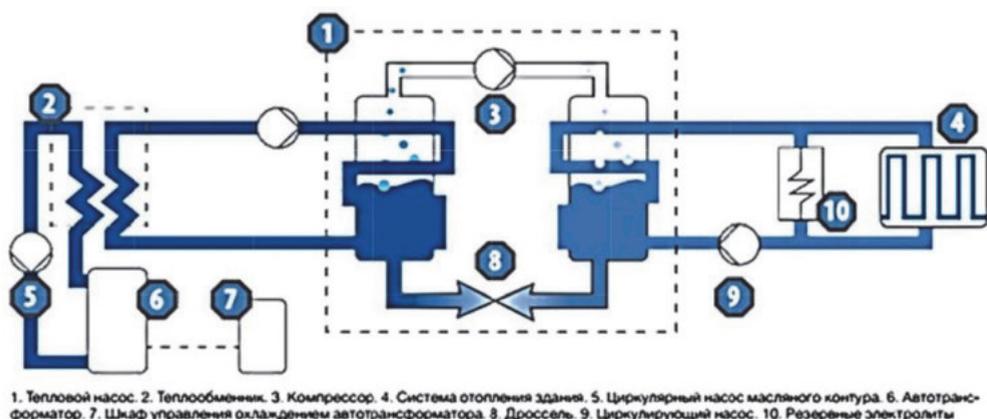


Рис. 4. Тепловой насос, резервируемый электродкотлом, для повышения параметров тепла, выделяемого трансформатором при работе для отопления зданий

4. Температурное зонирование помещений (Национальный проект «Энергоэффективная подстанция»)

Для дополнительной экономии потребления электроэнергии на отопление установлены программируемые термостаты: поддерживающие в необслуживаемых помещениях минимально допустимую температуры; обеспечение в частично обслуживаемых помещениях комфортной температуры только на время обслуживания. Это существенно снижает утечки тепла [19].

5. Управление обогревом оборудования

Проект реализован на ПС 220 кВ: Апробированы различные технологии управления системами обогрева оборудования, технология улучшения теплоизоляционных свойств шкафов, разработана автоматизированная система управления и мониторинга работы системы обогрева оборудования.

Внедрение систем управления обогревом оборудования позволит сократить потребление электроэнергии на 50–80% или 80–100 млн кВт·ч. Объем внедрения для действующих подстанций оценивается в 700 подстанций [18, 19].

6. *Хранение энергии. Инновационные системы резервного питания ПС*

Направление «Источников питания» [20] является одним из быстроразвивающихся. Объем рынка в 2018 г. составил \$8,2 млрд (данные HIS MARKIT) с ежегодным ростом на 6%, а в 2021 г. – \$10 млрд. Рост обусловлен развитием серверных центров, а также заменой свинцово-кислотных аккумуляторов на литий-ионные аккумуляторы (ЛИА). В 2018 г. передовые ИТ компании потратили 120 млрд долл. на создание Центров Обработки Данных (ЦОД). Из них значительную сумму составляют затраты на источники бесперебойного питания (ИБП) с ЛИА суммарной емкостью примерно 200 МВт·ч, объем рынка ИБП с ЛИА в 2022 г. составит 2 млрд долл. [21, 22].

Рынок накопителей электроэнергии (НЭЭ) и систем накопления электроэнергии (СНЭ) в различных типах ВИЭ по данным [21]: СНЭ к 2025 г. составит от \$1,5 до \$8,6 млрд К 2017 г. мощность крупнейшего производства в России «Лиотех» составила 1 ГВтч/г, а в мире – 107 ГВтч/г. В 2017 г. объем СНЭ составил \$2,6 млрд., к 2024 г. объем составит \$82 млрд (стационарные СНЭ до \$50 млрд. [22, 23].

По данным [23] приведенная стоимость хранения на жизненном цикле (LCOE) для ЛИА составляла в долл./МВтч по годам: 2005 г. – 550, 2017 г. – 320, к 2025 – 150. Близкие к ним данные дает [24] и оценивает LCOS в 2016 г. – 273 долл./кВт·ч, а к 2030 г. 74 долл./кВт·ч (20 % снижение ежегодно). Еще более радужные перспективы у натрий-сернистых аккумуляторов: снижение с 300 долл./кВт·ч в 2015 г. до 200 долл./кВт·ч в 2030 г. Аналогичные показатели у суперконденсаторов, которые в 2015 г. составляли 350, а к 2030 г. достигнут 200 долл./кВт·ч [25, 26].

Литий-ионные аккумуляторы (ЛИАБ) и их модификации.

Преимущества. ЛИАБ можно размещать в любом производственном помещении без повышения его категоричности по пожаро- или взрывоопасности, это даёт: меньшую стоимость владения ЛИАБ по сравнению с свинцово-кислотными батареями (СКБ); высокие разрядные характеристики (уровень тока) на малых временах разряда (30 минут и менее); малая величина внутреннего сопротивления – определяет низкое падение

напряжения на ЛИАБ по сравнению с СКБ в случае наличия толковых нагрузок; малое падение напряжения обеспечивает более высокий КПД по сравнению с СКБ – лучшую энергоэффективность; более низкие по сравнению с СКБ массогабаритные показатели (примерно в $3 \div 9$ раза); занимают меньшую площадь – в $30 \div 100$ раз меньше; способность к быстрому заряду (до 0,5 ч); малообслуживаемость (нет необходимости в контроле уровня и доливке электролита); возможность постоянного дистанционного контроля состояния батареи с передачей результатов мониторинга на удаленный диспетчерский пункт; пожаробезопасность.

Преимущества СКБ по сравнению с ЛИАБ. Простота эксплуатации. СКБ для своей эксплуатации не требуют дополнительного оборудования типа системы контроля и управления батареи. Большинство свинцово-кислотных аккумуляторов дешевле по сравнению с ЛИА при сравнении номинал/номинал. Свинцово-кислотные аккумуляторы в режиме поддерживающего заряда могут быть заряжены до 100%. В процессе эксплуатации их не нужно балансировать. В отличие от СКБ, ЛИАБ не имеют подтвержденных сроков эксплуатации 20 лет в режиме поддерживающего заряда.

Системы резервного питания на основе модулей суперконденсаторов (ионисторов) имеют преимущества по сравнению с аккумуляторами: большой срок службы – более 25 лет; высокий КПД (низкое сопротивление потерь), высокий ток в нагрузке, т.е. малое внутреннее сопротивление; быстрый заряд; работа возможна при любом напряжении, не превосходящем номинального; неограниченное число циклов заряд/разряд – более 1000000; отсутствие необходимости контроля за режимом зарядки; использование простых методов заряда; широкий диапазон рабочих температур: $-25...+70$ °C; относительная дешевизна.

Недостатки: Не обеспечивают достаточного накопления энергии, энергоемкость не более 10Вт·ч/кг; для работы в составе накопителя электроэнергии (НЭ) требуется DC/DC преобразователь; низкое напряжение на некоторых типах; для получения требуемого напряжения необходимо последовательное подключение нескольких элементов; высокий саморазряд; высокая стоимость [27–33].

Инновационные технологии 2050 г.

Инновационные технологии 2050 г. начинают внедряться уже сегодня. Дальнейшее развитие, конечно же, упростит их применение, удешевит внедрение и эксплуатацию, сделает более доступными.

Возобновляемые и низкоуглеродные источники должны обеспечить половину мирового энергопотребления к 2035 г., ускорить энергопереход помогут инновации. Новой реальностью мировой экономики стал так называемый четвертый энергопереход. Речь о постепенном отказе от традиционных источников энергии – в пользу возобновляемых и низкоуглеродных альтернатив.

От дров к водороду. Первый энергопереход – от дров к каменному углю – произошел на рубеже XX в.; второй был связан с увеличением доли использования нефти и завершился в 1970-х гг. Третий энергопереход связывают с расширением использования природного газа (с 3% в 1930 г. до 23% к 2017-му). Четвертый энергопереход стал ключевой задачей после подписания Парижского соглашения в 2015 г. В нём ставятся задачи удержать глобальное потепление в рамках 1,5°C. Для выполнения целей соглашения (сокращение выбросов на 50% к 2030 г.) темпы декарбонизации должны составить 12,9% в г. Но ни одна страна «большой двадцатки» в 2020 г. такого уровня не достигла. Отмечается, что в 2020 г. энергопотребление в мире снизилось лишь на 4,3% (и то с учётом влияния эпидемии коронавируса!), а выбросы энергетики – на 5,6%. Сейчас на промышленность приходится более 40% мировых выбросов парниковых газов, полученных от сжигания топлива. Инвестиции в энергетический переход уже достигли рекордных \$501 млрд [34–37].

Инновационные «ростки» сегодня со «стрелой времени» в 2050 г.

1. Криогенные кабельные линии (КЛ) постоянного тока на высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП) – г. Санкт-Петербург
Разработка и строительство ВТСП КЛ в Санкт-Петербурге (рис. 5).

Передаваемая мощность	50 МВт
Номинальное напряжение	20 кВ
Номинальный ток	2500 А
Рабочая температура	66-80К
Длина	2500 метров
Тип преобразователей	12-пульсный
Возможность реверса	Предусмотрена
Холодопроизводительность криогенной установки	12 кВт @ 70К
Давление жидкого азота	до 1,4 МПа
Расход жидкого азота	0,1 ÷ 0,6 кг / сек

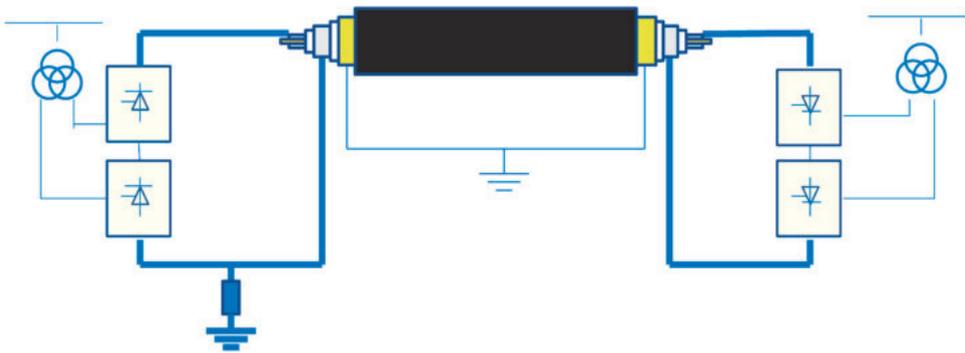
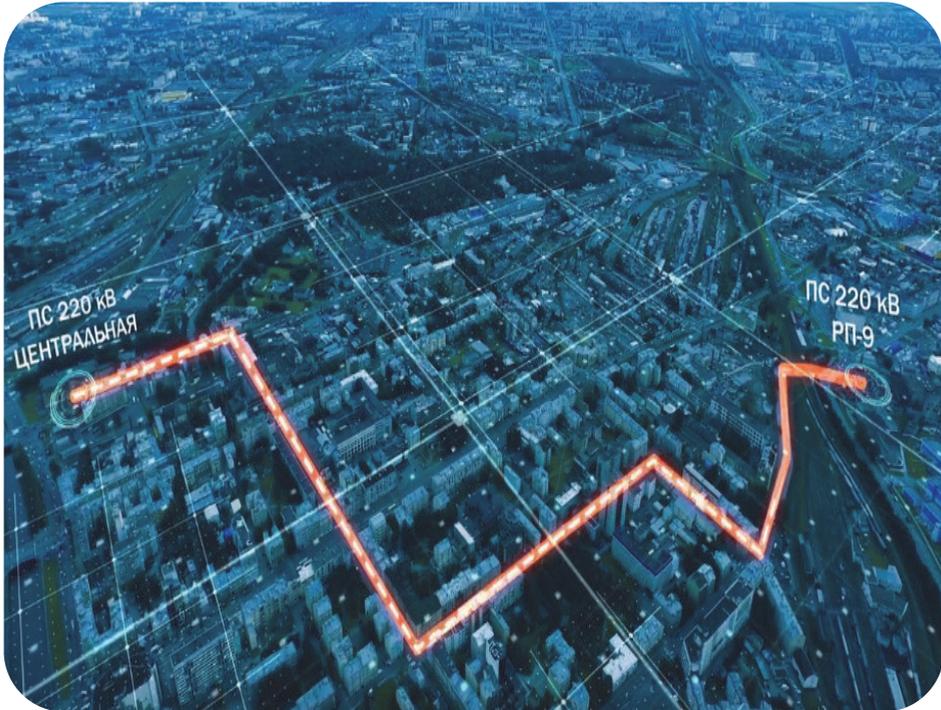


Рис. 5. Разработка и строительство ВТСП КЛ в Санкт-Петербурге:
 маршрут трассы КЛ, принципиальная электрическая схема ВТСП КЛ
 с выпрямлением и инвертированием

Принципиальная схема Системы криогенного обеспечения (СКО) ВТСП КЛ с системой блокировок и защит представлена на рис. 6 [38–41].

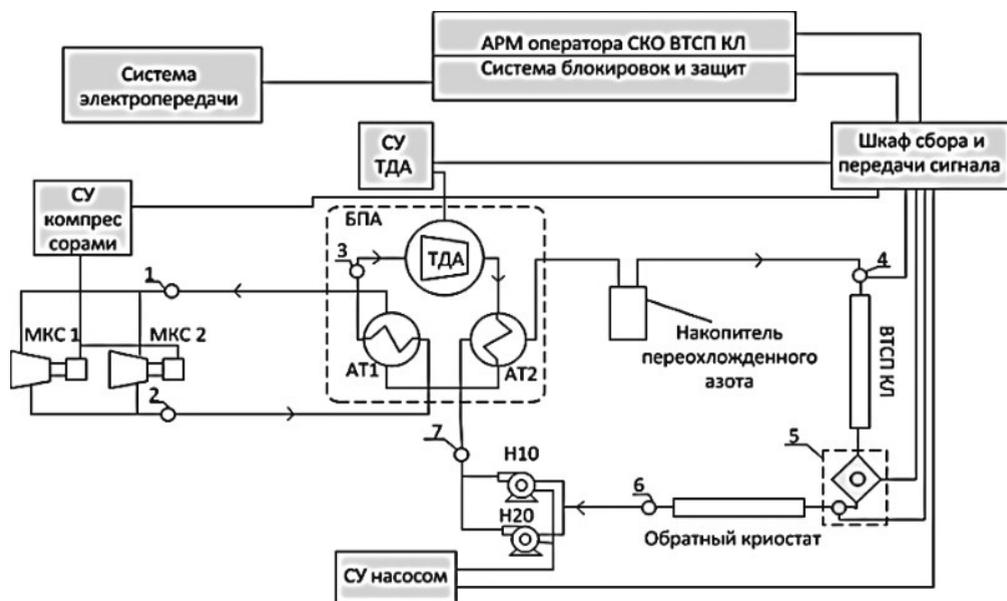


Рис. 6. Принципиальная схема Системы криогенного обеспечения ВТСП КЛ с системой блокировок и защит:

- 1 – датчик давления гелия на входе в модульную компрессорную станцию (МКС);
- 2 – датчики давления и расхода гелия на выходе из МКС;
- 3 – датчики давления и температуры гелия на входе в турбодетандерный агрегат (ТДА);
- 4 – датчики температуры и давления азота на входе в ВТСП КЛ;
- 5 – измерительный модуль (давление, температура, расход);
- 6 – датчик давление азота на выходе из обратного криостата;
- 7 – датчик температуры азота на выходе из обратного криостата;
- 8 – датчики давления и температуры на выходе из ЦНУ

ВТСП линия на рис. 7 включает: ВТСП кабель, концевые и соединительные муфты, криогенную систему, две преобразовательные подстанции, систему мониторинга и контроля. В ходе НИОКР были исследованы результаты термической деформации ВТСП кабеля (рис. 7).

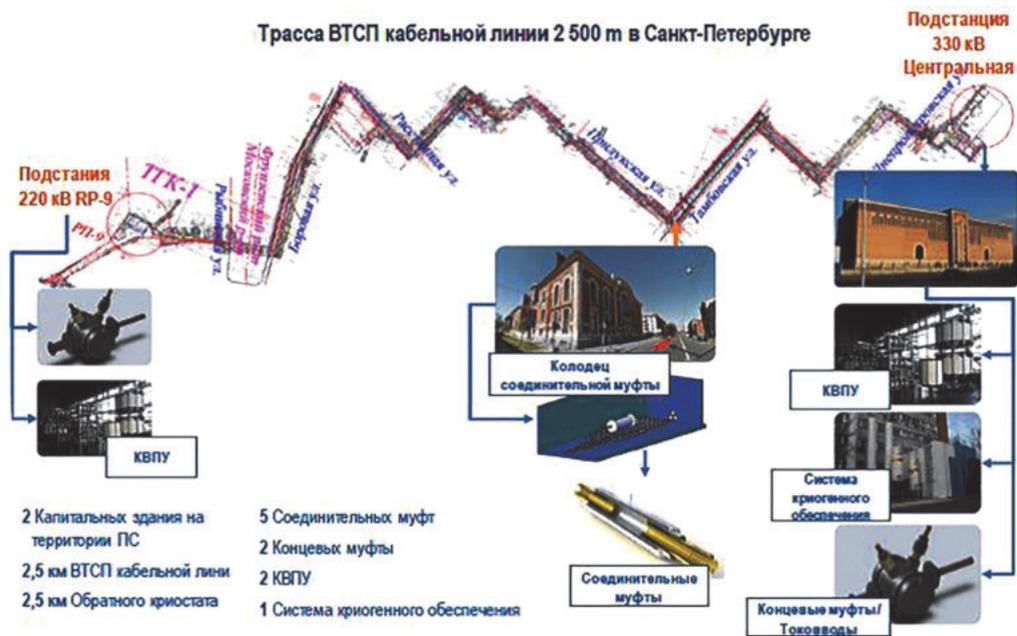


Рис. 7. Трасса ВТСП кабеля в г. Санкт-Петербург, исследование на возможные термические деформации ВТСП кабеля

Основные технические решения после 32 пусков из них 24 успешных (наработка – 270 часов) на полигоне АО «НТЦ ФСК ЕЭС» Россети, г. Москва.

Основные проблемы: пусковая аппаратура (звезда, треугольник), регулирование производительности (байпас), маслосистема (термостат в системе охлаждения), КИП (недостаточный), трубопроводы и арматура (соединения и привода), низкая надежность электропитания маслонасоса ТДА, несогласованная работа масляного тормоза и клапана на входе гелия в ТДА, большое количество фланцевых соединений трубопровода МКС и наличие запорной арматурой с электроприводами низкой надежности.

Решение проблем: внедрение частотного привода (ПЧ) на привод компрессора – адаптация электродвигателя привода компрессора (КИП, наездник, изоляция, изол.подшипник), система смазки компрессора (независимый привод насоса + резерв, «достаточная» система охлаждения масла, электронное управление термостатом), винтовой блок с повышенной производительностью (внутренний байпас, внешний независимы маслонасос).

Дооснащение турбодетандерного агрегата – адаптация алгоритмов управление под частотное регулирование, изменение конструкции турбины для повышения тормозного усилия (разделение масляной магистрали, внешний независимы маслонасос тормоза с ПЧ), повышение эффективности работы теплообменных аппаратов ТДА (увеличение поверхности теплообмена)

КИП. Внедрение системы вибродиагностики агрегатов, внедрение датчиков температуры обмоток двигателя и подшипников, дополнительный набор датчиков компрессорного агрегата и БПА.

Утечки гелия. Исключение «лишних» соединений.

Ожидаемый результат

Плавный пуск и регулирование производительности, защита и постоянный мониторинг двигателя, надежное охлаждения двигателя и смазка компрессора, снижение энергопотребления (отказ от байпаса и имитаторов), возможность форсировки компрессора, снижение расхода технических газов, безударный переход на резервный компрессор, увеличение эффективности работы теплообменных аппаратов БПА, упрощение алгоритмов работы турбодетандерного агрегата и системы в целом, повышение надежности и ресурса гелиевого компрессора, простота пуска и контроля агрегата [38-41].

2. Капельная электрогенерация: дожди станут новым источником энергии

Дожди могут стать новым источником возобновляемой и предельно дешевой энергии. Изобретение позволяет получать из падения одной капли воды с высоты 15 см напряжение свыше 140 В, а энергии этого падения хватит для питания 100 небольших светодиодных ламп. Изобретенный генератор электроэнергии из капель отличает от аналогичных конструкций два ключевых фактора. Продолжительное падение капель на политетрафторэтилен (ПТФЭ, тефлон), материал с квази-постоянным электрическим зарядом, обеспечивает новый метод аккумуляции и хранения поверхностных зарядов высокой плотности. Уникальное устройство, напоминающее полевой транзистор, состоит из алюминиевого электрода и электрода из оксида индия и олова с нанесенной на него пленкой из ПТФЭ. Электрод с пленкой отвечает за генерацию, хранение и индукцию заряда. Когда капли попадают на его поверхность, они «соединяют» алюминиевый электрод и электрод с пленкой ПТФЭ, переводя систему в замкнутую цепь [42].

3. Концепция «умного дома» (*Smart дом*)

Жилище, которое «понимает» и предугадывает желания своих хозяев, обеспечивает их безопасность и **контролирует потребление энергоресурсов** – такова основная концепция умного дома – реальность, граничащая с фантастикой, но уже ставшая обыденной для многих людей из разных стран мира. Умный свет, автоматизация парковки, SMS, отправленные управляющим блоком системы и т.д., всё это постепенно входит в жизнь простого обывателя, позволяя ощутить практическую пользу от использования высоких технологий.

Сегодня концепция умного дома – это совокупность технологий, позволяющая создавать различные системы автоматизации жилого пространства, обеспечивающие возможность взаимодействия различных устройств, удаленного управления ими, а также, дружелюбный графический интерфейс для максимально простого «общения» с хозяином.

Механизмы и устройства, которые могут быть частью системы умного дома

Сигнализация. Автоматическое управление рольставнями, входными воротами, датчиками или освещением, например, имитируя присутствие в отпуске.

Освещение. Сумеречные выключатели, система, которая соединяет ворота или калитку с освещением, когда при пересечении порога посылается сигнал на освещение.

Автоматизация программирует график работы отопительных приборов, управляет солнечными батареями, интегрирует друг с другом камин, тепловые насосы и полы с подогревом, заряжает ночью, когда наступает низкотарифная зона, электромобили, включает стиральные машины.

Аудиосистема, которая развернута по всему дому, и музыка будет следовать за нами, любимые песни запускаются с помощью голосовых команд или с помощью мобильных устройств.

Безопасность. Видеодомофон, который контролируется приложениями для смартфона, камер, фиксирующих людей, пересекающих ворота, автоматически закрывающиеся жалюзи, сигнализация, все типы датчиков.

Умные розетки – как часть этой системы, позволяют удобно контролировать работу оборудования, а также управлять энергопотреблением.

Электронное оборудование. Система, которая позволяет удаленно запускать аудиооборудование, телевизоры, кофеварки и многие другие бытовые устройства.

Противопожарная безопасность.

Контроль и поддержание заданной температуры внутри отдельной комнаты или всего помещения.

Контроль за электроснабжением и включение резервного источника в случае отключения основного (источники бесперебойного питания, стабилизаторы).

Водоснабжение.

Полив в жаркую погоду газонов и огородов, кормление домашних животных и рыб.

Собственная генерация включает ветроэнергетические установки (в отдельных домовладениях), солнечные батареи, другие источники энергии и тепла (нагрев воды на крыше дома в зоне жаркого климата), **мини ГЭС** в подвалах жилых домов, использующие потенциальную энергию падающих с верхних этажей стоков (с 22го этажа!) [43, 44].

4. Перспективы силовой электроники с учетом новых технологий.

Уровень продаж на рынке силовой электроники (СЭ) в части силовых полупроводниковых приборов (СПП) оценивается в 53,4 млрд долл., а к 2024 г. – 72, 6 млрд долл. (без учета последствий пандемии), средний темп роста ожидается на уровне 5,3% [8].

Ожидается приоритетное производство МОП полевых транзисторов, IGBT и SiC транзисторов. Рост продаж IGBT и SiC приборов ожидается соответственно на 3,7 и 4,6% в год. Объем выпуска электродвигателей и электроприводов ЭП составит 23 и 29% (соответственно с 2018 по 2024 гг.). Доля солнечных ФЭУ вырастет с 8,3 до 10,4%, а доля ветровых ВЭУ снизится с 3,9 до 3,4%. Доля ЖД транспорта повысится с 8,6 до 11,9%. Наибольшие приросты ожидаются от 23 до 29% для ЭП и зарядной инфраструктуры электромобилей. Доля электромобилей вырастет с 3,5 до 10,7%. Линии электропередач (ЛЭП) практически не изменятся и займут нишу на уровне 1%, что не касается Китая и Индии, осуществляющих ускоренное развитие электросетей.

В 2022 г. ожидается объем потребления электроэнергии в мире на уровне 25 ТВт·ч, а к 2050 г. – 38 ТВт·ч. Объем промышленного потребления электроэнергии к 2040 г. составит 30%, электромобилей 5%. 8 миллионов Центров обработки данных (ЦОД) будут потреблять до 2–3% электроэнергии с ежегодным приростом 5 %. Если сегодня приборы IGBT на основе кремния занимают 23% объема рынка, то в перспективе наибольший рост ожидается для SiC с широкой запретной зоной, большей удельной мощностью. SiC приборы в отличие от кремния более трудны в обработке,

имеют высокую дефектность и гораздо дороже кремния. Но преимущества в показателях и в эксплуатации перевешивают их недостатки. GaN приборы обладают большой плотностью мощности, низким зарядом затвора, нулевым обратным током, плоской выходной емкостью, но менее продвинуты в промышленных приложениях.

Ожидаемый в ближайшие 5 лет объем выпуска SiC приборов – на уровне 3,7 млрд долл., выпускаются на пластинах диаметром 150 мм, на напряжения от 650 до 1700 В, частотой до 500 кГц. Значительные перспективы ожидает выпуск GaN на подложке SiC, эти СПП расширяют применение радиолокации, лидаров, беспилотного транспорта [20–24].

Опережающее развитие СЭ вызвано бумом замещения в мире углеродной генерации на ВИЭ, которые без накопителей электроэнергии (НЭЭ) не имеют перспектив применения. Источники питания, НЭЭ, электроприводы, электромобили, ЦОД являются наиболее востребованными компонентами энергетики и транспорта в ближайшей перспективе [20–24].

Япония, США и Южная Корея расширяют производство чипов – Токио \$5,2 млрд на новый завод TSMC и производств Micron и Kioxia, США – \$52 млрд на производство полупроводников, а «Intel» строит фабрики 52 и 62 в Аризоне, их ввод в строй в 2024 г.

В течение последних лет пиком микроэлектронной эволюции был техпроцесс 7-нм, но Тайвань, TSMC запустил опытное производство 3-нм чипов. IBM еще в мае 2021 г. презентовали прототип чипа 2-нм, а теперь совместно с Samsung работают над уникальной технологией вертикального расположения транзисторов VTFET, которая в перспективе преодолет барьер в 1-нм (!). В производство они будут запущены в 2024–2025 гг.

Чем меньше в нанометрах техпроцесс, тем компактнее и производительнее чипы и меньше по размерности «умное оружие». 80% рынка процессов травления, ионная имплантация, электрохимическое осаждение, проверка пластин и программное обеспечение для проектирования, находится у американских компаний [45].

Самый большой, мощный и производительный процессор в мире – WSE-2. Размеры составляют 220x220 мм – на производство одной такой микросхемы уходит целая 300-миллиметровая кремниевая пластина. На площади чипа размером 46 255 мм² умещается 2,6 трлн транзисторов. Что может быть важнее самой микроэлектроники? Конечно, промышленные мощности для ее производства. Так уж сложилось, что литографическое оборудование производят лишь две страны в мире – Голландия (ASML), которая занимает 62% рынка, и Япония (Canon и Nikon) – 38%.

Литографическое оборудование – это то, что можно смело называть термином «rocket science», самыми передовыми технологиями человечества, по сравнению с которыми атомная бомба покажется игрушкой неразумного дикаря. Степпер ASML: ключевое звено в производстве микросхем. На нём производится засветка фоторезиста через маску, как в фотоувеличителе (рис. 8) [45].

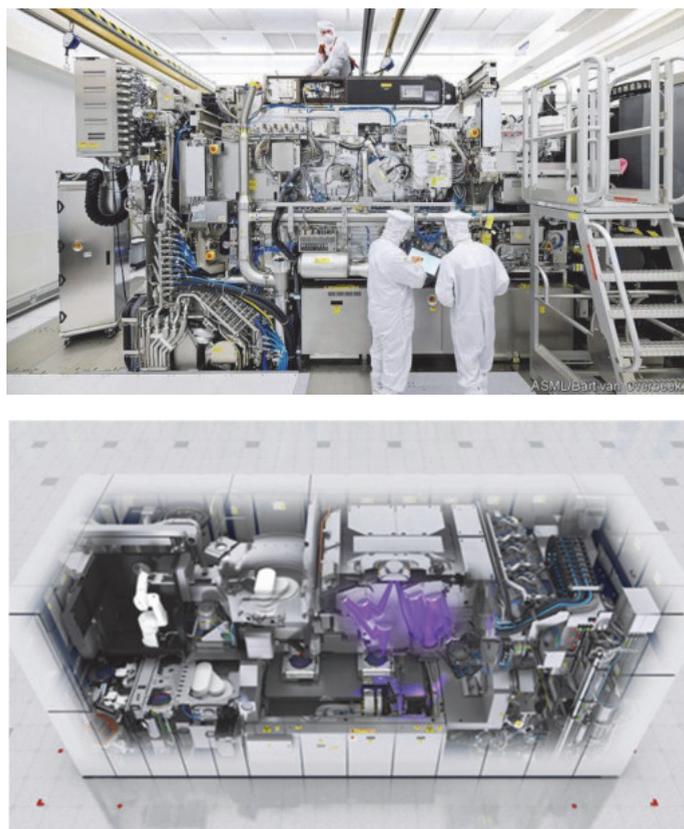


Рис. 8. Современный «фотоувеличитель», а именно, степпер компании ASML: ключевое звено в производстве микросхем для фотолитографии в глубоком ультрафиолете (EUV)

Машина весом 180 т размером с автобус продаётся по цене около \$170 млн. Это самое сложное и дорогое оборудование на современном заводе микроэлектроники. Компоненты для степпера производят около 5000 поставщиков со всего мира: линзы Carl Zeiss (Германия), роботизированные манипуляторы VDL (Нидерланды), лазеры Cymer.

5. Водородная энергетика. Водородные накопители электроэнергетики (ВНЭ) конструктивно изготавливаются в виде топливных элементов (ТЭ), в основу классификации которых положен тип электролита (жидкий, газообразный, твердый) с характеристиками, приведенными в табл. 1. Для ВНЭ используют получаемый при электролизе воды водород, запасаемый в резервуарах при высоком давлении (до 300–600 атм.), либо природный газ, подаваемый по трубе для твердооксидных ТЭ (ТОТЭ). Указанные ТЭ с подводом водорода используются в качестве электрохимического генератора, а ТЭ при наличии бака или резервуара применяются в качестве накопителей электроэнергии. Запасание водорода может производиться в баках и подземных хранилищах в жидком (криогенном) виде, а также в гидридных пористых материалах (металлогидридные системы накопления) [46–49].

Таблица 1

Характеристики топливных элементов ТЭ

Тип ТЭ (электролит)	Рабочая температура, °С	Мощность на выходе, кВт	КПД, %	Особенности	Область применения
Алкалин (AFC)	90...100	10...100	60...70 электрический		Военная, космос
Полимерная (протообменная) мембрана (PEM) ТПТЭ	50...100	≤ 250	50...60 электрический	Быстрый старт	Портативные устройства, транспорт, распр. генерация
Фосфорная кислота (PAFC) ФКТЭ	150...200	50...1000 (250-модуль)	80...85 комбинирован. 36...42 электр.	Пластины большого размера, чистый H ₂	Распределенная генерация
Литой углерод (MCFC) КРТЭ	600...700	< 1000 (250-модуль)	85 комбиниров. 60 электрическ.	Гибкость, катализаторы	Эл.энергетика, распределенная генерация
Твердые окислы (SOFC) ТОТЭ	650...1000	5...3000	85 комбинир. 60 электрическ.	Гибкость, катализаторы, низкая коррозия	Вспом. питание, эл.энергетика, распр. генерация

Вид электролита определяет тип химической реакции, рабочую температуру, мощность и КПД ТЭ.

Сопоставительные характеристики традиционных источников и накопителей электроэнергии.

Электрическая эффективность КПД (%) в зависимости от мощности установок (МВт) и области применения для различных типов топливных элементов [31, 32]. Общепринятые обозначения топливных элементов: ТОТЭ – твердооксидные, ТПТЭ – протообменные мембранные, ФКТЭ – фосфорно-кислотные.

Распределенная генерация занимает диапазон от 1 кВт до 30 МВт, накопители для неё имеют вдвое более высокий КПД, нежели традиционные источники (ТЭС, ПГУ, ГТУ – генерация электроэнергии, тепло и электроснабжение), их экологические показатели в части выброса диоксида углерода существенно ниже или практически отсутствуют.

Для НЭЭ наиболее характерным показателем является удельная энергия (энергоемкость), (Вт·ч/кг) и в меньшей степени удельная мощность (кВт/кг). АБ в части ЛИА на сегодня достигают 150–200 Вт·ч/кг (для больших батарей на 30% ниже), в то время как ТЭ в части ТОТЭ достигают 500 и даже 1000 Вт·ч/кг, т.е. в 5 раз выше. Удельная мощность источников пока составляет примерно 1000 Вт/кг для ГТУ и примерно в 5 раз выше, чем для АБ и ТЭ, что затрудняет применение последних в авиации и автотранспорте.

Применение НЭЭ для распределенной генерации резко возрастает благодаря широкому распространению ВИЭ, стремлению к экономии топлива и улучшению экологических показателей. Непосредственная выработка электроэнергии в НЭЭ вдвое выигрышней, нежели при сгорании топлива в традиционных источниках и только ограничения по массогабаритным показателям и по инфраструктуре замедляют распространение АБ и ТЭ.

Накопители на ТОТЭ наиболее динамично развиваются, используют дешевый природный газ любого состава (в отличие от ТПТЭ, где водород должен быть чистым и полученным путем электролиза) и имеют широкий рыночный потенциал. ТОТЭ на основе диоксида циркония имеют анод, катод и электролит из керамики, способны работать при 650...1000°C без дорогой и чувствительной к отравлению платины, применяемой в ТПТЭ.

ТОТЭ может работать как генератор, так и как накопитель в стационарном режиме на протяжении ряда лет. Их недостатком является необходимость подогрева топлива и кислорода воздуха до рабочей тем-

пературы, что требует применения внешнего микроканального теплообменника. Помимо подогрева в теплообменнике происходит паровой реформинг, в результате чего получаемая на выходе ТОТЭ вода и углекислый газ, реагируя с входящим газом и кислородом при высокой температуре, дают водород и угарный газ, которые играют роль топлива. В результате электрический КПД может превысить 60%, а суммарный достигает 85%.

Установленная мощность ТОТЭ изменяется в диапазоне от 2 кВт до 2 МВт и более. Их КПД высок, транспортные потери электроэнергии практически отсутствуют при автономной установке, ТОТЭ составляет серьезную конкуренцию ТЭС, удельная стоимость которой – 2000 долл. США/кВт и более. ТОТЭ имеет чуть меньшую стоимость, а в будущем снизятся до 1000 долл. США/кВт. ТОТЭ около 2 кВт – основа энергообеспечения домашнего хозяйства и может стать тиражируемым как мобильный телефон или компьютер.

Одним из направлений является достигнутое снижение рабочей температуры ТОТЭ до 500°C, что позволяет расширить номенклатуру используемых конструктивных материалов и делает возможным их быстрый пуск и останов. В результате снижения рабочей температуры уменьшается скорость коррозии и деградации керамики, что увеличивает срок службы энергоустановок с ТОТЭ [50–56].

Сопоставительный анализ применимости аккумуляторных батарей и топливных элементов.

В настоящее время АБ в виде литиевых батарей развивается опережающими темпами сравнительно с ТЭ в основном для автомобильного транспорта и отчасти авиации. В США и Европе развивается инфраструктура зарядки и обслуживания АБ, в то время как указанная инфраструктура для ТЭ практически отсутствует. Рыночная цена водорода на 2014 г. в США составляет 8,96 долл. на 1 кг, а в перспективе 3 долл. за кг. Стоимость заправки бака легкового автомобиля 45 долл., а в перспективе 30 долл. Стоимость проезда на электромобиле 100 км для Toyota Prius – 2,76 долл., для Tesla S – 2,99 долл., в то время как для водородомобиля несоизмеримо выше.

На сегодня в США производится 7,31 млн т водорода, а в год – 2,6 млрд т. При среднем пробеге автомобиля 21,5 тыс. км водорода должно хватить на 12 млн водородомобилей, что явно недостаточно.

Производство водорода с помощью электролиза в 3 раза дороже его производства из метана с использованием паровой конверсии и 95% водорода получают паровой конверсией. Реакции парового реформинга из метана протекает при 500°C при взаимодействии с водой и дает на выходе окись углерода в соответствии с формулой $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} = \text{CO} + 3\text{H}_2$ [59].

Реакция конверсии окиси углерода соответствует формуле $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$.

Для получения 1 кг водорода путем электролиза с КПД 75% надо затратить 52, 5 кВт·ч электроэнергии [59]. В результате электромобиль Tesla S затратит 23,75 кВт·ч электроэнергии, а водородомобиль Toyota Mirai затратит вдвое выше – 54,69 кВт·ч для пробега на 100 км. Вдобавок требуются дополнительные траты на транспортировку и компрессию водорода, его добычу с помощью реформинга или электролиза, а также строительства водородных заправок, т.е. развития водородной инфраструктуры. Стоимость строительства одной водородной заправки на 30 автомобилей в день составляет 2 млн долл., а в США пока построено только 13 таких заправок [57, 58].

Ограничивает распространение водородомобилей их стоимость. В США водородомобиль Toyota Mirai с углепластиковым баком при давлении водорода 680 атмосфер составляет 62 тыс. долл., т. е. примерно вдвое выше чем электромобиль Tesla S, но запас хода водородомобиля составляет 480 км, а электромобиля – 424 км. Время заправки водородомобиля – 3 мин, для электромобиля – 40 мин до емкости 80% заряда АБ.

Благоприятным для распространения водородомобилей является новое законодательство CARB, принятое в США и Европе, которое делает покупку водородомобиля в 5 раз выгоднее приобретения электромобиля. CARB учитывает ограниченность запасов лития, трудности его утилизации, ограниченность достижимой энергоемкости 250–300 Вт·ч/кг, что является пределом для ЛИА. Кажущаяся экологическая привлекательность электромобилей ограничена относительно низким КПД централизованной электрогенерации (в среднем в мире по данным МЭА на уровне 32%), сопровождаемой выбросом двуокиси углерода и дымовыми газами электростанций.

Для ТЭ, а в особенности ТОТЭ, которые являются по сути, как источниками, так и накопителями достижение энергоемкости до 1000 Вт·ч/кг не является проблемой и с учетом высокого КПД до 75% и практическом отсутствии вредных выбросов их применение особенно предпочтительно.

Япония к концу 2022 г. должна выпустить 40 тыс. водородомобилей, включая общественный транспорт, и перейти на применение водорода для распределенной энергетики. Начинается перевод ж/д сообщения на водородопоезда в Германии и Австрии, широкое использование водородных ТЭ на дронах, а в перспективе на вертолетах, самолетах и дирижаблях благодаря ресурсу хода и устойчивости к температурным и высотным изменениям.

Для распределенной энергетики в мире и в России наступает переломный момент, связанный с расширением добычи, переработки, хранения, транспортировки и регазификации СПГ, добываемого на Севере, где перспективы водородной энергетики неизмеримо выше, чем для традиционной энергетики. Уже сегодня ресурс хода, срок службы и устойчивость ТЭ с учетом развития средств защиты и безопасности позволяют перевести традиционные источники вначале на двухкомпонентное топливо, а в перспективе на метан и водород [54–56].

Для транспорта и распределенной генерации на сегодня наиболее применяемыми являются литий-ионные аккумуляторы, которые обеспечены зарядной электрической инфраструктурой. При отсутствии такой инфраструктуры, а также для обеспечения более длительной продолжительности работы, срока службы и экологических показателей более перспективным является применение водородных ТЭ.

Применение ВИЭ в системах энергоснабжения делает оправданным использование НЭЭ, которые заряжаются в ночное время и разряжаются во время пиков нагрузки, снижая установленную мощность генераторов, экономя топливо и снижая выбросы в атмосферу [60–62].

Литература

1. Электроэнергетика России. – URL:https://ru.wikipedia.org/wiki/Электроэнергетика_России
2. Отчёт о функционировании ЕЭС России в 2018 г. Системный оператор ЕЭС России. 17 сентября 2019.
3. Интер РАО – Трейдинг. ПАО «Интер РАО». Дата обращения: 13 февраля 2022.
4. Крупные ТЭС России: перспективы модернизации. iret.ru. 24 ноября 2020.

5. Единая энергетическая система России. АО «Системный оператор Единой энергетической системы». – URL:<https://www.sops.ru/functioning/ees/ups2021/>
6. Покровский, И. Обзор рынка компонентов силовой электроники, *vestnikmag.ru*, 2016/09.
7. Макушин, М. Тенденции развития силовой электроники / М. Макушин // *Электроника наука [технология] бизнес*. – 2019. – №8(00189). – С.50–55.
8. Status of the Power Electronics Industry 2019 report, Yole Development, 2019.
9. В Ростовской области введена в эксплуатацию мощная ветроэлектростанция. – URL:<https://rossaprimavera.ru/news/e7a7e958>
10. В Астрахани введена солнечная электростанция на 15 МВт. – URL:<http://stroykas.ru/28297-V-Astrahani-vvedena-solnechnaya-elektrostanciya-na-15-MVt.html>
11. Carbon Zero: 10 углеродно-нейтральных зданий. – URL: <https://www.interior.ru/architecture/11179-carbon-zero-12-uglerodno-neitralinih-zdanii.html>
12. Табунщиков Ю.А. Умные безуглеродные города и здания с нулевым энергопотреблением. – URL:https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=6535
13. Кочетков А. Энергетический коллапс – это уже реальность. И происходит всё здесь и сейчас... – URL:<https://zen.yandex.ru/media/dbk/energeticheskii-kollaps-eto-uje-realnost-i-proishodit-vse-zdes-i-seichas-60082fd9a1b97e1f1a0467be>
14. Техасский энергетический кризис (2021). [https://ru.wikipedia.org/wiki/Техасский_энергетический_кризис_\(2021\)?ref=vc.ru](https://ru.wikipedia.org/wiki/Техасский_энергетический_кризис_(2021)?ref=vc.ru)
15. Россети ПАО «ФСК ЕЭС». Результаты НИОКР – URL:https://www.fsk-ees.ru/innovation/innovative_development/rezultaty_niokr/rezultaty_niokr.php
16. Савинцев, Ю.М. Парадигма повышения энергоэффективности трансформаторных подстанций в сетях электроснабжения России/ – URL:<http://epps.ru/journal/detail.php?id=2301>
17. Рябин Т.В., Давыдов Е.Ю., Мольский А.В., Епифанов А.М. Разработка и апробация новых технологий снижения расхода электроэнергии на собственных нуждах подстанций 220-750 кВ. ВЗ «Подстанции», PS2 - Эволюция в управлении подстанциями. CIGRE Session 2018. АО «НТЦ

ФСК ЕЭС». URL:http://cigre.ru/activity/session/session_2018/papers/files/4.%20B3_N1_%D0%A0%D1%8F%D0%B1%D0%B8%D0%BD_%D0%94%D0%B0%D0%B2%D1%8B%D0%B4%D0%BE%D0%B2.pdf

18. ФСК ЕЭС применила технологию утилизации тепла силовых трансформаторов. URL:https://fsk-ees.ru/press_center/company_news/archive.php?ELEMENT_ID=212616

19. Проекту ФСК ЕЭС «Энергоэффективная подстанция» по снижению до 80% расходов на собственные нужды присвоен статус Национального. URL: https://fsk-ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=215294

20. TADVISER SAMMIT, 24.11.2020. – URL: <http://www.tadviser.ru/>

21. IHS MARKIT. – URL: <http://www.ihsmarkit.com/>

22. Удальцов, Ю., Холкин, Д. Рынок СНЭ в России, Москва, 2018.

23. Navigant Research, URL: <http://www.navigantresearch.com/>

24. Bloomberg New Energy Finance. – URL: <http://www.about.bnef.com/>

18. ООО «Институт электропитания». – URL: <http://www.all-pribor.ru/>

25. Шульга, Р.Н. К вопросу о возможности создания гибридной энергораспределительной сети ГЭРС с накоплением электроэнергии / Р.Н. Шульга // НРЭ. – 2015. – №12. – С. 22.

26. «Сеть 2030» Национальный взгляд (видение) на второе столетие электроэнергетики, Вашингтон, июль 2003.

27. Новиков, Н.Л. Система аккумулирования электроэнергии для обеспечения надежности работы ЭЭС/ Н.Л. Новиков, А.Н. Новиков// Энергоэксперт. – 2017. – № 2. – С. 34–43.

28. Какой накопитель энергии самый энергоемкий. – URL:<https://econet.ru/articles/109310-kakoy-nakopitel-energii-samuyu-energoemkiy>

29. Шакарян, Ю.Г. О применении в электрических сетях накопителей энергии. – URL:www.sskgroup.ru – (Дата обращения: 15.04.2019).

30. Накопитель электроэнергии на основе литий-ионных аккумуляторов мегаваттного класса мощности / П.В. Боровиков, М.М. Степичев, Б.А. Риэр и др. // ЭЛЕКТРО. – 2017. – №3. – С.38–43.

31. Шульга, Р.Н. Характеристики накопителей и статических преобразователей / Р.Н. Шульга// Энергосбережение и водоподготовка. – 2016. – №1. – С. 68 – 77.

32. Путилов, В.Я. Некоторые технические и экологические аспекты применения накопителей электроэнергии в энергетике/ В.Я. Путилов, Р.Н. Шульга // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2016. – № 1. – С. 6 – 12.

33. Литий-ионные системы аккумулирования энергии для крупных оборонных применений. – URL: <http://www.saftbatterie.com/>. – (Дата обращения: 15.04.2019).

34. Бокарев, С. Что ждёт водород? – URL: <https://greenstartpoint.ru/chto-zhdet-vodorod/>

35. Российский энергопереход: правительство еще может успеть. Переход № 4. – URL: <https://bazaistoria.ru/blog/43335071546/Rossiyskiy-energoperehod-pravitelstvo-esche-mozhet-uspjet>

36. Ольховский, Г.Г., Воротницкий, В.Э., Бондаренко, А.Ф. Электроэнергетика России нуждается в новом государственном плане её развития на долгосрочную перспективу.

37. Воротницкий, В.Э., Моржин, Ю.И. Цифровая трансформация энергетики России – системная задача четвертой промышленной революции// Энергия единой сети. – Декабрь 2018 – январь 2019. – № 6 (42). – С. 12 – 21.

38. Сытников, В.Е., Рябин, Т.В., Сорокин, Д.В. Высокотемпературные сверхпроводящие кабельные линии постоянного тока – шаг к умным электросетям. – URL: <https://lemzspb.ru/vtsp-kabel-noy-linii-postoyannogo-toka-1/>

39. Два с половиной километра высокотемпературной сверхпроводимости. – URL: <https://energy-polis.ru/energo/5014-dva-s-polovinoj-kilometra-vysokotemperaturnoj-sverhprovodimosti.html>

40. Сытников, В.Е. Опыт разработок «НТЦ Россети ФСК ЕЭС» на пути внедрения сверхпроводниковых устройств в электроэнергетику и перспективы развития / В.Е. Сытников, А.В. Кашеев, М.В. Дубинин // Энергия Единой сети. – 2021. – № 4(59). – С. 20–35.

41. Оборудование на основе высокотемпературной сверхпроводимости. – URL: https://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/hardware_based_high_temperature_superconductivity/

42. Прорыв в капельной электрогенерации: дожди станут новым источником энергии. – URL: <https://hightech.plus/2020/02/09/proriv-v-kapelnoi-elektrogeneracii-dozhdi-stanut-novim-istochnikom-energii>

43. Умный дом (smart home). Как работает и из чего состоит система Умный дом – обзор видов и отзывы. – URL:<https://stroysoc.ru/floor/umnyi-dom-smart-home-kak-rabotaet-i-iz-chego-sostoit-sistema-umnyi-dom-obzor/>
44. Что включает умный дом. – URL:https://webznam.ru/blog/chto_vkljuchaet_smart_dom/2019-06-27-1139
45. Воскресенский, А. Коллапс китайской микроэлектронной промышленности: о переносе производства чипов и добычи редкоземельных элементов в США/ из статьи US-China tech war: Beijing's secret chipmaking champions издания Nikkei Asia.
46. Хрусталеv, Д.А. Аккумуляторы / Д.А. Хрусталеv. – М.: Изумруд, 2003.
47. URL: <http://avtonom.com.ua/akkumulvatornve-batarei/> – (Дата обращения: 15.04.2019).
48. ООО Лиотех (г. Новосибирск). – URL: <http://www.liotech.ru/newsection7159> (Дата обращения: 15.04.2019).
49. ОАО Ригель (г. Санкт-Петербург) URL:http://www.rigel.ru/rigel/akk/1_i.html (Дата обращения: 15.04.2019).
50. GNB Industrial Power (Германия). – URL:http://www.aku-vertrieb.ru/upload/iblock/d0c/AGM_03_19.pdf (Дата обращения: 15.04.2019).
51. Коровин, Н.В. Воздушно-алюминиевые источники тока / Н.В. Коровин, Б.В. Клейменов // ИНФОРМОСТ «Радиоэлектроника и Телекоммуникации» - 24. – 2002. – №6. – С. 62–65.
52. ООО «НПО ССК». – URL:<http://www.sskgroup.ru/files/li-ion.pdf>
53. Компания «ТЭЭМП» (г. Химки). – URL:<http://teemp.ru/products/ehnergetika/setevye-nakopiteli/> (Дата обращения: 15.04.2019).
54. Торри, Д. Соединение в сеть систем аккумуляирования энергии. Нидек / Д. Торри, Э. Гатти, К. Брокка // АСИ, 2016.
55. Fialka, J. World's Largest Storage Battery Will Power Los Angeles, Climate Wire on July 7, 2016.
56. Шульга, Р.Н. Мультиагентные системы постоянного тока с использованием ВИЭ и водородных топливных элементов/ Р. Н. Шульга, И.В. Путилова //Альтернативная электроэнергетика и экология,(ISJAEЕ) 2019. – 04-06. – С.65–82.
57. Водородомобиль Toyota Mirai – авто будущего за 3млн руб. – URL:<https://news.drom.ru/Toyota-Mirai-30534.html>

58. Toyota Mirai – водородный гибридный автомобиль на топливных элементах. – URL:https://ru.wikipedia.org/wiki/Toyota_Mirai
59. Производство водорода. – URL:https://ru.wikipedia.org/wiki/Производство_водорода
60. Хренников, А.Ю. Обеспечение надежной работы электрооборудования с учетом предыдущих и перспективных разработок ВЭИ (к 100-летию ВЭИ) / Р.Н. Шульга, А.Ю. Хренников // Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». – 2021. – № 10. – С. 1–96.
61. Хренников, А.Ю. Силовые трансформаторы в электрических сетях: испытания, нормативные документы. Ч. 1 и 2 /А.Ю. Хренников, В.В. Вахнина, А.А. Кувшинов, Н.М. Александров // Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». – 2021. – № 6 –7. – С. 99 и 79.
62. Хренников, А.Ю. Высоковольтное оборудование в электротехнических системах: диагностика, дефекты, повреждаемость, мониторинг / А.Ю. Хренников. – М.: ИНФРА-М, 2019.

ВЗГЛЯД НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ НА ПЕРИОД ДО 2050 г. В ЧАСТИ СИСТЕМЫ НОРМАТИВНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СТАНДАРТИЗАЦИИ

Федоров Ю.Г.,

начальник отдела стандартизации Департамента
параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС»

Березовский П.К.,

ведущий эксперт отдела стандартизации
Департамента параллельной работы и стандартизации
АО «СО ЕЭС»

Введение

Горизонт планирования до 30 лет предполагает взгляд на инфраструктуру электроэнергетики через одно поколение ее потребителей, участников производственных, социально-экономических и правовых отношений. Основой такого прогнозирования могут стать как философские аспекты в оценке запросов общества, так и предпосылки технологических изменений в промышленности, анализ ресурсных возможностей и ограничений, рассматриваемые в комплексе. При этом нормативное обеспечение должно быть направлено как на стратегическое планирование, так и на регулирование и стандартизацию текущих процессов во всем многообразии.

На развитие энергетики влияет совокупность факторов, в том числе технологического, социально-экономического, экологического и геополитического характера. Отметим следующие критерии и факторы, принимаемые во внимание при решении вопросов развития электроэнергетики на далеком горизонте прогнозирования, сгруппированные в три категории.

1. Устойчивое развитие.

Такое развитие подразумевает осмысленное движение вперед с минимумом издержек, обеспечивая баланс разнохарактерных требований в системе «Человек-Общество-Природа» [1, 2]. Таким образом, принимаемые решения должны характеризоваться не только экономической эффективностью и технической обоснованностью, но и обеспечивать устойчивость в системе отношений социального и планетарного масштаба. Климатиче-

ская повестка и движение к углеродной нейтральности в электроэнергетике являются примером политической программы в контексте устойчивого развития. При этом ключевым условием этого движения является обеспечение надежности энергоснабжения.

Сочетание требований определяет условия развития. Например, надежность поставок и экологичность производства обуславливают необходимость резервирования возобновляемых источников энергии в балансе мощности на всех этапах прогнозирования и эксплуатации. Расстановка приоритетов в паре «человек-общество» обуславливает доминанту общего блага или частного интереса при принятии решений по развитию (общеобязательные требования и ограничения, поведенческие модели общества, персонифицированные сервисы и договоры, оппозиционная позиция «NIMBY»). Экстремальные климатические явления требуют многофакторной оценки риска в отношении энергетической инфраструктуры, пересмотра нормативных требований и проектных решений, повышения качества оценки природных факторов в эксплуатации, в том числе в отношении использования ВИЭ.

Электроэнергия останется, по всей видимости, одной из самых удобных форм для передачи, преобразования и конечного потребления, несмотря на разные виды первичных источников энергии. В прогнозах развития мировой энергетики [3–8] отмечается по-прежнему доминирование углеводородных источников, несмотря на рост атомной энергетики и существенное увеличение доли возобновляемых источников энергии, покрывающих абсолютный рост энергопотребления. Это позволяет говорить о развитии энергетической инфраструктуры как в части модернизации традиционной энергетики (ТЭС, ГЭС, АЭС), так и внедрения новых видов технологий (ВИЭ, СНЭ).

Обеспеченность ресурсами является необходимым условием энергетической безопасности, вместе с повышением энергетической эффективности и энергосбережением. При этом наряду с необходимостью разведки и освоения новых месторождений, гидро- и ветропотенциала страны и территорий с высокой инсоляцией, использования новых энергоносителей (в том числе. водорода), в условиях ограниченности первичных ресурсов и степени их освоения стратегически важным направлением является организация безотходного потребления как первичного сырья, так и энергии, а также продуктов передела – товаров и оборудования. Обеспечение энергоэффективности процессов является в определенном смысле альтернативным способом удовлетворения потребности в энергоресурсах.

2. Пространственно-организационное развитие.

Имманентные факторы: широкая география РФ и разнообразие климатических условий (9 часовых поясов, 4 климатических пояса), слабая связанность территорий, евро-азиатский двунаправленный вектор сотрудничества. С этим также связаны структурные сложности организации управления системами энергетики, включающими множество разнородных источников и потребителей, функционирующих в едином процессе на большой территории. При этом необходимо разнообразие решений, учитывающих специфику каждого региона страны.

В условиях стимулирования развития ВИЭ, микрогенерации требуется обеспечить сбалансированное взаимодействие централизованной и распределенной энергетики (включая распределенные центры управления), позволяющее развивать как основную структуру ЕЭС России, так и низовой уровень в распределительной сети и изолированных районах. Объединение энергосистем и усиление межсистемных связей (Урал–Сибирь–Дальний Восток) представляет возможности в том числе для участия в интеграционных процессах с формированием транснациональных энергообъединений. [9]. Усложнение структуры энергосистемы и появление microgrid подобно формированию фрактала, в котором малая часть повторяет принципы организации большей части. При этом возможности распределенной энергетики могут быть реализованы как для улучшения надежности электроснабжения в потребителей в централизованной зоне, так и при организации энергоснабжения удаленных регионов.

3. Функционально-технологическое развитие.

Развитие энергетики, безусловно, связано с освоением передовых технологий [10–12]. Однако наряду с совершенствованием техники, улучшением ее свойств в части повышения КПД, снижения габаритов, роста номинальных параметров силового оборудования, маневренности, экономичности и экологичности генерации, роста функциональных возможностей автоматики, интерфейса программного обеспечения – дальнейшее развитие должно быть связано с качественными изменениями, включая:

– гетерогенные системы. В энергосистемах с большой долей ВИЭ изменяется управляемость генерации в части выработки, а также увеличивается число электрических машин, распределенных по электрической сети. Необходимо обеспечить соответствующее развитие электрической сети и достаточную пропускную способность для работы ВИЭ без ограничений. Традиционные ТЭС получают новую роль – покрытия недовыра-

ботки ВИЭ, находясь при этом значительное время в резерве, что определяет новые условия их работы как в части скорости изменения нагрузки, так и обеспечения устойчивости в энергосистемах с малой инерцией. Наряду с преимуществами сочетания систем электро- и теплоснабжения дополнительный эффект синергии может быть получен при интеграции энергосистем с системами холодоснабжения (например, в логистических центрах), инфраструктурой электротранспорта (включая соответствующее развитие технологии «V2G»). Развитие силовой электроники позволяет рассматривать возможность расширенного применения систем постоянного тока на стороне потребителя. При этом обеспечение совместной работы требует проработки вопроса на стыках систем («интерфейсы»);

– управляемость и синхронность. Применение разного вида устройств типа FACTS [13] позволяет изменять величину, характер и направление мощности в электрической сети по сравнению с естественным потокораспределением (пропорционально проводимости ЛЭП и оборудования). Одновременность процесса производства и потребления электроэнергии – ключевое ограничение электрического режима энергосистемы – может быть по-новому обеспечено с помощью накопителей большой емкости, выполняющих роль генерирующих источников в случае кратковременного или аварийного небаланса мощности. В том числе в рамках участия в первичном регулировании частоты в энергосистеме с малой инерцией [14], а также для сглаживания графика выработки ВИЭ;

– цифровизация предоставляет новые возможности для моделирования (в том числе BIM, CIM и пр.), управления (дистанционное управление, «синтетическая» инерция, элементы искусственного интеллекта, дополненная реальность и пр.), оценки (WAMS, частотные свойства системы, динамическое поведение), развития возможностей устройств в целях совершенствования возможностей управления общим поведением системы.

В целом направления развития экономики, включая экологическую повестку, цифровизацию, вопросы безопасности и пр., находят отражение в нормотворчестве и стандартизации в электроэнергетике. Нормативное обеспечение, включая стандартизацию, адаптируется в части учета ключевых факторов и показателей развития, с одной стороны, выполняя роль ориентира и эталона в организации деятельности по отлаженным сценариям, с другой стороны, содействуя внедрению новых подходов, методик и технологий для инновационного развития. При этом «регуляторы» и «стандартизаторы» работают в тесной связке, обеспечивая сбалансиро-

ванную систему обязательных норм, предъявляемых со стороны государства и его ведомств, и добровольных норм, вырабатываемых и применяемых профессиональным сообществом на принципах самоорганизации. Приоритет нормативного регулирования над стандартизацией в иерархии документов очевиден, вместе с тем стандарты являются более гибким инструментом нормирования и позволяют привести в нормативную среду новые решения.

В соответствии с вызовами времени разрабатываются программы и дорожные карты внедрения новых технологий и устанавливаются приоритеты развития, формируются новые области стандартизации. В том числе область ВИЭ, получающая регуляторную поддержку развития и расширение аспектов стандартизации (пример – растущая серия стандартов МЭК 61400). Область ИТ и связанные с ней задачи передачи, обработки, анализа, хранения и обеспечения безопасности данных (в совместном ИСО/МЭК/ТК1 образовано два десятка новых подкомитетов, в том числе по искусственному интеллекту, интернету вещей, облачным вычислениям и др.); передачи ультравысокого (свыше 800 кВ) напряжения (МЭК/ТК 122), системы накопления электроэнергии (МЭК/ТК 120); управление активами (МЭК/ТК 123), энергоменеджмент, робототехника в системах передачи и распределения (МЭК/ТК 129). А также межотраслевые направления – умные энергосистемы, умные города, умное производство (системные комитеты МЭК SyC SE, SyC SC, SyC SM) системные объекты стандартизации, в которых объединены участники от разных секторов экономики. При этом область стандартизации существенно расширяется: от технических требований и методов до услуг, управления бизнес-процессами, функционирования предприятий, описания культурных и этических аспектов, защиты информации, энергосбережения и циркуляционной экономики. Примечательным является также включение в обоснование разработки международных стандартов ИСО/МЭК позиции о содействии стандарта выполнению 17 целей устойчивого развития, определенных в ООН в 2015 г. (в том числе цели №7 «Недорогая и чистая энергия» и №13 «Борьба с изменением климата»).

Особенности исторического развития нормативно-технического обеспечения и стандартизации в электроэнергетике

В развитии технологий можно отметить изменения, характерные для эволюционного роста, а также технологические революции. Эпохальным событием в электротехнике на рубеже XIX и XX вв. стало освое-

ние явления электромагнитной индукции для применения в промышленности и быту, в том числе в виде электрических двигателей, электрического освещения, радиосвязи. Условное начало новой эры было продемонстрировано на Всемирном электротехническом конгрессе в 1881 г. [15]. В 1904 г. было принято решение об образовании МЭК – крупнейшей международной организации по стандартизации в области электротехники и электроники. Из первых конгрессов МЭК выросла Международная конференция по большим электрическим системам высокого напряжения (СИГРЭ), которая была образована в 1921 г. для исследования и обмена опытом, Россия присоединилась к СИГРЭ в 1923 г. [16, 17].

В развитии большой электроэнергетики страны также отмечаются знаковые рубежи в плане технического развития и изменения хозяйственных форм – переход от ряда мелких местных электростанций к уникальному плану ГОЭЛРО по обеспечению индустриализации и развития 8 экономических районов, масштабной электрификации промышленности, транспорта и сельского хозяйства, формирования энергосистем [18,19]. Послевоенное развитие СССР в XX в., освоение сверхвысоких напряжений в электросетевом комплексе, формирование Единой энергетической системы, широкая автоматизация систем управления на основе применения вычислительной техники, строительство атомных станций, крупнейших гидростанций, применение парогазового цикла на ТЭС и др. – это этапы развития в истории отечественной электроэнергетики [20]. Рыночные реформы в электроэнергетике РФ в 2000-х годах изменили принципы хозяйственной деятельности при неизменности технологического единства субъектов отрасли. В наши дни электроэнергетика остается основой жизнеобеспечения и функционирования экономики и имеет все основания сохранить эту высокую роль.

Вместе с изменениями в хозяйстве изменялись формы нормирования: от обязательных стандартов, ведомственных инструкций, требований и регламентов в государственной монополии до многообразия нормативных правовых актов, документов ассоциаций и корпораций для участников в рыночной среде. В 1925 г. в ответ на запрос по обеспечению роста промышленного производства и повышения качества продукции в СССР был создан Комитет по стандартизации, из которого позже вырос Госстандарт. Первый общесоюзный стандарт на фарфоровые изоляторы ОСТ 3370 был принят 1930 г. Из первых стандартов в электротехнике под аббревиатурой государственного общесоюзного стандарта (ГОСТ) до сего-

дняшнего времени сохранили свои обозначения, которые были даны в 1940-х, следующие стандарты: ГОСТ 609 на синхронные компенсаторы, ГОСТ 721 на номинальные напряжения электроприемников, ГОСТ 839 на провода для ВЛ, ГОСТ 1494 на обозначения величин, ГОСТ 1516 на высоковольтные испытания, ГОСТ 1983 на трансформаторы напряжения и др. Сегодня в области электротехники в целом насчитывается порядка 3 тыс. стандартов (10% фонда всех стандартов в России), включая межгосударственные и гармонизированные с международными стандартами МЭК. Из них в области электроэнергетики действует порядка 600 стандартов, при этом средний возраст приближается к 20 гг.

Реформы технического регулирования 2000-х гг. в РФ и ориентация на вступление в ВТО ввели принцип добровольности в стандартизацию и сфокусировали ее на обеспечении безопасности продукции и подтверждении соответствия требованиям технических регламентов, при этом сам переход на модель технического регулирования был осложнен множеством проблем [21–23]. В электроэнергетике была предпринята неуспешная попытка разработки серии проектов национальных технических регламентов – сначала по аналогии с ранними европейскими директивами как документов, интегрирующих самые важные технические требования ранее действовавших документов, а затем работы возобновились спустя годы на уровне Таможенного союза в соответствии с «новым европейским подходом» нормирования общих требований к безопасности. С учетом тематики технических регламентов основной вектор работ по стандартизации за счет средств федерального бюджета оказался направлен на поддержку разработки и обновления национальных стандартов для энергетического оборудования и низковольтного электротехнического оборудования, во многом на основе международных стандартов.

При этом законодательство о техническом регулировании не распространялось на атомную энергетику, регулируемую отдельным законом, в которой сложилась система документов в виде федеральных норм и правил (ФНП) и руководств по безопасности (РБ), а также стандартов организации (СТО) Росатома. Опасные производственные объекты, в том числе гидротехнические сооружения, регулируются отдельным федеральным законом «Об опасных производственных объектах».

В отечественной электроэнергетике ведомственная система нормативного обеспечения сохраняла преемственность технических правил, которые обновлялись и дополнялись по мере появления новых видов обо-
ру-

дования, практики проектирования и эксплуатации. Одним из наиболее старых отраслевых документов являются Правила устройства электроустановок, прообраз которых был утвержден еще МВД Российской империи в 1885 г., а в СССР было последовательно утверждено шесть выпусков правил, начиная с первых разделов ПУЭ в 1940-х [24]. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей также представляют пример проверенного временем документа, который выдержал 16 изданий. Основные распорядительные и нормативно-технические документы были перечислены в Сборнике руководящих материалов Главтехуправления Минэнерго СССР, в том числе в них применены ссылки на обязательные для применения ГОСТы.

В результате рыночных реформ в РФ и ФЗ-35 «Об электроэнергетике» в электроэнергетике на смену ведомственным документам и циркулярам советского периода пришли документы РАО «ЕЭС России», стала развиваться система корпоративных стандартов, в том числе на основе СТО ИНВЭЛ, были образованы национальные технические комитеты ТК 007 «Системная надежность в электроэнергетике» и ТК 016 «Электроэнергетика». Однако после ликвидации госмонополии в 2008 г. работы по актуализации ведомственных документов, разработке технических регламентов и национальных стандартов в электроэнергетике были заморожены. Значительный корпус документов по обеспечению надежности и безопасности функционирования и развития электроэнергетики не вписался в рамки законодательства о техническом регулировании, а процесс разработки стандартов организаций стал практически не управляемым в части согласования и координации работ. [25,26]. Раздел ведомственных документов в Перечне нормативных документов Ростехнадзора (П-01-01) является наглядным примером разнообразия документов, применяемых на переходном периоде, – от указаний и инструкций 1980-х до приказов и сводов правил 2000-х.

С принятием ФЗ-162 «О стандартизации в РФ» в 2015 г. стандартизация вновь закрепила самостоятельный статус в законодательстве. Формируется «инфраструктура качества», включающая стандарты и метрологию, контроль и аккредитацию, и направленная в целом на поддержку производителей на внутреннем рынке и продвижение их товаров на экспорт [27]. В области электроэнергетики функционирует более 10 технических комитетов Росстандарта в электротехническом и машиностроительном комплексах, в том числе: ТК 016 «Электроэнергетика», ТК 244 «Обо-

рудование энергетическое стационарное», ТК 414 «Газовые турбины», ТК 333 «Вращающиеся электрические машины», ТК 046 «Кабельные изделия», ТК 044 «Аккумуляторы и батареи», ТК 445 «Метрология энергоэффективной экономики», ТК 331 «Низковольтная коммутационная аппаратура и комплексные устройства распределения, защиты, управления и сигнализации», ТК 030 «Электромагнитная совместимость технических средств», ТК 039 «Энергосбережение, энергетическая эффективность, энергоменеджмент». При этом, как и в случае с законодательством о техническом регулировании, в ФЗ–162 атомная промышленность упомянута отдельно (ГК «Росатом»).

Национальные стандарты находят применение в закупочной деятельности, в том числе для обеспечения государственных и муниципальных нужд. В нормотворчестве стандарты используются как ссылочные документы в нормативно-правовых актах в целях обеспечения выполнения технических и функциональных требований к продукции, работам и услугам, в том числе описания характеристик продукции, правил и порядка проведения работ, методов контроля. По данным Росстандарта, на конец 2021 г. в 450 НПА применено порядка тысячи ссылок на более 600 стандартов [28]. При этом в нормативных актах Минэнерго в области обеспечения надежности и безопасности электроэнергетических систем – более 40 ссылок на 33 национальных и межгосударственных стандарта.

В электроэнергетике России складывается новая структура нормативно-правового и нормативно-технического обеспечения. В 2011 г. поправками в ФЗ-184 и ФЗ-35 требования к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики переведены из области технического регулирования в отдельную область, правительство РФ было уполномочено утверждать правила технологического функционирования электроэнергетических систем, в 2016 г. Правительство РФ и Минэнерго России получили полномочия устанавливать в нормативных актах требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок [29].

Идея новой промышленной революции и становления индустрии 4.0, затрагивающей все сферы экономики, получила активное обсуждение в ожидании широкого внедрения информационных технологий и цифровизации в экономике, Одним из первых шагов в новой промышленной революции является цифровизация процессов и внедрение цифровых стан-

дартов, основное внимание сосредоточено на онтологических моделях и семантическом описании с целью обеспечения однозначности идентификации и классификации технических объектов, обеспечения человеко-машинного общения и межмашинного взаимодействия.

Внедрение цифровых технологий в энергосистеме за рубежом началось с автоматизированного учета электроэнергии и пилотных проектов smart grid [30]. В России соответствующее движение также было начато (под разными названиями – интеллектуальная энергосистема, цифровая трансформация [13, 31]). При этом следует отметить, что мы еще в начале пути и индустрия 4.0 пока еще не дала большого эффекта и существенного прироста производительности [32, 33].

С учетом отмеченных существенных изменений в экономике и организации хозяйствования за 100 лет в системе нормативного обеспечения технологической деятельностью в электроэнергетике России наработан значительный опыт организации управления как в рамках государственного регулирования, так и либерального подхода. Нормативные документы, обладая определенной инертностью по отношению к программным политическим документам, требует обновления как в части учета новых приоритетов развития и технологий, так и формы установления требований и обеспечения контроля за их соблюдением. При этом на переходном периоде при видоизменении формы документов необходимо сохранять наилучшие практики нормирования, методики и терминологию с учетом опыта исторического развития, а также обеспечивать гармоничное внедрение новых подходов, соответствующих современному уровню развития и технологического уклада. В условиях оформившегося технического регулирования в ЕАЭС, возврата к ведомственному регулированию в электроэнергетике России, а также самостоятельного законодательства в сфере стандартизации видится целесообразным в перспективе до 2050 г. обеспечить актуализацию массива нормативных технических документов в области электроэнергетики и формирование корпуса документов в ответ на технологические вызовы в рамках отмеченных видов документов. При этом цифровизация в экономике ускорит переход на безбумажный документооборот и применение документов стандартизации в цифровых форматах.

Стратегические нормативные документы по развитию электроэнергетики

Среди программных документов до 2030–2050 гг. важно отметить следующие документы, в которых перечислены приоритетные направления развития и предложены соответствующие мероприятия.

1. Энергетическая стратегия до 2035 г., утв. распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р (запланирована актуализация Энергостратегии на период до 2050 г.). Комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи электроэнергетики, требует нормативного обеспечения как на нормативно-правовом уровне, так со стороны стандартизации (*примеры ниже*):

- совершенствование системы планирования в электроэнергетике и создание института Генерального проектировщика документов перспективного развития электроэнергетики;

- оптимизация структуры генерирующих мощностей с учетом их технико-экономических показателей в рамках разработки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики с сохранением приоритета выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме и синхронизация вводов новых генерирующих объектов с ростом потребности в электрической энергии;

- снижение избытков мощности в Единой энергетической системе России и их приведение к нормированным значениям резервов мощности, в том числе путем вывода из эксплуатации или замещения неэффективных генерирующих мощностей (*ГОСТ Р 57285*);

- улучшение технико-экономических показателей функционирования тепловых электрических станций и электросетевого хозяйства (*Справочники НДТ*);

- внедрение механизма управления спросом (*IEC 62746-10-1, ISO/IEC TR 15067-3*);

- формирование рынка систем хранения электрической энергии (*Перспективная программа стандартизации СНЭ до 2030 г., ГОСТ Р (МЭК 62933) и др.*);

- создание механизма контроля и повышения качества обслуживания потребителей электрической энергии (*ГОСТ ISO 9000, ГОСТ 32144*);

- постепенная ликвидация перекрестного субсидирования;

- совершенствование отраслевой системы контроля деятельности организаций электроэнергетики по подготовке к надежному прохождению объектами электроэнергетики максимумов нагрузок, в том числе в целях снижения рисков возникновения аварий в энергосистемах;

- формирование общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза и обеспечение конкурентного участия в нем российских организаций;

– переход оперативно-диспетчерского управления на 100-процентное автоматическое дистанционное управление режимами работы к 2035 г. объектами электрической сети 220 кВ и выше и объектами генерации 25 МВт и выше в Единой энергетической системе России, а также объектами электрической сети 110 кВ и выше и объектами генерации 5 МВт и выше в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (*ГОСТ Р 59947, ГОСТ Р 59948, ГОСТ Р 59949, ГОСТ Р 59950*).

В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи развития энергосбережения и повышения энергоэффективности, входят:

– совершенствование нормативно-правовой базы, включая введение запрета на производство и использование энергетически неэффективной техники, оборудования, зданий, технологических процессов;

– налоговое и неналоговое стимулирование использования организациями топливно-энергетического комплекса наилучших доступных технологий, включая разработку и применение соответствующих справочников и реестров наилучших доступных технологий в целях технического и экологического регулирования, а также приобретения энергоэффективного оборудования (*Справочники НДТ*);

– использование средств бюджетов различных уровней, внебюджетных средств, средств институтов развития, организация льготного заемного финансирования проектов в области энергоэффективности и энергосбережения (включая компенсацию процентной ставки по соответствующим кредитам);

– совершенствование нормативно-правовой базы рынка энергосервисных услуг (*ГОСТ Р 56743*);

– обновление существующих и внедрение новых систем энергоменеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001:2018 (*ГОСТ Р ИСО 50021*);

– обмен опытом и распространение лучших практик энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса.

Комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи повышения эффективности электросетевого комплекса, в том числе включает:

– повышение качества разработки схем и программ развития электроэнергетики, в том числе прогноза спроса на электрическую энергию и мощность на основании данных о реализации на территориях субъектов Российской Федерации инвестиционных проектов;

- повышение эффективности, в том числе экономической, технологий передачи электрической энергии;
- совершенствование системы оперативно-технологического управления в территориальных сетевых организациях;
- переход на риск-ориентированное управление производственными активами в электросетевом комплексе на базе цифровых технологий (ГОСТ Р 55.0.01-2014/ИСО 55000:2014);
- создание интеллектуальных систем учета электрической энергии (ГОСТ Р 58940, ГОСТ Р 58651.5, ГОСТ Р 59966);
- модернизация неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации на изолированных и труднодоступных территориях;
- поэтапное создание единого государственного электросетевого комплекса;
- создание условий для надежного и качественного обеспечения электроснабжением земельных участков, вовлекаемых в оборот для жилищного строительства, в рамках реализации национальных проектов и национальных программ.

В Энергостратегии также приведен перечень необходимого оборудования для создания/ локализации, стандарты на которое могут быть определены к разработке/обновлению в рамках подготовки целевых программ стандартизации в электроэнергетике при содействии ФОИВ (Минэнерго, Минпромторг, Росстандарт) в профильных технических комитетах *(как существующих ТК, так специально создаваемых, в том числе проектных, или реорганизуемых недействующих ТК)*:

- оборудование и технологии на сверхкритических и суперсверхкритических параметрах пара с улучшенными технико-экономическими и экологическими характеристиками (ТК244);
- оборудование и технологии по увеличению коэффициента полезного действия турбин за счет изменений параметров и применения новых рабочих тел, в том числе углекислого газа (ТК244);
- оборудование и технологии для систем накопления электрической энергии, в том числе аккумуляторных батарей, топливных элементов (ТК044);
- оборудование и технологии автоматизированного управления и мониторинга технологическими процессами и оборудованием, интеллектуальных электрических сетей, цифровых устройств передачи информа-

ции, систем интеграции в энергосистему, управления спросом и прогнозирования выработки на основе возобновляемых источников энергии (TK016, TK022, TK026);

- оборудование и технологии энергетических газовых турбин с установленной мощностью 65 МВт и более, комплектующие к ним (TK414);

- оборудование и технологии электротехнического оборудования с элегазовой изоляцией (TK016);

- оборудование и технологии ветроэнергетических установок мегаваттного класса (TK016);

- оборудование и технологии высоковольтных и генераторных выключателей (TK016);

- оборудование и технологии оптического электротехнического оборудования для измерения количества и качества электрической энергии (TK232, TK445, TK 030);

- оборудование и технологии силового электротехнического оборудования на основе полупроводниковых компонентов (статические компенсаторы реактивной мощности, инверторы, преобразователи, выпрямители) (реорганизация TK329, TK016);

- оборудование и технологии высокоэффективных фотоэлектрических модулей (TK016);

- оборудование и технологии цифровых двойников, включая средства проведения комплексных цифровых испытаний оборудования и технологий и подтверждения параметров надежности (TK700, TK022, TK194, TK119);

- оборудование и технологии передачи электрической энергии с минимальными потерями по кабельно-воздушным линиям электропередачи постоянного и переменного тока (TK016, TK046, реорганизация TK329).

- оборудование и технологии автономных энерго-генераторных установок на основе газообразного и водородного топлива и других источников автономного энергообеспечения, предназначенных для постоянной генерации (реорганизация TK047);

- оборудование и технологии низковольтной аппаратуры (TK331);

- оборудование и технологии комплектующих для трансформаторов 35 кВ и выше (TK016).

В соответствии с положениями Энергостратегии, цифровая трансформация энергетики потребует на I этапе создания условий для разработки и развития цифровых сервисов и решений в отраслях топливно-энергетического комплекса посредством принятия комплекса мер, который в том числе включает:

- разработку и корректировку законодательства Российской Федерации, нормативно-правовой базы и нормативно-технической базы по разработке и внедрению цифровых технологий в отраслях топливно-энергетического комплекса;

- внедрение цифровых технологий в государственное управление и контрольно-надзорную деятельность в отраслях топливно-энергетического комплекса;

- отбор и реализацию пилотных проектов по внедрению цифровых технологий и отраслевых платформенных решений.

На II этапе на основе анализа результатов пилотных проектов будут намечены меры по широкомасштабному распространению эффективных цифровых технологий в отраслях топливно-энергетического комплекса. В рамках реализации соответствующего плана мероприятий («дорожной карты») Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет» определены следующие приоритетные технологии:

- интеллектуальные технологии и средства мониторинга и диагностики состояния оборудования в энергетических системах;

- новые технические средства для создания интеллектуальных энергетических систем, включая цифровую подстанцию, «виртуальную электростанцию», интеллектуальные системы учета электрической энергии (мощности), высокочувствительные сенсоры, силовую электронику, устройства релейной защиты и автоматики, средства быстрой коммутации;

- методы и технические средства интеллектуального управления конечным потреблением электрической энергии по экономическому критерию в режиме реального времени на основе интеграции электрических и информационных сетей («энергетический Интернет»);

- экономически эффективные средства аккумулирования больших объемов электрической энергии.

2. Стратегическое направление в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса (утв. рП РФ от 28 декабря 2021 г. № 3924-р) включает внедрение следующих технологий:

- большие данные;

– нейротехнологии и искусственный интеллект (анализ больших данных в промышленности, а также в рамках функционирования систем поддержки и принятия решений);

– компоненты робототехники и сенсорики (повышение производительности труда, разработка и эксплуатация труднодоступных месторождений в целях обеспечения сохранности жизни и здоровья работников предприятий ТЭК);

– технологии беспроводной связи (мониторинг и диагностика объектов и работников ТЭК, в том числе для обеспечения их безопасности, снижения количества внештатных ситуаций и травматизма).

При этом определены следующие проекты цифровой трансформации:

– «Активный потребитель» (интеллектуальные приборы учета, управление спросом - микрогенерацией);

– «Данные для роста – искусственный интеллект» (сквозные процессы взаимодействия участников, работа с промышленными данными и бизнес-процессы на основе искусственного интеллекта);

– «Моя энергетика» (цифровой ассистент в целях повышения качества обслуживания потребителей, услуги управления спросом и микрогенерацией);

– «Цифровая промышленная безопасность» (снижение травматизма, мониторинг и анализ технического состояния инфраструктуры и персонала).

3. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. (утв. рП РФ от 29 октября 2021 г. № 3052-р).

Целевой (интенсивный) сценарий технологического развития включает мероприятия (ТК):

– применяются технологии, снижающие углеродный след существующей угольной генерации (*ТК244, ТК Улавливание, транспортирование и хранение углекислого газа*);

– происходит активная цифровизация и электрификация отраслей экономики (*ТК056, ТК045*);

– развиваются парогозовая генерация, атомные электростанции, гидроэлектростанции и возобновляемые источники энергии, максимально используется потенциал снижения эмиссии парниковых газов в угольной энергетике, в том числе за счет полного перехода на наилучшие доступные технологии, поддержки инновационных и климатически эффектив-

ных технологий сжигания угля, повсеместного замещения низкоэффективных котельных объектами когенерации, широкого стимулирования развития и применения технологий улавливания, использования и захоронения парниковых газов (*ТК 113 НДТ, ТК Улавливание, транспортирование и хранение углекислого газа*);

– растущий спрос на электроэнергию обеспечивается парогенерацией с низким уровнем выбросов парниковых газов, а также генерацией атомных электростанций, гидроэлектростанций и возобновляемых источников энергии (*ТК016, ТК244, ТК414*).

4. Корпоративные программы.

Концепция «Цифровая трансформация 2030» ПАО «Россети» определяет основное содержание цифровой трансформации сети как оптимизацию и/или изменение логики технологического процесса в результате внедрения цифровых технологий на основании анализа больших данных.

Перспективные цифровые технологии (2025–2030 гг.):

а) информационные системы управления: сетевые двухконтурные онлайн и офлайн системы поддержки принятия решений (включая цифровое проектирование) цифровой сетевой компании, основанные на онтологии бизнес-процессов деятельности и математической модели сети как единой шины данных с элементами искусственного интеллекта (включая предиктивную риск-ориентированную аналитику);

б) цифровые подстанции: компактные plug-n-play центры питания, работающие преимущественно с применением цифровых каналов связи. Вероятно, иной архитектуры по первичным цепям, не требующие специальной длительной наладки при вводе в эксплуатацию, выполненные по цифровым проектам. Имеющие в своем составе интеллектуальное коммутационное оборудование, цифровые системы измерений и контроллеры присоединений (интегрированные функции защит и автоматики, учета и передачи данных), вероятно не требующие индивидуальной настройки системы предиктивной диагностики;

в) системы автоматизации процессов ликвидации аварий воздушных (кабельных) сетей: Адаптивные автокластерные (состоящие из элементарных автоматизированных ячеек) сети оптимальной топологии, рассчитанной с применением цифровых моделей сети, с интеллектуальными автоматическими устройствами (не требующими индивидуальных настроек), а также неавтоматическими, необслуживаемыми делителями сети, интегрируемые в онлайн и офлайн системы поддержки принятия решений;

г) интеллектуальные системы учета и энергомониторинга: интеллектуальные системы энергомониторинга и управления энергопотреблением. Измерительные контроллеры на уровне конечных потребителей, поддерживающие технологии промышленного интернета вещей (в части передачи данных), с интеграцией в онлайн и офлайн системы поддержки принятия решений, а также, вероятно, технологии распределенных реестров для реализации смарт контрактов. Измерительные контроллеры энергомониторинга.

Цифровые технологии Индустрии 4.0:

а) онтологические модели деятельности (Business Ontology): постепенная цифровизация (оптимизация) деятельности по основным бизнес-процессам компании;

б) цифровые двойники (цифровые тени) (Digital Shadows): в рамках развития онлайн и офлайн систем поддержки принятия решений создание математических моделей сети, объектов, процессов и т.д.;

в) промышленный интернет вещей (IoT): существенное снижение CAPEX и OPEX на сбор данных от удаленных объектов и устройств в сети, в том числе качественное увеличение объема этих данных;

г) большие данные (Big Data): существенное повышение прозрачности деятельности, качественное насыщение данными онлайн и офлайн систем поддержки принятия решений;

д) машинное обучение (Machine Learning): автоматизированная обработка массивов данных в рамках задач онлайн и офлайн систем поддержки принятия решений при наличии соответствующих математических алгоритмов;

е) распределенные реестры (Blockchain): исключение посредников в цепочке реализации кВт·ч до конечного потребителя, переход на автоматизированные Smart-контракты, развитие сервиса для активных потребителей и распределенной энергетики.

Документами, непосредственно позволяющими реализовать Концепцию, в числе прочих являются:

а) пакет стандартов в части формирования требований к цифровым подстанциям;

б) пакет стандартов в части формирования требований к цифровой сети;

в) пакет стандартов в части правовой защиты информационных активов и правил раскрытия данных для сторонних субъектов и т.д.

Основными задачами для создания системы обработки и хранения информации на основе единой структуры описания данных (СИМ-модель) являются:

а) создание и функционирование единой системы классификации объектов, оборудования, режимных параметров и технико-экономических показателей компании на основе национальных стандартов;

б) создание и функционирование единой системы идентификации конкретных объектов, оборудования, режимных параметров и технико-экономических показателей ПАО «Россети» на основе существующих и вновь разработанных национальных и отраслевых методик идентификации;

в) обеспечение возможности простого и эффективного обмена данными между различными уровнями управления, субъектами рынка и его операторами на основе национальных стандартов на базе стандартов МЭК и консорциума W3C.

Ключевые инициативы цифровой трансформации АО «СО ЕЭС» включают:

1. Развитие технологических цифровых решений (всего 7 инициатив), в том числе:

а) автоматизированное дистанционное управление оборудованием электростанций и подстанций;

б) система мониторинга запасов устойчивости;

в) цифровое моделирование энергосистемы и ее элементов на основе открытых стандартов СИМ;

г) цифровое управление спросом потребителей розничного рынка.

2. Развитие цифровой инфраструктуры (всего 6 инициатив), в том числе:

а) создание гиперконвергентной инфраструктуры;

б) виртуализация рабочих мест.

3. Комплекс мероприятий по импортозамещению (12 мероприятий).

4. Обеспечение информационной безопасности в рамках цифровой трансформации (5 инициатив), в том числе внедрение системы автоматизации и управления событиями информационной безопасности на основе методов машинного обучения и управления большими данными.

5. Кадры, компетенции и культура для цифровой трансформации (8 инициатив).

В целом стратегические документы прогнозируют развитие электроэнергетики в части следующих аспектов:

- ЭЭС (объединение энергосистем, расширение зоны рынка электроэнергии, низкоуглеродная генерация на базе ВИЭ, гидрогенерация и атомная энергетика, когенерация, передачи переменного и постоянного тока, устройства на основе силовой электроники, накопители, дистанционные технологии управления, обеспечение наблюдаемости, цифровые сети, развитые системы РЗА);

- потребители (электрификация отраслей экономики, обретение субъектности мелких потребителей (через агрегаторов) с новыми возможностями по генерации и хранению электроэнергии («просьюмеры»), интеллектуальный учет, управление спросом, microgrid, малая энергетика, промышленность 4.0, жилой сектор – умные города, удаленные территории, e-mobility, майнинг);

- национальный и региональный (ЕАЭС) рынок электроэнергии, рынок услуг (энергосервисные);

- менеджмент (организация проектирования ЭЭС, цифровые модели управления, контроль текущей деятельности организаций электроэнергетики, мониторинг и обслуживание оборудования, риск-ориентированное управление активами, предиктивная диагностика с применением искусственного интеллекта);

- ИТ (энергетика и ИКТ) – автоматизированные системы управления и мониторинга, цифровые модели, цифровые двойники, базы данных (в том числе климатических параметров), системы проектирования, промышленный интернет вещей, большие данные, машинное обучение, распределенные реестры, протоколы обмена данными;

- наилучшие доступные технологии, технологии улавливания и захоронения углекислого газа, повышение технико-экономических показателей оборудования, импортозамещение генерирующего и электросетевого оборудования

Данные тенденции отмечаются как в России, так и за рубежом.

С учетом специфики РФ развитие электроэнергетики будет происходить, вероятно, при высокой роли государственного регулирования в энергетике в целом, определяющего в том числе границы применения рыночных отношений. Надежность энергетической инфраструктуры останется государственно важной задачей жизнеобеспечения и функционирования экономики. Во внешней политике во взаимодействии с энергоси-

стемами соседних государств целесообразно по-прежнему реализовывать преимущества большого энергообъединения. В ЕЭАС (и МГС СНГ) необходимо развитие согласительной работы по стандартизации в обеспечение технического регулирования и функционирования единого рынка электроэнергетики.

Требуется совместное участие как отдельных ведомств для обеспечения развития секторов энергетики (гидро-, атомной, водородной), так и их скоординированная работа (в том числе ЖКХ, ИТ, строительство, охрана окружающей среды и пр) в обеспечении цифровой трансформации, научно-технологического и социально экономического развития, в том числе низкоуглеродного развития.

При этом в части реализации концепций инновационного развития («Индустрия 4.0», «Интеллектуальное производство» и др.), описывающих формирование нового технологического уклада, необходимо формировать новое мышление и взгляд на симбиотические экосистемы будущего. Применение информационно-коммуникационных технологий дает возможность достигнуть качественно нового уровня децентрализации применяемых бизнес-моделей, где кибер-физические системы, интегрированные в «интеллектуальные производства», в перспективе смогут принимать самостоятельные бизнес-решения.

Можно предположить, что электроэнергетика будет трансформироваться посредством технологического обновления, реализации пилотных проектов внедрения новых технологий и рыночных механизмов, активного применения отечественного оборудования и программного обеспечения. При этом опережающее развитие электроэнергетики способно содействовать развитию территорий и хозяйственной деятельности, обеспечивая синергетический эффект. Однако модернизация действующей инфраструктуры по всей видимости будет проходить сложнее, чем формирование просто новой ввиду сложностей замещения, обеспечения совместимости и экономической эффективности технических решений. Дублирование действующей инфраструктуры в любом случае нецелесообразно, а поэтому модернизация может происходить в двух направлениях: комплексная замена на новое по исчерпанию ресурса оборудования и объектов в целом, или внедрение совместимых новых технологий, направленных на получение новых функциональных показателей и свойств в управлении.

Направления развития нормативного обеспечения, в том числе стандартизации

В свете перечисленных задач из стратегических документов нормативное обеспечение технологической деятельности в электроэнергетике развивается по трем направлениям – нормативно-правовое регулирование, техническое регулирование вопросов безопасности и стандартизация.

Техническое регулирование – в соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ и международных договорах ЕАЭС и технических регламентах, которых уже принято более 50 в ЕАЭС в отношении различных видов продукции и возможных опасностей.

В области электроэнергетики применяются следующие техрегламенты: ТР ТС 004/2011 о безопасности низковольтного оборудования (до 1 кВ), ТР ТС 020/2011 об электромагнитной совместимости, ТР ТС 010/2011 о безопасности машин и оборудования, ТР ТС 032/2013 о безопасности оборудования под избыточным давлением, при этом регламенты являются рамочными в отношении объекта применения и аспекта регулирования, а конкретные требования и методы испытания должны устанавливаться в соответствующих межгосударственных стандартах. Проект ТР ЕАЭС о безопасности высоковольтного оборудования, распространяющийся на закрытый перечень оборудования, завершает комплекс технических регламентов в электроэнергетике, направленных на обеспечение безопасности продукции и связанных с ее применением процессов проектирования, производства, эксплуатации.

На национальном уровне действуют также технический регламент о безопасности зданий и сооружений (от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ), и технический регламент о требованиях пожарной безопасности (от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ). До формирования комплекса технических регламентов продолжает действовать единый перечень продукции, подлежащей обязательной сертификации, и единый перечень продукции, подлежащей декларированию соответствия (утв. ПП РФ от 23 декабря 2021 г. № 2425 взамен ПП РФ от 01.12.2009 № 982), который включает в себя следующие позиции по области электроэнергетики: электроэнергию, силовые кабели (свыше 1 кВ), силовые трансформаторы (однофазные мощностью свыше 4 кВА, трехфазные мощностью 6,3 кВА и выше), комплектные трансформаторные подстанции, высоковольтную электрическую аппаратуру, аккумуляторы.

Необходимость разработки технических регламентов на новые виды оборудования, например ВИЭ или СНЭ, является дискуссионным вопросом. С одной стороны, покомпонентная проверка соответствия не гарантирует безопасности оборудования в целом, а с другой стороны, проверка соответствия в комплексе может развиваться в области добровольного подтверждения соответствия (пример, системы МЭК – IEC-RE).

Следует отметить, что сертификация и декларация продукции по требованиям технических регламентов, призванная обеспечить безопасность обращаемого на рынке оборудования, может дополняться проверкой соответствия функциональных требований в рамках добровольных и корпоративных систем субъектов электроэнергетики. Примером таких систем являются система аттестации оборудования в ПАО «Россети» и система добровольной сертификации АО «СО ЕЭС».

Перспективы развития технического регулирования связаны с обеспечением единства доказательной базы стандартов для обеспечения выполнения технических регламентов в ЕАЭС и высокой компетенции и качества работы участников подтверждения соответствия.

Проект «Цифровое техническое регулирование» в ЕАЭС включает разработку стандартов о цифровом документе в области стандартизации с машинопонимаемым содержанием, создание цифровой среды для разработки машинопонимаемых стандартов, изменение нормативной правовой базы в сфере защиты интеллектуальной собственности, которые согласуются с глобальными трендами развития стандартизации [34]. В РФ обсуждается Концепция технического регулирования, в том числе в части учета целей устойчивого развития ООН, обновления и гармонизации доказательной базы, обеспечения оценки соответствия [35].

Нормативное правовое регулирование в электроэнергетике базируется на Федеральном законе «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ, документах правительственного и министерского уровня. Сформирован и продолжает развиваться корпус документов, определяющих работу участников рынков электроэнергии, условия саморегулирования на рынке электроэнергии и мощности, а также технологические правила функционирования. При этом Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утв. ПП РФ от 13.08.2018 № 937) образуют «системный кодекс» по основным вопросам технологической деятельности в части взаимодействия субъектов электроэнергетики, функционирования и развития энергосистем, организации эксплуатации оборудования,

подготовке персонала и др. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок устанавливаются нормативными актами Министерства энергетики РФ, как отраслевым регулятором.

В корпусе отраслевых ведомственных документов предстоит завершить работу над новой редакцией методических указаний по проектированию развития энергосистем, методическими указаниями по проектированию электрических станций, подстанций и линий электропередачи, обновленными правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также электроустановок потребителей, провести актуализацию правил устройства электроустановок, а также других важных ведомственных документов, в том числе оставшихся непересмотренными из перечня НТД, утвержденного приказом РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 № 422. При этом может быть использован потенциал национальной стандартизации как в части установления норм, так и формирования ссылочной базы для НПА в части стандартизированных технических решений, методов испытаний, организации эксплуатации и т.п. Кроме того, в вопросах нормативного регулирования информационных технологий необходима межведомственная координация. Отдельное регулирование осуществляется в атомной и гидроэнергетике (в том числе по безопасности ГТС), а также строительстве в электроэнергетике, для опасных промышленных объектов, по охране окружающей среды. Правовое регулирование остается действенным механизмом соблюдения обязательных требований в электроэнергетике в условиях ограниченной сферы технического регулирования.

Стандартизация в соответствии с Федеральным законом «О стандартизации в РФ» от 29.06.2015 г. № 162-ФЗ призвана обеспечить содействие социально-экономическому развитию страны, техническое перевооружение промышленности, повышение качества продукции, выполнения работ, оказания услуг. Имеется несколько видов документов по стандартизации: общероссийские классификаторы, национальные стандарты (в т.ч. предварительные), стандарты организаций, технические спецификации, своды правил, информационно-технические справочники, правила и рекомендации по стандартизации. Согласно норме закона с 1 сентября 2025 г. не допускается применение стандартов, не предусмотренных ФЗ-162, в том числе отраслевых стандартов, руководящих документов и пр., а также использование ссылок на такие стандарты в нормативных правовых актах, конструкторской, проектной и иной технической документации.

Данное обстоятельство побуждает к масштабной ревизии нормативно-технических документов в электроэнергетике с целью актуализации и приведения в соответствие с действующей классификацией документов. При этом практически неограниченный круг объектов и аспектов стандартизации предоставляет широкие возможности для формирования современного нормативно-технического обеспечения, в том числе в связке с нормативными-правовыми актами посредством применения ссылок на стандарты.

В части развития собственно системы стандартизации План мероприятий («дорожная карта») развития стандартизации в Российской Федерации на период до 2027 г. (письмо Правительства Российской Федерации от 15 ноября 2019 г. № ДК-П7-9914) устанавливает следующие направления:

- совершенствование инфраструктуры национальной системы стандартизации;
- сокращение сроков разработки и принятия документов по стандартизации, а также расширение их видов;
- внедрение и развитие информационных технологий разработки (актуализации) документов по стандартизации и их информационного обеспечения;
- перевод отдельных видов документов национальной системы стандартизации в «машиночитаемый формат», обеспечивающий их преобразование и обработку для применения машинами (производственными системами и комплексами);

Как форма нормативного обеспечения типизируемых решений, процессов, условий, стандартизация в целом должна обеспечивать:

- гибкость, способность отвечать на запросы и нужды каждого сектора экономики и в целом (в том числе методики устойчивого развития и пр.);
- формат документа, доступный для разработчика и пользователей, в том числе в электронном виде;
- формат работы, облегчающий участие всех заинтересованных лиц и принятие решений (включая формат достижения консенсуса, горизонтальные по тематике системные (С)ТК, совместные рабочие органы и документы нескольких организаций по стандартизации (например, МЭК/ИСО/IEEC, ГОСТ Р- CRCAJD 0001-2021);
- баланс регуляторной среды и добровольной стандартизации (стандарты в поддержку НПА);
- возможность организации подтверждения соответствия (СДС и обязательное подтверждение соответствия).

Важным является развитие классификаторов стандартов и продукции. При этом классификаторы ОКС и ОКПД должны развиваться на опережение, гибко реагировать на новые тематики, иметь возможность быстрого обновления/дополнения среди участников работ по стандартизации.

Пример динамически развивающегося классификатора товаров, материалов и услуг представляет европейский классификатор ECLASS, являющийся открытой и машиночитаемой системой [36].

Классификатор МКС необходимо развивать в части отражения новых областей стандартизации в электроэнергетике, с учетом устойчивой тенденции на стандартизацию системных требований в международных документах по стандартизации. Стандарты в области эксплуатации и планирования развития энергосистем не вписываются в архаичную структуру международного классификатора (ICS), например: технический отчет IEC TR 62511:2014 по проектированию развития энергосистем (ICS 29.240.99 – прочее оборудование для передачи и распределения электроэнергии), технические условия IEC TS 62786:2017 по присоединению ВИЭ к энергосистеме (ICS 24.240.01 – передающие и распределительные сети в целом), технические условия IEC TS 62898-1:2017 по планированию microgrid (ICS 29.240.01); китайский стандарт GT 38755-2019 по устойчивости энергосистем (ICS 29.020 – электротехника в целом).

Развитие классификатора стандартов ОКС необходимо в области электроэнергетических систем в составе кода 27.010 – энергетика и электротехника в целом, включая определение отдельного классификатора по задачам оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Данное развитие классификатора необходимо также на международном уровне, в том числе ввиду приоритета системных вопросов над спецификацией оборудования в МЭК. А также целесообразно расширение кодов для систем ветровых энергетических турбин (27.180), гелиоэнергетики (27.160), полупроводниковых приборов (29.200, 31.080), информационного обмена (33.200), вычислений (35.210) и др. Развитие классификатора ОКПД2 в части услуг по производству, передаче и распределению электроэнергии (35.1) видится в расширении состава услуг, предоставляемых субъектами электроэнергетики и потребителями электроэнергии, в том числе новым (например, ценозависимое потребление на оптовом рынке).

Первостепенную роль в планировании работ имеют перспективные и целевые Программы стандартизации. Необходимо разрабатывать комплексные программы во взаимодействии ведомств и смежных ТК, направ-

ленные на решение актуальных задач в электроэнергетике. При этом программы должны содержать не только перечень стандартов со сроками разработки (пример – Перспективная программа стандартизации по приоритетному направлению «Системы накопления энергии» на 2022–2026 гг.), но и обоснование потребности в разработке стандартов, направленных на решение определенной задачи, во взаимосвязи с другими стратегическим документами.

В части координации работ стандартизация в техническом комитете (ТК) должна быть организована в определенной области и применительно к объектам стандартизации, избегая попыток построить работу от аспекта стандартизации. Необходимо сохранять горизонтальную направленность ТК, чтобы не повторять исторических ошибок узковедомственной стандартизации (с момента ликвидации Всесоюзного комитета стандартизации в 1936 г. до создания Всесоюзного комитета по стандартизации в 1940 г. утверждение ОСТ на продукцию перешло в наркоматы и проводилось без учета общих народно-хозяйственных интересов). Работы горизонтальных ТК, делающих акцент на узких аспектах стандартизации, целесообразно перевести в рабочие группы внутри профильных ТК или организовывать деятельность по принципу работы системного ТК. Например, работы ТК 366 «Зеленые» технологии среды жизнедеятельности и «зеленая» инновационная продукция» имеют очень широкую область стандартизации при крайне узком аспекте деятельности (в том числе ПНСТ 406-2020 на модули фотоэлектрические, в котором сделана попытка установления критериев и требований отнесения продукции к «зеленой», при этом стандартизация технических требований и методов испытаний относится к области работ ТК016/ПК-5, или ПНСТ 645-2022 на «зеленые» литий-ионные аккумуляторы). В области электроэнергетики наблюдается пересечение ряда работ ТК 023 по нефтегазовому комплексу и ТК 045 по железнодорожному транспорту с основной областью ТК 016 «Электроэнергетика» по электротехническому оборудованию. Например, в ТК 023 разработан ГОСТ 34433-2018 на КТП 35-220 кВ для электропитания объектов магистрального трубопровода для транспортировки нефти и нефтепродуктов (доработан по замечаниям ТК 016), в ТК 045 – ГОСТ Р 59772-2021 выключатели переменного тока на напряжение от 6 до 35 кВ для железнодорожной инфраструктуры (частично повторяет положения ГОСТ Р 52565), ГОСТ Р на силовые трансформаторы 110–220 кВ для систем тягового железнодорожного электроснабжения. Такие разра-

ботки должны проводиться при тесном взаимодействии смежных ТК, исключающем конфликт ведомственных и корпоративных интересов на национальном уровне. Аналогичную координацию необходимо осуществлять и на региональном уровне в МГС СНГ.

Поддержание в актуальном состоянии текущего фонда стандартов является перманентной задачей. Для развития фонда стандартов в электроэнергетике целесообразно переходить на замещение устаревающих стандартов вместо экстенсивного наращивания Фонда новыми документами. При этом в ходе планирования разработки стандарта, в том числе гармонизированного, необходимо сразу принимать решение в отношении аналогичных стандартов прошлого периода. Данная задача тесно связана с гармонизацией – при принятии решения об отмене стандартов советского периода и принятии гармонизированных стандартов МЭК.

В передовых областях важной является задача обеспечения гармонизации стандартов, в том числе с публикациями МЭК. При этом целевой моделью является первичное отстаивание национальных интересов на уровне МЭК, модификация международного стандарта с учетом потребностей и особенностей национальной экономики – вторичный способ решения проблемных вопросов в терминологии, применяемых подходов и методов. При этом в ряде вопросов применение идентичных стандартов невозможно ввиду несоответствия технических требований и методов (например, IEC 60038 на номинальные напряжения систем, IEC 60034-3 на вращающиеся электрические машины [37], ISO 20816-5 по оценке вибраций гидроагрегатов и др.). Для сравнения следует отметить, что европейские организации по стандартизации CEN/CENELEC разрабатывают как чисто европейские стандарты (EN), так и на основе документов ИСО/МЭК, при этом в области электротехники доля идентичных МЭК стандартов EN составляет более 70%, а чисто европейских – 20%.

В отношении прочих документов по стандартизации следует отметить следующее.

– своды правил (СП): практически не используется в Минэнерго России для актуализации нормативной базы, правовой статус добровольного документа по стандартизации не позволяет в полной мере использовать данный формат документа для актуализации отраслевых правил в электроэнергетике. Данный вид применяется преимущественно в Минстрое при актуализации устаревших СНиП, а также по другим темам (например, СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и обществен-

ных зданий. Правила проектирования и монтажа», СП 358.1325800.2017 «Сооружения гидротехнические. Правила проектирования и строительства в сейсмических районах». При этом организация работ над сводами правил предполагает участие двух ведомств – Росстандарта и его профильных ТК для экспертизы проекта и регистрации, а также Минстроя России, утверждающего сам документ;

– информационно-технические справочники (ИТС): являются относительно новым видом документа по стандартизации, который применяется только для формулирования перечня наилучших доступных технологий (НДТ), разработка ИТС ведется в ТК 113, ИТС утверждается Росстандартом. В области электроэнергетики действует ИТС 38-2017 «Сжигание топлива на крупных установках с целью производства энергии», при этом основной проблемой перехода на НДТ является баланс между достижимыми перспективными показателями и техническими и финансовыми возможностями энергокомпаний [38], в связи с чем добровольный статус ИТС не содействует их эффективному применению;

– предстандарты (ПНСТ), технические спецификации и отчеты (ТС и ТО), технические условия (ТУ) и стандарты организаций (СТО): необходимо в дальнейшем нарабатывать практику их применения для определения перспективности объединения таких форм в дальнейшем, так как характеристики документов и процедуры разработки близкие (ТС и ТО, ТУ и СТО). Предстандарт как документ ограниченного консенсуса и срока действия несколько запоздал с появлением в российской системе стандартизации, и не в полной мере проработан вопрос его перевода в национальный стандарт по истечению срока действия [39, 40]. Стандарты организаций и технические условия могут регистрироваться в Фонде (например, с целью применения в закупках), что придает им статус документов национальной системы стандартизации, с другой стороны, возможность применения таких документов не должна подменять деятельность по развитию фонда национальных стандартов. Кроме того, требуется проведение экспертизы таких СТО в профильном ТК с согласованием, при необходимости, в смежном ТК (как первично, так и при обновлении по истечению 5 лет) [41]. Новый вид документов – технические отчеты и спецификации – призван ответить на потребность в тиражировании результатов предварительных работ по стандартизации, однако такие документы утверждаются в ТК, а не Росстандартом, в связи с чем их весомость и

практическое применение будут определяться во многом качеством исходных материалов для разработки, а также репутацией ТК и информационной поддержкой в распространении;

– необходимость введения дополнительного вида документа по стандартизации, промежуточного между национальными стандартами и стандартами организаций, обсуждается на примере документов ассоциаций [42]. При этом в определенном смысле проблема квазистандартов существует в отношении документов, не соответствующих классификации по ФЗ-162, но являющихся многократно применяемыми документами, принятыми на основе консенсуса. К такого рода документам можно отнести «стандарты обслуживания», «стандарты качества», как своды корпоративных правил и шаблонов действий.

Корпус документов, регулирующих деятельность по стандартизации, включая подзаконные нормативные акты (НПА Минпромторга и Росстандарта) и основополагающие стандарты ГОСТ Р 1.x, должен быть гармонично выстроен, обеспечивая согласованность, практическую направленность требований и отсутствие дублирования нормативный правовых актов Минпромторга России и Росстандарта и основополагающих стандартов [43].

Необходима процедура разработки единичных стандартов на узкие тематики вне ТК, в случае отсутствия соответствующего профильного комитета. Например, по итогам публичного обсуждения и экспертизы по заказу Росстандарта. Альтернативным подходом может быть более активное использование формата ПТК для таких разработок.

Требования к оформлению и изложению стандартов необходимо адаптировать под форматы представления информации, в том числе цифровые, о чем пойдет речь ниже. Связанность документов, описываемая нормативными ссылками и справочными (библиографией), требует развития в части обеспечения синхронности обновления, учета приоритета и обязательного статуса НПА по отношению к стандартам, расширения видов справочных ссылок общедоступными материалами, в том числе публикуемыми в электронном виде, а также документами прошлого периода, оставшимися не пересмотренными в рамках действующей классификации [44].

Цифровизация в стандартизации видится в рамках Концепции ИСО-2030, включая работу над инфраструктурой умных стандартов. Применение цифровых стандартов в области электроэнергетики, в первую

очередь, связано со стандартизацией моделирования и информационного обмена, где основой для нормирования являются во многом аспекты межмашинного взаимодействия.

Одной из стратегических задач СЕН/СЕНЭЛЕК до 2030 г. является интеграция и применение современных цифровых решений с приоритетом на подготовку стандартов, соответствующих задачам развития цифровой экономики (в том числе в традиционно «нецифровых» секторах) с постепенным отказом от ориентированного на цельный документ подхода (*document-centric*), а также трансформацию процедур разработки стандартов и используемых бизнес-моделей под условия цифровой эпохи. Отдельно отмечается стремление сформировать «бесшовную» среду с другими экосистемами по стандартизации, для чего данная деятельность будет тесно координироваться с соответствующими инициативами ИСО и МЭК [45].

Таким образом, организациями по стандартизации на ближайшую перспективу ставится задача «оцифровки» как процессов разработки документов по стандартизации, так и самих документов по стандартизации, с уходом от их ориентации на человека в качестве конечного пользователя. Следует отметить, что ряд процессов, направленных на решение данной задачи, уже осуществляется в настоящее время, в том числе на национальном уровне в Российской Федерации, включая автоматизацию процессов разработки документов и формирования библиотек машиночитаемых стандартов. Ряд организаций по стандартизации уже предоставляют документы по стандартизации не в виде традиционных брошюр, а в виде соответствующих баз данных и/или программного кода. Содержимое таких документов формируется на машиночитаемом языке (в формате XML), что обеспечивает возможность их ручной интеграции во внешние информационные системы.

Описанный этап цифровизации в стандартизации соответствует переходу от первого ко второму уровню по единой классификации форматов представления документов по стандартизации, выработанной совместно ИСО, МЭК, СЕН, СЕНЭЛЕК (рис. 1) [46]. Главным объектом цифровизации в стандартизации на данном этапе является требование. В данной классификации выделяют следующие уровни цифровой зрелости стандартов:

Уровень 0	Бумажные документы по стандартизации. Подход, ориентированный на цельный документ по стандартизации
Уровень 1	Документы по стандартизации в открытом цифровом формате. Системы публикации утвержденных стандартов. Подход, ориентированный на цельный документ по стандартизации
Уровень 2	Машиночитаемый документ по стандартизации. Информационные справочные системы, реализующие пользовательские сервисы. Подход, ориентированный на отдельные разделы и пункты документа
Уровень 3	Машиночитаемое содержание. Детальное логическое описание документов по стандартизации до уровня отдельных требований и положений. Отражение жизненного цикла документации по стандартизации. Системы управления требованиями / документацией
Уровень 4	SMART-стандарты. Системы управления требованиями, тесно связанные с CAD/CAM (системы автоматизированного проектирования и производства), PDM / PLM-системами (управление данными о продукте и изделии). Системы, содержащие стандарты в виде «контейнеров» текстовых, числовых, графических структур, числовых моделей. Управляющие системы, контролирующие выполнение требований стандартов. Информация в стандарте одновременно увязана с информацией о реализации / применении положений стандарта и используется машинами напрямую или интерпретируется с данными из других источников информации, что позволяет автоматизировать процессы принятия решений

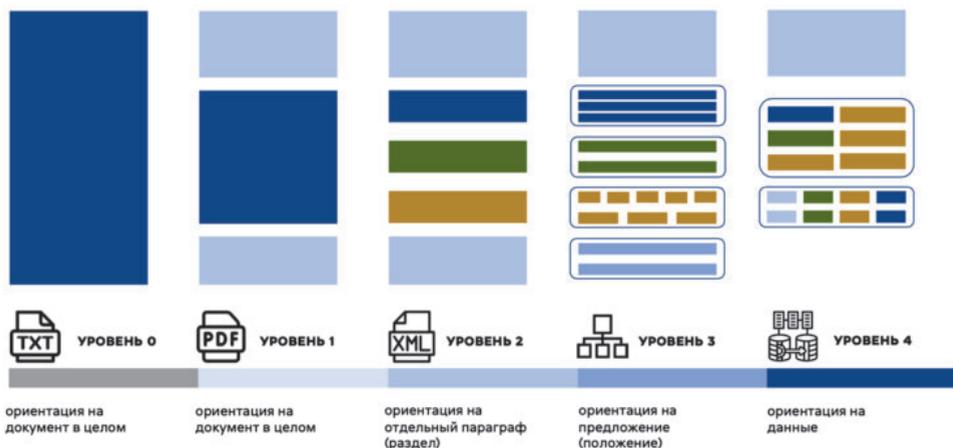


Рис. 1. Единая классификация машиночитаемых стандартов ИСО/МЭК

В представленной иерархии первый и второй уровни являются необходимым базисом для дальнейшего развития стандартизации в цифровом формате. Основными характеристиками следующего (третьего) уровня цифровой зрелости процессов стандартизации являются полный переход на XML формат данных, более глубокая семантическая детализация элементов стандартов (цифровые данные и объекты, установленные в стандарте, включая таблицы, формулы, графики, приспособлены для пря-

мого применения в пользовательских системах), а также их маркировка (отметка тэгом) и классификация, увеличение числа используемых форматов, развитие мульти-форматных семантических концепций (все существенные информационные единицы и их взаимосвязи могут быть однозначно идентифицированы и использованы).

При этом, несмотря на то что общая структура документов может не претерпеть существенных изменений и будет соответствовать общепринятым в настоящее время требованиям к структуре документов по стандартизации, соответствующее развитие методического обеспечения деятельности по стандартизации со стороны регулирующих органов (ФО-ИВ и национальных институтов по стандартизации) и/или управляющих структур (в отраслевых организациях по стандартизации) должно будет, в том числе, учитывать необходимость регламентации (переосмысления основополагающих стандартов):

- правил структурирования и маркировки детализированной информации и данных в стандартах (включая условия использования);
- правил расширения доступа к информации через маркированные данные (теги);
- порядок обработки (обеспечение учета в детализированных положениях стандартов информации о продукте на всем жизненном цикле);
- предоставления (формирование и работа с XML базами и метаданными стандартов) и анализа применения детализированной информации и данных стандартов.

В России в серии основополагающих национальных стандартов разработан проект ГОСТР «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Стандарты национальные в цифровых форматах. Общие положения и классификация», который вводит два основных уровня цифровых формата для стандартов: текстовый человекочитаемый (электронный – pdf и гипертекст – html) и электронный для обработки человеком и машиной (xml с набором тегов для выделения положений и семантического разбора в целом). В 2021 г. сформирован проектный ПТК «Умные (smart) стандарты» с целью стандартизации общих положений, глоссария, архитектуры данных, форматов и в целом продвижения умных стандартов [47].

Важно отметить, что деловые процессы стандартизации (цикл жизни стандарта) в цепочке создания, управления, распространения и использования стандарта на первом, втором и третьем уровне характеризуется

четким разграничением зон функциональной ответственности (рис. 2). Такой подход удобен с точки зрения внедрения вспомогательных цифровых решений (ассистентов) в отдельные этапы (звенья) жизненного цикла стандарта и накопления опыта их применения с целью последующей взаимосвязки в полностью интегрированную экосистему на более поздних этапах развития.

На четвертом этапе взаимодействие пользователя стандартов (машина) с документами по стандартизации характеризуется как пониманием положений стандартов, так и возможностью их самостоятельного применения и трактовки без участия человека. Поскольку достижение каждого нового уровня связано с сопутствующим развитием ключевых технологий, базируется на достижениях предыдущего уровня и охватывает весь жизненный цикл стандарта (создание, управление, распространение и использование контента стандарта), то для четвертого уровня в случае должного развития технологий искусственного интеллекта могут быть также характерны следующие опции: использование информационных моделей, описывающих и объясняющих содержание документов и взаимосвязи между отдельными структурными элементами данных; применение самообучающегося анализа с автоматической валидацией и оптимизацией; предложение дополнительных сервисов и услуг (увеличивающих добавочную стоимость), включающих, например, подтверждение соответствия, ответы на вопросы, предиктивное предложение контента; формирование полностью интегрированной цифровой цепочки ценности.

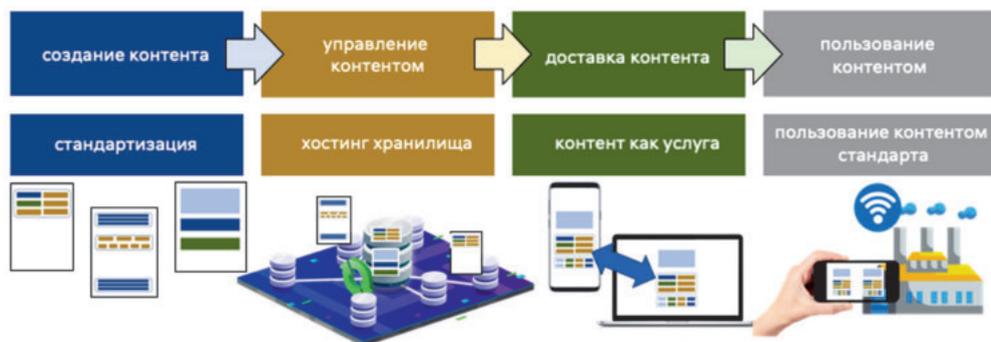


Рис. 2. Деловые процессы стандартизации (цикл жизни стандарта)

Качественной функциональной характеристикой четвертого уровня цифровой зрелости является возможность комбинирования высоко детализированных положений (требований) стандартов с конкретной функцией, на которую направлена стандартизация данного детализированного положения (требования) и постепенного объединения формируемых таким способом модулей в единую сеть стандартизированных функциональных элементов (*standardization function*) – наименьший значащий детализированный элемент стандарта (предложение, пункт, формула, данные, рисунок и т. д.) с заданной обязательностью, направленный на достижение определенной цели стандартизации (например, «формирование или развитие понимания/толкования с помощью единой терминологии», «регламентация условий, процедур и критериев», «выявление и согласование нормативных взаимосвязей» и др.). Кроме того, высоко детализированные положения (требования) стандартов могут быть дополнены новой характеристикой, несвойственной для процедур разработки стандартов сегодня, - «область приложения требования» (*place of action*) – область, где результат стандартизации возымеет действие (например, «действует в процессе разработки», «действует в процессе обслуживания», «действует в случае установления обязательных требований при осуществлении подключения»). Пример представлен на рис. 3.

Таким образом, стандарты на данном (четвертом) этапе цифровой зрелости (SMART) приобретают свойства сложной информационной системы, содержащей базы данных, необходимое программное обеспечение, основные и дополнительные пользовательские сервисы.

Среда разработки стандарта – существенный фактор для организации работ, вовлечения экспертов, всестороннего обсуждения, обеспечения обновления стандарта и комментирования его положений. Перспективным видится использование «облачных технологий» на этапе подготовки проектов стандартов, их публичного и экспертного обсуждения, электронных форматов данных и гипертекста для работы со стандартами, развитых средств поиска и сравнения версий, основных положений и пр. Такое развитие экосистемы стандартизации потребует соответствующего развития компетенций и профессиональной переподготовки экспертов по стандартизации и разработчиков стандартов. Эксперт-разработчик должен будет формулировать положения стандартов таким образом, чтобы они, с одной стороны, оставались понятны для человека, а с другой стороны, были формализованы для дальнейшего использования машиной. Формируемые

при этом семантические описания структурных элементов и положений стандарта должны также соответствовать заданной области стандартизации. Таким образом, изучение языков хранения и распространения информации (правила и приемы создания XML-документов, кодировки и др.) станет необходимым для специалистов, занятых стандартизацией. Для решения данной задачи может быть разработано автоматизированное программное обеспечение, которое позволит кодировать текст/слова человеческого языка в цифровой контент. Поскольку такой широкий спектр навыков зачастую не может быть представлен в одном специалисте, технические комитеты по стандартизации должны будут включать в свой состав технических, методических и системных экспертов и IT специалистов.

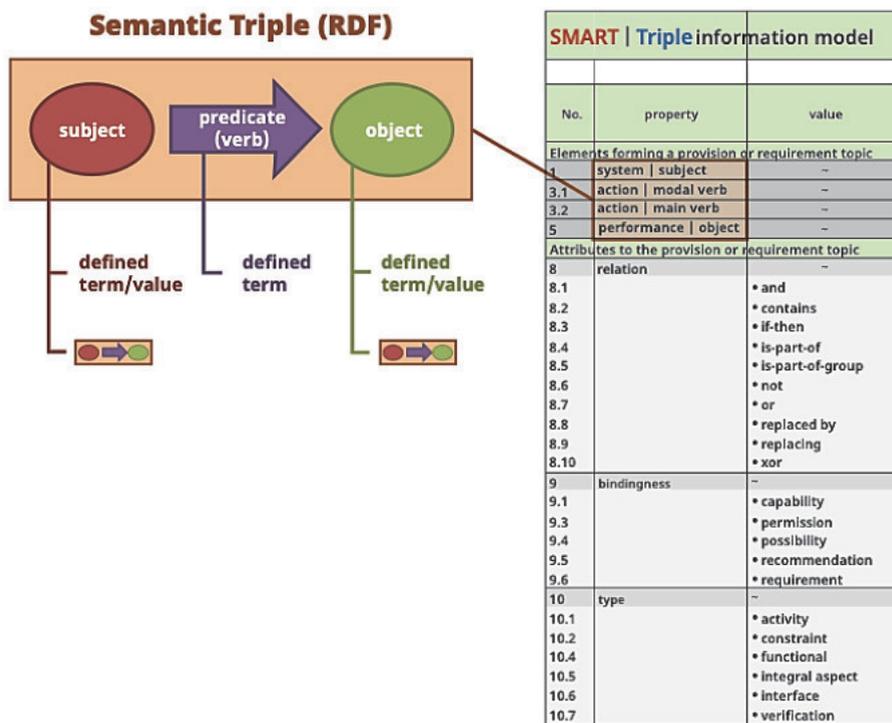


Рис. 3. Пример процессов разработки стандарта в будущем с использованием информационной модели [48]

Итак, в ближайшие десятилетия процессы разработки стандартов станут гораздо более гибкими и распределенными, с интегрированными процессами формирования требований или, при необходимости, их изменения и пересмотра, ввода в эксплуатацию опытных образцов и подтвер-

ждения соответствия. Процедуры стандартизации, базирующиеся в настоящее время на механизме достижения консенсуса, трансформируются в автоматизированные процессы, где принятие решений будет проводиться с использованием технологий искусственного интеллекта. Сами документы по стандартизации перестанут быть статичными, а приобретут свойство цифрового набора данных, описывающего и фиксирующего оптимальное на данный момент состояние технических и регуляторных условий, обеспечивающих функционирование соответствующей технико-информационной системы.

Целесообразно предположить, что существенную роль в достижении отмеченной выше «гибкости» механизмов стандартизации будет иметь развитие технологий искусственного интеллекта: цифровые стандарты будущего смогут в процессе использования адаптироваться к новому опыту и знаниям, полученным в результате эксплуатации соответствующих технологических систем, а также внешним факторам – сезонным и суточным изменениям окружающей среды и др. условиям. Система общего искусственного интеллекта (разновидность искусственного интеллекта, полностью аналогичная человеческому разуму и обладающая самосознанием, способным решать проблемы, учиться и планировать) может стать ядром цифровой стандартизации. В Российской Федерации с целью повышения эффективности разработки и внедрения систем искусственного интеллекта в различных отраслях экономики утверждена Перспективная программа стандартизации по приоритетному направлению «Искусственный интеллект» на период 2021 – 2024 гг., которая предполагает разработку 217 стандартов [49].

С достижением автоматизации процедур пересмотра и адаптации цифровых стандартов, могут быть пересмотрены подходы к системной инженерии и проектированию в целом, со смещением роли человека в инженерных процессах к описанию продукта, его функций и характеристик (внешний вид, форма, размер, материал). Так как концепция общего искусственного интеллекта предполагает возможность объединения различных типов знаний с различными методами обучения, наполнение цифровых стандартов и степень детализации могут различаться, а их разработка сможет быть инициирована как человеком (формулирование идеи), так и автоматически самим искусственным интеллектом в результате анализа актуальных и ретроспективных данных, а также непрерывного обучения. При этом искусственным интеллектом могут быть использованы

данные, полученные при эксплуатации оборудования и машин, производственных линий, данные об окружающей среде, базы данных и социальные сети, нормативные документы (работа с неструктурированными данными), а также знания, полученные непосредственно при общении с экспертами (обработка естественного языка) [50].

Таким образом система стандартизации, являясь действенным механизмом развития инноваций, позволит вывести цифровые технологии на новый уровень, интегрировать их в промышленные процессы, сформировав впоследствии единую симбиотическую кибер-физическую систему. При этом, как развитие цифровых технологий, так и эволюция производственных процессов в промышленности, окажут непосредственное воздействие на саму систему стандартизации, в том числе на ее основы – методологические, эмпирические и системные аспекты, наделив систему новыми свойствами, которые позволят сохранить ее востребованность (рис.4), выйти на качественно новый уровень в решении важнейших задач стандартизации (гармонизации, поддержания стандартов в актуальном состоянии и др.) и в целом успешно встроить систему стандартизации в цифровое будущее. Данные новые свойства системы стандартизации, стирающие межстадийные временные барьеры в процессах разработки стандарта, его доведения до пользователя и получения опыта применения, сделают систему стандартизации «живой», функционирующей подобно ЭЭС, имеющей развитые обратные связи.



Рис. 4. Схема развития цифровых технологий с помощью стандартизации и их обратный эффект

Библиография

1. Бушуев, В.В. Энергетика России (избранные статьи, доклады, презентации 2014-2018 гг). Т. 4 (дополнительный). «На пути к новой энергетической цивилизации» / В.В. Бушуев. – М.: ИЦ «Энергия», 2018.
2. Холкин, Д.В. Новая формула энергетического перехода / Д.В. Холкин, И.С. Чаусов // Энергетическая политика. – 2020. – №. 12 (154). – С. 40–53.
3. Прогнозы развития электроэнергетики до 2050 г. // Электрические станции. – 2022. – №3. – С. 2–7.
4. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года // Аналитический центр при Правительстве РФ, ИНЭИ РАН. – URL: <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>
5. Нигматулин, Б.И. Атомная энергетика в мире. Состояние и прогноз до 2050 года / Б.И. Нигматулин // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. – 2019. – Т. 25. – №4.
6. Федун, Л. Перспективы развития мировой и российской энергетики: сценарии до 2050 г. / Л. Федун, А. Сонин // Энергетическая политика (доступ: <https://energypolicy.ru/perspektivy-razvitiya-mirovoj-i-rossijskoj-energetiki-sczenarii-do-2050-goda/neft/2022/13/18>)
7. Долгосрочный прогноз по развитию газовой отрасли на период до 2050 года (Global Gas Outlook 2050) (доступ: <https://mgimo.ru/about/news/departments/global-gas-outlook-2050>).
8. Платформа энергетических исследований БРИКС. 2020 Обзор энергетики стран БРИКС. Октябрь 2020 (доступ: https://rosenergo.gov.ru/obzor_energetiki_stran_briks).
9. Глобальное энергетическое объединение/ Лю Чжэнья ; пер. с китайского; науч.ред. перевода Ю.В. Шаров, П.Ю. Коваленко, К.А. Осинцев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016.
10. Ашинянц, С.А. Некоторые тенденции развития мировой электроэнергетики / С.А. Ашинянц // Электрические станции. – 2021. – № 12. – С. 53–57.
11. Лазаревич, А.Ш. Некоторые ориентиры развития электроэнергетики на ближайшую перспективу / А.Ш. Лазаревич // Электрические станции. – 2020. – № 3. – С. 2–9.
12. Электроэнергетика России нуждается в новом государственном плане ее развития на долгосрочную перспективу // Электрические станции. – 2020. – № 12. – С.10–19.

13. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью, редакция 5.0 / Шакарян Ю.Г., Моржин Ю.И., Дорофеев В.В. и др. – Москва, 2012.
14. Тенденции развития первичного регулирования частоты и рынка системных услуг / Н.В. Зорченко, А.Г. Чаплин, О.В. Радькова // Электрические станции. – 2020. – №5. – С. 31–34.
15. Бородин, Д.А. К 140-летию Международной электрической выставки 1881 г. в Париже. Ч.1. Электрическая лихорадка // Электричество. – 2021. – № 11. – С. 56–70.
16. The history of CIGRE (International Council on Large Electric Systems). A key player in the development of electric power systems since 1921//CIGRE, 2011.
17. Россия и СИГРЭ: 90 лет партнерства // РНК СИГРЭ, 2011, 44 с. (доступ: http://сигрэ.рф/press_centre/presentation/)
18. Из истории электротехники: Основные вопросы электрической политики в послѣвоенную эпоху в России // Электричество. – 2018. – №3. – С. 56–65.
19. План ГОЭЛРО – М.: ИД ЭНЕРГИЯ, 2006.
20. К 100-летию образования системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике России. История оперативно-диспетчерского управления: 1921–2021 / Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» – Москва, ООО «Типография «Принт Ю», 2021.
21. Техническое регулирование: девять проблем одного года // Стандарты и качество. – 2012. – №2. – С. 18–21.
22. Ефанова, И.Б. Три периода нашей истории / И.Б. Ефанова // Стандарты и качество. – 2022. – №3. – С. 60–63.
23. Белотелов, В.П. О техническом регулировании, стандартах и существующей практике оценки технического уровня электрооборудования высокого напряжения / В.П. Белотелов // ЭЛЕКТРО. Электротехника. Электроэнергетика. Электротехническая промышленность. – 2005. – №5. – С. 51–56.
24. Антипов, К.М. Нормирование в электроэнергетике России. Правила устройства электроустановок / К.М. Антипов // Электрические станции. – 2013. – №12. – С. 9–12.
25. Кучеров, Ю.Н. О развитии системы обеспечения надежности в электроэнергетике страны / Ю.Н. Кучеров // ЭЛЕКТРО. Электротехника. Электроэнергетика. Электротехническая промышленность. – 2009. – № 6. – С. 2-14.

26. О развитии системы технического регулирования и стандартизации в электроэнергетике / Д.Н. Башук, А.К. Джинчарадзе, Ю.Н. Кучеров и др. // Электрические станции. – 2013. – №12. – С. 2–8.
27. Инфраструктура качества: новые вызовы и тенденции // Стандарты и качество. – 2020. – №12. – С. 56–57.
28. Шалаев, А.П. Система Росстандарта в условиях санкций / А.П. Шалаев // Стандарты и качество. – 2022. – №4. – С. 10–12.
29. Павлушко, С.А. Становление новой системы нормативного регулирования в российской электроэнергетике / С.А. Павлушко, З.С. Мальцан, Ю.Н. Кучеров // Энергия единой сети. – 2016. – №4. – С. 38–46.
30. Кучеров, Ю.Н. Анализ условий развития интеллектуальных энергосистем с учетом особенностей обеспечения надежности и стандартизации / Ю.Н. Кучеров, Ю.Г. Федоров // Энергетическая политика. – 2012. – №1. – С. 7–41.
31. Концепция «Цифровая трансформация 2030», ПАО «Россети», 2018 (доступ: https://rosseti.ru/investment/Kontseptsiya_Tsifrovaya_transformatsiya_2030.pdf)
32. Новиков, О.А. Десять лет индустрии 4.0: парадоксальный итог / О.А. Новиков // Стандарты и качество. – 2022. – №1. – С. 90–93.
33. Головин, С.А. Критерий качественного отличия индустрии 3.0 от индустрии 4.0 (промышленности 4.0) / С.А. Головин, К.В. Гусев // Стандарты и качество. – 2022. – №4. – С. 96–100.
34. Саламатов, В.Ю. Будущее цифрового технического регулирования Евразийского экономического союза / В.Ю. Саламатов // Стандарты и качество. – 2021. – №10. – С. 22–24.
35. Пугачев, С.В. Система технического регулирования в России: проблемы и перспективы развития / С.В. Пугачев, Д.В. Павлов // Стандарты и качество. – 2022. – №2. – С.26–32.
36. ECLASS: новый язык международной коммуникации // Стандарты и качество. – 2020. – №12. – С. 42–46.
37. Григорьев, А.В. О качестве стандарта на турбогенераторы / А.В. Григорьев, В.Н. Осотов // Энергетик. – 2022. – №3. – С. 38–40.
38. Проблемы актуализации информационно-технического справочника ИТС 38-2017 «Сжигание топлива на крупных установках с целью производства энергии» / Росляков П.В., Кондратьева О.Е., Киселева О.А. и др. // Электрические станции. – 2020. – №7. – С. 14–19.
39. Соколов, С. Первый блин комом, или предстандарт / С. Соколов // Стандарты и качество. – 2011. – №4. – С. 48–54.

40. Ефанова, И.Б. Статистика европейской стандартизации / И.Б. Ефанова // Стандарты и качество. – 2020. – № 8. – С. 16–19.

41. Маковеев, Е.Н. О регистрации стандартов организаций и технических условий в федеральном информационном фонде стандартов / Е.Н. Маковеев, А.В. Григорьев // Стандарты и качество. – 2022. – № 4. – С. 26–31.

42. Стандарты ассоциаций и квазистандарты: проблемы качества и безопасности / Ломакин М.И., Докукин А.В., Ниязова Ю.М. и др. // Стандарты и качество. – 2022. – № 4. – С. 32–36.

43. Спирина, Т.Н. Об инструментах нормативного регулирования в сфере стандартизации / Т.Н. Спирина // Стандарты и качество. – 2021. – №12. – С. 16–21.

44. Семериков, В.Н. Время летит, а проблемы остаются / В.Н. Семериков, Н.В. Семериков // Стандарты и качество. – 2021. – № 5. – С. 28–31.

45. Strategy 2030. CEN/CENELEC, 2021 (доступ: https://www.cenelec.eu/media/CEN-CENELEC/Publications/cen-clc_strategy2030.pdf)

46. Шалаев, А.П. Smart-стандарты и цифровая стандартизация / Материалы конференции «Машиночитаемые стандарты: перспективы применения в промышленности» (Комитет по промышленной политике и техническому регулированию РСПП, Росстандарт), 2021 (доступ: http://www.rgrt.ru/data/events/2021/маш_стандарты_25.02.2021/МАШСТАНДАРТЫ_отчет_буклет.pdf)

47. Дмитриева, С.Ю. Основные принципы разработки умных (smart) стандартов / С.Ю. Дмитриева // Стандарты и качество. – 2021. – №12. – С. 22–25.

48. German Standardization Roadmap on Artificial Intelligence. DIN/DKE, 2020 (доступ: <https://www.din.de/resource/blob/772610/e96c34dd6b12900ea75b460538805349/normungsroadmap-en-data.pdf>)

49. Гарбук, С.В. Перспективная структура национальных стандартов в области искусственного интеллекта / С.В. Гарбук, А.П. Шалаев // Стандарты и качество. – 2021. – №10. – С. 26–33.

50. Scenarios for Digitizing Standardization and Standards. DIN/DKE White paper, 2021 (доступ: https://www.hannovermesse.de/apollo/hannover_messe_2021/obs/Binary/A1089157/IDiS%20Whitepaper%20final_en.pdf)

О РОССИЙСКОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ СЕРЕДИНЫ XXI в.

Кузьмин В.В.,

к.э.н., доцент кафедры экономики и управления в
топливно-энергетическом комплексе ФГБОУ ВО
«Государственный университет управления»

Введение

В первой четверти XXI в. в мире неуклонно развиваются масштабные процессы, связанные с попытками истеблишмента экономически развитых стран решить проблему грядущего дефицита энергетических ресурсов в глобальном энергетическом балансе на фоне обострения экологических проблем, в том числе связанных с негативным влиянием деятельности человека на окружающую среду.

В сфере оборота электрической энергии, на электроэнергетическом рынке (далее – ЭЭР) развитие таких процессов приводит к дальнейшему обострению внимания к эффективности и «экологической чистоте» производства, передачи и потребления электроэнергии, наряду с серьезной активизацией поиска альтернативных перспективных способов энергообеспечения человека в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Указанное обстоятельство позволяет предположить, что контуры (характеристики, свойства) электроэнергетических рынков в различных странах в ближайшие десятилетия во многом будут формироваться в результате их дальнейших преобразований, направленных на повышение эффективности энергообеспечения на базе развития механизмов рыночной конкуренции⁷.

⁷ В течение примерно 100 лет, начиная с возникновения указанного рынка, в отношении поставщиков и потребителей электроэнергии активно вмешиваются государственные органы. Рыночный процесс в указанный период серьезно «корректируется» их действиями при непосредственном участии вертикально интегрированных энергетических компаний (далее – ВИЭК), – монополий, сформированных по территориальному признаку и поставляющих электроэнергию в своей зоне обслуживания. Но к 80-м гг. XX в. ЭЭР, основанные на деятельности государственно регулируемых ВИЭК, начинают оцениваться негативно. После 90-х гг. XX в. в различных странах, включая и Россию, начинается процесс «дерегулирования» и «либерализации» электроэнергетики, в ходе которых ставится задача отказа от жесткого государственного регулирования, внедрения механизмов свободной конкуренции на ЭЭР для повышения эффективности предпринимательства в этой важнейшей инфраструктурной отрасли.

Очевидно, процессы реформирования рыночных процессов, развития условий конкуренции в сфере оборота электроэнергии будут развиваться под воздействием как местных, характерных тем или иным странам, так и общих факторов. К ряду важнейших общих факторов, оказывающих значительное влияние на динамику современных процессов реформирования отношений на указанных рынках, относятся активное развитие мощностей распределенной генерации электроэнергии и цифровизация.

1. МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНОВА РАЗВИТИЯ УСЛОВИЙ КОНКУРЕНЦИИ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ

Поиск путей и способов повышения эффективности процесса энергообеспечения в условиях ухудшающегося баланса энергетических ресурсов, приводит ко все большему осознанию того факта, что в сфере оборота электрической энергии, также как и в иных сферах человеческой деятельности, рыночный процесс свободной (недеформированной) конкуренции дает в конечном итоге наиболее приемлемый результат, в том числе по эффективности процесса производства и потребления электроэнергии.

Важно учитывать: свободные, недеформированные условия конкуренции позволяют лучше, оптимальнее использовать человеческие знания, умения и навыки (рассеянные среди сотен тысяч людей и в своей полноте никогда не известных и недоступных одному человеку), чем это было бы возможно при использовании других процедур. Поскольку субъектами рынка (также, как и «администраторами», «операторами» рынка) вся совокупность фактов, известных кому-либо, или «данных» никогда не может быть учтена полностью, (в начальных условиях имеется неустранимая неопределенность), конкурентные процедуры с большей вероятностью, чем другие уже известные человечеству схемы и процедуры, способны привлечь во внимание самое большое число полезных фактов, характеризующих конкретную ситуацию и помочь каждому субъекту рынка принимать решения о совершении (или несвершении) сделок, соответствующих текущим предпочтениям указанных субъектов (подробнее об этом см. в [1, 3 – 8]).

Теоретическим обоснованием методологического подхода, предусматривающего обоснованность и целесообразность формирования на ЭЭР условий свободной конкуренции, служат выводы экономической теории о том, что недеформированная конкурентная рыночная экономика

как система отношений людей, развивающаяся в ходе длительной эволюции человечества, в конечном итоге приводит к наиболее предпочтительным (приемлемым) результатам: свободные конкурентные отношения позволяют лучше каких-либо иных механизмов, известных человечеству, повысить общую эффективность человеческих взаимодействий⁸. «Конкуренция, если ей не мешают, создает положение, при котором производится будет: во-первых все, что хоть кто-нибудь умеет производить и может продать с прибылью по приемлемой для покупателя цене; во-вторых, все будет производиться теми, кто может делать это, по крайней мере, столь же дешево, как и еще кто-то, (хотя этот кто-то на деле, возможно, и не производит данный продукт); в-третьих, все будет продаваться по цене, более низкой, (или, по меньшей мере, столь же низкой) какую в принципе мог бы назначить некто, на самом деле товара не продающий» [8, с. 395 – 396].

Применимость методологического подхода, предусматривающего формирование условий свободной конкуренции в сфере оборота электрической энергии, логически вытекает из того обстоятельства, что рыночный процесс в указанной сфере, основанный на технологиях ее производства, передачи и потребления является результатом (и составной частью) общих процессов конкурентного предпринимательства людей и их групп. Электроэнергия как массово производимый и используемый продукт человеческой деятельности с самого начала своего возникновения выступает и обращается на рынке в качестве товара. Для реализации своих самых разнообразных целей и экономических интересов различные субъекты осуществляют сделки по купле-продаже электроэнергии и услуг, связанных с ее поставкой. В рыночном обороте электроэнергии, а также в возможностях ее использования в качестве экономического блага, обнаруживают и реализовывают несомненные предпринимательские преимущества и выгоду как ее потребители, так и производители, а также иные субъекты, принимающие участие в процессе электроснабжения.

⁸ Фридрих фон Хайек: а) «... конкуренция создает совершенно особое положение вещей, которого никогда не создать посредством указаний сверху»; б) «... мы приблизимся к этому положению вещей лишь там, где правительство не мешает ему возникнуть или не дает помешать его возникновению индивидам или организациям, заинтересованным в этом»; в) «... в значительной части народного хозяйства к такому положению вещей никогда не приближаются, потому, что правительство ограничивает там конкуренцию или допускает ограничение конкуренции со стороны частных лиц и организаций» [8, с. 396].

Применение на ЭЭР, как и на иных рынках, условий свободной конкуренции, его механизмов, характерных для рынков с развитой конкуренцией, при определенных условиях может стать системным перспективным способом (инструментом) решения проблемы повышения эффективности предпринимательства в сфере оборота электрической энергии. Для этого методологически обоснованно и целесообразно постепенно приближать свойства указанного рынка к свойствам современных рынков с развитой конкуренцией, последовательно развивая, видоизменяя свойства ЭЭР, приводя их в соответствие со свойствами традиционно развитых рынков⁹.

При этом в процессе развития, видоизменения свойств ЭЭР, условий конкуренции «... важна ситуация, когда нет институциональных и юридических ограничений на осуществление предпринимательства, и, следовательно, любой человек может использовать свои предпринимательские способности, извлекая преимущества из той эксклюзивной практической информации, которую он обнаружил в каждом конкретном случае» [7, с. 86]. На указанном рынке необходимо обеспечить возможности конкурентного выбора различным его субъектам (включая потребителей, а также субъектов распределённой, малой генерации), чтобы их предпринимательство осуществлялось с учетом следующего основополагающего принципа: «... человек стремится находить интересующую его информацию и в силу этого, при условии, что он свободен в достижении своих целей и отстаивании своих интересов, его цели и интересы будут работать как стимулы для предпринимательства, позволяя ему замечать и находить практическую информацию, необходимую для реализации его стремлений» [7, с. 87]. Следует стремиться минимизировать (не забывая об отраслевых особенностях ЭЭР) избыточные ограничения на предпринимательство в сфере оборота электроэнергии, с учетом того, что: «Если в какой-либо области жизни общества, все равно по какой причине, предпринимательство ограничено или запрещено (посредством принудительных юридических или институциональных ограничений), то люди даже не станут рассматривать возможность достижения целей в этой запретной области, и, следовательно, раз цели не будут достижимы, то они не будут работать как стимулы и действующий субъект, соответственно, не будет ни заме-

⁹ С учетом особенностей ЭЭР, оказывающих серьезное влияние на содержание и сроки реализации мер по развитию условий конкуренции на указанном рынке (об особенностях ЭЭР см. [2]).

чать, ни находить никакой практической информации, значимой для их достижения. Кроме того, в этих условиях даже те люди, которых это затронет, не будут осознавать огромной ценности, и многочисленности тех целей, которые перестают быть осуществимыми в результате институциональных ограничений» [7, с. 87].

Таким образом, при реализации тех или иных мер по развитию условий конкуренции на ЭЭР задача состоит в минимизации избыточных ограничений на предпринимательство с тем, чтобы искусственно (избыточно) не подавлялись возможности и стимулы субъектов ЭЭР к поиску и обнаружению существующих несогласованностей, а также к выполнению действий, мер по их устранению, приводящих к реализации их предпринимательского интереса. Чтобы у них свободно возникал предпринимательский интерес в случаях потенциальных возможностей получения выгоды (прибыли), запускались процессы создания, передачи информации, взаимной координации, приводящие к устранению множества динамически возникающих, накапливающихся проблем и возможностей в рассматриваемой сфере.

2. ТЕКУЩИЕ УСЛОВИЯ КОНКУРЕНЦИИ НА РОССИЙСКОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ

2.1. Свойства современного российского электроэнергетического рынка

В результате реализации целенаправленных мер по реформированию электроэнергетики за период с 1991 г. по настоящее время на российском ЭЭР сформированы важнейшие базовые условия рыночного предпринимательства и рыночной конкуренции, в частности, к ним относятся:

- *частная собственность на средства производства поставщиков и потребителей ЭЭР*: значительная часть субъектов рассматриваемого рынка в результате акционирования и приватизации изменили статус государственных предприятий на статус частных компаний, осуществляющих рыночное предпринимательство;
- *антимонопольное регулирование*: разделены конкурентные и монопольные виды деятельности. Генерация электроэнергии выведена из ВИЭК, созданы необходимые (но не достаточные) условия конкурентного взаимодействия поставщиков и потребителей электроэнергии;

- *двухуровневая модель (технология) ЭЭР*: на оптовый рынок электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) выведена практически вся значимая генерация ЕЭС России. На нем электроэнергию и мощность покупают некоторые крупные потребители, а также энергосбытовые компании (далее – ЭСК), перепродающие ее потребителям розничного рынка электрической энергии (далее – РРЭ) в регионах своего обслуживания. Электросетевые организации организуют передачу электроэнергии от точек генерации до точек потребления на базе оказания услуг по ее транспорту;

- *рыночное ценообразование*: на ОРЭМ реализуются некоторые конкурентные процедуры. Проведена «либерализация» ЭЭР с постепенным отказом на ОРЭМ (к 2011 г.) от государственного регулирования тарифов на электроэнергию за исключением ее объемов, предназначенных для поставок населению. На РРЭ введен новый порядок формирования тарифов для потребителей, основанный на принципе «трансляции» на РРЭ цен ОРЭМ;

- *система государственного регулирования ЭЭР*: основана преимущественно на системе государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию;

- *комплекс отраслевых правовых норм*: регулируют специфические отношения на ЭЭР в новых рыночных условиях;

- *рыночная инфраструктура и система специальных инфраструктурных услуг на ЭЭР*: доступны услуги Администратора торговой системы оптового рынка электроэнергии – ОАО «АТС» (далее – АТС), Системного оператора Единой энергетической системы – АО «СО ЕЭС» (далее – СО ЕЭС), Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы – ПАО «ФСК ЕЭС» (далее – ФСК ЕЭС), межрегиональных электросетевых компаний (далее – МРСК), других электросетевых организаций;

- *система саморегулирования субъектов рынка*: на ОРЭМ функционируют механизмы саморегулирования субъектов рынка в рамках Ассоциации «НП Совет рынка».

При этом приходится признать, что сформированный набор базовых условий рыночного предпринимательства на современном российском ЭЭР пока не обеспечивает сколько-нибудь приемлемых условий конкуренции (подробнее об этом в [3]). Сравнительный анализ условий конкуренции на современном российском ЭЭР, основанный на сопоставлении свойств указанного рынка со свойствами рынков с развитой конку-

ренцией, показывает, что по многим свойствам рассматриваемые рынки серьезно расходятся, в частности это относится к таким свойствам, как:

- *рыночное законодательство*: в противовес рынкам с развитой конкуренцией, на современном российском ЭЭР сохраняются значительные правовые (нормативные), организационные барьеры и препятствия в процессе организации торговли поставщиков и потребителей, а также препятствия в организации информационного обмена между ними;

- *ценообразование*: на современном российском ЭЭР не обеспечиваются условия для свободного ценообразования, основанного на прямом взаимодействии между поставщиками и покупателями. Несмотря на изначально конкурентный характер предпринимательства на указанном рынке, на нем формируются монопольно завышенные цены как следствие монопольного характера действий поставщиков электроэнергии и услуг в условиях действующей системы государственного регулирования. Кроме этого, на указанном рынке в условиях государственного регулирования тарифов возникает серьезное искажение ценовых сигналов и глубокое перекрестное субсидирование (в дополнение к перекрестному субсидированию населения), в частности: а) крупных потребителей, использующих электроустановки 1 и 2 категории надежности, за счет необоснованного завышения тарифов потребителей, использующих электроустановки 3 категории надежности; б) потребителей, расположенных на значительном расстоянии от источников генерации, за счет необоснованного завышения стоимости передачи электроэнергии потребителям, расположенных в непосредственной близости от точек генерации;

- *рыночные инфраструктурные услуги*: организованы в определенной мере только на ОРЭМ. Только очень небольшая часть «избранных» потребителей – субъектов ОРЭМ – имеет возможность получать указанный инфраструктурный сервис. Подавляющему большинству субъектов этого рынка недоступны какие-либо инфраструктурные услуги, позволяющие организовать конкурентное взаимодействие. Процедуры как ОРЭМ, так и РРЭ характеризуются монополией поставщиков, далеки от моделей свободной конкуренции. После введения текущей структуры управления электроэнергетикой (с ликвидацией РАО «ЕЭС России») потерял ряд инфраструктурных сервисов, обеспечивавших до 2008 г. функционирование важнейших элементов систем управления ЕЭС России, таких как: а) управление развитием электроэнергетики; б) управление процессами реформирования и развития отношений на ЭЭР; в) управление общей системной эффективностью ЕЭС России. Текущая инфраструктура

российского ЭЭР не формирует необходимых условий для равноправного конкурентного взаимодействия своих субъектов – поставщиков и потребителей электроэнергии и услуг, требует своего серьезного развития. Информационные системы и технологические решения, обслуживающие процессы конкурентного взаимодействия на ЭЭР слабо развиты, базируются на упрощенном представлении электросетевой инфраструктуры и в целом ЕЭС России, что формирует дополнительные условия для искажения ценовых сигналов на рынке, приводит к неэффективной загрузке электрогенерирующего оборудования, ошибочным решениям по вопросам эксплуатации и развития электрических сетей и другим негативным последствиям;

- *роль государственных органов в формировании общих условий конкурентного предпринимательства:* процесс конкурентного взаимодействия субъектов ЭЭР серьезно искажается, «корректируется» в результате активного, избыточного вмешательства в его работу государственных органов (при непосредственном участии монополий). Указанная «корректировка» приводит к серьезным негативным последствиям. При этом с учетом того, что создание условий справедливой конкуренции в сфере производства, передачи и потребления электроэнергии является сложной стратегической государственной задачей, а ее решение требует не только глубокого научного анализа, технико-экономического обоснования, проектирования и запуска в работу важнейших элементов рынка (информационно-технологической платформы, системы инфраструктурного сервиса и др.), но и формирования новых процедур и механизмов работы указанного рынка, основанных на правилах справедливого поведения, ключевое значение приобретает роль государственных органов в привлечении к решению таких задач специалистов и экспертов высокой квалификации, которые, в рамках признанной государственной концепции в состоянии разработать и реализовать новый комплекс согласованных действий по развитию указанного рынка в целях повышения его эффективности;

- *соблюдение суверенитета потребителей:* условия конкуренции потребителей на современном российском ЭЭР серьезно деформированы, подавляющее большинство из них (как на ОРЭМ, так и на РРЭ) оказались практически вне сферы конкурентного выбора. Они остались, как и в советское время, в роли статистов, от которых на рынке практически ничего не зависит, в отличие от ситуации на классических конкурентных рынках, где потребитель занимает особую, «главную» роль в отношениях с поставщиками.

В целом, с учетом того, что современные рыночные институты все еще во многом препятствуют справедливой конкуренции и ограничивают возможности эффективного предпринимательства на ЭЭР, в России до сих пор не удастся решить положительно задачу повышения эффективности производства, передачи и потребления электрической энергии. Сравнительный анализ эффективности предпринимательства в указанной сфере деятельности показывает, что большинство показателей, характеризующих его эффективность имеют негативную динамику даже по сравнению с дореформенным «советским» периодом: значительно упала эффективность (полнота) использования установленной мощности электростанций; снизилась эффективность использования топлива на тепловых электростанциях; выросли потери электроэнергии в сетях; в отсутствие роста потребления резко выросли электросетевые активы: их доля в структуре цен на электроэнергию в 2 раза выше, чем в экономически развитых странах; выросла удельная стоимость строительства энергетических объектов; существенно увеличилась численность персонала при отсутствии роста потребления электроэнергии; наблюдается значительный рост дебиторской задолженности потребителей электроэнергии и сопутствующих услуг; электроэнергетика так и не стала привлекательной для инвестиций, особенно в условиях морального и физического старения оборудования (подробнее об этом см. [3]).

Таким образом, реализованного начиная с 1991 г. комплекса мер по переустройству отношений на российском ЭЭР оказалось недостаточно для формирования условий конкуренции, обеспечивающих заметное повышение эффективности предпринимательства в отрасли.

2.2. Развитие распределенной генерации, цифровизация и конкуренция на электроэнергетическом рынке

Коммерчески выгодное использование объектов распределенной генерации электроэнергии в значительной мере обусловлено развитием новых технологий и устройств, предназначенных для производства электрической энергии на относительно малых электрогенерирующих устройствах, функционирующих «распределенно», в непосредственной близости от электропотребляющих устройств в различных точках электроэнергетической системы (далее – ЭЭС), а также на территориях, не подключенных к единой ЭЭС. Доступные для широкого коммерческого

использования современные устройства генерации электроэнергии относительно небольшой мощности с интеллектуальной системой управления (газопоршневые, парогазовые установки, водородные топливные элементы, микротурбины, интенсивные котлоагрегаты, тепловые насосы и др.). открывают новые предпринимательские возможности коммерчески выгодного производства электроэнергии не только для традиционно функционирующих энергетических (генерирующих) компаний, но также и для иных субъектов указанного рынка, включая субъекты малого предпринимательства, а также различных потребителей электроэнергии.

Приближение точек «распределенной» генерации (производства) электроэнергии к точкам ее потребления создает условия для значимого снижения затрат на электроснабжение потребителей через исключение избыточных расходов на транспорт электроэнергии. В условиях, когда на современном российском ЭЭР доля платежей электросетевым организациям за передачу электроэнергии составляет 40–45% общей суммы платежей потребителей за электроэнергию (с учетом платежей за мощность)¹⁰, коммерческая эффективность электроснабжения для тех или иных потребителей может повышаться через развитие децентрализованного и даже индивидуального энергоснабжения с сопутствующей минимизацией избыточных расходов на передачу электроэнергии.

С появлением в составе ЭЭС современных «распределенных» энергоэффективных устройств (при том, что стоимость электроэнергии, производимой с их использованием, приближается к стоимости ее производства на тепловых электростанциях, работающих на угле и/или мазуте), генерирующих электроэнергию в точках, расположенных в непосредственной близости от центров потребления, на рынке все шире начинают реализовываться коммерчески выгодные сделки по поставке ее от такой распределенной генерации (с относительно невысокими расходами на ее передачу) по более привлекательным тарифам, чем от традиционных электростанций (ТЭС, ГЭС АЭС и пр.), поставка электроэнергии которых сопряжена со значительными расходами на ее передачу.

На российском ЭЭР развитие предпринимательства с использованием мощностей распределенной генерации электроэнергии демонстрирует хорошую динамику, несмотря на некоторое отставание от стран Евросоюза и Америки. По состоянию на 2017 г. совокупная мощность объек-

¹⁰ Оценка автора по данным расчетов на ЭЭР.

тов распределенной генерации в России специалистами оценивается в 23 – 24 ГВт, или 9–9,5% общей установленной электрической мощности электростанций в стране. В перспективе к 2035 г. распределенная генерация может обеспечить дополнительно до половины прогнозируемого дефицита генерирующей мощности в ЕЭС России – около 36 ГВт [5].

Таким образом, на российском ЭЭР развивающаяся распределенная генерация электроэнергии начинает конкурировать с централизованной энергетикой, она постепенно становится сопоставима по рыночной силе с функционирующими на рынке традиционными генерирующими компаниями, создавая действенное конкурентное давление. Поставщики, использующие для производства электроэнергии современные объекты распределенной генерации, а также значительное количество потребителей (или их агентов), движимые предпринимательской энергией, стремятся увеличить объем реализации коммерчески выгодных сделок по поставкам электроэнергии от указанных источников генерации. *Это активное стремление, с свою очередь, серьезно стимулирует процессы развития отношений в сфере оборота электроэнергии в направлении создания рыночной системы, позволяющей субъектам указанного рынка наблюдать предложения (по ценам, объемам, условиям поставок) различных поставщиков (как традиционных, так и распределенных – малых источников генерации), а также потребителей, сформулированных применительно к точкам подключения их объектов к электрической сети ЭЭ).* Это дает возможность принимать альтернативные решения и совершать действия по купле-продаже электроэнергии в зависимости от ценовых предложений в указанных точках ЭЭС.

Цифровизация¹¹, являясь общемировой тенденцией наряду с процессом развития распределенной генерации электроэнергии, формирует ключевые условия, стимулирующие развитие условий конкуренции на ЭЭР.

¹¹ Под термином «цифровизация» в настоящей работе рассматривается процесс стремительного расширения практики массового, системного применения самых разных (всевозможных) качественно новых «умных» устройств и технологий, обеспечивающих «интеллектуализацию» всех сфер и форм человеческой деятельности (предпринимательства, организации и управления производственными, экономическими, социальными, рыночными и иными процессами, включая процессы в сфере личностного функционирования, развития и творчества). Работа указанного нового поколения устройств и технологий базируется на использовании специально формируемой, упорядоченной информации, представленной в цифровом формате и применении специальных методов и средств создания, хранения, обработки, обмена и использования цифровой информации. В целом указанный процесс является продолжением и развитием выполненных на прежних этапах различных проектов по автоматизации всевозможных процессов.

В производственно-технологической сфере электроэнергетики цифровизация способствует развитию технологий, производственных процессов, связанных с оборотом электроэнергии, созданию новых более эффективных «интеллектуальных» способов прогнозирования, мониторинга и управления как элементами ЭЭС, так и указанной системой в целом. На базе создаваемых информационных систем, методов и инструментов «слабого» (applied) искусственного интеллекта постепенно формируются системы интеллектуального инжиниринга, настройки, восстановления технологических систем и систем управления. Важно отметить, что в процессе цифровизации также формируются новые технологические условия для одновременного параллельного функционирования в ЭЭС большой, распределенной и автономной генерации, в том числе возобновляемых источников энергии, систем хранения энергии, многофункциональных энергетических объектов (например, когенерационных и тригенерационных установок).

В сфере рыночных отношений на современных ЭЭР в условиях цифровизации реализуются различные проекты по развитию условий конкуренции.

В экономически развитых странах (Великобритания, Германия, Япония, США и др.) с использованием новых цифровых устройств и технологий делаются попытки создания и отработки новых элементов систем торговли электроэнергией (новых бизнес-моделей, сервисов), где субъекты могут реализовывать наиболее выгодные для себя сделки. В частности, уже появляются агрегаторы спроса, виртуальные электростанции, виртуальные распределенные накопители энергии, энергетическое хеджирование и пр. [9 и др.]. На указанных рынках его субъекты уже пробуют совершать сделки на ЭЭР исходя из конкурентной оценки ее стоимости, включая стоимость передачи и подключения к сетям, выбирать нужные им уровни надежности и качества энергоснабжения, самостоятельно определять необходимые резервы по генерации и распределительным сетям, давая обоснованные инвестиционные сигналы для развития энергетической отрасли и др. Реализуются меры, направленные на стимулирование участия активных потребителей электрической энергии и иных новых субъектов в конкурентных процедурах [10 – 12 и др.]. Принимаются меры для снижения барьеров входа на рынок и выхода с него потребителей и небольших компаний. В частности, разработанные британским регулятором новые стандарты гарантируют более надежную и быструю смену поставщика и предусматривают прямые компенсации поставщиков

потребителям, в случае невыполнения первыми своих обязательств [12 и др.]. В рамках мер по стимулированию участия новых субъектов в процедурах ЭЭР используются различные государственные программы поддержки производителей «чистой» энергии, а также механизмы, направленные на уменьшение использования «вредных» технологий (например, механизм поддержки цены углеводородов The Carbon Support Price, CPS в Великобритании [12]). Активно реализуются меры по развитию рынка электрической мощности, направленного на обеспечение надежности поставок электрической энергии при обеспечении необходимых уровней эффективности использования генерирующих мощностей ЭЭС. Разрабатываются новые подходы и методы оценки необходимых и достаточных объемов генерирующих мощностей ЭЭС для покрытия пиковых нагрузок, а также способы установления рыночных («справедливых») цен на резервные мощности, используемые в ЭЭС для обеспечения поставок электрической энергии с необходимыми (востребованными) уровнями надежности электроснабжения потребителей (аукционы, торги по продаже резервных мощностей для установления справедливого уровня цен и др.). В частности, рынок мощности Великобритании предусматривает предоставление всем участникам рынка, поставляющим мощность (новые и существующие электростанции), а также потребителям, которые добровольно сокращают спрос на электроэнергию, устойчивый, предсказуемый поток доходов (платежи за мощность). В обмен за такие платежи участники должны предоставлять в распоряжение оператора рынка свою мощность для покрытия нагрузки или поддержания резерва [12]. Внедрение «умных» приборов учета потребленной электрической энергии рассматривается в качестве важного фактора, способствующего развитию конкуренции на ЭЭР. Считается, что с учетом того, что умные приборы позволяют предоставлять более точную информацию потребителям и принимать правильные решения в отношении выбора подходящего им тарифа, следовательно, стимулируют потребительскую активность искать лучшие сделки на рынке и активность поставщиков формировать лучшие предложения, расширять выбор для потребителей. Осуществляется информационно-аналитическая поддержка функционирования и развития конкуренции на ЭЭР. В публикуемых для участников рынка материалах: доводятся результаты мониторинга цен и факторов, влияющих на них; дается оценка структуры оптовых энергетических рынков, включая количество участников рынка; оценивается доступность процедур входа на рынок и выхода с него, степень концентрации на рынке, наличие вертикальной интеграции;

характеристика рыночной власти поставщиков электрической энергии и услуг и др. [10, 12 и др.].

В российской электроэнергетике и на российском ЭЭР процесс цифровой трансформации серьезно отстает от соответствующих процессов в экономически развитых странах (несмотря на реализацию некоторых мер: разработка дорожных карт, концепций, пилотных проектов и т.п.). В рейтинге Всемирного экономического форума Россия в 2018 г. занимает 41-е место по готовности к цифровой экономике и 38-е место по экономическим и инновационным результатам использования цифровых технологий¹². В 2021 г. Россия в рейтинге цифровой конкурентоспособности (ведет швейцарская бизнес-школа IMD) расположилась на 42-й позиции¹³. Такое состояние иллюстрируют также материалы ПАО «Россети», см. рис. 1.

Отставание в развитии информационно-технологической базы современного российского ЭЭР во многом определяется тем, что многие ее элементы не востребованы в текущей предпринимательской практике субъектов в рамках действующей модели и правил указанного рынка.

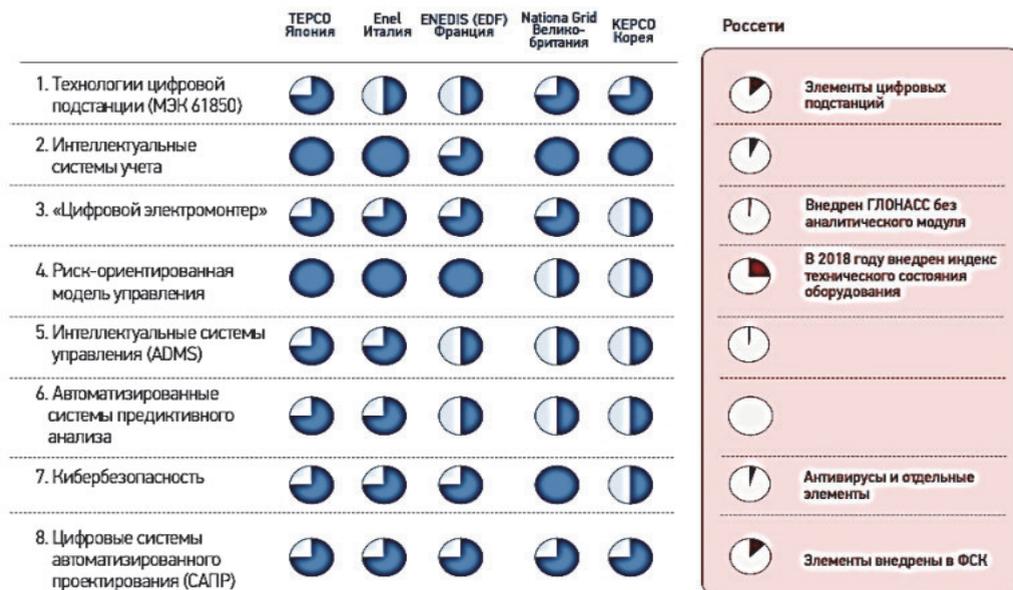
Наряду с тем, что цифровизация может потенциально сформировать информационно-технологические возможности для получения субъектами ЭЭР качественно новой ценовой информации, а также новые возможности использования этой ценовой информации для реализации коммерчески выгодных сделок на ЭЭР¹⁴, а в следствие этого может открыть качественно новые возможности массового (системного) вовлече-

¹² См. Рекомендации круглого стола (23.07.2018) на тему: «Законодательное обеспечение развития цифровой энергетики в России», утверждены решением Комитета Государственной Думы по энергетике №3.25-5/81 от 18 июля 2018 года, <http://www.komitet2-13.km.duma.gov.ru/Rabota/Rekomendacii-po-itogam-meropriyatij/item/16637855/>.

¹³ См. https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Россия_в_ИТ-рейтингах.

¹⁴ За счет использования открытых данных и открытых сервисных платформ, развития практики Интернета вещей (Internet of Things, IoT), использования социальных сетей, аналитических сервисов, геймификации новых практик взаимодействия инженерной и рыночной инфраструктуры с энергопринимающими устройствами, открываются возможности формирования новых ценностей и новых моделей поведения потребителей на рынке. В условиях функционирования новых киберфизических устройств преобразования и коммутации энергии, интеллектуальных системы управления, открытых сервисных платформ, технологий интернета вещей, поставщики электрической энергии, включая производителей электроэнергии на распределенных энергетических объектах (в том числе мобильных), активные потребители, пользователи устройств с управляемой нагрузкой получают технологическую возможность относительно простого подключения и пользования возможностями ЭЭС (... как это организовано ... при использовании Интернета) [9].

ния в рыночные процессы в сфере оборота электрической энергии (в том числе – в рамках новых способов их организации) миллионов новых субъектов, использующих для своего предпринимательства «умные» («цифровые») машины и устройства, *такие возможности на российском ЭЭР пока не реализованы.*



* Исследования Российского энергетического агентства, аналитические материалы Ernst and Young (2017, 2018)

Рис. 1. Лучшие мировые практики цифровой трансформации электросетевого комплекса (2018 г.) и место ПАО «Россети» [4]

Субъекты российского ЭЭР в условиях действующих ограничений, налагаемых на предпринимательство в данной сфере, даже не рассматривают большинство современных цифровых решений и продуктов в качестве необходимого инструмента при ранжировании целей и обдумывании планов их достижения в повседневной жизни в силу того, что указанные цифровые решения являются инструментами решения задач в иных, более справедливых и недеформированных условиях. Они в действующей системе взаимоотношений просто не востребованы.

Наряду с этим, с учетом того, что на прежних этапах реформирования российской электроэнергетики проблемы в формировании приемлемых условий конкуренции на ЭЭР были связаны (наряду с иными причинами) с неготовностью ее информационно-техно-

логической инфраструктуры к поддержке конкурентных рыночных механизмов, в текущих условиях развитие процессов цифровизации на ЭЭР становится важнейшим элементом и необходимым условием, позволяющим в новой модели ЭЭР реализовать технологии и механизмы, обеспечивающие качественно новый уровень конкурентного взаимодействия. При этом, процессы цифровизации на ЭЭР могут динамично, в полной мере развиваться только на фоне дополнительных энергичных профессиональных действий по развитию условий конкуренции на указанном рынке. Именно на ЭЭР с приемлемыми условиями конкуренции цифровые технологии будут востребованы и сформируют новые потенциальные возможности эффективного предпринимательства. Важно также и то, что создание и использование новых рыночных механизмов позволит получить наибольший эффект от инвестиций в интеллектуализацию различных процессов в отрасли.

Таким образом, возможный переход электроэнергетики к новому «цифровому» технологическому укладу потенциально может создать качественно новые условия для использования на ЭЭР (технологически сложной, инфраструктурной сфере предпринимательства) новых эффективных механизмов рыночного взаимодействия. Но для полноценной практической реализации указанных возможностей придется реализовать научно обоснованные меры по качественному изменению условий конкуренции на указанном рынке.

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРСПЕКТИВНОЙ «ЦИФРОВОЙ» МОДЕЛИ РОССИЙСКОГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА

3.1. Концептуальные основы формирования «цифровой» модели электроэнергетического рынка

В случае реализации научно обоснованных мер, направленных на развитие условий конкуренции на ЭЭР, к середине XXI в. в России может функционировать «цифровая» модель указанного рынка, в рамках которой его субъектам обеспечиваются приемлемые условия конкуренции, создаются условия для активного участия в конкурентных процедурах на ЭЭР не только «традиционным» его субъектам (крупным генерирующим, электросетевым, энергосбытовым компаниям, потребителям-субъектам ОР-ЭМ, инфраструктурным организациям ОРЭМ и др.), но также потребите-

лям электрической энергии и различным хозяйствующим субъектам, использующим для предпринимательства объекты распределенной и иной генерации электроэнергии.

Приемлемые условия конкуренции¹⁵ субъектов указанной «цифровой» модели ЭЭР основаны на следующих концептуальных подходах.

- *Производство, поставки, сбыт и передача электроэнергии рассматриваются как сферы, открытые для конкуренции.* Для обеспечения свободного конкурентного выбора, разрешены прямые конкурентные отношения покупателей (потребителей) и поставщиков электроэнергии и мощности с участием организаций технологической и торговой инфраструктуры указанного рынка.

- *Рыночные сделки осуществляются на базе физической электрической схемы ЕЭС России (иных ЭЭС), исходя из их технологической реализуемости и экономической целесообразности для участников.*

- *Система регулирования на ЭЭР строится на принципах саморегулирования субъектов указанного рынка с участием государственных структур.* Старая система регулирования, основанная на идее естественной монополии сферы электроснабжения, заменяется качественно иной системой регулирования, основанной на правилах и процедурах справедливой конкуренции, саморегулирования (с участием государственных структур) и координации предпринимательства в сфере электроснабжения.

- *Принципиально меняется роль потребителей на указанном рынке, они активно участвуют в конкурентных процедурах.*

- *На всем ЭЭР (включая ОРЭМ и РРЭ) организуется инфраструктурный сервис, предоставляющий широкие возможности для обмена рыночной информацией, а также для организации заключения и исполнения его субъектами свободных конкурентных сделок.* Указанный сервис

¹⁵ Необходимость использования понятия «приемлемых для текущего периода» условий конкуренции на ЭЭР (со свойствами указанного рынка, максимальной возможной степени соответствующими свойствам современных развитых рынков) определяется как динамикой процессов развития свойств различных рынков с развитой конкуренцией, так и проектов по распространению указанных свойств на ЭЭР. Развитие рыночных отношений во всех сферах человеческой деятельности, в том числе на ЭЭР является не одномоментным, а длительным постоянно развивающимся процессом. При этом в современных условиях (ускоренной цифровизации, внедрения новых технологий и пр.) процессы развития как свойств рынков с развитой конкуренцией, так и проектов по распространению указанных свойств на ЭЭР в экономически развитых странах ускоряются. Это в среднесрочной перспективе неизбежно приводит к изменениям представлений о приемлемых условиях конкуренции на ЭЭР.

базируется на единой организационной инфраструктуре, а также цифровой информационно-технологической платформе (далее – ИТП) и настроен на организацию и поддержку прямых конкурентных отношений между потребителями и производителями с поставкой электроэнергии по маршруту «производитель – потребитель».

- *Решения по оперативно-диспетчерскому регулированию и оптимизации режимов производства и потребления электроэнергии и мощности в ЭЭС базируются на совокупности решений его торгующих субъектов.* Эффективность диспетчерского регулирования в ЭЭС в условиях децентрализованных режимов ценообразования и прав собственности обеспечивается за счет координации на основе саморегулирования в сложных сетях при более низких транзакционных издержках независимых агентов, обладающих распределенной информацией и связанных «интеллектуальными» рыночными механизмами.

- *Реализуются рыночные подходы к обеспечению надежности энергоснабжения потребителей и обеспечению необходимых темпов развития технологической базы электроэнергетики (электрогенерирующих и электропередающих объектов).* Уровень надежности энергоснабжения потребителей определяется ими самостоятельно с учетом своих интересов и базируется на их платежеспособном спросе на электрогенерирующие и передающие мощности. Исходя из ценовых предложений различных поставщиков генерирующих и электропередающих мощностей (в том числе – резервных) потребители выбирают нужные им уровни надежности и качества энергоснабжения, покупая для этого резервы по генерации и по передаче электроэнергии, формируя рыночную оценку стоимости мощности генерации, передачи (подключения к сетям) и инвестиционные сигналы для развития энергетики (генерирующих и передающих объектов) регионов и страны. В рамках договорной системы ЭЭР фиксируются «стандартные» характеристики и показатели, обеспечиваемые поставщиками для каждой из категории надёжности, порядок и условия участия поставщиков и потребителей в рынке системных услуг, ответственность поставщиков электроэнергии за нарушения показателей «стандартной» надежности (ущерб от перерывов в электроснабжении) и др.

- *Государственные органы развивают рыночную систему в сфере оборота электроэнергии.* Ими реализуется программа развития и введение новых правил ЭЭР, во изменение действующих правил оптового и розничных рынков электроэнергии, направленных на создание приемлемых условий конкуренции на ЭЭР.

3.2. Процесс конкурентной торговли в рамках «цифровой» модели электроэнергетического рынка

Прямое конкурентное взаимодействия различных субъектов ЭЭР в процессе их предпринимательства с использованием возможностей ЕЭС России (иных ЭЭС) осуществляется в рамках структурированной архитектуры, обеспечивающей организационные, технологические и информационные условия такого взаимодействия (рис. 2).

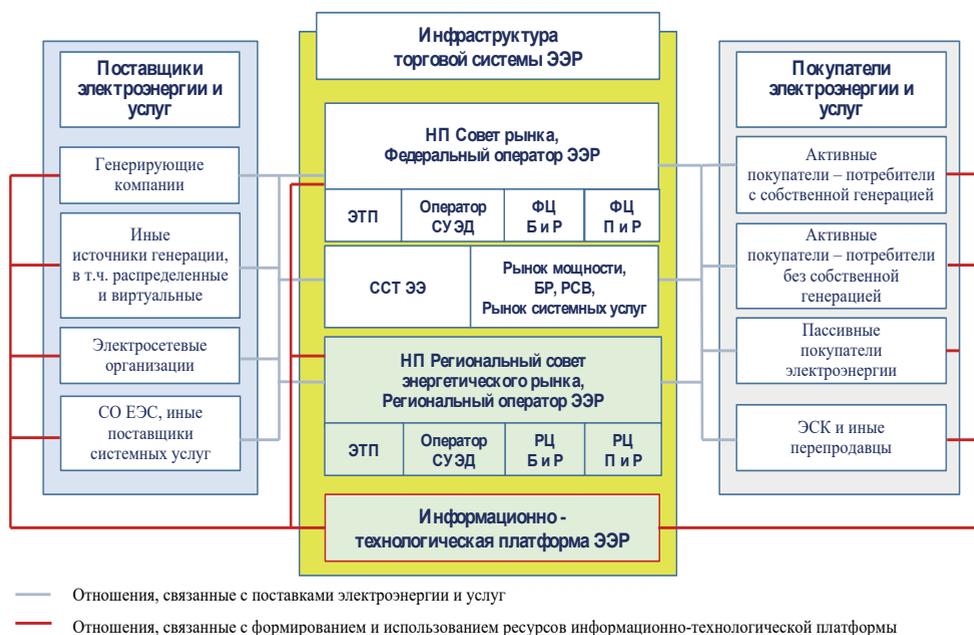


Рис. 2. Схема общей архитектуры ЭЭР¹⁶

Для реализации прямых конкурентных отношений на ЭЭР важнейшим является специальный *сектор свободной торговли электрической энергией* (далее – ССТ ЭЭ).

¹⁶ На рисунках 2–4 приняты следующие сокращения: ССТ ЭЭ – сектор свободной торговли электроэнергией; БР – балансирующий рынок ОРЭМ; РСВ – рынок на сутки вперед ОРЭМ; СУЭД – система управления энергоданными; ФЦ БР Э, РЦ БР Э – федеральный, региональный центр биллинга и расчетов за энергию; ЭТП – электронная торговая площадка; ФЦ П и Р, РЦ П и Р – федеральный, региональный центр прогнозирования и развития; ЕПД – единый платежный документ, ОГИВ – органы государственной исполнительной власти, ТГК – территориальная генерирующая компания, ОГК – оптовая генерирующая компания, ГК – генерирующая компания, ЭСК ГП – энергосбытовая компания – гарантирующий поставщик.

В ССТ ЭЭ (рис. 3) обеспечивается возможность совершения прямых двухсторонних сделок, с участием организаций технологической и торговой инфраструктуры, на поставку электроэнергии и услуг между их производителями (иными поставщиками) и потребителями в случаях, если они выгодны договаривающимся сторонам и технологически реализуемы с учетом издержек на передачу электроэнергии (мощности) от точек генерации до точек потребления. В указанном секторе торговые сделки по прямым договорам купли-продажи электроэнергии и услуг осуществляются без деления на ОРЭМ и РРЭ, вне зависимости от статуса их сторон на указанных рынках, исходя из технологической реализуемости поставки товаров от точек подключения к электрической сети источников генерации до точек подключения к ней электрооборудования потребителей.



Рис. 3. Схема взаимодействия субъектов ЭЭР в ССТ ЭЭ

На первых этапах своего развития ССТ ЭЭ функционирует параллельно с ОРЭМ и РРЭ, реализуются единичные прямые сделки в пилотных зонах. В дальнейшем количество таких сделок наращивается с посте-

пенным их распространением на основной объем поставок на рынке. Необходимые правовые основания для реализации сделок на ССТ ЭЭ фиксируются в правилах ЭЭР переходного периода.

В ССТ ЭЭ взаимодействуют, получившие статус субъекта рынка в торговой системе указанного сектора (заключившие договор о присоединении к торговой системе) поставщики электроэнергии и мощности, покупатели (потребители) электроэнергии и услуг, с ней связанных, а также электросетевые компании, системный оператор, федеральный и региональные операторы ЭЭР. Получению потребителями (покупателями) и поставщиками электроэнергии и мощности статуса субъекта рынка в секторе ССТ ЭЭ предшествует заключение ими с электросетевыми организациями договоров, предусматривающих присоединение к сетям и передачу фактических объёмов электроэнергии в рамках заключаемых прямых договоров её купли-продажи (от точек генерации до точек потребления). Представление присоединяемых к торговой системе субъектов в информационной системе ССТ ЭЭ осуществляется исходя из данных о физическом подключении генерирующих источников и потребительских электроустановок к сети. При этом указанные субъекты, подключаемые к торговой системе, должны обладать минимальным набором технических средств, таких как: системы измерений основных режимных параметров, с их передачей по системам телеметрии; средства учета объемов покупки/продажи электроэнергии, обеспечивающие их включение в системы сбора коммерческой информации (автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ); терминальные устройства, обеспечивающие взаимодействие с торговой системой ССТ ЭЭ. При позиционировании субъекта рынка как поставщика системных услуг он подтверждает свои технические возможности в оказании данного вида услуг.

Организации технологической инфраструктуры ЕЭС России (электросетевые компании и СО ЕЭС) на коммерческой основе участвуют в реализации сделок поставщиков и покупателей электроэнергии и мощности в ССТ ЭЭ.

Электросетевые компании обеспечивают: выдачу/получение электрической мощности в рамках договора на оказание услуг по технологическому присоединению к сети; передачу электроэнергии (мощности) по каждой сделке, совершаемой в ССТ ЭЭ; покупку электроэнергии в объё-

мах, необходимых для компенсации потерь; поставку и/или покупку, системных услуг; информационно-коммуникационную поддержку торговых операций.

При этом в ССТ ЭЭ предметом договора о технологическом присоединении к сети, в дополнение к действующему порядку оказания указанных услуг, становится использование (аренда) клиентом активов сетевой организации в объёмах, определяемых разрешённой максимальной электрической мощностью в точке присоединения, для последующего их использования получателем услуг для передачи электроэнергии (по каждой точке присоединения к электрической сети). За указанную «аренду» покупатель услуг оплачивает (ежемесячно) сетевой организации «арендную плату», в общем случае определяемую удельными расходами на содержание (и заданной рентабельностью) единиц электрических мощностей, установленных (эксплуатируемых) в данной сетевой организации. В пределах «арендованной» разрешённой максимальной электрической мощности потребитель услуг может когда-либо (в конкретной точке присоединения сети) совершать и исполнять сделки по купле-продаже электроэнергии и мощности (и/или сделки по передаче электроэнергии). При этом если клиенты сети имеют несколько точек присоединения к сети (например, потребители, эксплуатирующие электроустановки, отнесённые к 1 или 2 категории надежности и имеющие резервные точки присоединения к электрической сети) оплачивают «аренду» по каждой точке присоединения, независимо от фактических объёмов переданной по ним электроэнергии и мощности. Получатель данной услуги при изменении условий своей деятельности, возможностей (целесообразности) использования разрешённой максимальной («арендованной») мощности в точке присоединения имеет возможность снизить величину «арендуемой» у сетей мощности, вплоть до полного прекращения действия договора о присоединении («аренды» мощности) в конкретной точке присоединения. Высвобождаемая в указанных точках присоединения мощность может быть предложена сетевой организацией иным клиентам, готовым на коммерческих условиях «арендовать» мощность в точке присоединения. Величина «арендуемой» тем или иным клиентом разрешённой максимальной мощности может быть снижена или договор присоединения может быть расторгнут также по инициативе электросетевой организации при систематическом нарушении клиентом условий оплаты «арендованной» мощности.

В договоре на передачу электроэнергии определяются объемы и условия передачи электроэнергии через точки присоединения к сетям: объемы приема от генераторов, передачи по электрическим сетям и отпуска потребителям; условия обеспечения надёжности и качества передачи; порядок определения маршрута передачи и др.

СО ЕЭС обеспечивает оперативно-диспетчерское регулирование процессов производства, передачи и потребления в ЕЭС России в рамках действующего порядка оказания указанных услуг. При этом задания, выдаваемые (согласовываемые) СО ЕЭС в процессе координация работы субъектов ССТ ЭЭ не должны противоречить условиям, зафиксированным в торговых сделках на ССТ ЭЭ.

В ССТ ЭЭ осуществляется оборот следующих товаров.

- Электрической энергии, включая ее объемы, используемые сетями при её транспорте.
- Электрическая мощность – объемы активной и реактивной электрической мощности, в том числе обеспечивающие возможность резервирования. В порядке обеспечения принятого ими уровня надежности энергоснабжения, потребители в ССТ ЭЭ покупают, наряду с покупкой электроэнергии и иных услуг, связанных с ее поставками, резервную электрическую мощность генерации и электрических сетей, а также возможности регулирования нагрузки на рынке системных услуг.
- Услуги электросетевых организаций по технологическому присоединению к электрическим сетям.
- Услуги электросетевых организаций по передаче электрической энергии.
- Услуги по оперативно-диспетчерскому и технологическому управлению.
- Системные услуги, в ССТ ЭЭ все субъекты, включая потребителей, предоставляют возможность автоматического регулирования объемов потребляемой мощности (в предельных случаях – отключения) своих установок при возникновении аварийных и иных ситуаций в ЭЭС. При этом все случаи аварийного отключения электроустановок потребителей классифицируются в качестве услуги (в том числе вынужденной) потребителей, а объемы (стоимость) недополученной электроэнергии подлежат оплате в качестве стоимости системных услуг в соответствии с фиксируемыми в договорах тарифами.

- Инфраструктурные услуги по поддержке рыночных процедур и механизмов, оказываются федеральным или региональными операторами ЭЭР. Включают услуги по: присоединению к торговой системе ССТ ЭЭ; использованию электронных торговых площадок – ЭТП; коммерческому учету и управлению энергоданными; расчетам, биллинговым и клиринговым операциям, прогнозированию и оптимизации развития ЭЭС.

- Услуги информационно-коммуникационного характера, оказываются с использованием единой распределенной информационно-технологической платформы и его базовой части – математической модели ЭЭС (далее – ММЭ), предоставляя субъектам возможность использования ресурсов ИТП для совершения и реализации сделок в ССТ ЭЭ, включая возможности моделирования различных вариантов взаимодействия с поставщиками и покупателями на рынке.

Сделки в ССТ ЭЭ совершаются с участием организаций федеральной или региональной торговых систем, оказывающих инфраструктурные услуги на ЭЭР (рис. 4). Сделки могут совершаться, в том числе, на различных сессиях ЭТП («текущие сделки», – пятиминутные торговые сессии, реализуют механизм торговли в режиме, близком к реальному времени; «краткосрочные сделки», – торговля на будущие сутки, неделю и месяц; «долгосрочные сделки», – торговля на будущий год и на долгосрочные, до 5 лет, периоды), функционирующих на принципах «двойного аукциона».

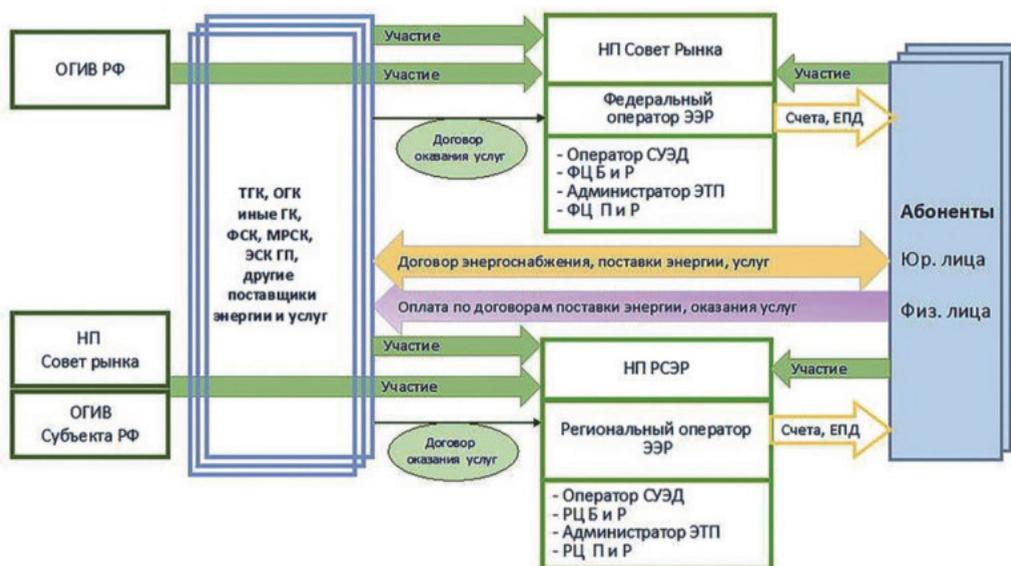


Рис. 4. Взаимодействие продавцов (поставщиков) и покупателей (потребителей) в ССТ ЭЭ с использованием услуг инфраструктурных организаций торговой системы

Формирование ССТ ЭЭ сопровождается *развитием организаций технологической и торговой инфраструктуры ЭЭР*.

Деятельность организаций технологической инфраструктуры – электросетевых организаций, а также системного оператора ЕЭС России эволюционно изменяются исходя из их роли в процессе конкурентной торговли в ССТ ЭЭ.

Качественное развитие получают организации торговой инфраструктуры – федеральный и региональные операторы ЭЭР. Федеральный оператор ЭЭР (далее – ФОЭР) рационально формировать на базе развития структур Ассоциации «НП Совет рынка», с некоторой доработкой их функционала. На региональном уровне, субъекты этого сектора рынка создают саморегулируемую организацию: Ассоциацию «НП Региональный совет энергетического рынка» (далее – «НП РСЭР»). «НП РСЭР» учреждает и организует функционирование регионального оператора ЭЭР – ПАО «Региональный оператор электроэнергетического рынка» (далее – РОЭР). Целевой задачей «НП РСЭР» и его дочерней структуры ПАО «РОЭР» является оптимизация, повышение эффективности ЭЭР в своем регионе обслуживания, достигаемая за счет выполнения таких функций как: разработка и организация исполнения региональных регламентов ЭЭР; организация инфраструктурных услуг по информационной и операционной поддержке предпринимательства, связанного с куплей-продажей электроэнергии и услуг в ССТ ЭЭ; организация мониторинга показателей эффективности ЭЭР; разработка и организация мер по повышению его эффективности; анализ результатов диспетчерского регулирования на ЭЭР и разработка предложений по повышению её эффективности; организация рассмотрения споров и заявлений субъектов по вопросам взаимодействия на ЭЭР.

ФОЭР и РОЭР оказывают инфраструктурную поддержку конкурентного взаимодействия субъектов ЭЭР в рамках функционирования торговой системы ЭЭР по следующим важнейшим направлениям.

- *Организация работы ЭТП* через: оформление допуска субъектов рынка к торговой системе; организация торговых сессий; учет сделок на рынке; фиксация и доведение до субъектов рынка результатов торговых операций; прекращение доступа к рынку при нарушении правил рынка, условий оплаты и другие. Синхронизированные между собой ЭТП с общей схемой организации торговых операций обеспечивают возможности участия субъектов рынка в процессах и процедурах рынка, в частности,

таких как: сетевые подключения/отключения; регистрация в торговой системе; доступ к данным ММЭ и получение текущей информации о ценах на торговых площадках; оформление сделок; управление расчётами, лицевыми счетами; получение аналитики. Совокупность ЭТП строится по иерархическому принципу с привязкой их к определенному классу и фрагменту сетевой инфраструктуры ЭЭС. Региональные ЭТП могут базироваться на регионах обслуживания региональных сетевых компаний (далее – РСК) с присоединением соответствующих регионов обслуживания территориальных сетевых организаций (далее – ТСО). ЭТП федерального уровня базируются на электрических сетях Единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС). Функции торговой площадки ССТ ЭЭ федерального уровня логично освоить существующей торговой системе, с введением дополнительного сектора – ССТ ЭЭ, и с некоторой доработкой регламентов и процедур, которые в настоящее время выполняет ОАО «АТС» совместно с ОАО «ЦФР». На торговой ЭТП федерального уровня, кроме организации торговых операций, выполняется координация всей торговой системы. Разделение ЭТП по уровням решает ряд методических и технических проблем: единство методических подходов, оптимальное использование инфраструктуры, простота доступа, организация управления и взаимодействия в рамках структур некоммерческих партнерств и др. Данная структура позволяет учитывать при организации сделок на рынке возможные сетевые ограничения и создавать условия максимального использования возможностей обмена при территориальной и электрической близости покупателя и продавца товара.

- *Администрирование системы управления энергоданными (далее – СУЭД)* в целях формирования и предоставления субъектам ЭЭР достоверных данных, используемых ими в технологических и коммерческих целях (первичных измерений режимных параметров; режимных параметров, прошедших обработку через оценку состояния; данных первичного учета электроэнергии; данных учета, прошедших процедуру анализа и восстановления; данных для расчетов по сделкам на ЭЭР).

- *Расчетно-биллинговый сервис*, обеспечивает прозрачные, контролируемые субъектами рынка прямые взаиморасчеты за энергию и услуги (учет договоров и сделок; расчет стоимости поставленной энергии, услуг; организация взаиморасчетов, формирование и направление платежных документов плательщикам; контроль платежей, взаимодействие с неплательщиками, включая претензионно-исковую работу и организацию от-

ключения неплательщиков; разноска платежей по лицевым счетам, формирование отчетности для поставщиков и потребителей; формирование отчетности и аналитики по взаиморасчетам; информационный обмен с ОАО «АТС» и иными инфраструктурными организациями ЭЭР).

• *Организация управления развитием региональных ЭЭС и ЕЭС России* в целях их оптимизации, включая: разработку подходов к развитию ЭЭС и надёжности электроснабжения; разработку условий, процедур и порядка присоединения субъектов к электрическим сетям; разработку прогнозов производства и потребления электроэнергии и мощности, прогнозов развития ЭЭС и их публикация для субъектов ЭЭР; анализ аварийности в ЭЭС, разработку и организацию исполнения программ по ликвидации «узких мест» в ЭЭС; оценку фактических и необходимых уровней резервов мощностей в ЭЭС; разработку, организацию утверждения и исполнения контрольных показателей уровней резервов генерирующих и сетевых мощностей; формирование и реализацию процедур по оптимизации развития ЭЭС и инвестиционных программ поставщиков энергии и услуг, в том числе процедур по оптимизации уровня резервов в генерации и в сетях; организацию разработки и исполнения долгосрочных специальных соглашений субъектов рынка по оптимизации использования ресурсов в ЭЭС.

Для информационно-технологической поддержки процессов конкурентной рыночной торговли на ЭЭР создается пространственно-распределенная информационная система (ИС ЭЭР) с унифицированным высокоскоростным доступом и специальными средствами защиты, включая систему кибербезопасности. Она обеспечивает функционирование ЭТП, ММЭ, СУЭД, торговых приложений, а также порталных решений, поддерживающих работу сотрудников (агентов) субъектов на ЭЭР. ММЭ, являясь частью распределенной ИС ЭЭР, служит информационной базой при организации технологического и рыночного взаимодействия субъектов ЭЭР, в том числе в режиме реального времени. Для организации коммерческих отношений в ММЭ обеспечивается набор функций по формированию и исполнению сделок на ЭЭР, включая ССТ ЭЭ (прогнозирование будущих состояний ЭЭС; определение ограничений по возможности передачи электроэнергии как внутри торговых площадок, так и между ними; выявление наиболее предпочтительных связей между субъектами рынка при оценке сделок, в том числе на двусторонней основе; прогнозирование тарифов для заявок поставщиков и потребителей; прогнозирование

ние тарифов на передачу электроэнергии между точками поставки и точками потребления при организации двусторонних отношений продавцов и покупателей в ССТ ЭЭ; определение величин потерь электроэнергии на рынке, их разнесение по отношению к субъектам рынка; обеспечение связности торговых площадок между собой, в том числе относимых к различным уровням; оценка возможности и эффективности подключения новых субъектов рынка к электрической сети и др.). Субъекты рынка по этим моделям оценивают свои экономические стратегии, целесообразность и возможности их реализации. Кроме использования в торговой системе ЭЭР, ресурсы ММЭ позволяют комплексно решать вопросы организации управления технологической частью ЭЭС: выполнять оценку текущего состояния ЭЭС; оптимизировать процессы передачи электроэнергии (повышение пропускной способности связей и сечений и снижение потерь при передаче электроэнергии) путем воздействия на активные элементы сети; выявлять наиболее уязвимые точки или районы ЭЭС, в которых могут возникнуть аномальные состояния; осуществлять противоаварийное управление с целью предотвращения и ликвидации аномальных состояний при их возникновении; осуществлять прогнозирование будущих состояний ЭЭС на краткосрочный период и на различные долгосрочные периоды и другие.

3.3. Ценообразование в «цифровой» модели электроэнергетического рынка

Цены и тарифы на товары, реализуемые на ЭЭР вне рамок ЭТП, определяются сторонами самостоятельно исходя из их экономических предпочтений. При этом цены и тарифы на объемы электрической энергии, мощности и системных услуг, реализуемые через сохраняющиеся «традиционные» сектора ОРЭМ (рынок мощности, БР, РСВ, рынок системных услуг) определяются в соответствии с принятыми для этих секторов ОРЭМ методиками (с соответствующими изменениями, связанными с функционированием ССТ ЭЭ).

Ценообразование в процессе торговли через ЭТП предусматривает подачу ценовых предложений (заявок) субъектов рынка (для различных временных периодов) с обратной ценовой связью, позволяющих уточнять объемы купли-продажи в ответ на изменение цен по схеме «двойного аукциона».

Для выбора контрагента сделки по двухстороннему контракту, субъектам рынка через торговую систему предоставляется возможность оценки ценовых предложений, пересчитанных применительно к условиям в точках сети, наиболее близких к точкам их присоединения. Поставщики – источники генерации заявляют объемы и цены предложений в точках поставок (генерации), при этом объемы и ценовые предложения с использованием ММЭ транслируются на все точки присоединения потребителей, зарегистрированных в ССТ ЭЭ с учетом корректировки на величину потерь в сетях. В результате этого, заявки поставщиков наблюдаются потребителями в точках их подключения с учетом их корректировки на величины потерь в сетях (по объему и по ценам или стоимости). Кроме этого, для потребителей доступна информация о стоимости передачи предложенного в заявке поставщика объема электроэнергии.

Покупатели (потребители) заявляют объемы и цены предложений в точках подключения своих электроустановок к сети. При этом заявки покупателей, с использованием ММЭ транслируются на все точки поставок генерации, участвующих в ССТ ЭЭ с корректировкой на величины потерь в сетях, и наблюдаются в точках генерации с учетом их корректировки на величины потерь в сетях (по объему и по ценам или стоимости). Кроме этого, в точках генерации (поставки) доступна информация о стоимости передачи предложенного в заявке покупателя объема электроэнергии.

В информационных комплексах ЭТП предусмотрена реализация функций: проверки допустимости исполнения предполагаемого двухстороннего контракта на предмет наличия или отсутствия ограничений при передаче электроэнергии по данному маршруту поставки (при этом учитываются объемы поставок по «внебиржевым» двухсторонним сделкам поставщиков и покупателей, принятые к учету на торговых площадках); перерасчета объемов, цены и стоимости поставок в заявках поставщиков (покупателей) в точках покупки (поставки), расчёта пропускной способности сетей, расчета потерь, определения стоимости услуг по передаче электроэнергии (предоставляются клиентам, предварительно «арендовавшим» разрешённую электрическую мощность электросетевой организации, при этом, если размер платы за «аренду» мощности сетей может основываться на возмещении условно-постоянных расходов и заданной рентабельности электросетевой организации, то размер тарифа на передачу – на возмещении расходов, связанных с потерями электроэнергии в сетях при её передаче).

На порталах ЭТП в режиме реального времени отображаются все физически реализуемые и актуальные для данной торговой сессии заявки продавцов и покупателей. По результатам анализа заявок продавцов-поставщиков по цене, условиям и стоимости передачи (определения цены покупки электроэнергии в точках подключения своих устройств к электрической сети с учетом цены генерации и издержек на транспорт) покупатель принимает решение о заключении сделки с конкретным поставщиком, сообщая ему об этом через ЭТП. После проверки возможностей её реализации, в том числе по сетевым ограничениям, ЭТП подтверждает контрагентам возможность такой поставки. Аналогичная процедура предусмотрена при выборе продавцами заявок покупателей.

В торговой системе предусматривается выбор потребителем требуемого ему (и доступного по стоимости) уровня надёжности для конкретных точек присоединения: параметров уровней резервирования мощности генерации, а также резервирования маршрутов передачи электроэнергии (потребители, приобретающие электрическую энергию и мощность для подачи на электроустановки 1 и 2 категории надёжности покупают электрическую мощность в размере 100% фактически потребляемой мощности – по генерации и максимальной разрешённой мощности – по электрическим сетям). Для конкретных точек покупки торговая система предлагает выбрать вариант резервирования и регулирования мощности поставки (от конкретных генераторов), а также резервирования маршрутов поставки по сети и поддержания показателей качества электроэнергии в точках покупки. Данные услуги могут быть оказаны через рынок мощности с выбором конкретного контрагента с фиксацией условий обеспечения надёжности и качества поставки электроэнергии в данную точку покупки. Торговая система предусматривает также возможности участия потребителей и иных субъектов ЭЭР в рынке системных услуг с получением выручки за оказанные услуги по ценам, сложившимся на рынке.

Заключение

Свойства современного российского ЭЭР еще далеки от свойств рынков с развитой конкуренцией. При том, что некоторые результаты реформ электроэнергетики, прежде всего на ОРЭМ, соответствуют логике развития рыночных отношений, имеются важнейшие элементы рыночных свойств (механизмов), которые присущи рынкам с развитой конкуренцией.

Но в российской электроэнергетике еще не внедрены или не соответствуют указанным свойствам и характеристикам. В текущих условиях на российском ЭЭР применяются во многом недружественные к потребителям правила и процедуры рынка, действуют избыточная система регулирования, сложная и неудобная для потребителей система доступа к услугам инфраструктуры, нерыночные механизмы инвестирования в отрасль. В своей совокупности текущие свойства российского ЭЭР определяют низкую эффективность предпринимательства в указанной сфере деятельности, формируя значимые стимулы к выходу потребителей из ЕЭС России и переходу на локальные системы энергоснабжения, что в свою очередь приводит к дополнительному снижению эффективности ЕЭС России в результате уменьшения объемов отпускаемой из этой ЭЭС энергии и вызванного этим роста удельных издержек.

Одновременно с этим, текущие процессы развития распределенной генерации электроэнергии и цифровизация формируют информационно-технологические условия и дополнительные мощные стимулы для запуска качественно нового конкурентного взаимодействия субъектов на указанном рынке.

В таких условиях целесообразно реализовать новый комплекс научно обоснованных мер по развитию российского ЭЭР, на принципиально новой информационно-технологической платформе решить задачу обеспечения на указанном рынке приемлемых условий конкуренции, сформировав системную основу повышения эффективности процесса электроснабжения.

Литература

1. Мизес, Л. Человеческая деятельность: трактат по экономической теории / Мизес, Людвиг фон. пер. с 3-го англ. изд. А.В. Кураева. – Челябинск: Социум, 2005.

2. Кузьмин, В.В. Концептуальные основы развития конкуренции на электроэнергетическом рынке в условиях цифровизации. Т. 1: монография / В.В. Кузьмин. – Москва: РУСАЙНС, 2021.

3. Кузьмин, В.В. Концептуальные основы развития конкуренции на электроэнергетическом рынке в условиях цифровизации. Т. 2: монография / В.В. Кузьмин. – Москва: РУСАЙНС, 2021.

4. Ливинский, П.А. Цифровая трансформация 2030, доклад генерального директора компании «Россети» на Совете директоров 21.12.18 г. – URL: https://www.mrsk-volgi.ru/i/files/2019/2/7/doklad_p.a._livinskogo_21.12.018.pdf. (дата обращения: 05.09.2020)
5. Распределенная энергетика в России: потенциал развития. [Электронный ресурс] /Алексей Хохлов, Юрий Мельников, Федор Веселов, Энергетический центр Московской школы управления Сколково, январь 2018. 89 с. – URL:https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER-3.0_2018.02.01.pdf, свободный (дата обращения 11.02.22 г.)
6. Уэрта де Сото, Х. Австрийская экономическая школа: рынок и предпринимательское творчество / Хесус Уэрта де Сото; пер. с англ. Б.С. Пинскера / под ред. А.В. Куряева. - Челябинск: Социум, 2009.
7. Уэрта де Сото, Х. Социализм, экономический расчет и предпринимательская функция / Хесус Уэрта де Сото; пер. с англ. В. Кошкина / под ред. А. Куряева. М. – Челябинск: ИРИСЭН, Социум, 2008.
8. Хайек, Ф. Право, законодательство и свобода: современное понимание либеральных принципов справедливости и политики / Фридрих Август фон Хайек, пер. с англ. Б. Пискнера и А. Кустарева под ред. А. Куряева. – М., ИРИСЭН, 2006.
9. Цифровой переход в электроэнергетике России. Экспертно-аналитический доклад / Ред. В.Н. Княгинин В.Н., Холкин Д.В., Москва, Центр стратегических разработок, сентябрь 2017. 46 с. – URL: https://www.csr.ru/uploads/2017/09/Doklad_energetika-Web.pdf, свободный (дата обращения: 30.01.2022 г.)
10. Quarterly Report 2020 – Quarterly Report on European Electricity Markets with special focus on the impact of the pandemic Observatory for Energy DG Energy Volume 13 (issue 1, first quarter of 2020)/ <https://office.com/getword>.
11. Retail competition 2011 – Retail competition in Texas: A Success Story [Электронный ресурс] // Public Utility Commission of Texas. – Режим доступа: http://www.puc.state.pa.us/electric/PDF/RetailMI/EnBanc060811-P-PUCTX_Opening.pdf, 8 June 2011, свободный (дата обращения: 03.11.2019).
12. State 2019 – State of the Energy Market 2019 Ofgem. London, 2019 P.52. – URL: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/state-energy-market-2019>, свободный (дата обращения 30.1.2022).

*«Модернизация догоняющего типа всегда враждебна
любой «уникальности» на пути
саморазвития и подлинного обновления»*

ЦЕЛЕВОЕ ВИДЕНИЕ ТРАНСФОРМАЦИИ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ПЕРИОД ДО 2050 г. С МАСШТАБНЫМИ ИЗМЕНЕНИЯМИ В НОРМАТИВНО- ПРАВОВОЙ БАЗЕ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ (ВИДЕНИЕ АВТОРА 2050 г.)

Кутовой Г.П.,

к.т.н., д.э.н., профессор, заслуженный энергетик России,
научный руководитель Центра экономических методов
управления в энергетике КЭУ НП «КОНЦЕЭС»,
заместитель председателя Комитета энергетической
стратегии и развития ТЭК ТПП РФ

Введение

30 лет реформ – достаточный период времени, когда можно оглянуться назад и осмыслить проделанную работу, оценить ее результаты и предложить вариант решения накопившихся проблем в виде продолжения реформ, в первую очередь, в сфере торгово-экономических отношений между энергетическими компаниями и потребителями энергоресурсов в реальном секторе экономики. Это очень важно обсудить в период начала очередного технологического уклада в электроэнергетике на базе ее декарбонизации, внедрения технологий интеллектуализации ведения ее режимов работы с цифровизацией управленческих функций.

Комплекс отношений субъектов в процессах оборота электроэнергии и соответствующего ценообразования в целях динамического обеспечения баланса экономических интересов производителей электроэнергии и тепла, транспортных систем по передаче и распределению энергоресурс-

сов, а также потребителей энергии – это процесс постоянного совершенствования правил оптовой и розничной торговли электроэнергией и теплом, который должен предусматривать антимонопольное и ценовое регулирование взаимоотношений купли/продажи товаров и услуг с эффективным вовлечением в процесс принятия тарифно-балансовых решений всех заинтересованных сторон, обеспечивая прозрачность принимаемых решений.

Перекосы в ту или иную сторону такого баланса по разным причинам по незнанию или преднамеренно раньше, или позже, но обязательно обусловят экономическую стагнацию с отрицательными социально-экономическими последствиями. Об этом четко сказано в Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации [1]. Развитие топливно-энергетического комплекса России и основные направления развития электроэнергетики определены в Энергетической стратегии России на период до 2035 г. [2].

На основании проведенного анализа технических экономических результатов реформирования электроэнергетики, по общему мнению экспертного сообщества и руководства Минэнерго России, достигнут консенсус в том, что к настоящему времени в рассматриваемой сфере существенно нарушены и экономические интересы и законные права промышленных потребителей настолько, что энергетика стала реальным тормозом инновационной модернизации и развития предприятий реального сектора экономики [3 – 6] по, в основном, четырем причинам.

Во-первых, государство, проводя политику льготирования цен (тарифов), допустило серьезный ценовой перекося, при котором цены для населения и социальной сферы в нашей стране самые низкие по сравнению с развитыми зарубежными странами, а для предприятий реального сектора экономики цены на электроэнергию самые высокие. В условиях открытой экономики в рамках ВТО отечественный производитель на устаревших технологиях и основных производственных фондах теряет конкурентоспособность на товарных рынках не только за рубежом, но и на отечественном рынке. Только за счет перекрестного субсидирования у промышленных предприятий ежегодно безвозмездно изымается свыше 400 млрд руб., которые могли бы быть направлены как на технологическое обновление, так и на повышение заработной платы работникам предприятий.

Во-вторых, в силу разных причин и амбициозных намерений отраслевых министерств и ведомств в разрабатываемых вариантах энергетических стратегий на перспективу принимаются существенно завышенные от реально вероятных значений темпы роста экономики, соответственно, завышен спрос на энергоресурсное его обеспечение в нашей стране, что позволяет энергетическим и электросетевым компаниям предлагать для утверждения Правительством РФ завышенные инвестиционные программы.

Финансирование реализации таких программ в конечном итоге осуществляется за счет инвестиционной составляющей в цене (тарифе) на энергию для предприятий реального сектора экономики. Величины изъятых финансовых средств из реального сектора экономики за весь 30-летний период можно оценить стоимостью излишне накопленных и невостребованных энергетических мощностей по стране в объеме около 60 млн кВт [5] с соответствующими электрическими сетями для выдачи и распределения их мощности. А это значит, что из реального сектора экономики за 30 лет постсоветского периода было изъято в сферу развития системной электроэнергетики почти 11 700 млрд руб. Такие инвестиции можно было бы оправдать, если бы произошло выбытие соответствующих старых мощностей электростанций и потребитель не содержал бы за свой счет их эксплуатацию. Содержание устаревших основных производственных фондов в электроэнергетике за счет цен (тарифов) на электроэнергию для промышленных предприятий существенно увеличивает вышеуказанную величину финансовых изъятий у предприятий реального сектора экономики, которая с учетом разного рода перекрестного субсидирования оценивается величиной почти 1,0 трлн руб/год. Завышенный и не подтвердившийся спрос на электроэнергию при успешной реализации инвестиционных программ как в генерации, так и в электросетевом строительстве за счет потребительских цен (тарифов) потребителей обусловили снижение эффективности работы фактически всех тепловых электростанций с агрегатами разного типа (табл. 1, рис. 1.1).

В силу изложенных ценовых перекосов сложилась парадоксальная ситуация, при которой предприятия реального сектора экономики вынуждены включать в стоимость своей продукции завышенные платежи за энергоресурсы и тем самым с лихвой отбивать у потребителей свои потери от перекрестного субсидирования цен (тарифов) для населения и социальной сферы.

**Балансы мощностей в период совмещенного графика
электрических нагрузок**

№ п/п	Характеристики мощностей	Ед. изм.	Годы			
			2017	2018	2019	2020
1	Установленная мощность	ГВт	237,4	243,9	247,9	246,8
	в т. ч. недоступная	ГВт	50,8	48,6	54,4	52,3
	из нее:					
	• ограничения	ГВт	18,9	20,5	21,9	20,0
	• плановые ремонты	ГВт	11,5			
	• аварийный ремонт	ГВт	4,5	3,9	3,3	2,4
	• невыпускаемые резервы	ГВт	15,7	12,0	12,0	12,3
2	Выпускаемые резервы	ГВт	37,0	44,6	40,0	45,7
3	Максимум нагрузки	ГВт	152,1	153,6	152,5	152,0
4	Расчетный резерв балансовой надежности от максимума нагрузки	%	20/12	20/12	20/12	20/12
	то же	ГВт	30,4/18,3	30,7/18,4	30,5/18,3	30,4/18,2
5	Необходимая располагаемая мощность	ГВт	182,5/170,4	185,3/171,0	183,0/170,8	182,4/170,2
6	Невостребованная установленная мощность	ГВт	54,9/67,0	58,6/71,9	64,9/77,1	64,4/76,6

Источник: АО «СО ЕЭС»

В-третьих, экспорт электроэнергии в соседние страны за весь пост-плановый период сократился в два раза и тем самым содержание недоиспользованных установленных генерирующих мощностей также переложено на отечественных потребителей электроэнергии.

В-четвёртых, к настоящему времени все более отрицательно сказывается слишком большая концентрация полномочий в сфере энергетики на федеральном уровне в ущерб полномочий субъектов РФ, которые в процессах реструктуризации и приватизации фактически отстранены от решения вопросов развития системной энергетики и тем самым от ответственности перед своими жителями за состояние системы их жизнеобеспечения, каковой является и электроэнергетика. Участие региональных исполнительных органов в ценовом регулировании местных естественных монополий оказалось не достаточным и, следовательно, малоэффективным. В такой ситуации у Федерального центра до решения местных проблем порой «руки не доходят», и иногда приходится спасать ситуацию временным замораживанием тарифов, а в аварийных ситуациях на местах – силами МЧС России.

Представляется, что в условиях продолжающегося пандемического и экономического кризиса в нашей стране, когда изыскиваются финансовые средства и механизмы поддержки предпринимателей в реальном секторе экономики, необходимо пересмотреть формы и методы практикуемого государственного регулирования электроэнергетики с выстраиванием такой структуры торгово-экономических отношений её субъектов с потребителями электроэнергии и тепла, при которой справедливый и прозрачный рынок начинался бы с построения непосредственно конкурентных региональных рынков электроэнергии (КРРЭ). На таком рынке потребитель должен иметь право выбора для себя производителей (поставщиков) энергии или от местных электростанций, или от поставщиков с оптового рынка, или построить свою собственную электростанцию для самоэнергообеспечения, если тот или иной вариант для него окажется более экономичным. Необходимо отказаться от госрегулирования цен (тарифов) методом индексации под прогнозные показатели, которым консервируются на перспективу все недостатки так называемых базовых цен (тарифов). Необходимо вернуться к процедурам гласного публичного экспертного рассмотрения заявок энергокомпаний на повышение цен с анализом целевого и эффективного использования собранных с потребителей средств за отчетный период. Именно такой принцип регулирования позволит постепенно отказаться от всякого перекрёстного субсидирования и перейти на нормальные партнерские отношения между всеми субъектами рынка.

Что касается финансовых механизмов финансирования инвестиционных проектов в электроэнергетике, то их необходимо пересмотреть, исходя из неограниченных возможностей правовых основ создания и увеличения капитализации акционерных компаний в электроэнергетике с участием потребителей энергии в качестве инвесторов со всеми вытекающими из этого для них правами и обязанностями. В нашей стране различные формы акционирования весьма «успешно» были использованы для приватизации государственной собственности в 90-е гг., а вот для решения инновационного развития реального сектора экономики и для развития электроэнергетики, в частности, как будто забыли о формах создания «кофейни на паях», предпочитая формы централизованные, без всякого риска, сборы денег через механизмы ценообразования на энергоресурсы и безвозмездное присвоение вновь созданного за этот счет имущества энергетическими компаниями. Все риски при таком подходе полностью переложены на потребительский сектор, что существенно ограничивает предпринимательскую активность и снижает конкурентоспособность.

В результате выполненного анализа хода постплановых реформ по модернизации отечественной энергетики по западным аналогам и алгоритмам приватизации можно констатировать, что в который раз наша страна проводит свою модернизацию догоняющего типа и пока с неудовлетворительными результатами.

Поэтому проведенная реструктуризация и приватизация электроэнергетического комплекса России пока не получили своего завершения в виде совершенных рыночных механизмов хозяйствования, гармонично сочетающих экономические интересы потребителей и всех субъектов рынка электроэнергии. А значит, реформы должны быть продолжены с учетом всего разнообразия факторов социально-экономического развития субъектов Российской Федерации и возможностей развития эффективного энергообеспечения с учетом перспективного видения предстоящих технологических изменений в производственной сферах как электроэнергетики, так и изменений в сферах энергопотребления, имея ввиду все более эффективный переход на ценозависимое потребление и все более активное участие энергопотребителей (просьюмеров) на рынке системных услуг в решении вопросов регулирования режимов работы электроэнергетических систем на возмездных условиях.

Роль государственного регулирования и ответственность за принимаемые балансово-тарифные решения должна быть более четко законодательно определена и разделена на федеральном уровне между Правительством РФ, министерствами и регулирующими ведомствами, а также между Правительством РФ и региональными органами власти, и муниципалитетами.

Зарубежный опыт развитых в экономическом отношении стран свидетельствует о том, что, во-первых, правила регулирования в разных странах существенно отличаются между собой, и, во-вторых, что процесс совершенствования правил торговли энергоресурсами – это процесс фактически непрерывный, так как постоянный мониторинг состояния отношений субъектов и ценообразования на продукцию и услуги энергокомпаний и потребителей в процессах оборота электроэнергии позволяет своевременно выявить возможные недостатки применяемых правил и применять корректирующие их изменения [6]. Наибольший интерес для нашей с федеративным устройством государства страны представляет собой практика США регулирования естественных монополий как на федеральном уровне, так и на уровне отдельных штатов. Эффективность применяемых практик регулирования естественно монопольных видов деятельности заключается в следующих основных принципиальных особенностях.

Федеральная энергетическая регулирующая комиссия (FERC), как и соответствующие комиссии отдельных штатов, не является исполнительным органом власти. Пять членов Комиссии должны быть беспартийными и назначаются Президентом США по согласованию с Конгрессом США [6, 7]. Это определяет ее независимость от органов исполнительной власти. Основная задача – регулирование цен (тарифов) на поставки энергоресурсов (газ и электроэнергия) между штатами.

Финансирование Комиссии осуществляется за счет госбюджета, но на возвратной основе за счет тарифов энергоснабжающих организаций.

Процедура рассмотрения заявок на пересмотр действующих тарифов происходит по псевдосудебной процедуре, на которой интересы потребителей представляют: населения – муниципальные агентства, крупных потребителей – специально нанятые юридические фирмы, а мелких потребителей – их ассоциативные организации. Решения Комиссий может быть обжаловано только в судебном порядке.

Основная регулирующая роль по установлению цен (тарифов) для потребителей конечного пользования принадлежит коммунальным комиссиям отдельных штатов, а практика по регулированию в эти штаты не унифицирована. Особую роль играет Ассоциация производителей и сбытовых компаний – North American Electric Reliability (NERC), разрабатывающая рекомендуемые планы развития сетей ЛЭП в масштабах страны.

Очевидно, что наша отечественная практика регулирования цен (тарифов) на федеральном и региональном уровнях, в отличие от США, является государственной функцией исполнительных органов власти, что в большой степени предопределяет ее прямую зависимость от «команд сверху» и фактически игнорирование мнений и предложений от потребителей и общественных организаций.

Несмотря на более чем 100-летнюю американскую практику (первый акт был принят в 1906 г.) регулирования цен (тарифов) энергокомпаний с постоянным усовершенствованием правил регулирования, этот процесс в США далек от совершенства, но для нашего пока относительно небольшого опыта может быть полезным, о чем будет более подробно изложено в соответствующих разделах.

Что касается влияния основных энергетических факторов и влияние архитектуры отношений субъектов рынка при обороте электроэнергии, которые безусловно повлияют в периоде до 2050 г. на формирование цен (тарифов) на электроэнергию для конечных потребителей и которые

необходимо сегодня учесть при формировании тарифной политики в нашей стране, то следует отметить системную сложность и большую размерность поставленной задачи в условиях большой неопределенности огромного разнообразия факторов в нашей стране.

Об основных направлениях трансформации генерирующих энергисточников на оптовом и розничных рынках электроэнергии и тепла в период до 2050 г.

Фактически речь идет о 30-летнем перспективном периоде, в котором необходимо выделить первый этап до 2035 г., в котором на уровне Правительства РФ определены основные стратегические структурные изменения в балансе используемых топливно-энергетических ресурсов, обоснованы объемы и география развития и размещения электростанций разного типа межрегионального значения и определена стратегия развития электросетевого комплекса России. Во всех этих стратегически важных документах предусмотрено исполнение требований Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации.

Поэтому в период до 2035 г. предстоит решить уже конкретизированные задачи, исходя из целеполаганий, которые представлялись рационально обоснованными в период подготовки этих стратегических документов, т.е. в период 5 – 7-летней давности. Но мы живем в период очень быстрого развития науки и техники, благодаря чему появляется объективная необходимость не только мониторить исполнение ранее принятых документов, но своевременно учитывать новые факторы, которые существенно могут изменить подходы и ранее принятые целеполагания.

К таким существенным факторам сегодня необходимо отнести в первую очередь общемировую тенденцию по декарбонизации реального сектора экономики, включая все отрасли топливно- энергетического комплекса, в том числе и электроэнергетику. На долю электроэнергетики приходится около 30% всех выбросов CO₂, и поэтому задача декарбонизации отрасли с обнулением выбросов до 2060 г. – это задача гигантского масштаба для нашей страны. Такая задача требует мобилизации ресурсов не только и не столько в электроэнергетике, сколько во всех смежных промышленных отраслях и научных направлениях: материаловедении, химии, атомной технологии, энергомашиностроении и целого ряда других отраслей. Очевидно, что структурная перестройка по декарбонизации

электроэнергетики может и должна осуществляться, реализуя успехи в этой области науки и соответствующих отраслях промышленного профиля. Поэтому безусловно, что действующие директивные документы, определяющие целеполагание и дорожные карты мер по их достижению должны своевременно пересматриваться для эффективной адаптации отрасли к успехам в смежных отраслях.

О каких внешних и внутриотраслевых факторах сегодня можно реально говорить, и которые сегодня должны быть учтены для уточнения или изменений ранее принятых целеполаганий на рассматриваемую перспективу?

Важнейшим внешним фактором для электроэнергетики является общемировая тенденция и требования по декарбонизации производственной деятельности. Выполнение этого требования по большому счету связано с использованием технологий получения водорода и его использованию для производства электроэнергии и тепла, а также резким увеличением масштабов использования ветровой, солнечной и других видов ВИЭ.

Но переход на водородную энергетику связан, в первую очередь с отказом от использования угля, утилизации CO₂ и замещения угольной энергетики установками водородной электрогенерации и разного рода ВИЭ.

Поэтому период до 2035 г. – период развернутых интенсивных научных и опытно-конструкторских работ по разным технологиям получения водорода, на основании которых должна быть практически создана новая индустриальная отрасль промышленности.

Показателями развитие атомной энергетики и повышение ее эффективности согласно [2], включая обеспечение экономической конкурентоспособности новых атомных электростанций с учетом их полного жизненного цикла, является доля атомных электростанций поколения «3+» и модернизированных энергоблоков атомных электростанций с продленным сроком эксплуатации установленной мощности атомной генерации в Российской Федерации: 2018 г. – 13%; к 2024 г. – 26%; к 2035 г. – 40%.

Показателем решения задачи разработки и внедрения новой энергетической технологии в области атомной энергетики, предполагающей параллельную эксплуатацию реакторов на тепловых и быстрых нейтронах в целях обеспечения замкнутого ядерного топливного цикла, является установленная мощность реакторов на быстрых нейтронах, обеспечивающих замыкание ядерного топливного цикла: 2018 г. – 1,48 ГВт; к 2024 г. – 1,48 ГВт; к 2035 г. – 1,78 ГВт.

Целевые показатели развития водородной энергетики на этот период определены в Энергетической стратегии и представляются довольно конкретными [2]:

- разработка и реализация мер государственной поддержки создания инфраструктуры транспортировки и потребления водорода и энергетических смесей на его основе;
- обеспечение законодательной поддержки производства водорода;
- увеличение масштабов производства водорода из природного газа, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии, атомной энергии;
- разработка отечественных низкоуглеродных технологий производства водорода методами конверсии, пиролиза метана, электролиза и других технологий, в том числе с возможностью локализации зарубежных технологий;
- стимулирование спроса на внутреннем рынке на топливные элементы на основе водорода и природного газа в российском транспорте, а также на использование водорода и энергетических смесей на его основе в качестве накопителей и преобразователей энергии для повышения эффективности централизованных систем энергоснабжения;
- создание нормативной базы в области безопасности водородной энергетики;
- интенсификация международного сотрудничества в области развития водородной энергетики и выхода на зарубежные рынки.

Показателем решения задачи водородной энергетики является экспорт водорода: к 2024 г. – 0,2 млн т; к 2035 г. – 2 млн т.

Распоряжением Правительства РФ от 12.10.2020 г. № 2634-р «Развитие водородной энергетики в России» предусматривается производство водорода к 2030 г. от 3,5 до 7,0 млн т с обеспечением мирового рынка до 20–25% как с переработкой СПГ, так и использованием высокотемпературных гибридных реакторов (ВТГР). Таким образом, целеполагания Энергетической стратегии существенно изменены. Видимо и по другим составляющим отраслям ТЭК будут вноситься изменения.

Как следует из перечня поставленных для решения задач для электроэнергетики важным является сравнительная эффективность различных технологий не только получения собственно водорода, но

непосредственно технологий преобразования водорода в электроэнергию и тепло. Именно сравнительная эффективность таких технологий и их ценовая конкурентоспособность по сравнению с традиционными технологиями получения электроэнергии будет определять сроки и масштабы технологического перехода на декарбонизированные технологии.

С позиций изученности возможных технологий и их практической реализуемости к настоящему времени [10] можно отметить, что для сравнительного анализа технологий получения водорода используют терминологию его раскрашивания в разные цвета: водород, получаемый из угля методом газификации – «коричневый»; получаемый из газа методом парового риформинга метана или автотермического риформинга – «серый»; если в технологии получения серого и коричневого водорода организовать выделение и утилизацию CO_2 , то водород получит название – «голубой»; водород, получаемый электролизом воды за счет электроэнергии ВИЭ, – «зелёный», а за счет электроэнергии от АЭС – то «оранжевый». Очевидно, что при «расцветивании» речь идет не об изменении самого водорода, а лишь присваивается отличительный признак технологии его получения и его конечной стоимости.

Учеными ведутся исследования и других технологий получения водорода, так что могут появиться технологии и с другими цветами. Существенное влияние на экономическую эффективность разных технологий получения водорода оказывает величина платы(налога) за выбросы CO_2 в атмосферу. Согласно [8], в энергетике сравнение газовой и водородной генерации показывает, что при стоимости водорода менее \$1,5 /кг и плате за выбросы более \$100/тонну CO_2 (в Европе в настоящее время эта величина составляет \$63/т) стоимость электроэнергии из водорода станет дешевле генерации из газа. Поэтому темпы и масштабы применения водородной энергетики взамен традиционной угольной и газовой генерации будут зависеть от стоимости цветного газа с учетом стоимости его инфраструктурного обустройства и налоговой (экологической) политики государства.

Очевидно, что в Энергетической стратегии основные усилия поддержки НИОКР в области водородной энергетики государство взяло на себя в виде мер по организации и стимулированию работ в этой сфере. Насколько они окажутся эффективными, покажет время.

Что касается вопросов достигнутого уровня в технологиях получения водорода разного цвета и оценки приоритетных технологий его использования для электрогенерации, то можно отметить лишь разный уровень их промышленной готовности, а выполнение заданий Энергетической стратегии до 2035 г. ранжирует все технологии по экономической, экологической и политической эффективности.

Развитие энергетики России в период до 2050 г.

Развитие энергетики России на этапе 2035–2050 гг. будет зависеть от успехов решения задач по уже принятой Энергетической стратегии до 2035 г. с учетом ее возможной корректировки по ходу исполнения и экологической политики мирового сообщества, что зависит от многих уже известных и вероятно еще вновь появившихся факторов. Но поскольку приходится оценивать будущее критериями настоящего времени, то можно представить себе предпочтения в технологическом переходе к декарбонизированной энергетике в следующей последовательности.

- Получение «зеленого» водорода, используя ВИЭ и в первую очередь ветровую и солнечную электрогенерацию в периоды ее избыточности по сравнению графиками электропотребления, т.е. электролизеры в данном случае позволят накапливать водород для его использования для производства электроэнергии и/или тепла в системах энергоснабжения потребителей, а кислород – в медицинских и технических целях. Стоимость «зеленого» водорода в нашей стране оценивается величиной \$4,5 – 6,0 за кг.

- Получение «оранжевого» водорода, используя электроэнергию АЭС для обеспечения ее работы в базисном режиме, уменьшая зависимость ее загрузки от неравномерностей совмещенного графика нагрузки энергосистемы. В данном случае электролизеры тоже используются в качестве накопителей водорода для его пикового производства электроэнергии и тепла в системах энергоснабжения потребителей. Кроме того, в нашей стране в настоящее время разрабатывается технология электролиза с использованием атомных высокотемпературных гибридных реакторов (ВТГР). По данным [10] суммарная мощность таких гибридных электролизеров в мире на уровне 2050 г. может составить около 400 ГВт при производстве водорода в объеме 230 млн т.

- Получение «серого» водорода из природного газа, используя метод парового риформинга или автотермического риформинга. Эта технология получения водорода представляется в настоящее время самой дешевой, но применение технологии улавливания и захоронения CO₂ (установки улавливания CO₂ называются CCS – Carbon Capture and Storage) для получения «голубого» водорода удваивает стоимость водорода, и поэтому потребители пока предпочитают применять «серый» водород.

- Получение «бирюзового» водорода из метана методом разложения газа на водород и углерод. Как и у «серого» водорода, у «бирюзового» есть углеродный след, утилизация которого удорожает его стоимость.

- Получение «коричневого» водорода из угля методом газификации существенно увеличивает его стоимость из-за необходимости улавливания больших объемов CO₂ и его утилизации. Масштабное использование в нашей стране технологии получения водорода из угля на рассматриваемый период времени представляется маловероятными.

Исходя из основных положений изложенного обзора возможных вариантов получения водорода можно сделать вывод в той части, что использование водорода в электроэнергетических технологиях производства электроэнергии и тепла для энергообеспечения потребителей не имеет значение цветности водорода, а определяющее значение имеет:

- стоимость этих «цветных» технологий;
- возможности и стоимости транспортировки и хранения водорода, что для организации систем его использования в системах энергоснабжения потребителей может иметь определяющее значение [12];
- технологическая готовность устройств электрогенерации к масштабному использованию водорода для производства электроэнергии и тепла по мере его предложения на рынке топливных ресурсов, и что принципиально важно, налоговая политика государства в части экологической платы за выбросы CO₂ в атмосферу.

Представляется, что на первом этапе рассматриваемой перспективы до 2035 г. будет решен целый комплекс технологических проблем по всем «цветным» технологическим цепочкам. Будут проведены НИОКР и отработаны пилотные демонстрационные проекты, решены проблемы

транспорта водорода и его хранения и, наконец, для электроэнергетической отрасли на рынке энергетического оборудования появятся котлы, газовые турбины и другие преобразователи водорода в электроэнергию и тепло. Это позволит разработать и практически сформировать для следующего этапа на 2035–2050 гг. Национальную программу оптимального варианта технологической декарбонизации отечественной электроэнергетики в масштабах страны для следующего целеполагания:

- инновационной модернизации действующих к тому времени тепловых электростанций как конденсационного типа, так и ТЭЦ для сжигания газовых смесей – природного газа и водорода;

- дополнить действующие к тому времени ВИЭ электролизерами и накопителями водорода для эффективного использования таких гибридных энергоустановок в системах энергоснабжения потребителей, и вести строительство новых ВИЭ в указанном гибридном исполнении. Эпизодически накапливаемый в такого рода накопителях водород должен будет использоваться для производства электроэнергии и тепла на установках традиционной генерации;

- определить оптимальные размеры экономически оправданного строительства электролизеров с накопителями водорода на действующих АЭС для обеспечения их работы в базисном режиме работы. Проектирование и строительство новых АЭС различного типа целесообразно осуществлять с учётом экономически обоснованного их дополнения электролизёрами и накопителями водорода в зависимости от потребностей ЕЭС России обеспечить оптимальное покрытие совмещенного графика электрических нагрузок с растущей долей участия в его покрытия АЭС. В этой связи представляется рациональным существенное наращивание мощностей на АЭС с увеличением их доли в энергобалансе ЕЭС до 70–80%. При этом для каждой из всех АЭС представляется рациональным предусматривать строительство электролизёров и соответствующих накопителей водорода примерно для использования до 40% располагаемой мощности АЭС, что фактически обеспечит работу АЭС в базисном режиме и повысит показатели их экономической эффективности. Использование накопленного водорода, как и в варианте гибридных ВИЭ, должно использоваться в тепловой генерации в пиковых режимах;

- определиться с масштабами строительства и площадками расположения атомных установок ВТГР для производства водорода, электроэнергии и тепла. Это совершенно новое направление использования атомной энергии для получения водорода может получить существенное развитие;

- определиться в экономически обоснованных масштабах применения установок прямого преобразования водорода в электроэнергию и тепло с использованием твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ), которые при успешной технологии и приемлемых стоимостных показателях могут найти самое широкое применение, например, в городском электротранспорте [11] и стать успешными конкурентами распределенной генерации для предприятий реального сектора экономики, потеснив в промышленной, коммунальной и сельскохозяйственной энергетике традиционную электрогенерацию.

Развитие электросетевого комплекса ЕНЭС России

В составе ЕНЭС ЕЭС России развитие сетей для выдачи мощности электростанций новой генерации на переменном токе по ЛЭП 500–1100 кВ с формированием межрегиональной сети на указанных классах напряжения и появление широтных ЛЭП постоянного тока (ППТ) с напряжением, например ± 750 кВ от Хабаровска до Тамбова с промежуточными подстанциями связи с сетями 500–1100кВ через каждые 1000–1100 км. Это позволит реализовать экономию в суммарной установленной мощности электростанций за счет широтного совмещения графика электрических нагрузок энергообъединений ЕЭС России, как минимум, на величину пропускной способности указанной ППТ 6,0–7,0 ГВт и передавать более дешевую электроэнергию восточных и сибирских энергообъединений в промышленно более развитых регионах Урала и Европейской частей России. Появление такой широтной связи позволит также более эффективно использовать установленную мощность крупных сибирских ГЭС, которые сегодня недоиспользуются.

Представляется целесообразным осуществить электрическую связь ЕЭС России с ЕЭС КНР также на постоянном токе, что позволит более четко обеспечивать договорные поставки электроэнергии между странами без обязательной синхронизации соединяемых энергообъединений.

Развитие электросетевого комплекса на территориях субъектов РФ будет продолжаться на переменном токе по сложившейся шкале классов напряжения 110–0,4 кВ, но с возможным фрагментарным

появлением сетей постоянного тока в регионах концентрации ВИЭ и развития распределенной генерации с масштабным использованием технологий ТОТЭ [11] и технологий хранения конденсированного водорода в тонкостенных монодисперсных гранулах (диаметром 50–1000 мкм) [12].

Важно обеспечить реализацию инициативы Минэнерго России по укрупнению электросетевых комплексов в рамках субъектов РФ за счет сокращения количества территориальных сетевых компаний (ТСО), имея ввиду в конечном итоге их превращение в дочерние компании территориальных МРСК. Это позволит повысить унификацию и эффективность работы электросетевых комплексов по повышению надежности систем внешнего электроснабжения потребителей, обеспечит проведение единой технической политики в эксплуатации и развитии электрических сетей и послужит основанием для снижения тарифов на электроэнергию. В этом же ключе следует и отметить реализацию предложений СО ЕЭС о создании электросетевых РДУ в рамках электросетевых комплексов на территории субъектов РФ.

**Предложения по организационно-правовому обеспечению
наиболее эффективного ценового (тарифного) регулирования,
функционирования и развития
электроэнергетического комплекса России**

Такая постановка вопроса представляется сегодня весьма актуальной, так как за тридцатилетний период реструктуризации и частичной приватизации электроэнергетического комплекса страны пока не удалось найти наиболее эффективную форму государственного регулирования отрасли с обеспечением так называемого баланса экономических интересов между производителями энергоресурсов и передачей их с распределением с одной стороны и потребителями товаров и услуг электроэнергетических компаний – с другой.

Зарубежная практика регулирования в этой области представляет собой разные формы и методы, которые применяются в разных странах и которые эффективны применительно к конкретно сложившимся политико-экономическим устройствам этих государств. Но всем практикам характерно одно важное качество – формы и методы регулирования отношений субъектов хозяйственной деятельности в обороте электроэнергии постоянно совершенствуются, включая и методы

ценового регулирования. При этом значимым трендом в этом процессе является привлечение к участию в процессах ценового регулирования непосредственно потребителей энергии в лице их ассоциативных отраслевых объединений, юридических агентств и социальных департаментов городских властей.

На основании анализа доступной информации на эту тему [4, 5, 6, 7, 15], а также учитывая накопленный опыт в этой области в нашей стране за 30 лет постпланового развития можно сформулировать некоторые основные предложения, реализуя которые можно получить огромный положительный синергетический эффект в экономике нашей страны. При этом, учитывая большой временной период прогноза – 30 лет и вероятностный характер огромного количества разного рода влияющих на принятие решений факторов, от меняющегося во времени сочетания которых объективно будут возникать новые решения, сегодня прогнозировать количественные значения показателей, например, ценовых (тарифных) значений, не имеет практического значения.

Но вместе с тем представляется целесообразным уже сегодня сформулировать направления действий по совершенствованию нормативно-правовой среды в сложившейся архитектуре отношений субъектов в обороте электроэнергии и соответствующих правил ценообразования на продукцию и услуги энергокомпаний для их потребителей, исходя, во-первых, из необходимости исключить уже выявленные недостатки в обороте электроэнергии, и, во-вторых, учесть возможное влияние эволюционирующих системных факторов в электроэнергетике и системе электропотребления в связи, например, с их декарбонизацией.

В электроэнергетике и электроснабжении

Процесс совершенствования сложившихся вышеназванных отношений – объективно необходимый и постоянный процесс, поскольку нельзя принимать достигнутый уровень как вершину совершенства. Участниками оборота электроэнергии остаются:

- разного рода энергокомпании (по типу используемого генерирующего оборудования и формы собственности);
- производители энергоресурсов (электроэнергии и тепла); электросетевые компании, осуществляющие передачу и распределение электроэнергии; огромное множество разного рода потребителей электроэнергии (услуг). Они в юридическом отношении очень слабо

организованы для защиты своих экономических интересов даже в рамках своих законных прав, и государству целесообразно проявить инициативу по их организации и целевому вовлечению в процесс ценового регулирования. Это повысит обоснованность и транспарентность принимаемых ценовых решений и снизит излишние операционные и инвестиционные затраты энергокомпаний;

- энергосбытовые компании, которые оказывают услуги производителям и потребителям и которые объединились в свою профессиональную ассоциацию и хорошо организованы в нормативно-правовом отношении юрлица. Они не заинтересованы в снижении цен (тарифов), поскольку стоимость их услуг определяется в процентах валовой стоимости поставляемых энергоресурсов и имеют сильное лобби в государственных структурах;

- инфраструктурные организации торговой системы, которые оказывают услуги субъектам режимно-оперативного характера и денежно-финансовых расчетов.

Вся торгово-финансовая структура оборота электроэнергии организована в виде двухуровневого рынка электроэнергии.

На верхнем уровне – оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) с рынком системных услуг, конкурентным отбором мощности на краткосрочную перспективу (КОМ) и формирование инвестиционного механизма для гарантированного возврата денег энергокомпаниям-инвесторам, потративших свои средства на строительство новых энергетических проектов по договорам поставки мощности (ДПМ-1). В настоящее время аналогичный способ возврата финансовых средств энергокомпаниям узаконен и для реализации программы модернизации существующих электростанций (ДПМ-2).

Субъектами ОРЭМ являются все электростанции мощностью 25 МВт и выше, включая городские ТЭЦ независимо от их типа и форм собственности, ВИЭ мощностью 5 МВт и выше и энергогенерация установок по утилизации твердых бытовых отходов в крупных городах. Кроме того, субъектами ОРЭМ являются и крупные потребители электроэнергии, система внешнего электроснабжения которых осуществляется через центры питания ЕНЭС, а также гарантирующие поставщики, закупающие электроэнергию для населения и энергосбытовых компаний.

Ценообразование на ОРЭМ осуществляется по двум составляющим стоимости одного кВт·ч электроэнергии: по переменной составляющей, которая определяется, в основном стоимостью топлива на ТЭС и АЭС и торгуется на спотовом и балансирующем рынках электроэнергии, и по так называемой постоянной составляющей – платы за мощность. Она определяется по результатам проведения конкурентного отбора мощности (КОМ) с доплатами по возврату инвестиций по договорам поставки мощности (ДПМ-1,2) и ценовыми надбавками для межрегионального субсидирования. Кроме того, для потребителей – участников рынка системных услуг и участников системы интеграции электрических нагрузок – для регулирования совмещенного графика электрических нагрузок ЕЭС оплачивается тариф СО ЕЭС как их доля в получаемом системном эффекте.

На нижнем уровне в рамках субъектов РФ организованы региональные рынки электроэнергии (РРЭ), на которых энергосбытовые компании и потребители заключают договоры на поставку электроэнергии (мощности) с ОРЭМа по ценам (тарифам), транслируемым с ОРЭМ. При этом энергосбытовые компании могут конкурировать между собой за договоры с потребителями, которым предоставлено право менять поставщиков электроэнергии. Этим самым как бы создается конкурентная среда для энергосбытовых компаний.

Местные электростанции – субъекты РРЭ с установленной мощностью менее 25 МВт (распределенная генерация и энергетика промышленных предприятий-просьюмеров) – могут поставлять электроэнергию местным потребителям только через так называемую региональную энергосбытовую компанию – гарантирующего поставщика. Цены и транспортные тарифы на электроэнергию для потребителей на РРЭ формируются по механизму их трансляции с ОРЭМ с учетом оплаты услуг инфраструктурных организаций двухуровневого рынка, включая торговую надбавку энергосбытовой компании.

Весь оборот электроэнергии (мощности) узаконен № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и конкретизирован в огромном списке подзаконных актов Правительства РФ, Минэнерго России, ФАС России, представляющих собой целый комплекс взаимосвязанных правовых и нормативных актов. Все эти документы по форме соответствуют требованиям рыночной экономики, но по своему содержанию сформировали среду, в которой государство декларирует защиту

интересов потребителей, а по существу, защищает интересы только населения как категории потребителей и интересы энергетических компаний.

Потребители реального сектора экономики всеми силами закона превращены в законопослушных плательщиков не только и не столько экономических обоснованных затрат энергокомпаний, но и всех так называемых внебюджетных ценовых надбавок: по перекрестному субсидированию населения, а это свыше 400 млрд руб. в год; ценовые надбавки межрегионального субсидирования цен (тарифов), ценовые надбавки для финансирования всех инвестиционных программ энергокомпаний для так называемых будущих потребителей энергоресурсов и опережающего развития электроэнергетики. Такой сбор денег с потребителей является рудиментом плановой экономики, и в условиях рыночной экономики фактически является внебюджетным обязательным сбором целевых средства, в котором в принципе не заинтересованы существующие потребители, которые уже заплатили в свое время деньги при технологическом доступе к сети своих. Таким образом, суммарный сбор финансовых средств с потребителей реального сектора экономики сегодня оценивается величиной около 1,0 трлн руб. в год.

Еще раз подчеркнем, что названная величина обязательного сбора финансовых средств с потребителей реального сектора экономики – это результат неэффективного государственного регулирования электроэнергетики, пролоббированного энергокомпаниями к своей выгоде, что в большой степени обусловило стагнацию реального сектора экономики и дестимулирует предпринимательство в любой сфере. Реализация в настоящее время принципа ценового регулирования – рост цен (тарифов) не должен превышать рост прогнозируемой инфляции – это очень простая форма прикрытия раздутой базовой величины цен (тарифов) для массовой информации населения, которое уже 30 лет оплачивает субсидированные цены за энергоресурсы, а производители продукции и услуг с лихвой отбивают увеличенные платежи, включая их в цены на свои товары и услуги, поставляемые населению и своим смежникам. Так и развивается спираль инфляции, жертвами которой становится все то же «льготируемое» население и экономика в целом.

Экономические особенности функционирования отечественной электроэнергетики в рыночных условиях описаны в монографии [9] и аналитическом обзоре [6].

В сфере теплоснабжения

Вопросы теплоснабжения городов и населенных пунктов в соответствии с № 190-ФЗ «О теплоснабжении» отнесены к компетенции региональных и муниципальных органов управления, и в части регулирования цен (тарифов) также отнесены к компетенции региональных органов власти. В то же время ценовое регулирование комбинированного производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ, а это свыше 30% объема производства тепла в стране, отнесено № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» к компетенции федеральных органов власти.

Все ТЭЦ мощностью свыше 25 МВт выведены в качестве субъектов на ОРЭМ, где неадекватно учитываются их затраты на производство электроэнергии. Это обстоятельство является причиной конфликта интересов для участвующих в этом процессе сторон: ФАС России, осуществляющих регулирование стоимости поставок электроэнергии (мощности) ТЭЦ на ОРЭМ и определяющих стоимость теплоэнергии; ТЭЦ, поставляющих в систему централизованного теплоснабжения города на конкурентных условиях (не выше стоимости поставки тепла от альтернативной котельной); региональных органов власти, регулирующих стоимость поставок тепла от региональных котельных и от котельных промышленных предприятий; муниципалитетов, напрямую ответственных перед жителями за эффективность теплоснабжения.

Несмотря на то, что уже как несколько лет реализуется порядок теплоснабжения городов через единую теплоснабжающую организацию (ЕТО), эффективных рыночных отношений в системе теплоснабжения городов пока не создано. Поэтому сегодня актуальной задачей является организация в каждом городе с централизованной системой теплоснабжения рынков тепла, на которые городские ТЭЦ поставляют тепло по ценам, обеспечивающим не только содержание централизованной системы теплоснабжения города, но и обеспечивают потребителям тепла цены ниже цен альтернативной котельной. При этом весь эффект экономии топлива комбинированного производства электроэнергии и тепла на каждой ТЭЦ целесообразно относить на производство тепла, а не электроэнергии. При оценке экономической эффективности энерго-снабжения потребителя (калькуляторе цены на тепло) необходимо учитывать не только стоимость альтернативной котельной и себестоимость получаемого от нее тепла, но и стоимость соответствующего

количества электроэнергии для этого же потребителя необходимо определять по маржинальной цене ОРЭМ аналогично покупке сверхнормативных потерь для электросетевых компаний.

Представляется, что технико-экономическое обоснование различных вариантов теплоснабжения должно проводиться в составе разрабатываемых схем теплоснабжения города. Такая схема теплоснабжения города по данным роста и топологии его тепловых нагрузок согласно утверждённого в установленном порядке генплана города должна стать нормативно- правовым документом, которым на время его действия должно быть запрещено необоснованное появление в системе его централизованного энергоснабжения локальных котельных, так как они в таком случае разгружают ТЭЦ по тепловой нагрузке, необоснованно снижая ее загрузку по теплу, снижают выручку и все показатели ее конкурентоспособности на этом рынке. Несоблюдение этого правила в нарастающей динамике может стать причиной банкротства ТЭЦ как юридического лица и как самого эффективного источника энергоснабжения города с демонтажом системы централизованного теплоснабжения и перерасходом топлива для варианта раздельного энергообеспечения города на 30–35% по сравнению с вариантом его энергоснабжения от ТЭЦ. Поэтому необходимо ещё раз подчеркнуть, что, к сожалению, в настоящее время ни утверждаемый генеральный план города, ни утверждаемая схема его теплоснабжения не является нормативно-правовыми документами, что открывает возможность для деволоперов и прочих предпринимателей принимать для себя локальные решения по теплоснабжению вопреки утверждённым оптимальным решениям и, тем самым, обесценивать всю ранее проведённую работу во вред всем жителям и хозяйствующим субъектам города.

Последствия декарбонизации системы энергоснабжения города и всей его производственной и социально инфраструктуры сегодня трудно переоценить. Но безусловно, что новый технологический уклад в первую очередь коснется каждого города в отдельности и, следовательно, всей страны и всей экономики в целом. Это хорошо подтверждается, например, при выборе варианта перевода городского транспорта на электропривод. Расчеты показывают [11], что уже осуществляемый перевод на электротягу городского общественного транспорта с использованием электрохимических аккумуляторов электроэнергии может оказаться менее экономически эффективным по сравнению с вариантом прямого

использования водорода в твердооксидных топливных элементах (технология ТОТЭ) для его прямого преобразования в электроэнергию. Аналогичные выводы могут быть и по всему автотранспорту, который сегодня на более чем 90% является источником загазованности городской среды. Поэтому «цвет» водорода – это вопрос успешного решения не только технологии, но и ее цены.

Этот вывод следует из того, что уже в настоящее время в городах проживает около 75–80% всего населения страны, и урбанизация нашей жизни будет только увеличиваться. Поэтому очень важно уже сегодня совершенствовать организацию нашей жизни, минимизировать риски остаться не в тренде мирового прогресса. Это не в последнюю очередь относится и к совершенствованию оборота электроэнергии и тепла в рамках каждого города, так как это – системный ключ к решению практически всех электроэнергетических проблем в масштабах страны.

Проведенный краткий обзор основных положений организации оборота электроэнергии (мощности), состояния энергобалансовой надежности ЕЭС России, ценообразования на электроэнергию и услуги в обороте электроэнергии, принятой практике формирования инвестиционных источников ее развития, а также основных тенденций по декарбонизации электроэнергетики с масштабным переходом на использование водорода позволяют сделать следующие выводы и рекомендации.

Во-первых, руководством страны уже принято решение о масштабном развертывании работ по технологическому переходу в нашей стране на технологии по использованию водорода, дальнейшему развитию всех видов ВИЭ и аккумулированию электроэнергии, по развитию ядерной энергетики, гидроэнергетики и модернизации тепловой энергетики.

Во-вторых, технологический переход с декарбонизацией касается практически всех производственных видов деятельности, транспорта и, безусловно, производства электроэнергии и тепла.

В-третьих, темпы и масштабы этого технологического перехода будут зависеть от успехов НИОКР во всех областях исследований и сравнительной стоимости «цветных» технологий и готовности их практического использования.

Электроэнергетика в этих процессах представляет собой отрасль, через которую в определяющей степени и будет практически реализовываться технологический переход с декарбонизацией всей производственной сферы.

В-четвертых, темпы и масштабы названного перехода изменят производственную структуру генерирующих мощностей, структуру и частично параметры электросетевого комплекса как ЕНЭС так и в большей степени это коснется электrorаспределительного комплекса, который получит масштабное развитие в связи с развитием распределенной генерации разного типа, в том числе и малой генерации с использованием водорода и технологий его хранения.

В-пятых, структура отношений в обороте электроэнергии и тепла с соответствующим ценообразованием будет постоянно адаптироваться к меняющимся технологическим укладам в структуре производства электроэнергии и тепла и поэтому формы и методы ценового регулирования должны быть направлены, во-первых, на исключение выявляющихся в ходе процессов нарушений баланса экономических интересов участников процесса и во-вторых, обеспечить обоснованность и транспарентность процесса принятия ценовых решений, постоянно совершенствуя механизмы частно-государственного партнерства в этой важнейшей сфере с повышением роли в этом процессе Института потребителей электроэнергии.

Что предлагается, и какие меры по приведению в равновесное состояние баланса экономических интересов всех участников оборота электроэнергии нужно было бы принять в настоящее время с использованием уже имеющихся резервов для снижения цен (тарифов) на электроэнергию для существующих потребителей реального сектора экономики, и для стимулирования вновь появляющихся потребителей сниженными за счет использования указанных имеющихся резервов, ценами (тарифами) роста? А также какими видятся как рациональные изменения институционального характера, которые обеспечат устойчивую мотивацию и успех технологического перехода электроэнергетики с декарбонизацией всей производственной сферы?

Ниже изложено видения автора о возможных рациональных формах и методах решения обозначенных проблем.

На оптовом рынке электроэнергии и мощности

1. Разрешить всем ТЭЦ независимо от величины установленной мощности быть субъектами: городских рынков тепла, поставляя тепло в систему централизованного теплоснабжения соответствующих городов; региональных рынков субъектов РФ, поставляя произведенную в теплофикационном режиме электроэнергию местным потребителям;

рынка системных услуг ОРЭМ, участвуя в качестве располагаемой недогруженной мощности конденсационного хвоста теплофикационных турбоагрегатов в качестве горячего резерва мощности ЕЭС.

2. В ценообразовании на спотовом и балансирующем рынках ОРЭМ перейти на куплю/ продажу электроэнергии по одной цене кВт·ч без разделения ее на переменную и постоянную составляющие, что позволит проводить более прозрачный отбор заявок производителей электроэнергии и более эффективно с точки зрения рынка формировать инвестиционные ресурсы компаний при маргинальном ценообразовании, а конкурентный отбор мощности – КОМ – вести, оптимизируя участие электростанций в покрытии характерных зон совмещенного графика нагрузок энергосистем (базисной, полупиковой и пиковой частей) с учётом и сезонных особенностей графика электрических нагрузок и особенностей формирования рабочих мощностей, всех участвующих в покрытии графика нагрузок электростанций.

3. Минэнерго России целесообразно установить в качестве отраслевого норматива показатель энергобалансовой надежности работы ЕЭС с учетом работы генерации в рыночных условиях и для неотобранных в КОМ электростанций не оплачивать установленную мощность, предоставив соответствующим энергокомпаниям решать дальнейшую судьбу станции (модернизация, реконструкция, продажа на аукционе или демонтаж). Финансирование содержания невостребованных мощностей не должно перекладываться на цены (тарифы) для потребителей электроэнергии.

4. Минэнерго России и ФАС России с участием Минэкономики России, СО ЕЭС, Совета рынка и других заинтересованных организаций рассмотреть целесообразность участия АЭС и ГЭС в процессах маргинального ценообразования на спотовом рынке на сутки вперед в качестве получателя маргинальной сверхприбыли, реализуя для них прямое регулирование экономически обоснованных расходов и нормативной прибыли. Отпускная цена ОРЭМ при этом должна определяться как средневзвешенная цена электроэнергии, произведенной всеми ТЭС по маргинальной цене и электроэнергии, произведенной АЭС и ГЭС по экономически обоснованным ценам. Практический интерес в этой связи представляет принцип формирования цены электроэнергии на ОРЭМ на принципах одного покупателя и одного продавца, когда коммерческий оператор рынка покупает у каждого продавца электро-

энергию по предварительно оптимизированной цене, а продает всем покупателям – субъектам ОРЭМ – по одной средневзвешенной цене рынка. Это позволит снизить отпускные цены с ОРЭМ не менее чем на 10 – 12%.

5. Стоимость транспортной составляющей цены электроэнергии, отпускаемой с ОРЭМ через группы точек поставки в каждый региональный рынок электроэнергии субъектов РФ, целесообразно дифференцировать в зависимости от величины потерь электроэнергии в ЕНЭС, что вполне достижимо при современных средствах цифровизации и автоматизации расчетов режимов работы ЕЭС.

6. При формировании инвестиционных источников развития ЕЭС целесообразно отказаться от механизмов ДПМ и перейти каждой энергокомпанией на принципы проектного финансирования с использованием как собственных, так и заемных финансовых средств с рынка капитала при возможном участии государства в качестве инициатора налоговых льгот и других бюджетных субсидий. Государство должно организовать проведение системных исследований развития ЕЭС силами генеральной проектной организации, и в рамках стратегического и перспективного планирования развития ЕЭС России [2, 3] определиться с кадастром площадок размещения АЭС, крупных электростанций межрегионального значения и проводить тендерные процедуры по выбору заказчиков на строительство энергетических объектов, оговаривая меры господдержки по реализации проектов.

Развитие ЕНЭС ЕЭС России с учетом утвержденной инвестиционной программы строительства АЭС, крупных ГЭС и ТЭС межрегионального значения перманентно выполняется и уточняется генеральной проектной организацией в схемах развития ЕЭС, в которых обосновывается строительство новых межсистемных линий электропередачи и системных подстанций и утверждается инвестиционная программа для ПАО «ФСК ЕЭС». Финансирование строительства электросетевых объектов ЕНЭС должно осуществляться за счет собственных средств и привлекаемых средств с рынка капиталов на принципах проектного финансирования.

На розничных региональных рынках электроэнергии на территориях в рамках субъектов РФ

На X Всероссийском совещании главных инженеров-энергетиков в г. Сочи, выступая на открытии Форума, заместитель Министра энергетики РФ, Е.П. Грабчак прямо отметил «отсутствие экономических результатов,

ожидавшихся в начале реформы РАО ЕЭС России», и высокий уровень износа основных производственных фондов [3]. В качестве итоговых рекомендаций проведенного совещания главных инженеров-энергетиков ПАО «Россети» можно привести предложения по изменениям нормативно-правовой базы по следующим проблемам:

- объединения компаний электросетевого комплекса;
- пересмотр логики оплаты услуг по технологическому присоединению;
- инвестиционная политика и возможности электросетевых компаний;
- уточнение требований к технологическому присоединению объектов генерации;
- реструктуризация энергосбытовой деятельности;
- уточнение роли Системного оператора, рассмотрев возможность его объединения с Советом рынка для комплексного решения вопросов системной надёжности, управления оптовым рынком и развития энергосистем в глобальном плане;
- создание отраслевой проектной компании.

Другими словами, можно сказать, что фактически предложено пересмотреть практически всю нормативно-правовую базу функционирования и развития распределительного электросетевого комплекса страны. Если рассмотреть вышеизложенные рекомендации участников форума применительно к вопросам состояния распределительного электросетевого комплекса напряжением 110–0,4 кВ, то можно отметить, что успех их решения находится именно в ведении каждого субъекта РФ, так как в рамках субъектов РФ выполняются и утверждаются схемы развития электроэнергетики регионов на пятилетний период с ежегодной корректировкой до 1 мая текущего года, осуществляется государственное регулирование цен (тарифов) на электроэнергию и теплоэнергию, разрабатываются и утверждаются инвестиционные программы развития электроэнергетики, а также осуществляется антимонопольный и ценовой контроль на розничных рынках. Но для этого предстоит пересмотреть всю структуру хозяйственно-договорных отношений на региональном уровне вплоть до пересмотра организационно-правового статуса самого сетевого комплекса. Потребуется и новая логика (алгоритм) ценообразования как на непосредственно региональном розничном рынке электроэнергии (мощности) с

учетом поставок с ОРЭМ, так и на рынке системных услуг ОРЭМ по обеспечению надёжности функционирования ЕЭС и качества поставляемой электроэнергии в системах электроснабжения потребителей.

Об объединении компаний распределительного электросетевого комплекса в рамках субъекта РФ

Согласно ст. 71 пункта «и» Конституции РФ федеральные энергетические системы отнесены к ведению Федеральных органов исполнительной власти Российской Федерации. Вместе с тем до настоящего времени правового определения самого термина «федеральная энергетическая система» не существует. Отсутствует четкое толкование границ разделения полномочий и ответственности между федеральным и региональными уровнями государственной власти и муниципальными исполнительными органами. Именно в силу этого обстоятельства в процессе реструктуризации и приватизации электроэнергетического комплекса страны появились тысячи юридических лиц ТСО¹⁷ и теплоснабжающих организаций, объединение которых в настоящее время в рамках территорий субъектов РФ является актуальной, но непростой задачей.

В то же время, если понимать под федеральной энергетической системой Единую национальную электрическую сеть напряжением 220 кВ и выше с Системным оператором ЕЭС и функционирующим оптовым рынком электроэнергии (мощности) в рамках НП «Совет Рынка» с Администратором торговой системы рынка, обеспечивающих энергобалансовую и системную надежность поставок электроэнергии (мощности) в общегосударственном и межрегиональном распределении поставок энергоресурсов, то распределительный электросетевой комплекс с напряжением 110 кВ и ниже с соответствующими региональными операторами (РДУ) обеспечивает поставку электроэнергии непосредственно всем потребителям, находящимся на территории каждого субъекта РФ.

В соответствии с № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и Правилами оптового рынка, сформированные на ОРЭМ оптовые цены на электроэнергию (мощность) транслируются на региональный рынок через соответствующие группы точек поставки с добавлением стоимости услуг местного сетевого электrorаспределительного комплекса и стоимости услуг электросбытовых организаций (торговые надбавки). Поскольку на розничном рынке, согласно № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», конкурент-

¹⁷ ТСО – территориальные электросетевые организация.

ная поставка электроэнергии от местных энергогенераций не предусмотрена, то конкуренция предусмотрена только для энергосбытовых организаций. В наших условиях этот вид конкуренции проявил пока себя лишь фактами криминального характера (более десятка случаев исключения энергосбытовых компаний и Гарантирующих поставщиков из списка торговых субъектов ОРЭМ и судебных рассмотрений).

Появляются все в большем количестве генерирующие установки, поставляющие электроэнергию потребителям через гарантирующего поставщика по цене переменной составляющей (без оплаты мощности). Такое положение дел уже не устраивает ни потребителей, которые все больше заинтересованы в ценозависимых поставках, ни распределенную генерацию всех типов, растущее число которых также заинтересовано в прямых договорах на поставку энергоресурсов потребителям. Такая тенденция со временем будет только обостряться.

Поэтому представляется актуальным решение вопросов преобразования так называемого регионального по форме рынка электроэнергии в действительно конкурентные региональные рынки электроэнергии (КРРЭ) со своими торговыми платформами. При этом, функционирующие в настоящее время на территориях субъектов РФ гарантирующие поставщики (ГП) могут выполнить функции коммерческих администраторов таких КРРЭ.

Предлагается к рассмотрению следующее

Во-первых, состояние, функционирование и развитие такой региональной торговой платформы фактически может и должно определяться самими субъектами этого рынка, т.е. всеми производителями (поставщиками) электроэнергии, включая ОРЭМ, и всеми активными (просьюмерами) и пассивными ценозависимыми энергопотребителями.

Другими словами, речь идет о преобразовании электросетевого комплекса на территориях субъектов РФ (СРФ) в физическую основу торговых отношений (платформу) всех потребителей электроэнергии и всех видов генерации (поставщиков), выдающих свою мощность в сеть 0,4 – 110 кВ, включая и поставки с ОРЭМ в распределительную сеть через соответствующие группы точек поставок (центры питания от ЕНЭС – подстанции 220 кВ и выше). При этом целесообразно исходить из того, что все существующие электросетевые хозяйства региона созданы для существующих потребителей и для действующих электростанций по их заявкам на технологическое присоединение к сети и для выдачи мощности электростанций в сеть.

Поэтому оплату затрат для обеспечения функционирования такой торговой платформы в виде существующего электросетевого комплекса (необходимую валовую выручку – НВВ) должны обеспечить существующие потребители и уже существующие электростанции (поставщики) в виде внесения каждым из них соответствующей абонентной платы (плата за мощность), величина которой должна определяться пропорционально ранее заявленным мощностям для присоединения к сети, обеспечивая ежегодно для сети необходимую величину НВВ независимо от величины покупаемой (потребляемой) из этой сети электроэнергии. Таким образом автоматически решается и вопрос оплаты так называемых «неиспользованных резервов» в электросетевом комплексе.

Предложение освободить субъекты генерации от абонентной платы под предлогом того, что в конечном итоге все оплачивает потребитель, в предложенном варианте не рассматривать как деструктивные по определению.

Во-вторых, для реализации этого предложения необходимо выполнить следующие условия:

- объединить все ТСО и электросетевые подразделения соответствующих территориальных ДЗО «Россети». Например, в рамках территории субъектов РФ в одну электросетевую компанию объединяются все независимые ТСО в виде подразделения соответствующего ДЗО «Россети» с соответствующим региональным диспетчерским управлением (РДУ) – оператором по обеспечению надежности работы региональной энергосистемы;
- интересы населения должны представлять соответствующие департаменты региональных администраций;
- все потребители электроэнергии (сами или через юридические компании и/или отраслевые ассоциации), энергосбытовые компании, интеграторы электрических нагрузок и электрогенерации всех типов, выдающие свою мощность в сеть напряжением 0,4–110 кВ как юридические лица на территории субъектов РФ, должны объединиться в НП КРРЭ (или саморегулируемая организация – СРО), в рамках которого образуется региональный администратор и коммерческий оператор рынка. В качестве последнего может выступать и гарантирующий поставщик на территории субъекта РФ с изменением его функций и биллинговый центр финансовых расчетов;
- между соответствующим структурным подразделением ДЗО «Россети» и НП (СРО) КРРЭ с участием соответствующего департамента администрации субъектов РФ должен заключаться долгосрочный договор

о сотрудничестве, в рамках которого оговариваются обязательства сторон по обеспечению функционирования электросетевого комплекса и его развитию при технологическом присоединении новых субъектов рынка и обеспечению надежного электроснабжения подключённых к сети потребителей, а также порядок определения и величину абонентной платы каждым субъектом КРРЭ в размерах, обеспечивающих структурному подразделению соответствующего ДЗО «Россети» необходимую суммарную величину НВВ;

- между НП (СРО) КРРЭ СРФ и НП «Совет рынка» – ОРЭМ должен заключаться долгосрочный договор о порядке и правилах коммерческого взаимодействия двухуровневого рынка электроэнергии (мощности) с определением величины абонентной платы Советом рынка своей доли на содержание регионального структурного подразделения соответствующего территориального ДЗО «Россети», если с ОРЭМ осуществляется поставка электроэнергии в КРРЭ и наоборот, если дешёвая электроэнергия поставляется от КРРЭ в ОРЭМ, или по величине сальдовых перетоков через коммерческое сечение. При этом величина необходимой валовой выручки региональной сетевой компании рассматривается НП (СРО) КРРЭ по их экономически обоснованной заявке, а не ежегодно в обязательном порядке как это практикуется сегодня, с экспертной оценкой фактической эффективности целевого использования финансовых средств НВВ за отчетный период и представляет свои предложения по изменению тарифов для утверждения в ценовые органы администраций субъектов РФ.

Оплату потребляемой электроэнергии на торговой платформе КРРЭ и соответствующую долю превышения уровня нормативных потерь электроэнергии в ее сети потребители оплачивают по показаниям коммерческих счётчиков и по ценам(тарифам) розничного рынка в соответствии с Правилами функционирования конкурентного розничного рынка.

Следует отметить, что идея создания конкурентных региональных рынков электроэнергии как региональных торговых платформ может быть рассмотрена и в рамках Федеральных округов (ФО) с едиными тарифными правилами для всех входящих в ФО субъектов РФ как единой тарифной зоны, если по ряду энергоэкономических факторов субъекты РФ могут быть слишком мелкие. Это предложение проф. И.К. Хузмиева касалось, например, Северо-Кавказского ФО с одной тарифной зоной для конечных потребителей. Предложение представляется очень интересным для детальной проработки.

Поэтому представляется целесообразным провести объединение всех ТСО на территории субъекта РФ в одну региональную сетевую организацию как структурное подразделение соответствующей территориальной ДЗО «Россети» через механизмы поглощения (аренда с правом выкупа, передача в управление и/или ликвидация ТСО и прочее), но с соответствующим уточнением ее организационно-правового статуса. При этом все субъекты КРРЭ должны обеспечить через НП КРРЭ СРФ финансирование функционирования регионального электросетевого комплекса и его развития как торговой платформы общего пользования.

При технологическом присоединении к электрической сети новых потребителей электроэнергии:

- новые электросетевые объекты, необходимые для технологического присоединения к сети новых энергопотребителей и стоимость технологического присоединения этих новых потребителей после реализации присоединения вносятся новыми субъектами рынка в виде своего вступительного взноса в торговую систему регионального рынка. При этом величины абонентной платы – долевые платежи уже существующих и вновь появившихся субъектов КРРЭ пересчитываются с учетом состоявшегося развития сети общего пользования;

- новые потребители, становясь субъектами конкурентного розничного рынка, оплачивают покупную электроэнергию по показаниям приборов коммерческого учета по правилам и ценам этого рынка на общих основаниях.

В-третьих, субъектами КРРЭ должны стать:

- городские и промышленные ТЭЦ независимо от величины их установленной мощности с обязательным сохранением их права быть субъектами: а) городских рынков теплоэнергии на территории субъектов РФ и б) рынка системных услуг ОРЭМ;

- все типы распределенной генерации, включая ВИЭ и созданные на их базе микрорынки электроэнергии;

- поставщики электроэнергии (мощности) с ОРЭМ;

- энергосбытовые компании;

- все ценозависимые потребители (пассивные) и располагающие собственной генерацией (просьюмеры);

- интеграторы электрических нагрузок;

- микрогенерация коммунально-бытового сектора;

- разного типа независимые самобалансирующиеся объединения производителей и потребителей электроэнергии.

Инфраструктурными организациями КРРЭ должны стать:

- электрическая сеть на территории КРРЭ, необходимость преобразования которой в физическую платформу такого рынка (ФП КРРЭ) для общего публичного использования представляется ключевым фактором;
- региональный системный оператор надёжности энергосистемы (РДУ);
- региональный коммерческий оператор рынка (РКОР), возможно как преобразованный функционал гарантирующего поставщика;
- региональный биллинговый центр финансовых расчётов (РБЦФР).

Учитывая то, что все энергоисточники когенеративного типа являются субъектами рынка теплоэнергии в каждом городе их места расположения, ценообразование на их продукцию (электроэнергию и тепло) должно определяться в первую очередь правилами конкуренцией на поставку тепла в соответствующем городе. Этот аспект проблемы подлежит дополнительной методической проработке и уточнению правил функционирования городских рынков тепла. При этом следует иметь в виду, что в условиях рыночных отношений валовая выручка ТЭЦ, как и других когенеративных источников, должна формироваться из трех составляющих продажи:

- тепловой энергии по цене, на которую должен быть отнесён весь экономический эффект экономии топлива при комбинированном производстве электроэнергии и тепла;
- электрической энергии, произведенной в теплофикационном режиме, по маржинальным тарифам ОРЭМ, формируемым замыкающими баланс КЭС;
- услуг ТЭЦ на рынке системных услуг ОРЭМ.

Укрупненная блок-схема организации конкурентного регионального рынка электроэнергии и его место в общей схеме оборота электроэнергии представлена на рисунке.

Особо следует отметить актуальность проблематики участия субъектов КРРЭ СРФ в рынке системных услуг для обеспечения системной надёжности функционирования энергосистемы, которая согласно [16] организуется и реализуется СО ЕЭС в рамках торговой системы ОРЭМ. При этом необходимо иметь в виду, что оперативно-диспетчерское управление физическими режимами энергосистем, регулирование частоты тока и напряжения, резервирование мощностей, предотвращение и ликвидация

аварий необходимы вне зависимости от моделей административно-хозяйственного устройства и экономических отношений в обороте электроэнергии.

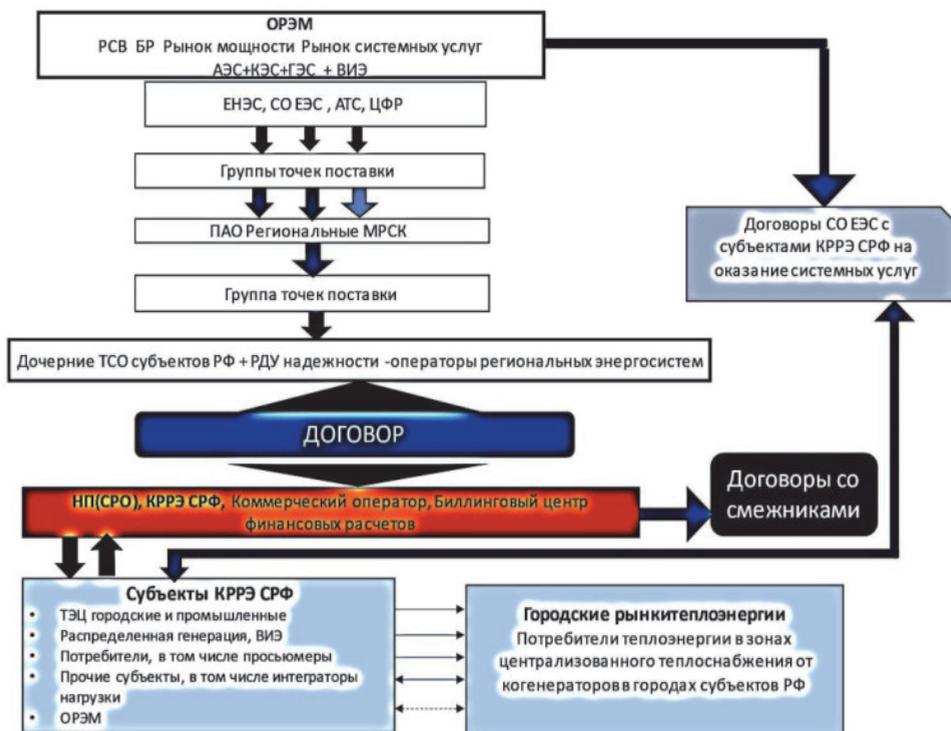


Рисунок. Укрупненная блок-схема организации конкурентного регионального рынка электроэнергии

Укрупненную финансово-договорную систему организации рынка системных услуг (СУ) можно представить в следующем виде: организатором рынка СУ является АО «СО ЕЭС», который определяет спрос на все виды СУ; проводит отбор поставщиков СУ; заключает индивидуальные договоры; проводит мониторинг и контроль над исполнением договорных обязательств.

Услуги оказываются на основании индивидуального договора с каждым отобранном участником, предусматривающего порядок оказания СУ, их оплату и санкции за неисполнение обязательств. Финансовые средства на оплату СУ поступают АО «СО ЕЭС» в рамках договоров на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению плательщикам – потребителями электроэнергии.

Учитывая множество субъектов КРРЭ, их относительно небольшую установленную мощность и особенность генерации ВИЭ, а также предстоящую растущую роль интеграторов электрических нагрузок, отбор субъектов рынка системных услуг усложняется ввиду существенного увеличения размерности решаемой задачи. Однако представляется, что при цифровизации режимов работы энергосистем современное состояние IT-технологий позволяют решить и эту задачу.

О целесообразности создания отраслевого центра компетенций в электроэнергетике – генеральном проектировщике документов перспективного развития электроэнергетики

Актуальность решения вопросов организации стратегического перспективного планирования и проектирования развития электроэнергетики была очевидной с самого начала постпланового перехода к нормальной рыночной экономике, когда даже слова «*план, планирование*» были отвергнуты отцами реформ как советский пережиток прошлого. А что взамен? Ответ был простой: «Ускоренная приватизация госсобственности любой ценой, а рынок сбалансирует спрос и предложения. Изучайте зарубежный опыт и все будет.

Электроэнергетика в этом процессе не была исключением и зарубежный опыт продвинутых в рыночном отношении стран был изучен и успешно привит на здоровом теле ЕЭС России методом ее реструктуризации и частичной приватизации. В нашей стране в «лихие 90-е» действительно очень много усилий было потрачено на изучение зарубежного опыта для реструктуризации РАО «ЕЭС России» и приватизации ее имущественного комплекса, но меньше тратили усилий на изучение опыта организации и применения инструментариев конкуренции и почти без внимания остались вопросы обеспечения транспарентности процедур принятия регуляторных решений и совсем остались без внимания механизмы активного участия потребителей энергии в этих процессах. А это как раз и есть самое главное условие системного регулирования финансового обеспечения функционирования и сбалансированного развития единого процесса производства – передачи – распределения и потребления электроэнергии.

Опыт публикации проектов нормативных и правовых документов на ведомственных сайтах для публичного обсуждения в нашей стране оказался малоэффективным из-за того, что активными участниками такого

обсуждения оказались только энергокомпании, а не пользователи электроэнергии. Именно поэтому наша система энергообеспечения и внешнего электроснабжения реального сектора экономики за 30 лет государственного регулирования рыночной по форме и с частично приватизированной электроэнергетикой оказалась оторванной по своим целям и задачам от нужд экономического развития реального сектора экономики, изымая из последнего неоправданно большие финансовые ресурсы. Это обстоятельство четко квалифицировано в Доктрине энергетической безопасности как внутренний фактор угроз экономике страны [1].

Электроэнергетика превратилась в совокупность энергокомпаний, которые после приватизации организовались для совместной основной своей цели – получение прибыли любой ценой, а потребители в силу своего огромного численного множества и организационно-правовой и отраслевой разобщенности не смогли достойно отстоять свои экономические интересы и превратились в пассивных плательщиков всех требований энергокомпаний.

К сожалению, государство как единственный регулятор рыночных отношений в обороте электроэнергии оказалось под эффективным давлением энергетического лобби, и поэтому практически вся нормативно-правовая база оборота электроэнергии за весь постплановый период разрабатывалась и совершенствовалась до настоящего времени по инициативе энергетических компаний без эффективного вовлечения в этот нормотворческий процесс потребителей энергии и/или их представителей. Нарушение принципа неразрывности процессов производства электроэнергии и ее потребления при решении вопросов развития отрасли обусловило рост экономических дисбалансов с общим ущербом для социально-экономического роста в целом.

В последние пять – семь лет на разных форумах широко обсуждаются проблемы развития электроэнергетики и создается впечатление, что взгляд на проблемы уже «замылился», так как большой практической пользы от рекомендаций экспертного сообщества пока не наблюдается. Возникает ощущение, что предложения экспертов в министерствах и ведомствах мало кого интересует. Реформы в электроэнергетике остановились на самом неблагоприятном для нашей экономики этапе, когда рост цен (тарифов) продолжает свой разрушительный для реального сектора экономики рост, а череда системных аварий и перерывов в электроснабжении потребителей объясняется зачастую «нерасчетными» случаями.

Правда, в последнее время некоторые законодательные инициативы Минэнерго России свидетельствуют о том, что сложившаяся в отрасли ситуация осознана руководством отрасли, и предпринимаются нормативно-правовые инициативы по выполнению мер, предусмотренных Энергетической стратегией до 2035 г., о чем однозначно было заявлено на совещании главных инженеров энергокомпаний в Сочи [10].

В частности, Минэнерго России согласилось с критикой о недостаточной эффективности сложившейся системы управления развитием отрасли и необходимости создания нового центра компетенций в энергетике (НЦКЭ) – генерального проектировщика документов для стратегически выверенного перспективного планирования развитием отрасли. Министерство первоначально подготовило предложение о создании такого центра компетенций на базе института АО «Энергосетьпроект», что было одобрительно встречено в экспертном сообществе. В таком варианте было видно стремление руководства восстановить традицию системного подхода в решении электроэнергетических вопросов в традициях плана ГО-ЭЛРО. И в этом смысле АО «Энергосетьпроект» как базовая организация, еще сохранившая опыт проектирования развития энергосистем, энергообъединений и ЕЭС России с творческим участием в этом процессе других профильных институтов отрасли и РАН, рассматривалось как удачное решение. В этом варианте участие АО «СО ЕЭС», как и в плановой экономике до 1990 г., предусматривалось в качестве самого заинтересованного и высококвалифицированного заказчика, эксперта и приемщика выполненных работ. Предлагается другой вариант организации генерального проектировщика нормативных документов развития отрасли – новый центр компетенций на базе АО «СО ЕЭС». Такая замена представляется ошибочным решением, так как на АО «СО ЕЭС» возложена по закону ответственность за надежное оперативное обеспечение работы ЕЭС России и всех ее энергообъединений, обеспечение надежной работы межгосударственных связей ЕЭС и целое множество оперативной работы по обеспечению энергоэффективных режимов работы ЕЭС. Кроме того, АО «СО ЕЭС» в настоящее время выполняет функции коммерческого оператора на рынке системных услуг ОРЭМ и выполняет функции конкурентного отбора мощности (КОМ) для обеспечения энергобалансовой надежности ЕЭС. Весь набор выполняемых АО «СО ЕЭС» функций – это огромный объем специфических высококвалифицированных работ, качество выполнения которых требует постоянного совершенствования, и не должно допускать ошибок и сбоев в работе, так как в противном случае – это аварии систем-

ного характера с огромными материальными и социальными ущербами. Все функции СО ЕЭС отражены в № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и необходима постоянная работа по их качественному исполнению, так как требования к надежной работе ЕЭС постоянно повышаются, а к уровню качества их исполнения всегда есть и будут замечания. Например, АО «СО ЕЭС» своими действиями по проведению КОМ обеспечил совершенно неоправданные излишки установленных мощностей на электростанциях ЕЭС – почти 60 ГВт, что наряду с излишними мощностями в электросетевого комплексе (средняя загрузка электросетей составляет около 35%) обусловили необоснованно высокий уровень цен (тарифов) для конечных энергопотребителей реального сектора экономики. Объем изымаемых финансовых средств из реального сектора экономики, как уже указывалось выше, оценивается величиной около 1,0 трлн руб/год. И этот процесс перекачивания денег из реального сектора экономики в электроэнергетические компании продолжается все 30 лет. Правда, в этом негативном процессе отрицательная роль не только АО «СО ЕЭС», но и всей выстроенной системы государственного регулирования ценообразования в обороте электроэнергии.

Можно привести еще много замечаний по недоработкам АО «СО ЕЭС», поскольку в соответствии с действующими нормативно-законодательными актами на системного оператора возложены, а также включены в плату за услуги системного оператора, следующие функции:

- участие в организации деятельности по прогнозированию объема производства и потребления в сфере электроэнергетики и участие в процессе формирования резерва производственных энергетических мощностей;
- разработка и представление в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти совместно с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью мероприятий, технологических схем и программ развития Единой энергетической системы России и участие в их реализации;
- участие в разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики;
- участие в разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации;
- согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства и объектов по производству электрической и тепловой энергии, а также ввода их после ремонта и в эксплуатацию.

Таким образом, на АО «СО ЕЭС» уже в текущей практике возложены функции по проверке и согласованию технических решений, рассматриваемых в основных программных документах, что должно было исключить возможность включения в документы регионального уровня технически необоснованных и экономически неоптимальных решений, отсутствие рассмотрения альтернативных мероприятий и т.д. А поэтому замечаний к работе АО «СО ЕЭС» уже сегодня очень много.

Но одно дело участвовать в разработке перспективных проектов развития электроэнергетической отрасли в виде квалифицированного эксперта и даже приемщика работ, и другое дело – взять на себя весь объем разработки документов, что потребует существенно расширить объемы работ разного профессионального профиля (экономистов, электриков, угольщиков, атомщиков, гидроэнергетиков, специалистов ВИЭ, IT-специалистов, экологов, юристов и пр. и пр.) с привлечением к участию практически всех профильных проектных и академических институтов.

Исторически при формировании и работе электроэнергетической отрасли в России вопросы оперативно-диспетчерского управления и перспективного планирования были разделены, так как эти задачи решаются разными методами с применением разных инструментариев и очень слабо взаимосвязаны друг с другом. Они регламентируются разными нормативными и техническими актами, а поэтому требуют разного образования и профессиональных навыков у персонала.

Представляется, что административно-организационная работа по созданию генерального проектировщика перспективного развития отрасли на базе АО «СО ЕЭС» объективно отвлечет руководство компании от решения оперативно-диспетчерских задач в ущерб последним на несколько лет. Нужно ли это делать? Ведь после всей организационной суеты свое новое «дитя» придется отделять от гипертрофически разросшейся материнской организации – это закон природы. Так может эффективнее вернуться к первоначальному варианту и не возлагать на диспетчерскую организацию огромные дополнительные функции организации межотраслевого перспективного планирования и проектирования ЕЭС, превращая эту организацию в закрытого фактически бесконтрольного общепромышленного монополиста, который практически подменит Минэнерго России? В конкурентной рыночной среде оборота электроэнергии обременять оперативно-диспетчерскую работу АО «СО ЕЭС» с уже выполняемыми двумя коммерческими функциями – оператора системных услуг на ОРЭМ и опе-

ратора конкурентного отбора мощности для оперативной и энергобалансовой надежности функционирования ЕЭС как физической основы ОРЭМ – со специфическими и очень объемными функциями межотраслевого НЦКЭ – генерального проектировщика документов по стратегическому и перспективному развитию ЕЭС России, – это объективно еще больше размыт ответственность за качество оперативно-диспетчерской работы и тем самым нанести ущерб и надежности функционирования ЕЭС и снизить экономические показатели работы отрасли в целом. Представляется, что НЦКЭ будет более эффективным институтом, если он будет наследником положительной практики бывшего ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект» и независимой организацией под государственным Наблюдательным Советом, а АО «СО ЕЭС» всегда был, и его нужно оставить в этой роли как самой компетентной экспертной организации и приемщиком работ по развитию энергосистем, энергообъединений и ЕЭС России в целом.

Отмечая самую высокую в отрасли квалификацию специалистов-электриков АО «СО ЕЭС» по ведению режимов работы ЕЭС, целесообразно совершенствовать их работу, в первую очередь, по обеспечению надежности функционирования ЕЭС, где есть над чем работать, и сохранить их как самых заинтересованных экспертов по планам перспективного развития ЕЭС, которые должны разрабатываться независимым от него НЦКЭ, с отраслевыми институтами и с энергетическими кафедрами вузов при участии в этом процессе ЦДУ ЕЭС. В таком сотрудничестве была фактически создана и развивалась ЕЭС Советского Союза как уникальное в мировом масштабе энергообъединение.

Можно отметить как продвижение в нужном направлении и предложение о создании интеграторов электрических нагрузок энергопотребителей, о создании самобалансирующихся энергокомплексов, о создании РДУ региональных энергосистем и ряд нормативных документов по совершенствованию режимов работы энергетических систем и др.

О системной организации и финансировании отраслевых НИОКР по инновационному технологическому переходу к декарбонизированной электроэнергетике

Прежде чем перейти к конкретным предложениям, целесообразно привести несколько общих замечаний.

Все вышеперечисленные направления перспективного прогнозирования, стратегического планирования и проектирования развития энерге-

тики концептуально представляют собой и должны решаться как комплексная очень большая системная задача с временным горизонтом, достаточным для своевременного видения и адаптивного учета прорывных технологий в сферах производства, передачи, распределения и конечного энергопользования всех видов энергоресурсов, с одной стороны. А с другой – иметь возможность поэтапной актуализации принимаемых решений в целях подготовки решений на «развилках» развития и своевременного исключения излишних экономических издержек. В этом смысле адаптация к инновационным технологиям в электроэнергетике как в сферах производства и преобразования энергоресурсов, их передачи и распределения, так и в сфере управления режимами работы энергосистем в современных рыночных условиях функционирования и развития, должна выстраиваться государством в виде комплекса организационных и экономических мер эффективного стимулирования и мотивации хозяйствующих субъектов в принятии ими практических решений в общем тренде оптимального развития электроэнергетики как важнейшего фактора территориального планирования и социально-экономического развития страны.

Успешный опыт решения перечисленных проблем в период плановой экономики хорошо известен – была выстроена, научно обоснована и нормативно-методически обеспечена вся работа и стратегических исследований, и прогнозирования, и перспективного проектирования развития электроэнергетики и электрификации как одной из составляющих отраслей ТЭК страны. Это была цельная система и школа научных исследований, в которой были интегрированы специализированные кафедры вузов, отраслевые НИИ, отраслевые комплексные научно-исследовательские и проектно-изыскательские институты и соответствующие институты РАН. Финансирование научных исследований осуществлялось в централизованном порядке из госбюджета, а отраслевые НИОКР, кроме того, финансировались частично за счет средств отраслевых министерств. Организация централизованного научного предвидения, стратегического планирования и перспективного проектирования в своё время позволила создать в нашей стране современный ТЭК и его важнейшую составляющую – ЕЭС России, основные фонды которых вот уже 30 лет постсоветского периода успешно обеспечивают энергоснабжение нашей страны.

Необходимо в новых реалиях реализовать проект генерального проектировщика нормативных документов по стратегическому развитию и перспективному проектированию электроэнергетики на базе воссоздания функций «Энергосетьпроект».

Итоги реализации инвестиционной программы по строительству новых энергомощностей по программе ДПМ-1 показали, что 80% основного энергетического оборудования для построенных электростанций было куплено у иностранных компаний.

О чем это говорит? Это значит, что наше энергомашиностроение все 30 лет работало только на поставку запчастей для ремонта, построенного еще в советский период отечественного энергооборудования, а разработку НИОКР для нового технологического перехода в энергетике никто не заказывал. Частные энергетические компании зачастую с иностранными совладельцами не заинтересованы в финансировании НИОКР на отечественных заводах и отдают предпочтение закупке энергооборудования у зарубежных фирм, поскольку наши заводы не способны поставлять конкурентоспособную технологию – они за 30 лет лишь теряли компетенцию. А если учесть всякого рода зарубежные санкции и прочие экономические турбулентности, то становится совершенно очевидной необходимость как можно быстрее исправлять положение и восстановить технологическую независимость в этой важнейшей отрасли.

Представляется необходимым не просто заниматься решением вопросов импортозамещения через увеличение нашего участия в производстве оборудования, что само по себе тоже важно, а восстановить организационно процесс системных исследований в энергетике, формировать наиболее стратегически важные для отрасли НИОКР, концентрировать силы и средства на разработку выявленных прорывных направлений и формировать перед энергомашиностроительной индустрией, другими смежными отраслями (компаниями) перспективный заказ на изготовление и отработку головных образцов, а затем и серийный заказ на их производство.

Рассмотрим, что отсутствует в ныне разрабатываемых энергетических стратегиях, схемах развития и размещения электростанций, развития ЭЭС России, развития электроэнергетики на территориях субъектов РФ, энергоснабжения городов и прочих объектов.

Во-первых, качественная информация (исходные данные) о темпах роста электрических и тепловых нагрузок: прогнозы социально-экономического развития, выполняемые Минэкономразвития России в составе ежегодного бюджетного регламента с учетом и более далекой перспективы, носят оценочный (необязательный к исполнению) характер прогноза. О прогнозах Минэкономразвития сразу же забывают после при-

нения бюджета. Но прогноз – это не план, хотя о необходимости перехода от прогнозов к индикативному планированию говорят экономисты уже лет 12–15, если не больше. Поэтому за достоверность прогноза никто не отвечает, другое дело, когда необходимо ответить за срыв выполнения плана. А мы так лихо отказались от плана одновременно перейдя на эвристическое безответственное прогнозирование.

Прогнозированием могут заниматься профильные НИИ и отдельные специалисты, но не Министерство экономического развития России. Прогноз можно менять хоть каждый месяц, что и делает Минэкономразвития, например, по показателю инфляции, – разве это влечёт за собой какие-то последствия? А ведь по прогнозным показателям социально-экономического развития страны и регионов АО «СО ЕЭС» определяет графики электрических нагрузок энергосистем, энергообъединений и ЕЭС России, разрабатываются схемы развития энергетики, в которых рассчитывают динамику роста электропотребления, электрических и тепловых нагрузок, определяют необходимые для их покрытия объемы энергетического строительства и утверждаются инвестиционные программы ввода энергетических мощностей, сетевых объектов. Иными словами, оптимистические прогнозы Минэкономразвития превращаются в электроэнергетике в плановые показатели, так как принимаются за основу формирования бюджетов и инвестиционных программ и, наконец, в ценовые (тарифные) показатели для стагнирующих существующих энергопотребителей.

Ошибки прогноза в социально-экономическом развитии очень дорого обходятся экономике и хозяйствующим субъектам, и стране. Например, в текущем году максимальная нагрузка ЕЭС при холодной зиме может достичь 158 ГВт – это, всего лишь, максимум 1990 г. Следовательно, с учетом 20% резервных мощностей достаточно иметь 190 ГВт располагаемых мощностей. За 30 лет под прогнозы Минэкономразвития введено столько новых мощностей генерации, что даже с учетом выведенных из эксплуатации за этот период генераторов ЕЭС будет располагать к концу текущего года около 250 ГВт. Зачем нашей стагнирующей экономике содержать около 60 ГВт никому ненужных старых мощностей и соответствующих загруженных всего на 30–35% электросетевых объектов? Содержание излишнего (резерва) энергетического хозяйства соизмеримо по объемам с энергетикой Беларуси, Армении, Грузии, Казахстана и Киргизии (страны ЕАЭС) вместе взятых. Таковы реальные резервы снижения тарифов на электроэнергию для промышленности почти на 35–40%, начиная со следующего года, что существенно повысило бы ее конкурентоспособность!

Риска энергетических ограничений потребителей при таком снижении тарифов в ближайшем будущем не возникнет. При ежегодном росте ВВП на 2,5% и энергоёмкости прироста ВВП на 0,5% на каждый процент роста ВВП (например, показатель Германии) при разумной технической политике существующих мощностей хватит стране как минимум до 2030 г. А это значит, что из реального сектора экономики за 30 лет постсоветского периода было изъято в сферу развития системной электроэнергетики почти 11 700 млрд руб. ($60 \text{ млн кВт} \times 2,5 \text{ тыс. долл/кВт} \times 60 \text{ руб/долл} \times 1,3 = 11700 \text{ млрд руб.}$).

Причиной подобного неэффективного инвестиционного процесса в электроэнергетике стала практика планирования и финансирования инвестиционных программ энергетических компаний, которые определяются в схемах развития электроэнергетики, что в принципе правильно, и утверждаются государством соответственно на федеральном и региональном уровнях для обязательного исполнения соответствующими энергокомпаниям за счёт финансовых средств существующих промышленных потребителей, что представляется ошибочным решением в рыночной среде, так как все риски в этом варианте государство переложило только на существующих потребителей.

В качестве примера можно привести реализацию инвестиционной программы по договорам поставки мощности (ДПМ-1), в которой государство обязало частные энергокомпании реализовать после приватизации программу строительства новых электростанций, а промышленный бизнес обязан был оплатить возврат финансовых средств энергокомпаниям за построенные мощности, которые в итоге оказались излишними. Это пример цены легковесных прогнозов, когда желаемое выдается за действительное без корректирующих поправок по ходу дел. Данный процесс можно сравнить с управлением движением без сильных обратных связей. Аналогичная ситуация сложилась и в развитии электросетевого комплекса с похожими последствиями. Сейчас стоит задача, как рационально использовать созданные избытки производственных мощностей для эффективного развития реального сектора экономики.

В сложившихся условиях, наконец-то, основная инвестиционная политика в электроэнергетике на предстоящие 10 лет должна быть направлена, в первую очередь, на техническое перевооружение действующих производственных фондов в отрасли. Хотя было известно и раньше, что эффективность модернизации действующих энергетических мощно-

стей в 2,0–2,5 раза выше, чем строительство новых и должна была бы проводиться вместо нового строительства программы ДПМ-1, а строительство и ввод в эксплуатацию новых мощностей должно предусматриваться только взамен выбывающих.

Существенно улучшить ситуацию можно через переход к *индикативному планированию* в российской экономике, который должен предусматривать определение и утверждение вместе с очередным планом очерпывающего перечня необходимых к принятию нормативно-правовых актов и экономических механизмов как стимулов для бизнеса в целях реализации принятых плановых показателей. В таком варианте контрольные показатели принятого индикативного плана с четкой ответственностью законодательных и исполнительных органов за его исполнение создадут стабильную экономическую базу для развития бизнеса, чего нет в настоящее время. В этом случае индикативные планы социально-экономического развития страны и субъектов РФ превратятся в более надежную информационную и мотивационную базу для обоснования путей и методов развития бизнеса, в том числе электроэнергетики.

Во-вторых, глубокий анализ мировых достижений и тенденций развития в разных энергетических и электротехнических технологиях, а также обоснованные рекомендации для отечественного промышленного комплекса по интенсификации НИОКР по важнейшим для энергетики технологическим направлениям. Энергетики должны формировать заказ промышленности на прорывные технологии и не только по импортозамещению. Но в условиях частной собственности на средства производства в виде множества юридических лиц относительно небольших энергетических компаний выполнить вышеперечисленные функции может только государство. Например, драйвером развития интеллектуальной энергетической системы, согласно концепции Энерджинет, являются «распределенная генерация и мотивированный активный потребитель». Если данное утверждение восприняли на всех уровнях как верный целеуказатель, то почему распределенная генерация (например, газопоршневая) на отечественном рынке представлена практически лишь импортным оборудованием?

А что нужно сделать, чтобы потребитель стал «активным мотивированным потребителем» на рынке энергоресурсов? Как минимум, необходимо преобразовать региональные рынки электроэнергии в действительно торговые площадки, на которых за договоры на поставку энергоресурсов потребителям будут конкурировать местные энергоисточники,

включая ТЭЦ и разного типа распределенная генерация и поставщики энергоресурсов с оптового рынка электроэнергии (мощности). Это потребует пересмотра правил существенно более глубокой дифференциации цен по зонам графика нагрузки и сезонам года, а также формирования тарифов на передачу электроэнергии с разделением тарифов на передачу электроэнергии по сетям ПАО «ФСК ЕЭС» и по распределительным сетям на территориях субъектов РФ. Однако несмотря на неоднократные поручения Правительства РФ по этим вопросам, пока толковых проработок по этой теме нет. А ведь в условиях рыночной экономики изучение проблем баланса экономических интересов субъектов энергетических рынков является важнейшей проблемой, и государство должно не только с этим соглашаться, но и активно стимулировать инвестиции по этим направлениям, формировать мотивацию субъектов бизнеса через совершенствование нормативной и законодательной базы.

В-третьих, должный анализ региональных особенностей экономик каждого субъекта РФ и основных экономически обоснованных возможностей их – это с одной стороны, а также анализ вовлечения в энергобаланс местных энергетических ресурсов, в том числе ВИЭ, в каждом регионе по сравнению с подобными показателями привлечения в каждый регион ТЭР федерального (межрегионального) значения, с другой. Это тоже своего рода конкурентный отбор вариантов развития энергогенерации, в чем крайне заинтересован бизнес, а такой информации как раз и нет в разрабатываемых документах. Это обесценивает информативное значение разрабатываемых схем перспективного развития как надёжных документов для предпринимательства.

В-четвертых, экономически обоснованные проработки и рекомендации по определению получателей прибыли от реализации инвестиционных программ и объектов. Подобная очень важная для предпринимателя информация в схемах развития электроэнергетики вообще не прорабатывается. В определенных схемами инвестиционных программах с рекомендованной структурой источников финансирования отсутствуют рекомендованные механизмы селективной государственной поддержки предпринимательства в каждом регионе как за счет региональных, так и за счет федеральных возможностей. В реструктурированной и приватизированной энергетике (количество разного организационно-правового статуса хозяйствующих субъектов в отрасли превысило несколько тысяч) государство может и должно дифференцированно формировать мо-

тивационную основу эффективной деятельности всех хозяйствующих субъектов в интересах энергопотребителя, т.е. бизнеса в реальном секторе экономики.

В-пятых, глубокий анализ динамики показателей экономической эффективности фондоотдачи как уже работающих основных промышленно-производственных фондов (ОППФ) в электроэнергетике, так и вновь создаваемых с оценкой их влияния на экономику реального сектора экономики.

В-шестых, показатели сравнительной эффективности поэтапного развития электроэнергетики по сравнению с существующим состоянием как по отрасли в целом, так и в региональном разрезе. Такой аналитический материал характеризовал бы, насколько эффективен предложенный вариант развития по сравнению с достигнутым состоянием отрасли и его влияние на эффективность реального сектора экономики.

В-седьмых, обоснованные показатели влияния рекомендуемого к реализации варианта развития электроэнергетики на экономику реального сектора экономики и соответствующие рекомендации по совершенствованию торговой системы в обороте электро- и тепловой энергии в целях обеспечения баланса экономических интересов как производителей, так и потребителей энергии и объективно справедливого ценообразования на энергоресурсы.

В-восьмых, не проработаны концептуальные вопросы формирования оптового рынка энергоресурсов и услуг в рамках развития Евразийского сотрудничества и обоснование роли ЕЭС России в данном процессе, и экономических выгод для экономики страны.

Отсутствие перечисленных разработок и обосновывающих материалов в стратегических перспективных исследованиях о развитии энергетики в условиях множества конкурирующих частных компаний с несовпадающими экономическими интересами и естественно монопольными электросетевыми компаниями, стоимость услуг которых регулируется государством на федеральном и региональном уровнях, не оказывает необходимого синтезирующего воздействия на перспективную работу энергетических компаний и превращает перспективные документы в комплекс мифологических целеполаганий.

В итоге следует заключить, что за 25 лет постпланового периода в нашей стране выстроена солидная законодательная база стратегического перспективного прогнозирования – планирования развития электроэнер-

гетики, которую необходимо адаптировать к принципам рыночной экономики с эффективно мотивированным предпринимательством как в области развития системной электроэнергетики с соответствующим ценообразованием, так и в области создания ценозависимого энергопотребления. Пусковым механизмом включения всего арсенала рыночных механизмов конкуренции в электроэнергетике послужит отказ государства от включения инвестиций для финансирования нового энергетического строительства в цены (тарифы) на энергоресурсы для существующих энергопотребителей, за счет которых в настоящее время осуществляется финансирование излишних для них энергостроек. Другими словами, финансирование нового энергетического строительства должно осуществляться в интересах нового или расширяемого бизнеса и за его счет [7, 8]. Акционерная форма хозяйствующих субъектов как в электроэнергетике, так и в реальном секторе экономики открывают для этого уникальные возможности.

Очевидно, что в сложившихся условиях для организации системно увязанной во всех аспектах стратегии перспективного планирования недостает четкого организующего административного начала. Представляется необходимым выполнить несколько определяющих мероприятий.

Первое – создать под руководством Минэнерго России, Минпромторга России, Минэкономразвития России с участием Минобрнауки России и других заинтересованных организаций (в виде наблюдательного совета) новый центр компетенций в электроэнергетике – генерального разработчика нормативных документов по стратегическому перспективному планированию развития электроэнергетики с правом принятия нормативно-правовых обязательных к исполнению всеми субъектами электроэнергетики актов. В составе такого центра целесообразно организационно четко консолидировать взаимодействие ещё сохранившегося потенциала:

- отраслевого проектно-изыскательского института АО «Энергосетьпроект» с участием других отраслевых проектных организаций (АО «Атомэнергосетьпроект», АО «Институт Гидропроект», АО «ТЭП», АО «ВНИПИЭНЕРГОПРОМ» и других профильных энергетических организаций);
- научно-исследовательских институтов, занимающихся стратегическими исследованиями в энергетике, например, НТЦ «ФСК ЕЭС» и научных институтов РАН.

Организационно-правовой формой такого центра можно было бы рассмотреть научно-проектный консорциум, в рамках которого будут вы-

полняться НИР и количественные расчеты (исследования) вариантов перспективных схем развития ЕЭС и региональных схем развития энергетики, варианты инвестиционных программ энергетических компаний, формироваться наиболее интересные для бизнеса варианты финансирования реконструкции и строительства новых объектов, проводиться оценка влияния энергетики на экономику реального сектора экономики, варианты совершенствования рыночных отношений в отрасли и схем внешнеторговых отношений в рамках ЕАЭС, а также вырабатываться новые технологические требования к энергомашиностроительным, электротехническим и другим смежным отраслям промышленности. В рамках названного центра целесообразно создать общий научно-технический совет нового центра на базе функционирующего НП «НТС ЕЭС», расширив его состав за счет участия представителей ассоциативных объединений производителей и потребителей энергии, а также электротехнических и энергомашиностроительных организаций Минпромторга России и др. организаций.

Второе – сформировать централизованный источник (фонд) финансирования научных исследований стратегии и перспективного планирования развития отрасли. Положение о централизованном фонде финансирования научных исследований и стратегического планирования развития энергетики (ЦФ НИиСП) целесообразно законодательно принять в виде отдельного раздела в № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». Для его образования и ежегодного пополнения достаточно централизовать отчисления на НИОКР всех энергокомпаний в совокупности с бюджетным финансированием госзаказов по важнейшим прорывным темам развития, что станет эффективным инструментом государственно-частного партнерства в этой важнейшей сфере. В качестве отраслевой экспертной организации ЦФ НИиСП необходимо рассмотреть реорганизованное НП «НТС ЕЭС», что повысит эффективность работы фонда.

Третье – для правильной мотивации субъектов рыночных отношений в энергетике принципиально важно выполнить исследования и количественные оценки отдельно для:

- уже существующих производственных фондов в энергетике, обеспечивающих энергоресурсами существующих энергопотребителей;
- наращивания новых производственных генерирующих мощностей для покрытия новых потребителей возрастающего энергопотребления с соответствующим приростом генерирующих мощностей и транспортной инфраструктуры.

Сравнение приростных показателей экономической и энергетической эффективности экономики на расчетных уровнях показывает, насколько велика разница в соответствующих показателях в разных вариантах перспективных версий экономического развития. Данное условие – очень важное, оно формирует правильную мотивацию бизнеса в разных вариантах стратегического прогноза и перспективного планирования, так как позволяет оценить эффективность централизованного энергоснабжения нового бизнеса (или расширение существующего) по сравнению с альтернативным вариантом, например, энергоснабжения от собственных энергоисточников (распределённой генерации, альтернативной котельной или собственной на базе ВИЭ). В рыночных условиях хозяйствования такая возможность экономических оценок альтернативных вариантов организации энергоснабжения бизнеса мотивирует правильное поведение энергопотребителя как субъекта энергорынка, обеспечивая баланс экономических интересов между энергосистемой и новыми энергопотребителями без перекладывания дополнительных затрат на существующих потребителей реального сектора экономики.

Представленные предложения – это реакция на сложившееся положение в электроэнергетике, которая нуждается в корректировке системы управления ее развитием. Данные предложения должны быть рассмотрены и в Минэнерго России, и в Законодательном Собрании России.

Литература

1. Указ Президента Российской Федерации от 13.05.2019 г. № 216 «Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации».
2. Распоряжение Правительства РФ от 9.06.2020 г. № 1523-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2035 года».
3. О будущем электроэнергетики России..., СГИЭ-21, г. Сочи, 11 – 12 марта // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 2 (65).
4. Мищеряков, С.В. Об актуальных вопросах создания отраслевого Центра компетенций – Генеральном проектировщике документов перспективного развития электроэнергетики / С.В. Мищеряков, Г.П. Кутовой // Энергетик. – 2021. – № 11.
5. Кутовой, Г.П. О необходимости продолжения реформ в электроэнергетике. Отрасль может и должна стать локомотивом реального сектора экономики в условиях цифровизации. Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития / под ред. проф. Н.Д. Рогалева. – М.: Изд-во МЭИ. – 2019. – С. 144–169.

6. Кутовой, Г.П. О выборе варианта дальнейших реформ в электроэнергетике (от чего ушли, к чему пришли и как выстраивать отношения в электроэнергетике, обеспечивая ее развитие). – Bean Bassin 2018, LAP LAMBERT Academic publishing RU.

7. Жуков, С.В., Таций, В.В., Копытин, И.А. и др. Проблемы интеграции рынков природного газа и электроэнергии в американской экономике, публикации ИМЭМО РАН, 2012.

8. Жихарев, А.Б. Все цвета водорода: оптимальная палитра для России / А.Б. Жихарев, К.П. Степанченко // Энергоэксперт. – 2021. – № 3 (79).

9. Шульга, Р.Н., Распределенная генерация с использованием водородной энергетики / Р.Н. Шульга // Энергоэксперт. – 2021. – № 3 (79).

10. Добровольский, Ю. Водород – это не мода, а всего лишь вопрос цены / Ю. Добровольский // Энергоэксперт. – 2021. – № 3 (79).

11. Агарков, Д.А. Твердооксидные топливные элементы (ТОТЭ) и энергоустановки на их основе / Д.А. Агарков, С.И. Бредихин // Энергоэксперт. – 2021. – № 3 (79).

12. Экономика и управление в современной электроэнергетике России / под ред. Е.В. Аметистова и А.Ю. Шаровой. – М.: НП «КОНЦ ЭЭС», 2019.

13. Просто о розничном рынке электроэнергии. – URL: <https://en-mart.com/o-rozничnom-rynke-elektroenergii/>

14. Прокопьев, Ю. Зажечь зеленый свет. Нужна ли России водородная электроэнергетика и на каких направлениях следует сосредоточиться разработчикам технологий / Ю. Прокопьев // Экономика Сибири. – № 273 (8327). – 28.03.2021.

15. Зибельман, О.О реформировании Австралийского оптового рынка электроэнергии или почему иногда полезно выходить из своего болота / О.О. Зибельман. – URL: <http://www.valeryzhiharev.org/blog>

16. Мищеряков, С.В. О преобразовании территориальных электросетевых комплексов в рамках субъектов Российской Федерации в торговые платформы конкурентных розничных рынков электроэнергии (мощности) / С.В. Мищеряков, Г.П. Кутовой // Энергетик. – 2022. – № 11. – С. 30–33.

17. Кутовой, Г.П. Нужна новая парадигма (или архитектура) экономических отношений в электроэнергетике / Г.П. Кутовой // Энергетик. – 2016. – № 2. – С. 8–13.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОММЕРЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ И МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ ДО 2050 г.

Покатилов А.В.,

к.т.н., главный метролог ПАО «Мосэнерго»

Введение

В настоящее время зона ответственности метрологов на предприятиях энергетики значительно расширилась. Ранее они в основном отвечали за проведение в срок поверки и калибровки средств измерений, используемых на предприятии. Сейчас, кроме безусловного выполнения этой задачи, на них возложена функция постановки измерительной задачи (определение необходимого перечня измеряемых физических величин, состава средств измерений, их точность и места установки), контроля формулировки этой задачи в технических заданиях на создание, реконструкцию и модернизацию объектов энергетики, метрологическая экспертиза проектной и рабочей документации. В ст. 3 Федерального закона от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «Об обеспечении единства измерений» (с изм. и доп., вступ. в силу с 29.12.2021) выделены сферы государственного регулирования обеспечения измерений, к которым отнесены осуществление деятельности в области охраны окружающей среды, осуществлении производственного контроля за соблюдением установленными законодательством Российской Федерации требований промышленной безопасности к эксплуатации опасных производственных объектов, учет количества энергетических ресурсов. Таким образом, зона ответственности метрологов на предприятиях энергетики охватывает все вышеперечисленные сферы. Далее рассматривается прогноз развития всех связанных с этим областей энергетики.

Коммерческие расчеты за энергоресурсы

После появления в России рынка электрической энергии и мощности стали массово разрабатываться, производиться, устанавливаться и эксплуатироваться автоматизированные информационно-измерительные

системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). В регламентах оптового рынка были конкретизированы технические требования к таким системам, проработаны процедуры их разработки и сдачи в эксплуатацию. Это было существенным шагом к учету и контролю одного из энергоресурсов – электрической энергии.

Современные предприятия энергетики ведут коммерческие расчеты не только за поставляемые потребителям энергоресурсы: электроэнергию и тепло, но и за потребляемые энергоресурсы: уголь, мазут, газ, вода.

Можно прогнозировать следующее развитие приборного парка в этом направлении. Будут внедряться узлы учета энергоресурсов с оплатой не только за суммарный расход энергоресурса за достаточно большой интервал времени (сейчас электроэнергия – 30 мин, газ, тепло и вода – месяц), но и за мощность (возможность поставки энергоресурса в требуемом объеме в заданном интервале времени), или с ограничением присоединяемой мощности, заявленной в договоре на снабжение соответствующим ресурсом. Выбор варианта тарификации (многотарифность, ограничение нагрузки и т.д.) остается за потребителем (по аналогии с сотовыми операторами). Начинаться будет с мелкомоторных предприятий, офисов, больших домовладений.

Дисплей узлов учета будут и должны находиться в прямой видимости потребителя (плательщика) ресурса и иметь индикаторы, на которых могут быть легко различимы учетные показатели пожилыми людьми и людьми со слабым зрением. Физические величины на индикаторах могут быть в национальной или международной форме согласно документу Постановление Правительства РФ от 31 октября 2009 г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации» (кВт·ч, Гкал, м3). При наличии технической возможности, как дополнительная услуга, на индикаторах может быть отображено денежное выражение потребленного ресурса (руб.).

Для повышения прозрачности расчетов за энергоресурс узлы и системы учета при необходимости будут дополняться функцией автоматического приборного учета ресурса при изменении схемы сети (например, обходные выключатели в электрических сетях, байпасы и перемычки в тепловых и газовых сетях).

Приборы для измерений качества энергоресурсов

Все большее внимание при выполнении измерений уделяется качеству поставляемого или потребляемых энергоресурсов (напряжение и частота в электрической сети, температура воды при горячем водоснабжении, калорийность природного газа). Счетчики электрической энергии с функцией измерения параметров ее качества разработаны и освоены отечественными производителями. Отсутствие их массового внедрения связано с отсутствием нормативной основы применения штрафных санкций при поставке энергоресурса не должного качества. Поэтому в будущем необходимо для учета и управления качеством, **узел учета энергоресурса дополнить функцией измерений объема нарушений**, допускаемых как производителями данного ресурса, так и его потребителями. Это позволит применять экономическое воздействие к источнику нарушений. Для электроэнергии такое развитие особенно своевременно в условиях массового ввода в работу малой генерации.

Низкое качество электроэнергии в электрических сетях, не соответствующее нормативам по целому ряду показателей, является одной из причин повышенных технических потерь. Проведенные в ПАО «ФСК ЕЭС» исследования по мониторингу качества электроэнергии на подстанциях 110–220 кВ, показали:

- нарушения требований действующего стандарта имеют массовый и систематический характер во многих энергосистемах;
- основными источниками недопустимых отклонений качества электроэнергии являются электрифицированная железная дорога, крупные металлургические предприятия, в первую очередь, алюминиевые заводы;
- завышенные значения отклонений напряжения имеют место в энергосистемах с протяженными электрическими сетями и дефицитом реактивной мощности.

Снижение качества электроэнергии в узлах присоединения потребителей влечет за собой экономический ущерб, пока не поддающийся достоверной количественной оценке из-за отсутствия в узлах учета соответствующих средств измерений. Всё чаще отмечаются проблемы снижения качества электроэнергии из-за несимметрии и несинусоидальности токов в электрических сетях 0,4 кВ.

Для обеспечения нормативов качества электроэнергии, в соответствии с ГОСТ 32144-2013 развиваются и уже выпускаются новые технические средства на основе силовой электроники: быстродействующие статические компенсирующие устройства (СТАТКОМы), управляемые шунтирующие реакторы, токоограничивающие реакторы, активные фильтро-компенсирующие и симметрирующие устройства, накопители электроэнергии различных конструкций и т.п. Широко внедряются в распределительных электрических сетях автоматизированные секционирующие устройства – реклоузеры, позволяющие существенно сократить длительность поиска и локализации аварийных режимов. Начато внедрение систем мониторинга технического состояния электрических сетей и их режимов.

Центры ответственности перед потребителем за поставку энергоресурсов

Внедрение большого количества приборов и узлов измерений качества энергоресурсов потребует создания организационной структуры проводящей обработку и анализ полученных больших объемов информации. На основе этого анализа должны будут разрабатываться перечни упреждающих мероприятий, позволяющих уменьшить риски негативных тенденций и расширить области положительных. В качестве такой организационной структуры предлагается **создание и развертывание института Центров ответственности перед потребителями за надёжное, качественное и экономичное снабжение всеми видами энергоресурсов** на уровнях субъектов РФ, федеральных округов и по стране в целом. Экономическим механизмом закрепления такой ответственности может являться отчисление в этот центр штрафных санкций от поставщиков энергоресурсов. Эти центры кроме работы с обращениями потребителей должны публиковать и давать анализ достоверной статистики по частоте, длительности и экономическому ущербу от перерывов снабжения потребителей энергоресурсами или их поставки ненадлежащего качества.

Попытка создания таких центров была предпринята при формировании рынка электрической энергии и мощности. В качестве таких центров ответственности должны были выступать «гарантирующие поставщики», т.е. территориальные энергосбытовые компании. К сожалению, единственной гарантией, которую они обеспечивают в настоящее время, это гарантия подключения к сетевой инфраструктуре при обращении потребителя, находящегося на территории этой энергосбытовой компании. Их функция свелась к сбору денег за поставку энергоресурсов.

Вторую попытку мы наблюдаем в настоящее время. Ответственность за качественное и бесперебойное электроснабжение возложено на сетевые компании. Экономическое основание у этой попытки также отсутствует, поэтому последует новое увеличение тарифов. Кроме того, необходимо наведение порядка в потреблении электроэнергии бытовыми потребителями, особенно в современных коттеджах, чтобы не превышать допустимую подключаемую мощность, не подключать такие электроприборы, которые портят синусоидальный ток генерацией гармоник в общедоступную электросеть.

Выполнение измерений в сетях

Увеличение точности приборов учета электрической энергии, их оптимальное размещение у поставщиков, потребителей и в сетевых организациях, наличие оперативных и непрерывных данных по всей цепочке производства, поставки и потребление электрической энергии позволило оценить уровень потерь электроэнергии в отечественных электрических сетях, включая уровень бездоговорного и без учётного потребления. По данным Минэнерго РФ в 2020 г. они составили 10,3% от отпуска электроэнергии в сети. Это в 2–2,5 раза выше, чем в электрических сетях промышленно развитых стран. По укрупненным экспертным оценкам, потенциал снижения потерь электроэнергии в сетях России находится в пределах 15–20 млрд кВт·ч в год.

Наличие такого потенциала позволяет предположить, что в ближайшее время актуальным будет оставаться выполнение работ по созданию **интеллектуальных сетей и энергосистем**, насыщенных средствами диагностики и контроля, средствами интеллектуального учёта энергоресурсов и управления нагрузкой, средствами и системами управления режимами работы с учётом наличия распределённых источников энергоресурсов, автоматизированного управления подстанциями, определения оптимальной очередности ремонтов оборудования.

Выполнение измерений на основном оборудовании электрических сетей и станций

В настоящее время доля распределительных электрических сетей, выработавших свой нормативный срок, составляет около 50%. Семь процентов электрических сетей выработало 2 нормативных срока. Общий из-

нос распределительных сетей достиг 70%, магистральных сетей – 50%. Стареет и основное станционное оборудование. Некоторые подвижки возникли при введении «Советом рынка» рыночного способа обеспечения долгосрочного кредитования генерации с помощью рынка мощности, но этот механизм имеет очень большую инерционность.

В результате введения цифровой обработки данных накапливаются и обрабатываются большие объемы информации в результате повысилась достоверность информации о перспективах развития регионов, что должно позволить Системному оператору зафиксировать обоснованный необходимый суммарный запас мощности электрических станций и сетей. Это приведет к уменьшению составляющих тарифов на выработку и услуги по передаче электроэнергии, благодаря реконструкции или замене старых, требующих избыточных расходов на эксплуатацию и создающих реальные риски выхода их из строя мощностей на новые эффективно используемые мощности.

Выполнение измерений с целью контроля экологии

Кроме коммерческих расчетов за потребление и поставку энергоресурсов промышленные предприятия энергетического комплекса производят расчеты за влияние промышленного производства на экологию: выбросы в атмосферу, сточные воды, утилизация мусора, электромагнитные излучения, блуждающие токи и прочее. Приборный парк для выполнения непрерывного мониторинга экологических параметров существует. В настоящее время разрозненные точки сбора экологической информации объединяются в системы. Пример: функционирующая система экомониторинга Москвы и Московской области. Учитывая общее потепление климата и перенаселенность некоторых районов земного шара, можно прогнозировать, что борьба за экологию и ограничение энергопотребления и воды будут со временем только усиливаться. Для РФ, по сравнению с другими развитыми странами, это не первоочередной фактор, так как плотность населения в РФ низкая, свободных территорий много и местностей с хорошей экологией много (если не загрязнять). Если прибавить возможность удалённой работы для большого количества современных специальностей, то это создаст предпосылки для распределённого проживания населения по экологически «чистым» районам. Там понадобится энергетическая инфраструктура небольшой мощности с типично бытовым графиком

нагрузки. Это либо небольшие экологические генераторы до 30 кВА (один дом) или до 1–3 МВА (небольшой поселок), либо ЛЭП и ПС на такие же мощности. Такая распределенная нагрузка потребует и распределенной системы экомониторинга с дистанционным сбором параметров.

Новые технологии

Каких-то значимых технологических «прорывов» в области основного генерирующего электрооборудования за последние 30–50 лет не случилось, поэтому ожидание появления новых экономически выгодных технологий для основного производства пока не обосновано. Наиболее перспективными являются природоподобные технологии, такие как искусственный фотосинтез, низкотемпературная плазма и др.

Иная ситуация складывается на рынке приборов и вспомогательного оборудования. Отечественные приборостроительные и электротехнические предприятия уже в настоящее время освоили и выпускают широкий спектр современной аппаратуры, которая могла бы быть востребована не только предприятиями и организациями отечественной электроэнергетики, но и способна конкурировать с известными зарубежными аналогами. Будут развиваться и активно применяться технологии комбинированных трансформаторов тока и напряжения, на основе эффектов Фарадея и Поккельса.



Кроме технических в области новых технологий существует ряд организационных вопросов, которые необходимо решить:

➤ организовать координацию разработок нового оборудования со стороны потенциальных заказчиков с заключением долгосрочных договоров сотрудничества с указанием конкретных сроков улучшения заданных технических характеристик и введения инноваций. Это позволит исключить неоправданное дублирование (но не конкуренцию) разработок, нестыковку в программном обеспечении автоматизированных систем управления и учёта электроэнергии;

➤ научно обосновать соотношение между конкурентной, тендерной основой выбора производителя и сложившейся годами плановой кооперацией с надежными подрядчиками. Должна быть отвергнута уверенность многих руководителей отрасли, что рынок и конкуренция сами всё отрегулируют и лучшее само пробьёт себе дорогу;

➤ сформировать в Минэнерго России централизованный фонд финансирования (с объемом не менее 3–5% от ВВП отрасли) научных исследований по стратегии, перспективному планированию развития и оптимальному функционированию энергетики. Утвердить порядок этого финансирования и контроля его эффективности;

➤ в составе Минэнерго России, во взаимодействии с НП «НТС ЕЭС», Российской академией наук, экспертным сообществом энергетиков России создать Совет по приоритетным направлениям научно-технологического развития энергетики с полномочиями профессионального решения вопросов по бюджетному финансированию приоритетных НИОКР и проектов;

➤ переходить на импортозамещение, особенно в информационных технологиях, чтобы обеспечить надежную защиту средств измерений в узлах и системах учета энергоресурсов, а также обеспечить киберзащиту интернет вещей, подготовится к внедрению новых связанных технологий для учета энергоресурсов и их параметров. Распределение потоков энергии и динамика их потребления при определенных условиях является критичной информацией в составе системы национальной безопасности.

Основными принципами конкурсных отборов приоритетных НИОКР и пилотных проектов для финансирования целесообразно считать:

➤ переход от модели «распределителя бюджетных/внебюджетных средств» к модели «квалифицированного заказчика»;

- обязательность независимости и оплачиваемой квалифицированной экспертизы как заявок на выполнение работ, так и их результатов;
- отказ от формальных конкурсных процедур (по стоимости выполнения, по заранее оговоренным ТЗ и т.п.), отдавать приоритет компетентности и опыту предполагаемых исполнителей, коллектива исполнителей и их руководителей. Ввести рейтинг исполнителей и руководителей организаций, формирования на их основе рейтинга всей организации с учетом ее ориентации на национальные информационные решения и продукты.

Цифровая обработка информации в энергетике. Интеллектуальные технологии

Развитие цифровых технологий в области организации измерений (в будущем сертифицированных измерительных процедур) всех контролируемых энергетических параметров и соответственно обеспечение их наивысшей нормативной точности, качества и достоверности результатов измерений приведет к созданию больших баз данных, управляемых искусственным интеллектом. Алгоритмы обработки таких баз интенсивно развиваются в настоящее время на уровне поисковых систем в интернете. Аналитические алгоритмы оптимизации технологических процессов отстают.

К 2050 г. ожидается перенос опыта работы с большими базами данных, накопленного в интернете в технологическую сферу. Обеспечение безопасности работы информационных сетей будет обеспечиваться нормативными (организационными) и техническими мероприятиями. В частности, произойдет фрагментация интернета на уровне государств с «жесткой» многоуровневой фильтрацией на границе.

При массовом использовании цифровых технологий вопросам информационной безопасности необходимо уделять особое внимание. Особенно это относится к вопросам коммерческих расчетов в энергетике. Последние несколько лет во всем мире наблюдается, так называемая, «эпидемия шифровальщиков». Вместо того, чтобы перехватывать информацию, программы берут на себя управление устройствами, зашифровывают доступную информацию, используя ее в дальнейшем как предмет шантажа. Так, в 2020 г. жертвой шантажа стала крупная швейцарская компания Garmin. Если говорить об отраслевых случаях, то подобная кибератака остановила работу электростанции в Саудовской Аравии, прошла целая волна кибератак вымогателей на европейский и североамериканский энергетический сектор.

Цифровизация в энергетике, позволит сформировать единую цифровую среду высокоточных оперативно-технологических данных, которая, в свою очередь, позволит проводить:

- аналитические исследования измерительной информации параметров оборудования, в целях принятия оптимальных управленческих решений в оперативной работе;

- анализировать диагностическую информацию о состоянии оборудования для снижения рисков выхода оборудования из строя путем своевременного адресного ремонта или замены.

Основным при формировании единой цифровой среды является:

- создание единой цифровой модели электрических, тепловых, газовых и водноресурсных сетей и сетей экологического мониторинга (далее – сети энергоресурсов);

- создание цифровых двойников станций и подстанций и их использование для апробирования новых режимов работы;

- интеграция и объединение ИТ-систем на различных иерархических уровнях, сквозная передача данных в технологические и корпоративные информационные системы и обратно;

- индикация возможных кибератак на информационные сети путем сопоставления данных разных источников;

- интеграция сетевых информационно-измерительных (технологических и корпоративных) систем, обеспечивающая обмен данными между субъектами энергетики, удаленными друг от друга объектами и всеми заинтересованными участниками взаимодействия, связанными технологическими процессами с использованием платформенных решений;

- разработка прогнозов и планирования.

Цифровая сеть энергоресурсов будет включать в себя следующий функционал:

- анализ топологии и расчет установившегося режима;

- автоматический расчет показателей надежности работы оборудования;

- выявление дефектов;

- дистанционное управление оперативными переключениями в нормальном и аварийном режимах, том числе из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в отношении объектов диспетчеризации;

- автоматическое регулирование энергоресурсами в соответствии с заданными субъектом оперативно-диспетчерского управления графиками;

➤ создание и внедрение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета энергоресурсов (АИИС КУЭР);

➤ снижение потерь энергоресурсов, посредством автоматизированного управления на основе интеллектуальных систем учета (ИСУЭР) и управлением потреблением энергоресурсов;

➤ автоматизированное управление снижением и восстановлением нагрузки потребления на основе ИСУЭР, в том числе, при необходимости, по командам субъектов оперативно-диспетчерского управления;

➤ перераспределение нагрузки путем реконфигурации распределительной сети;

➤ сглаживание «пиков» нагрузки в распределительной сети;

➤ управление устранением неисправностей;

➤ самодиагностика и самовосстановление после сбоев в работе отдельных элементов;

➤ прогнозирование рисков сбоев и отказов оборудования, включая вероятность и стоимость материального урона от них, по предыдущей статистике, климатическим факторам и анализу результатов диагностики;

➤ управление распределенной малой генерацией для объектов генерации, не отнесенных к объектам диспетчеризации.

Для достижения положительных результатов цифровой трансформации в энергетике необходимо не прекращать научно-исследовательскую деятельность.

Основными направлениями тематик НИОКР в энергетике должны быть следующие направления:

➤ цифровые электростанции и подстанции, районные и квартальные тепловые станции;

➤ активно-адаптивные сети энергоресурсов с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления;

➤ развитие интеллектуальных систем учета энергоресурсов;

➤ интеллектуализация методологии балансовых методов достоверизации результатов измерения и на основе этой методологии, оптимизация метрологического обеспечения систем коммерческого учета;

➤ внедрение методологии единого центра сбора, аналитики и обработки результатов измерений коммерческого учета энергоресурсов, на основании балансовой методологии в коммерческом учете, с разбивкой как по регионам, так и автоматизированного формирования на федеральном уровне единого баланса результатов коммерческого учета энергоресурсов;

➤ разработка методологии обеспечения комплексной эффективности, с организацией систем обратной связи, при реализации бизнес-процессов и автоматизации систем управления;

➤ применение новейших технологий, в том числе технологий связи и материалов в энергетике;

➤ развитие и внедрение перспективных технологий цифровой трансформации в энергетике.

При формировании идеологии и концепции интеллектуальных сетей энергоресурсов, необходимо предусматривать максимальное использование принципов организации интеллектуальных измерений на основе балансовых методов сопровождения всего технологического процесса производства, распределения, транспорта энергоресурсов и его коммерческого учета при передаче потребителю.

Использование балансовых методов организации измерений, позволит обеспечить управляемость технологиями интеллектуальных сетей, прозрачность и достоверность всех видов измерений особенно в сфере коммерческого учета энергоресурсов. Балансовая методология позволит на основе получения и непрерывной систематизации и достоверизации в интеллектуальных системах учета энергоресурсов, полученных результатов, иметь достоверную измерительную информацию по каждому субъекту энергетики. Балансовая методология позволит обеспечить совершенствование и оптимизацию метрологического парка существующих средств измерений, где особенно актуальным в настоящее время является коммерческий учет всех видов энергоресурсов в энергетике. Кроме того, для обеспечения нормированной достоверности балансовых методов следует развивать математический аппарат для оценки их неопределенности.

Развитие рынков энергоресурсов

Продолжится развитие рынков энергоресурсов. Получит развитие рынок продажи природного газа (в настоящее время только три поставщика). В крупных мегаполисах появится рынок продажи горячего и холодного водоснабжения, тепла и пара. На рынках увеличится количество «активных потребителей», т.е. потребителей, имеющих генерацию и продающих ее в определенные интервалы времени (летом, зимой, днем, ночью). На рынках энергоресурсов будут применяться расчетные схемы построенные на принципах распределенных систем (Blockchain), но в отли-

чие от биткоинов, обеспеченных энергоресурсами (газкоин, нефтькоин), майнерство будет выделено в отдельную группу потребителей с соответствующими тарифами на электроэнергию.

Будут созданы эффективные технологии двустороннего взаимодействия коммерческих инфраструктур оптового и розничных рынков энергоресурсов с потребителями с целью обеспечения их активной роли в управлении электроснабжением на базе доверенных систем интеллектуального учета энергоресурсов, облачных технологий и интернета вещей.

Распределенная генерация энергоресурсов

Потребители всё активнее уходят с централизованного рынка электроэнергии, устанавливая у себя местные источники электроэнергии, которые могут не только обеспечивать электроэнергией самого потребителя, но и выдавать её избытки в сеть на продажу. Тем самым, они повышают надёжность своего энергоснабжения. Такие распределённые по электрической сети энергоисточники (в том числе и возобновляемые источники электроэнергии) создают в сети встречные (часто не стабильные) потоки мощности и электроэнергии и потребуют новых подходов к управлению режимами электрических сетей, к релейной защите и противоаварийной автоматике, к синхронной параллельной работе распределённых генераторов и энергосистем.

Возникновение и распространение локальной генерации, возобновляемой и экологически чистой генерации снижают требования к сетям передачи электроэнергии, но стоимость основного оборудования малой генерации высока, обслуживание распределенной генерации тоже стоит недешево, а главное, до перехода на цифровые сети нет возможности регулирования в соответствии с резкопеременным графиком локальной бытовой нагрузки (о качестве электроэнергии обычно вообще умалчивают). Поэтому массовое внедрение возможно только на базе новых технических решений, а до этого возможна локальная эффективность таких решений.

Переход к более гибкой архитектуре энергосистемы должен произойти за счет увеличения доли распределенной генерации (в том числе на ВИЭ) в энергобалансе, развития интеллектуальных сетей на основе дальнейшего совершенствования и развития технологий коммерческого учета электроэнергии, а также автоматизации и интеллектуализации управлением электропотребления потребителей и автоматизации управлением распределенной генерации всех видов (в том числе на ВИЭ).

Распределенная «генерация» энергоресурсов происходит также и в области горячего водоснабжения – солнечные батареи, в области поставки тепла – тепловые насосы, в области распределения и сохранения газа – баллоны с сжиженным газом, газгольдеры.

Малый генератор или аккумулятор

Мечтой энергетиков остаётся экологичный, надёжный малый генератор или аккумулятор с небольшой ценой и недорогим обслуживанием, а также с возможностью резкого изменения потребляемой мощности. Такие локальные генераторы (аккумуляторы) могли бы заменить не только сети от генераторов к потребителю, но и батареи в электротранспорте. Только в этом случае сети могли бы сохраниться как аварийно-резервные, а без таких локальных устройств и сосредоточенные генераторы, и сети должны будут и далее обеспечивать полную необходимую нагрузку для потребителей.

Следует иметь ввиду, что при бурном развитии электротранспорта количество энергии для заряда аккумуляторов может быть в дефиците, поэтому следует предусмотреть экспорт энергии в сеть, например, в часы пик от автомобиля, который заряжен дешевой ночной энергией. При этом не стоит забывать о безопасности эксплуатации аккумуляторов, разработки и использования измерительных приборов и систем их диагностики для своевременного ремонта или замены с последующей экологически правильной утилизацией аккумуляторов, кислоты, находящейся в них, или других сопутствующих материалов и веществ, которые будут присущи разным конструкциям будущих аккумуляторов. Помимо этого, необходимо разработать и создать парк счетчиков, узлов и систем учета на постоянном токе и эталонов в виде автоматизированных установок для проверки счетчиков постоянного тока.

Импортозамещение

Если раньше импортозамещение было только целевой задачей, то в настоящее время это жизненная необходимость. Импортозамещение стало системной долговременной государственной задачей не только в оборонной сфере, но и в отраслях промышленности и в энергетике, в первую очередь, как в базовой отрасли экономики страны. При этом ясно, что импортозамещение не следует понимать в примитивном плане как замену

всего чужого на всё своё. Должна быть золотая середина. Вся история России свидетельствует о том, что она была сильной только тогда, когда сильной была её экономика, техника и наука, когда она была максимально интегрирована в мировые научно-технические достижения и в мировую культуру.

Программы инновационного развития, создания интеллектуальной электроэнергетики потребуют качественных изменений в организации и функционировании отраслевых научных исследований и разработок, в подготовке инженерных кадров по новым специальностям, в повышении квалификации эксплуатационного и оперативного персонала. При этом необходимо учитывать, что на сегодняшний день доля импортного программного обеспечения в отраслевых автоматизированных системах управления по экспертным оценкам составляет более 85%, а доля основного оборудования субъектов электроэнергетики более чем на 50% иностранного производства. Это существенно увеличивает затраты по сопровождению импортного программного обеспечения, эксплуатации и ремонту зарубежной техники, дискредитирует и блокирует отечественные научные исследования и разработки по многим направлениям, сдерживает технологическое развитие страны и создаёт большие риски по энергетической и национальной безопасности России.

С этой точки зрения задача импортозамещения для электроэнергетики приобретает особенно важное значение. Для её эффективного решения было бы необходимо в денежном выражении оценить риски убытков от использования иностранных техники и технологий и увеличить затраты на финансирование отечественной фундаментальной, отраслевой и вузовской науки до не менее 5% от ВВП отрасли. Такое увеличение не только повысит безопасность и технологический престиж страны, создаст новые рабочие места, но уже сейчас обеспечит научно-технические заделы на многие годы вперёд. Без национальной ИТ-технологии Россия не сможет лидировать не только в энергетике, но и в любой деятельности, включая защиту от киберугроз.

Нормативные документы

Несомненно, технологическое и инновационное совершенствование в энергетике невозможно без совершенствования нормативно-правовой базы (НПА). В настоящее время законодательная и нормативная

база, на основании которой происходят все процессы управления и регулирования в области энергоресурсов, не в полной мере отвечает вызовам времени, весьма запутана и противоречива. Необходимо внедрение **обработки всех текстов существующих и вновь принимаемых законов и подзаконных нормативных документов на непротиворечивость и согласованность с использованием интеллектуального потенциала организаций с высоким рейтингом, и аттестованных алгоритмов искусственного интеллекта.**

Цифровая трансформация в экономике, интеллектуализация практически во всех технологических процессах энергетики не находят отражения в существующих НПА. Соответственно необходим параллельный процесс по совершенствованию законодательной и нормативной базы. Это касается в первую очередь совершенствования НПА в области цифровизации, по синхронизации действующих подходов и протоколов обмена во всех сферах экономики и производства, обеспечения гарантированной защиты как конфиденциальных, так и персональных данных, при формировании и сопровождении баз данных. Очень важно ввести персональную ответственность за сохранность и защиту от «утечки» конфиденциальных и персональных данных, и обеспечить материальную компенсацию пострадавшим от «утечки», включая моральный ущерб.

Необходимо внесения изменений и дополнений в соответствующие законы и НПА, в первую очередь в ФЗ «Об обеспечении единства измерений», в ФЗ «Об электроэнергетике», в Правила коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, в Правила учета газа, в НПА в области промышленной безопасности, в законодательные акты, регулирующие и стимулирующие трудовые отношения при внедрении дистанционных и удаленных методов труда, а также осуществления и регулирования, как дистанционного, так и автоматизированного управления сложными производственными комплексами и аппаратами, в законодательные акты социальной и профессиональной защиты, а также в области охраны и безопасности труда.

Развитие ИТ-технологий не может нормально происходить без строгого соблюдения прав на интеллектуальную собственность, поэтому в этой сфере надо не только совершенствовать нормативную базу, но правоприменительную практику, чтобы уменьшить «утечку мозгов».

Все изменения и дополнения должны в первую очередь стимулировать и инициировать совершенствование и развитие энергетики и др. отраслей. Совершенствовать неуклонную мотивацию интеллектуального и

трудового потенциала персонала, реализующего передовые методологии и процессы в энергетике. Необходимо сформировать, на основе мирового опыта, принципы постоянного роста заинтересованности персонала на всех уровнях административного и технологического управления, в совершенствовании и повышении производительности труда во всех сферах энергетики, независимо от форм собственности.

Давно назрела необходимость разработки и утверждения с учётом современных требований новых Правил устройства электроустановок, Правил технической эксплуатации электрических сетей и станций, Правил пользования тепловой и электрической энергии, Правил коммерческого учёта тепловой и электрической энергии.

В связи с напряжёнными международными отношениями уменьшится или совсем исчезнет практика перевода и введения в РФ иностранных нормативных документов. Вместо этого **в нормативных документах появиться раздел сравнения НТД по этому вопросу по странам, с доказательством необходимости применения заимствования или отсутствия таковой.** Следует учесть фактор скорости пересмотра и обновления НТД в России, который гораздо хуже, чем в Европейском Союзе, а оно не мировой лидер в этой сфере.

Заключение

В области технических решений в перспективе до 2050 г. следует ожидать:

1. Создания интеллектуальных сетей и энергосистем распределения энергоресурсов (электроэнергия, газ, тепло), насыщенных средствами диагностики и контроля, средствами интеллектуального учёта энергоресурсов и управления нагрузкой, средствами и системами управления режимами работы с учётом наличия распределённых источников энергоресурсов, автоматизированного управления подстанциями, определения оптимальной очередности ремонтов оборудования.

2. Технической реализации природоподобных технологий, таких как искусственный фотосинтез, получение топлива из космоса в виде изотопов водорода дейтерия и трития, создания низкотемпературной плазмы.

3. Узлы учета энергоресурса будут дополнены функцией измерений объема нарушений (провалы питающего напряжения, температура горячей воды, калорийность газа) при этом проблема качества энергоре-

сурсов из юридической плоскости перейдет в плоскость измерений и вернется уже в юридическую в виде штрафов, в случае нарушений требований НТД.

4. Применения на рынках энергоресурсов программных продуктов (расчетных схем) российского производства, построенных на принципах распределенных систем (Blockchain), но в отличие от биткоинов обеспеченных энергоресурсами (газкойн, нефтькойн), майнерство будет выделено в отдельную группу потребителей с соответствующими тарифами на электроэнергию.

5. Перенос опыта применения технологий искусственного интеллекта, накопленный в поисковых системах интернета в технологическую сферу для работы с большими базами данных.

6. Создания цифровых двойников станций, подстанций, единой цифровой модели электрических, тепловых, газовых и водноресурсных сетей и сетей экологического мониторинга и их использование для апробирования новых приборов и режимов работы.

7. Внедрения узлов учета энергоресурсов с оплатой не только за суммарный расход энергоресурса за достаточно большой интервал времени, но и за мощность или с ограничением присоединяемой мощности, заявленной в договоре на снабжение соответствующим ресурсом.

8. Внедрение обработки всех текстов существующих и вновь принимаемых законов и подзаконных нормативных документов на непротиворечивость и согласованность с использованием аттестованных алгоритмов искусственного интеллекта.

9. Разработку и внедрение программного обеспечения балансовых методов достоверизации результатов измерения и на основе этой методологии, оптимизация метрологического обеспечения систем коммерческого учета.

В области организационных решений в перспективе до 2050 г. следует ожидать:

10. Использование при принятии решений в области генерации, сохранения и распределения энергоресурсов многокритериальности или «надкритерия» при научно обоснованном соотношении между конкурентной, тендерной основой выбора подрядчика и сложившейся годами кооперацией.

11. Создание и развертывание института Центров ответственности перед потребителями за надёжное, качественное и экономичное снабжение всеми видами энергоресурсов.

12. Помощь Системному оператору зафиксировать обоснованный необходимый суммарный запас мощности электрических станций и сетей.

13. Введения профессионального рейтинга исполнителей и руководителей организаций, формирования на их основе рейтинга всей организации и проведения конкурсной процедуры выбора подрядной организации на основе ее рейтинга. Помощь этих организаций в аттестации алгоритмов искусственного интеллекта, чтобы можно было на постоянной основе управлять возрастающим качеством этих алгоритмов.

14. Внедрение удалённой работы для большого количества современных специальностей, что создаст предпосылки для распределённого проживания населения по экологически чистым районам. При этом будет необходимо контролировать уровень безопасности, конфиденциальности, сохранности интеллектуальной собственности и личных данных при информационном обмене, связанного с удалённой работой.

Научное издание

15 ЛЕТ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОМУ СОВЕТУ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ДО 2050 года:
ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Редактор Т.А. Феоктистова
Компьютерная верстка А.В. Худяковой

Подписано в печать	10.09.22	Печать офсетная	Формат 70x100 1/16
Печ. л. 25,0	Тираж 250 экз.	Изд. № 22н-079	Заказ

Оригинал-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.
Отпечатано в типографии НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13.

Для заметок