

ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В ЭПОХУ ЦИФРОВИЗАЦИИ

Под редакцией Н.Д. Рогалева

Москва
Издательство МЭИ
2021

УДК 620
ББК 31
Ф 94

Ф 94 Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху цифровизации: сборник под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2021. – 272 с.

ISBN 978-5-7046-2482-0

В сборнике обсуждаются проблемы создания цифровой электроэнергетики, совершенствования рынка электроэнергии, кибербезопасности, распределенной генерации, подготовки кадров.

В сборник вошли статьи ведущих ученых и специалистов отрасли.

УДК 620
ББК 31

ISBN 978-5-7046-2482-0

© НП «НТС ЕЭС», 2021

© Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2021

Авторы

Рогалев Н.Д.	Президент НП «НТС ЕЭС», д.т.н., проф. ректор НИУ «МЭИ»
Адамов Е.О.	научный руководитель ПН «Прорыв», д.т.н., проф.
Акуличев В.О.	заместитель генерального директора по цифровой трансформации «Россети Центр»
Ахметова И.Г.	ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, д.т.н., доц.
Баринов В.А.	академик АЭН, АО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского», д.т.н.
Бушуев В.В.	генеральный директор Института энергетической стратегии, главный научный сотрудник ОИВТ РАН, д.т.н., проф.
Воротницкий В.Э.	заместитель генерального директора ООО «Энерго-экспертсервис», д.т.н., проф.
Грибин В.Г.	заведующий кафедрой паровых и газовых турбин НИУ «МЭИ», д.т.н., проф.
Журавлёв В.С.	ООО «Энерсофт»
Зажигин В.В.	ФГБОУ ВО «РГАУ-МСХА» им. К.А. Тимирязева, г. Москва, к.т.н., доц.
Илюшин П.В.	руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики ФГБУН «Институт энергетических исследований РАН», д.т.н.
Исамухамедов Я.Ш.	ученый секретарь НП «НТС ЕЭС», к.т.н.
Каширский А.А.	начальник аналитического отдела АО «Прорыв»
Киндра В.О.	кафедра инновационных технологий наукоемких отраслей НИУ «МЭИ», к.т.н., доц.
Кутовой Г.П.	заслуженный энергетик России, научный руководитель Центра экономических методов управления в энергетике КЭУ НП «КОНЦ ЕЭС», заместитель председателя Комитета энергетической стратегии и развития ТЭК ТПП РФ, к.т.н., д.н.э., проф.
Лебедев В.Д.	заведующий кафедрой автоматического управления электроэнергетическими системами ИГЭУ
Лисин Е.М.	кафедра экономики в энергетике и промышленности НИУ «МЭИ», д.э.н., проф.

Литвинов П.В.	начальник аналитического отдела АО «РТСофт»
Любарский Ю.Я.	АО «НТЦ ФСК ЕЭС» Россети, д.т.н.
Митрохова О.М.	доцент кафедры паровых и газовых турбин НИУ «МЭИ», к.т.н.
Михайлов В.В.	председатель Совета СРО Российская ассоциация «Коммунальная энергетика», к.э.н.
Молодюк В.В.	первый заместитель председателя НП «НТС ЕЭС», д.т.н., проф.
Мурашев Б.А.	главный специалист Департамента цифровой трансформации «Россети Центр»
Нестеров С.А.	эксперт по разработке программно-технических комплексов ООО «ИНТЭЛАБ»
Осика Л.К.	ООО «Энерсофт», к.т.н.
Перминов Э.М.	председатель секции «Возобновляемая и нетрадиционная энергетика» научно – технической коллегии НП «НТС ЕЭС», почётный энергетик Минэнерго РФ, заслуженный работник ОАО РАО «ЕЭС России», почётный профессор НИУ «МЭИ»
Редько И.Я.	АО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского», д.т.н., проф.
Рыбников Д.А.	и.о. заместителя главного инженера по производственной безопасности и производственному контролю «Россети Центр»
Саенко С.В.	начальник Департамента цифровой трансформации «Россети Центр»
Сендеров С.М.	заместитель директора ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, д.т.н.
Соловьев Д.С.	ученый секретарь Технического комитета ПН «Прорыв»
Тягунов М.Г.	НИУ «МЭИ», д.т.н.
Ущёкин О.П.	ведущий инженер АО «Объединенная энергетическая компания»
Хренников А.Ю.	АО «НТЦ ФСК ЕЭС», ПАО «Россети», д.т.н., проф.

СОДЕРЖАНИЕ

ОБРАЩЕНИЕ К ЧИТАТЕЛЯМ

Президента НП «НТС ЕЭС» Ректора НИУ «МЭИ», проф., д.т.н. Н.Д. Рогалева.....	8
ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ ЦИФРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ (<i>Рогалев Н.Д.</i> , Президент НП «НТС ЕЭС», ректор НИУ «МЭИ», д.т.н., проф.; <i>Молодюк В.В.</i> , первый заместитель председателя НП «НТС ЕЭС», д.т.н., проф.; <i>Исамухамедов Я.Ш.</i> , ученый секретарь НП «НТС ЕЭС», к.т.н.).....	10
СОВРЕМЕННЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КОНТЕКСТЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ПОВЕСТКИ (<i>Адамов Е.О.</i> , научный руководитель ПН «Прорыв», д.т.н., проф.; <i>Каширский А.А.</i> , начальник аналитического отдела АО «Прорыв»; <i>Соловьев Д.С.</i> , ученый секретарь Технического комитета ПН «Прорыв»).....	26
ИЗМЕНЕНИЯ В МОДЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ, ПРОИСХОДЯЩИЕ В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ «ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ», НА ПРИМЕРЕ «РОССЕТИ ЦЕНТР» И «РОССЕТИ ЦЕНТР И ПРИВОЛЖЬЕ» (<i>Акуличев В.О.</i> , Заместитель генерального директора по цифровой трансформации «Россети Центр»; <i>Саенко С.В.</i> , Начальник Департамента цифровой трансформации «Россети Центр»; <i>Мурашев Б.А.</i> , Главный специалист Департамента цифровой трансформации «Россети Центр»; <i>Рыбников Д.А.</i> , и.о. заместителя главного инженера по производственной безопасности и производственному контролю «Россети Центр»)...	39
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ КАК МЕХАНИЗМ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (<i>Ущёкин О.П.</i> , ведущий инженер, АО «Объединенная энергетическая компания»; <i>Ахметова И.Г.</i> , д.т.н., доц., ФГБОУ ВО «КГЭУ»; <i>Зажигин В.В.</i> , к.т.н., доц., РГАУ-МСХА им. К.А. Тимирязева).....	50
СОЗДАНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ (<i>Баринов В.А.</i> , академик АЭН, д.т.н.; <i>Редько И.Я.</i> , д.т.н., проф., АО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского»).....	58

ОСТОРОЖНО: ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД... (<i>Бушуев В.В.</i> , д.т.н., профессор, генеральный директор Института энергетической стратегии, главный научный сотрудник ОИВТ РАН).....	71
20 ЛЕТ РЕФОРМИРОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГЕТИКИ. РЕЗУЛЬТАТЫ. ПРОБЛЕМЫ. ПУТИ РЕШЕНИЯ (<i>Воротницкий В.Э.</i> , заместитель генерального директора ООО «Энергоэкспертсервис», д.т.н., проф.; <i>Михайлов В.В.</i> , председатель Совета СРО Российская ассоциация «Коммунальная энергетика», к.э.н.).....	83
ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРОЦЕССОВ И ПРОЕКТИРОВАНИИ ПРОТОЧНЫХ ЧАСТЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН (<i>Грибин В.Г.</i> , заведующий кафедрой паровых и газовых турбин НИУ «МЭИ», д.т.н., проф.; <i>Митрохова О.М.</i> , доцент кафедры паровых и газовых турбин НИУ «МЭИ», к.т.н.).....	99
ФОРМИРОВАНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ (<i>Илюшин П.В.</i> , д.т.н., руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики ФГБУН «Институт энергетических исследований РАН»).....	106
КОНКУРЕНТНЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КАК КЛЮЧЕВОЙ ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СТРАНЫ (<i>Кутовой Г.П.</i> , заслуженный энергетик России, научный руководитель Центра экономических методов управления в энергетике КЭУ НП «КОНЦ ЕЭС», заместитель председателя Комитета энергетической стратегии и развития ТЭК ТПП РФ, к.т.н., д.н.э., проф.).....	130
СОВРЕМЕННЫЙ ПОЛИГОН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ, ИСПЫТАНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА В ИГЭУ (<i>Лебедев В.Д.</i> , заведующий кафедрой автоматического управления электроэнергетическими системами ИГЭУ).....	145

<p>ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРО- ЭНЕРГИИ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ (<i>Лисин Е.М.</i>, доктор экономических наук, доцент профессор кафедры экономики в энергетике и промышленности Национального исследовательского университета «МЭИ»; <i>Киндра В.О.</i>, кандидат технических наук, доцент кафедры инновационных технологий наукоемких отраслей Национального исследовательского университета «МЭИ»)</p>	148
<p>СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ КАК ФАКТОР ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ (<i>Литвинов П.В.</i>, начальник аналитического отдела АО РТСофт; <i>Нестеров С.А.</i>, эксперт по разработке программно- технических комплексов ООО «ИНТЭЛАБ»)</p>	157
<p>ПРИМЕНЕНИЕ СКВОЗНЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РАСЧЕТОВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (<i>Журавлёв В.С., Осика Л.К.</i>, ООО «Энерсофт», к.т.н.)</p>	175
<p>СОВРЕМЕННАЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА – ВАЖНАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ЭНЕРГЕТИКИ БУДУЩЕГО (<i>Перминов Э.М.</i>, Председатель секции «Возобновляемая и нетрадиционная энергетика» научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», Почётный энергетик Минэнерго РФ, Заслуженный работник ОАО РАО «ЕЭС России», Почётный профессор НИУ МЭИ)</p>	195
<p>ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАЦИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ВОЗМОЖНЫЕ ВЫЗОВЫ И УГРОЗЫ (<i>Сендеров С.М.</i>, заместитель директора ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, д.т.н.)</p>	229
<p>В ЦИФРОВУЮ ЭНЕРГЕТИКУ С ОТКРЫТЫМИ ГЛАЗАМИ (<i>Тягунов М.Г.</i>, д.т.н., профессор НИУ «МЭИ»)</p>	242
<p>ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОПЕРАТИВНОМ УПРАВЛЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ (<i>Хренников А.Ю.</i>, д.т.н., профессор; <i>Любарский Ю.Я.</i>, АО «НТЦ ФСК ЕЭС» Россети, д.т.н.)</p>	257

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



Уважаемые коллеги, читатели сборника!

С 21 по 23 апреля 2021 года в Санкт-Петербурге в Конгрессно-выставочном центре «Экспофорум» прошел Российский международный энергетический форум (РМЭФ).

Среди участников РМЭФ-2021 – Минэнерго России, ПАО «РусГидро», ПАО «Россети», АО «СО ЕЭС», ГК «Росатом», НИУ «МЭИ», АО «ВТИ», ЦКТИ, ИГЭУ, а также представители органов государственной власти, бизнес-сообществ, главы международных организаций и ученые.

Некоммерческое партнерство «Научно-технический совет Единой энергетической системы» (Партнерство) в качестве соорганизатора Форума провело на площадке РМЭФ-2021 круглый стол, на котором было заслушано 18 докладов.

Основными темами обсуждения на круглом столе были функционирование и развитие энергетики в эпоху цифровизации, модернизация генерирующих мощностей, кибербезопасность в ТЭК, распределенная генерация, экономика, цифровизация, подготовка кадров.

В настоящем сборнике представлены статьи ведущих ученых и специалистов отрасли по темам круглого стола.

*С уважением,
Президент НП «НТС ЕЭС»,
Ректор НИУ «МЭИ»,
доктор технических наук, профессор*

Николай Дмитриевич Рогалев

ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ ЦИФРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Рогалев Н.Д.,

Президент НП «НТС ЕЭС»,
ректор НИУ «МЭИ», д.т.н., проф.

Молодюк В.В.,

первый заместитель председателя НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н., проф.

Исамухамедов Я.Ш.,

ученый секретарь НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

В этой статье обсуждаются проблемы создания цифровой электроэнергетики Российской Федерации. Определен технологический пакет перехода к цифровой электроэнергетике. Утверждается, что цифровизация электроэнергетики России должна сопровождаться широкомасштабной технологической модернизацией отрасли. Представлены результаты работы круглого стола, проведенного НП «Научно-технический совет Единой энергетической системы» в рамках РМЭФ-2021.

Ведущие страны переводят ключевые индустрии, включая энергетику, на цифровую основу. Цифровая экономика — новая реальность глобальных рынков. Информационно-коммуникационные цифровые технологии (ИКТ) — основа развития цифровой экономики.

Интеграция различных видов деятельности на основе ИКТ изменяет привычные экономические отношения и ставит новые задачи.

Сейчас важно установить **новую технологическую парадигму (систему воззрения), основной составляющей которой будет общая информационная инфраструктура (экосистема) субъектов энергетики, созданная на основе цифровых технологий. Проблеме цифровизации электроэнергетики был посвящен круглый стол, организованный НП «НТС ЕЭС» в рамках Российского международного энергетического форума (РМЭФ-2021).**

Цифровая экономика

В России распоряжением Правительства РФ от 28.07.2017 №1632-р принята программа и дорожная карта «Цифровая экономика Российской Федерации» [1]. Цель Программы — организовать до 2024 г. развитие и внедрение цифровых технологий во всех областях жизни.

Цифровая экономика в Указе Президента РФ от 09.05.2017 №203 определяется как «хозяйственная деятельность, в которой ключевым фактором производства являются данные в цифровом виде, обработка больших объемов и использование результатов анализа которых по сравнению с традиционными формами хозяйствования позволяют существенно повысить эффективность производства, технологий, оборудования, хранения, продажи, доставки товаров и услуг». Продуктом цифровой экономики является информация, построенная на цифровых технологиях.

В программе «Цифровая экономика Российской Федерации» дано определение *экосистемы цифровой экономики* как «партнерство организаций, обеспечивающее постоянное взаимодействие принадлежащих им технологических платформ, прикладных интернет-сервисов, аналитических систем, информационных систем органов государственной власти РФ, организаций и граждан».

В отличие от жестких производственных цепочек индустриальной экономики, цифровая экономика обладает свойствами самоорганизации, масштабируемости и повышенной надежностью. Экономия в этом случае движется со стороны участников экосистемы: чем больше их количество и разнообразие, тем шире возможности генерации новой ценности и ее разделения.

В условиях цифровой экономики активными участниками производственных отношений становятся многочисленные компании с минимальной иерархией. Часть компетенций переходит от вертикальных структур к участникам горизонтальных связей, получающих более полную и достоверную информацию по совместному созданию стоимости товара.

Цифровая электроэнергетика

Цифровая электроэнергетика — это хозяйственная деятельность субъектов отрасли с использованием информационных технологий.

Причины, побуждающие электроэнергетику России переходить на цифровые технологии, следующие:

– **повышение надежности, управляемости, гибкости и наблюдаемости электроэнергетических систем;**

– повышение требований к надежности, доступности и качеству энергоснабжения со стороны потребителей;

– **вовлечение в энергообмен распределенной генерации;**

– формирование децентрализованных рынков электроэнергии;

– повышение информационной связи электроэнергетики с другими топливными отраслями ТЭК (газовой, угольной);

– развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ), систем накопления энергии, устройств и комплексов с регулируемым потреблением;

– создание протьюмерской модели поведения потребителей, когда потребители становятся и поставщиками электроэнергии. Протьюмер принимает активное участие в процессе производства товаров и услуг, потребляемых им самим;

– формирование общего электроэнергетического рынка государственных участников СНГ.

Цифровая модель управления эксплуатацией объектов электроэнергетики базируется на основе анализа большого объема данных и ставит своей целью повысить эффективность технологических и управленческих процессов. Цифровизация должна сделать эти данные доступными и пригодными для оперативного анализа, чтобы на их основании принимать более качественные и оперативные решения.

Только создание цифровых подстанций не приведет к цифровизации электроэнергетики. В цифровой электроэнергетике ИКТ необходимо использовать не только на отдельных технических объектах отрасли, но и в управлении электроэнергетическими системами (ЭЭС), а также в процессах производства энергии и оказания услуг по всей технологической цепочке от создания до потребления электрической и тепловой энергии [2].

Цифровая трансформация энергетики – комплекс мероприятий, включающий в себя формирование единого языка и пространства общения между участниками отраслевых процессов.

Цифровая трансформация подразумевает работу с большим объемом данных. Только одна ТЭС генерирует около двух терабайт данных, из них используются только 1–2%. Сегодня появились новые технологии, которые призваны облегчить работу с огромным массивом данных не только в части сбора, но и их интерпретации: искусственный интеллект, облачные (удаленные) вычисления, технологии больших данных.

Трудности создания цифровой энергетики в России состоят в следующем:

- устаревшее оборудование ряда электростанций;
- неэффективные рынки электроэнергетики;
- большие объемы перекрестного субсидирования населения, ТЭС на Дальнем Востоке.

Важное событие на пути создания цифровой электроэнергетики – создание объектов распределенной генерации [3]. Формирование локальных интеллектуальных энергосистем на базе объектов распределенной генерации предусмотрено Энергетической стратегией России на период до 2035 г. При активном развитии цифровых коммуникаций и распределенного производства значительная часть компетенций переходит от вертикальных структур к участникам горизонтальных связей, способных быстро перестраиваться под новые проекты по совместному созданию продуктов. Необходима разработка механизмов получения и распределения системных и локальных эффектов между субъектами рынка от создания объектов распределенной энергетики.

Цифровая трансформация электроэнергетики

5 марта 2018 г. Минэнерго России утвердило паспорт программы «Цифровая трансформация электроэнергетики России». В нем цель цифровой трансформации отрасли определена как минимизация совокупной стоимости владения объектов энергетики, снижение себестоимости кВт·ч при повышении надежности, внедрение на базе цифровых технологий риск-ориентированной модели управления электроэнергетикой.

Первые шаги в этом направлении уже сделаны. Возможности, которые даст цифровизация, позволят постепенно отказаться от излишнего резерва, переходя на риск-ориентированную модель управления производственными фондами. При риск-ориентированном подходе оценивается техническое состояние каждого элемента оборудования и воздействие оказывается только на элементы, риски и последствия отказа которых максимальны.

Следующий шаг – введение принципов риск-ориентированного управления.

Важнейший фактор достижения максимального экономического эффекта цифровизации электроэнергетики содержится в повышении эффективности систем управления производственным процессом непосред-

ственно в ЭЭС и в системе электропотребления. Для этого должна быть создана информационно-телекоммуникационная инфраструктура и система комплексов аппаратно-программных средств, которые обеспечат технологическую возможность применения решений ИКТ.

Необходимо также провести мероприятия по совершенствованию нормативной правовой и нормативной технической документации, разработки необходимых стандартов, кадрового и информационного обеспечения.

Цифровизация и модернизация электроэнергетики

При всем повышенном интересе к цифровой трансформации электроэнергетики основное внимание следует уделять внедрению новых прогрессивных технологий в производстве энергии и совершенствованию рынков электрической и тепловой энергии. В настоящее время рынок электроэнергии (мощности) используется в основном для сбора с промышленных потребителей финансовых средств, замещающих бюджетные средства. Тариф на электроэнергию оптового рынка как минимум наполовину формируется нерыночными методами. Все остальное – это нерыночные сборы. Переход к цифровой энергетике без модернизации и совершенствования рынков – это риск последующих переделок с дорогостоящими затратами [4].

Цифровизацию следует рассматривать как надстроечный механизм, и она не должна уводить отрасль от решения неотложных текущих и перспективных задач. Цифровизация должна вписываться в общую концепцию повышения технического уровня и надежности электроэнергетики [5]. Такая политика обеспечит синергетический эффект не только в электроэнергетике, но и в смежных отраслях ТЭК.

Внедрение договоров о предоставлении мощности (ДПМ) обеспечило к концу 2017 г. рост установленной мощности электростанций до 244 ГВт. Однако этот рост был обеспечен значительными финансовыми затратами в генерирующие мощности и электрические сети и, как следствие, повышением тарифов для промышленных потребителей. Более трети генерирующих мощностей находится в резерве, а их нужно поддерживать и нести затраты, связанные с поддержанием их работоспособного состояния. Сказанное относится и к сетевому комплексу – треть его мощностей обеспечивает резервирование и простаивает.

Однако этот избыток следует рассматривать и как большую возможность для создания нового энергетического оборудования во всех сек-

торах от генерации до сбыта, и как серьезный резерв энергетической инфраструктуры для ожидаемого значительного экономического роста страны.

Подпрограмма «Развитие и модернизация электроэнергетики» государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», утверждена постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 №321 [6]. Цель подпрограммы – инвестиционно-инновационное обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

НП «НТС ЕЭС» совместно с Секцией по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике на совместном заседании обсудили тему «Обновление тепловой энергетики – стратегическая задача электроэнергетики» [7]. Совместное заседание отметило нарастающий физический и моральный износ оборудования тепловых электростанций страны. Так, оборудование отечественных ТЭС выработало свой парковый ресурс общей мощностью более 90 млн кВт, и до 2025 г. к нему добавится еще 30 млн кВт. Показатели отечественных ТЭС уступают достигнутым в зарубежной энергетике. При его использовании экономика страны несет значительные потери из-за перерасходов топлива, повышенных ремонтных затрат и роста численности персонала, а население – из-за переплат за электроэнергию и тепло и вредных выбросов в окружающую среду.

Поэтому актуально проведение широкомасштабного технического перевооружения действующих ТЭС на базе использования передовых современных и перспективных технологий. Используемое при модернизации энергетическое оборудование должно обладать признаками технического совершенства: иметь более высокие показатели энергоэффективности в широком диапазоне нагрузок и на уровне лучших мировых аналогов; обладать повышенной маневренностью; иметь показатели экологической безопасности не хуже, чем требования наилучших доступных технологий (НДТ); обладать повышенной надежностью и ремонтпригодностью; иметь высокий уровень автоматизации эксплуатации; сопровождаться новейшими системами информационной поддержки жизненного цикла.

Если модернизация – это только замена крупных узлов ТЭС – турбины, генератора, котла-утилизатора, то технического перевооружения тепловой энергетики с использованием инновационного оборудования не

будет. Такая модернизация только продлит на несколько десятилетий устаревшую уже сегодня технологию производства энергии. Целесообразно под понятие «модернизация» внести и ввод нового инновационного оборудования, поскольку модернизация невозможна без инноваций.

Цифровая энергетика на круглом столе РМЭФ-2021

Технологический пакет цифровой электроэнергетики – виды деятельности объектов электроэнергетики, в которых используются цифровые технологии.

В электроэнергетике продуктом труда является энергия (электрическая и тепловая). Поэтому понятие цифровой электроэнергетики следует значительно расширить. В него необходимо включить всю технологическую цепочку производства электрической и тепловой энергии и услуг, в которых используются цифровые технологии (технологический пакет цифровой электроэнергетики).

По горизонтали технологический пакет цифровой электроэнергетики охватывает всю технологическую цепочку от генерации до потребления электроэнергии, включая услуги на ее передачу, распределение, регулирование и сбыт (таблица). По вертикали технологический пакет включает стадии жизненного цикла объектов электроэнергетики: разработка стратегии, исследование, проектирование, строительство (модернизация), эксплуатация, вывод из эксплуатации (консервация) и утилизация. Такое представление позволяет установить задачи цифровизации электроэнергетики, которые существуют на пересечении стадий жизненного цикла и звеньев цепочки создания стоимости товара и услуг (ячейки технологического пакета).

С понятием жизненного цикла объекта тесно связано понятие стоимости жизненного цикла. Стоимость жизненного цикла объекта – это общая величина затрат, которые несет владелец объекта с момента начала его владения до выхода из состояния владения. Минимизация совокупной стоимости жизненного цикла объектов определена как важная цель цифровой трансформации экономики [1].

В рамках Российского международного энергетического форума 22 апреля 2021 г. прошел круглый стол, организованный НП «Научно-технический совет Единой энергетической системы», на тему «Функционирование и развитие энергетики в эпоху цифровизации». Проблемы, рассмотренные в докладах на круглом столе, удобно рассматривать в составе технологического пакета цифровой электроэнергетики (таблица).

Технологический пакет цифровой электроэнергетики

Стадии жизненного цикла объектов	Создание стоимости товара и услуг с использованием цифровых технологий					
	Оптовый рынок электроэнергии			Розничный рынок электроэнергии		
	генерация	передача	аккумуляирование	распределение	сбыт	потребление
стратегия			X	XX	XX	X
исследование		X		XX	X	X
проектирование						
строительство (модернизация)						
эксплуатация	X			XX	X	X
вывод из эксплуатации и консервация						
утилизация						

Примечание: крестиком (X) отмечены задачи цифровой энергетики, решение которых рассмотрено на круглом столе НП «НТС ЕЭС» на РМЭФ-2021

Число участников круглого стола составило 52 человека из 20 организаций. На заседании круглого стола Партнерства было заслушано 18 докладов, в которых описали свое видение проблем развития отрасли и ее объектов на различных уровнях жизненного цикла объектов и этапов создания стоимости электроэнергии (мощности).

Открыл заседание круглого стола **д.т.н., проф. Н.Д. Рогалев** – президент НП «НТС ЕЭС», ректор НИУ «МЭИ». Он отметил важность проблемы цифровой трансформации энергетики. Про цифровизацию сказано уже много, но если раньше это означало «перевод в цифровой формат или хранение в цифровом формате традиционных форм данных», то в сегодняшнем понимании цифровизация (цифровая трансформация) – новая парадигма социально-экономического развития экономики и ее важной отрасли – энергетики.

Современным перспективам ядерной энергетики в контексте экологической повестки был посвящен доклад научного руководителя проектного направления «Прорыв» **д.т.н., проф. Е.О. Адамова**. Он отметил, что атомная энергетика является значимым инструментом для реализации климатической повестки в России и мире. Европейский союз (ЕС) ведет упреждающую работу по формированию климатического регулирования,

в которой ряд отраслей, в том числе угольная и атомная энергетика, не включены в категорию «зеленых». В дальнейшем ЕС планирует ввести углеродный налог на импортеров. Риск дополнительной налоговой нагрузки для российского экспорта в этом случае составит 210–640 млрд руб., что снизит конкурентоспособность экспорта электроэнергии. Ввод АЭС – наиболее эффективный способ снижения выбросов парниковых газов в России. Увеличение установленной мощности атомной энергетики до 45 млн кВт позволит создать дополнительно около 52 тыс. рабочих мест, из них 14 тыс. – в высокотехнологичных секторах. Прирост ВВП за счет роста установленной мощности АЭС составит 102 млрд руб.

Созданию «умных» электростанций посвятил свое выступление **В.В. Мартынов** – заместитель генерального директора ОАО «ВТИ». В своем докладе «Умные электростанции – цифровое будущее энергетики» он перечислил отличительные черты «умной» электростанции: способность к «умному» действию и «умному» реагированию; способность обнаружить внештатные ситуации и среагировать на них. Сотрудники «умной» электростанции обладают всей полнотой знаний и могут принимать решения, сбор информации осуществляется в реальном времени. Информационная система «умной» электростанции – комплексное информационно-техническое решение с использованием искусственного интеллекта, позволяющее увеличить уровень автоматизации процессов управления электростанцией. Интеллектуальный цифровой двойник – единый центр управления и контроля над работой энергоблоков и цехов электростанции.

Выступление генерального директора Института энергетической стратегии д.т.н., профессора **В.В. Бушуева**. Энергетический переход имеет неоднозначное толкование: от представления в виде трех «Де» (декарбонизация, децентрализация и дегуманизация – цифровизация), отрицающего прежний углеводородный технологический уклад в энергетике, до перехода к «зеленому» миру, ставящему во главу угла проблему сохранения природы путем ограничения экономического развития. Должна ли Россия слепо следовать новым тенденциям, или у нее – особый подход к собственному устойчивому развитию? Энергетика – это не внешняя среда, обеспечивающая жизнедеятельность человека и общества, а единая система самой жизнедеятельности живого мира. Вместо трех отрицаний «Де» энергетический переход должен базироваться на трех созидательных принципах «Со»: сосуществование, совместимость,

соразвитие. Только на этом пути Россия будет не подстраиваться под чужие принципы, а полностью состояться как энергетическая держава, богатая ресурсами, территорией и собственным человеческим капиталом.

Перспективам технологии хранения электроэнергии посвящена статья заместителя научного руководителя НТЦ ФСК д.т.н., **проф. Н.Л. Новикова**. В своем докладе он высказался за применение в электроэнергетических системах и электрических сетях аккумуляторных батарей большой энергоемкости. Представленная технология является перспективной и может найти широкое применение в России, обеспечивая повышение надежности и экономичности электроэнергетических систем. Были отмечены преимущества ванадий-редоксных и литий-ионных аккумуляторов.

Проблеме эффективного участия новых энергоблоков Калининградской генерации в режимах ее работы на изолированную нагрузку было посвящено совместное выступление д.т.н. **Е.И. Сацука** – начальника службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС» и д.т.н. **В.А. Биленко** – технического директора ЗАО «Интер автоматика» на тему «Эффективное участие новых энергоблоков Калининградской генерации в режимах ее работы на изолированную нагрузку». На Маяковской и Талаховской газотурбинных ТЭС и Прегольской парогазовой ТЭС внедрены системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ), обеспечивающие как стандартное регулирование мощности с частотной коррекцией, так и астатическое регулирование частоты при работе в изолированной энергосистеме. Успешно проведены индивидуальные натурные испытания, подтвердившие правильность принятых технических решений. Весной 2019 г. были успешно проведены полномасштабные испытания всей Калининградской энергосистемы с участием в них наряду с вновь построенными ТЭС Калининградской ТЭЦ-2. Результаты испытаний полностью подтвердили справедливость принятых технических решений. В результате проведенных работ повышена энергетическая безопасность Калининградской области путем ее подготовки к автономной (изолированной) работе.

Проблеме цифровизации при эксплуатации и оперативном управлении электрическими сетями посвящена статья начальника отдела НТС и НТИ АО «Научно-технический Центр ФСК ЕЭС ПАО «Россети» д.т.н., **проф. А.Ю. Хренникова**. Свой доклад он посвятил цифровизации при эксплуатации и оперативном управлении электрическими сетями. Он от-

метил, что цифровизация не должна сводиться к простому преобразованию технологических параметров в цифровую форму. Это преобразование должно порождать концептуально новые задачи, решение которых дает существенный экономический эффект. В докладе сформулированы принципы цифровизации и интеграции с интернетом вещей для задач управления электросетями. Показано, что выделение событий и интеллектуальная обработка информации являются необходимыми условиями цифровизации. Цифровизованная программная система способна быстро выдавать советы для диспетчерского и оперативного персонала. Изложена методика комплексной диагностики элегазового электрооборудования. Предложен экономичный способ резкого сокращения времени поиска повреждений в разветвленных потребительских сетях ЛЭП.

Формирование локальных интеллектуальных энергосистем в условиях цифровизации электроэнергетики России находится в центре внимания д.т.н. **П.В. Илюшина** – руководителя Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики Института энергетических исследований РАН. В своем докладе «Формирование локальных интеллектуальных энергосистем в условиях цифровизации электроэнергетики России» он отметил, что формирование локальных интеллектуальных энергосистем на базе объектов распределенной генерации предусмотрено Энергетической стратегией России на период до 2035 г. Научные исследования на международном и российском уровне сосредоточены на вопросах планирования развития и эксплуатации активных распределительных систем с целью реализации энергетического перехода и декарбонизации. Развитие объектов распределенной энергетики в России – процесс малоуправляемый, слабо регулируемый и плохо прогнозируемый. Необходимо на законодательном уровне определить цели, задачи и ожидаемые эффекты от создания локальных интеллектуальных энергосистем на базе объектов распределенной энергетики в России. С учетом текущих и перспективных вызовов требуется разработать и реализовать компенсационные технические мероприятия для повышения отказоустойчивости, надежности и энергетической безопасности активных распределительных систем. Необходимо на законодательном уровне определить цели, задачи и ожидаемые эффекты от развития объектов распределенной энергетики. Требуется определить, где, сколько, когда и какие объекты распределенной энергетики необходимо вводить для повышения доступ-

ности и бесперебойности энергоснабжения. Отмечена необходимость проработки механизмов получения и обоснованного распределения между субъектами рынка системных и локальных эффектов от создания объектов распределенной энергетики.

Важной причиной, побуждающей электроэнергетику переходить на цифровые технологии, является необходимость повышения информационной связи электроэнергетики с другими топливными отраслями ТЭК (газовой, угольной). Цифровизация обеспечивает возможность реализации интеллектуального управления системами энергетики и их взаимосвязями и поэтому должна рассматриваться как неотъемлемая часть развития электроэнергетики в рамках единого ТЭК. Этой проблеме был посвящен доклад **д.т.н. С.М. Сендерова** – заместителя генерального директора Института системных исследований им. Л.А. Мелентьева СО РАН. Автор рассматривает основные направления цифровой трансформации газоснабжающих систем, возможные вызовы и угрозы. Отмечается, что задача снижения уязвимости газоснабжающих систем должна решаться одновременно с ростом ее интеллектуализации. Это может осуществляться как с позиций развивающихся информационных технологий и администрирования систем, так и со стороны повышения оптимальности диспетчерского управления в условиях нештатных ситуаций различного характера. Должна быть предусмотрена возможность перевода отдельных технологических операций или их логических цепочек в режим «ручного» управления с возвращением к режиму взаимосвязанного интеллектуального функционирования после устранения возможностей реализации угрозы.

Вторую часть круглого стола открыл д.э.н., проф. Г.П. Кутовой – научный руководитель Центра экономических методов управления в энергетике КЭУ НП «КОНЦ ЕЭС». Он посвятил свое выступление приведению региональных рынков электроэнергии в состояние баланса экономических интересов производителей и потребителей энергии. Цифровизация энергетики должна рассматриваться как надстроечный механизм и не должна уводить от необходимости решения неотложных текущих и перспективных задач. Практикуемые в настоящее время управленческие механизмы на рынке электроэнергии не соответствуют критериям оптимальности в рыночной экономике. Поэтому дорогостоящий переход к цифровой энергетике в этих условиях – это риск последующих переделок с не менее дорогостоящими затратами.

Современные технологии обработки данных как фактор цифровой трансформации в энергетике были представлены **П.В. Литвиновым** – начальником аналитического отдела АО «РТ Софт». Он отметил, что достижения в области применения технологий искусственного интеллекта, анализа больших данных, машинного обучения и имитационного моделирования, столь очевидные в других отраслях, практически не используются в электросетевых компаниях России. Основные причины состоят в консерватизме отрасли, недостаточности данных для их эффективного применения и малом числе специалистов, понимающих предметную область и одновременно владеющих технологиями инжиниринга данных, имитационного моделирования и машинного обучения. Им высказаны следующие предложения: расширять применение в энергетике искусственного интеллекта, основанного на новых способах обработки данных для новых бизнес-моделей; инициировать сбор дополнительной информации; ввести для студентов энергетических специальностей вводный курс «Искусственный интеллект в современной электроэнергетике»; заниматься популяризацией data science в отрасли.

Проректор Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина (ИГЭУ) **д.т.н., профессор В.В. Тютиков** и заведующий кафедрой автоматического управления электроэнергетическими системами ИГЭУ **к.т.н., доцент В.Д. Лебедев** посвятили свои доклады проблеме подготовки кадров в региональном энергетическом вузе и опыту работы современного полигона для разработки и испытаний оборудования цифровых подстанций и обучению персонала. Отработка технических решений осуществляется с непосредственным участием профессорско-преподавательского состава, к работам также активно привлекаются студенты всех уровней обучения: бакалавры, магистры и аспиранты. В ИГЭУ организованы и работают научно-образовательные центры. Одно из успешно развиваемых направлений посвящено разработке и внедрению цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения. Функционирует Научно-образовательный центр «Высоковольтные цифровые измерительные преобразователи и трансформаторы», который совместно с кафедрой автоматического управления электроэнергетическими системами успешно решают задачи данного направления.

Доклад **д.т.н., профессора В.Г. Грибина** – заведующего кафедрой паровых и газовых турбин Научно-исследовательского университета «Московский энергетический институт» (НИУ «МЭИ») – был посвящен

применению цифровых технологий в проектировании и исследовании процессов проточных частей паровых турбин. Применение цифровых технологий для проектирования и производства существенным образом уменьшает время, необходимое для внедрения новых технических решений при модернизации действующего оборудования с длительными сроками эксплуатации, а также создания перспективных конкурентоспособных конструкций паровых турбин нового поколения. Были представлены возможные направления применения основанных на цифровых технологиях расчетных методов профилирования элементов и узлов проточных частей паровых турбин, имеющих максимальные резервы повышения аэродинамических характеристик и обеспечивающих снижение эксплуатационных издержек.

Новым подходам к регулированию напряжения в распределительных электрических сетях было посвящено выступление **к.т.н. В.Н. Тульского** – директора института электроэнергетики НИУ «МЭИ». Говоря о состоянии распределительных сетей, он отметил, что их основные проблемы состоят в следующем: контроль уровня напряжения только на центре питания; несогласованность положений переключения регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением трансформатора от сети (ПБВ) и закона управления с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (АНР РПН); при управлении не учитываются потери активной мощности и статические характеристики нагрузки; наличие фидеров с различающимися требованиями по управлению напряжением, подключенных к одной подстанции: распределительные сети с большой сезонной/недельной неравномерностью нагрузки. Предложены решения указанных проблем, основными преимуществами которых являются контроль и регулирование уровня напряжения в точках присоединения потребителей; многокритериальная оптимизация при регулировании и управление потреблением через статические характеристики нагрузки.

Влиянию цифровизации на энергетику и описанию новой парадигмы развития энергосистемы посвятил свое выступление **д.т.н., проф. НИУ «МЭИ» М.Г. Тягунов**. Развитие электроэнергетики в условиях цифровизации разными специалистами понимается существенно различным образом. При обсуждении этой проблемы во внимание принимаются только те факторы, которые считаются наиболее влияющими на формирование общественного сознания в этом вопросе, а не те, которые

в действительности неразрывно связаны с физикой энергетической системы и правилами ее функционирования. Среди предлагаемых решений пока нет того, которое бы могло послужить программой развития энергетики. Объединение потребителей с непрогнозируемым потреблением и генераторов с непрогнозируемым приходом энергоресурсов в глобальную сеть невозможно без гибкого деления всех частей энергосистемы на самоуправляемые и самобалансирующиеся «острова», сохраняющие способность к синхронной работе с другими «островными» или централизованными энергосистемами.

Как видно из представленных на круглом столе докладов, основные предложения рассматривают применение цифровых технологий в двух частях технологического пакета цифровой электроэнергетики:

– в непосредственной близости к потребителям — в распределительных сетях, на подстанциях, в релейной защите и автоматике, сборе и обработке информации о состоянии электросетевых объектов, управлении распределенной генерацией. Число докладов на круглом столе в этих клетках технологического пакета составило большинство;

– в части разработки стратегии развития и эксплуатации электростанций и отдельных энергоблоков.

Тематика следующих круглых столов должна быть связана с рассмотрением «белых пятен» технологического пакета цифровой электроэнергетики и дальнейшим развитием уже отмеченных ячеек технологического пакета.

Литература

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.07.2017 №1632-р «Об утверждении программы «Цифровая экономика Российской Федерации // Собрание законодательства Российской Федерации. 2017. № 32. Ст. 5138.

2. Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития / под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Изд-во МЭИ, 2019. – 298 с.

3. Илюшин, П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети: монография / П.В. Илюшин. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2020. – 116 с.

4. Кутовой Г.П. О необходимости продолжения реформ в электроэнергетике. Отрасль может и должна стать локомотивом реального секто-

ра экономики в условиях цифровизации / Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития / Г.П. Кутовой под ред. Н.Д. Рогалева. М: Изд-во МЭИ, 2019. – с. 144–167.

5. Воропай, Н.И. Проблемы кибербезопасности в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай, И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, А.Б. Осак / Электроэнергетика в национальных проектах / под ред. Н.Д. Рогалева. – М: Изд-во МЭИ, 2020, – с. 67–88.

6. Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие энергетики».

7. Протокол совместного заседания Научно-технического совета НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике на тему «Обновление тепловой энергетики – стратегическая задача электроэнергетики» от 23.05.2018 № 3/18.

СОВРЕМЕННЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КОНТЕКСТЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ПОВЕСТКИ

Адамов Е.О.,
научный руководитель ПН «Прорыв», д.т.н., проф.

Каширский А.А.,
начальник аналитического отдела АО «Прорыв»

Соловьев Д.С.,
ученый секретарь Технического комитета ПН «Прорыв»

Сегодня ядерная энергетика – это системообразующий, эффективный и безопасный источник энергии. На ее долю приходится 18,7% всей производимой энергии России и до 40% электрогенерации в Европейской части страны.

В части глобальной климатической повестки и роли в ней атомной энергетике можно отметить следующее:

– к Парижскому соглашению присоединились 186 стран, 25 из которых (включая ЕС, Японию, ЮАР) подтвердили обязательства по углеродной нейтральности к 2050 году;

– на сектор электроэнергетики в мире приходится 25% выбросов парниковых газов (далее – ПГ), в России – 36% всех выбросов ПГ;

– Россия придерживается умеренного подхода по углеродным обязательствам, основные вызовы – в зоне международной торговли и инвестиций в связи с «зеленым» регулированием ЕС.

Ядерная энергетика (ЯЭ) является значимым инструментом для реализации климатической повестки в России и в мире, а также одним из наиболее чистых источников электроэнергии наряду с ВИЭ. Благодаря ядерной энергии Россия снижает на 110 млн т выбросы CO₂ в год (всего выбросов ПГ в России – 1578 млн т CO₂ экв.). При повышении доли ЯЭ до 25% к 2045 – дополнительное снижение более 70 млн т CO₂.

Выбросы парниковых газов на ЖЦ (жизненный цикл) по видам генерации приведены на рис. 1.

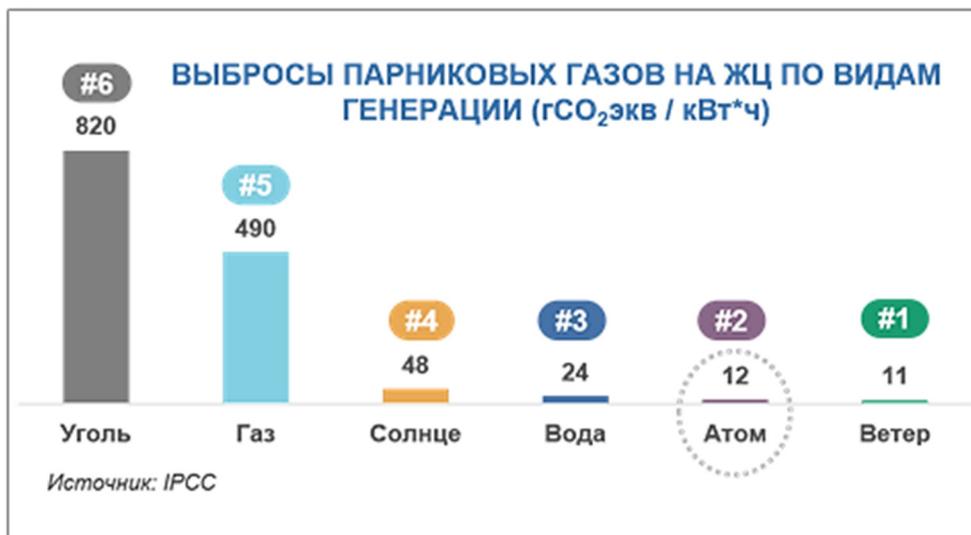


Рис. 1. Выбросы парниковых газов на жизненный цикл по видам генерации

ЕС ведет проактивную работу по формированию климатического регулирования:

- ряд отраслей не включены в категорию «зеленых», в том числе угольная генерация, судоходство и ядерная энергетика;
- в перспективе 2022/2025 ЕС планирует ввести углеродный налог на импортеров.

С учетом средних затрат на электроэнергию в себестоимости продукции (нефтепереработка – 54,7%; добыча нефти – 35%; металлургия – 11,7%; химия – 9,9%) возможны риски дополнительной налоговой нагрузки для 55% российского экспорта в ЕС в размере 210–640 млрд руб. в год (по экспертной оценке, в зависимости от итогового механизма налога) и снижения конкурентоспособности экспорта.

В контексте экологической повестки XXI века можно отметить, что по исследованиям Гарвардского и Бирмингемского университетов ~8,7 млн чел. ежегодно погибает от сжигания ископаемого топлива, вследствие загрязнения атмосферного воздуха. При этом Россия занимает 4 место по уровню выбросов парниковых газов. Так как прямые выбросы CO₂ от выработки электроэнергии на АЭС составляют 0 г/кВтч, ЯЭ не воздействует на глобальные климатические процессы и является одним из наиболее безопасных источников энергии с точки зрения воздействия на здоровье человека.

Для примера на рис. 2 приведены структуры генерации электроэнергии, удельные выбросы и стоимость электроэнергии для Франции, Германии и России (по данным Евростата).



IEA, COUNTRY SPECIFIC ELECTRICITY GRID GREENHOUSE GAS EMISSION FACTORS 2020

* Евростат – 1 квартал 2019 года, тарифы для населения.

Рис. 2. Структуры генерации электроэнергии, удельные выбросы и стоимость электроэнергии для Франции, Германии и России (по данным Евростата)

В отчете IEA «Projected Costs of Generating Electricity 2020» отмечены ключевые преимущества АЭС на международном уровне:

- экономическая эффективность АЭС признана при проведении сравнительного анализа LCOE, позволяющего учитывать их преимущества в стратегической перспективе – относительно низкие ставки дисконтирования и при продлении сроков службы блоков/долгосрочной эксплуатации (LTO – Long term operation (долгосрочная эксплуатация));

- высокий показатель КИУМ (80–90%) и длительный срок службы (60–80 лет) делают АЭС наиболее надежной и устойчивой технологией генерации;

- при устранении последних барьеров – высокие капитальные затраты, проблема ОЯТ, ограничение по урановым ресурсам, для ЯЭ откроются перспективы стать ключевой «зеленой» технологией XXI века.

Ключевой задачей является анализ возможности масштабирования АЭС в России:

– **необходим анализ возможности существенного увеличения доли ЯЭ на рынках ОЭС Урала и Сибири на базе инновационных разработок ведущих отраслевых игроков;**

– **необходим анализ замещения ТЭС на АЭС в долгосрочной перспективе в целях снижения «углеродного следа» энергетики России.**

Переход на двухкомпонентную структуру ЯЭ снимает ограничения для широкомасштабного развития по национальной ресурсной базе. Среди всех альтернативных «зеленых» технологий – самый низкий показатель удельного потребления бетона, стекла, металлов и сплавов и землепользования на произведенный ТВт·ч электроэнергии. Нет потребности в большом количестве РЗЭ.

Развитие ядерной энергетики на экономику РФ позволит:

– **создать новые рабочие места (с учетом мультипликативного эффекта). Увеличение установленной мощности ядерной энергетики до 45 ГВт позволит создать дополнительно ~52 тыс. раб. мест в экономике (из них 14 тыс. – в высокотехнологичных секторах)**

– **увеличить прирост ВВП за счет роста установленной мощности АЭС составит 102 млрд руб. (+43%);**

– **экономить природный газ для экспорта при вводе 10 ЭБ АЭС за 60 лет эксплуатации в объеме ~1 153 млрд куб м или дополнительно 10 088 млрд руб. экспортной выручки;**

– **создать двух компонентную ЯЭ с РТН (реактор на тепловых нейтронах) и РБН (реактор на быстрых нейтронах), при этом экономия природного урана при вводе 10 ЭБ с РБН за 60 лет эксплуатации составит ~115 тыс. т, что эквивалентно 483 млрд руб.**

На сегодняшний день можно уверенно констатировать, что Россия является признанным международным лидером в сфере развития ядерных энергетических технологий, способствуя созданию устойчивой, безопасной, экологически чистой и конкурентоспособной электроэнергетики. Научно-техническая и производственная база создания АЭС на базе РТН позволила отечественным технологиям успешно конкурировать на международных рынках, однако, в мировом масштабе, спрос на ядерную энергетику продолжает уступать альтернативным способам генерации, вклю-

чая традиционные источники энергии на ископаемом топливе. Стратегии развития производственных систем любого масштаба существуют в первую очередь для исключения тупиковых сценариев их реализации, которые, в свою очередь, могут быть спровоцированы неоптимальным, небезопасным или экономически нецелесообразным использованием имеющихся финансовых, сырьевых, людских и прочих ресурсов. Именно по этой причине многие специалисты атомной отрасли России сегодня работают над тем, чтобы будущая ядерная энергетика опиралась на технологии, позволяющие полностью раскрыть потенциал безопасного использования АЭС для обеспечения энергетических потребностей населения и промышленности. Причем эти усилия направлены не только на совершенствование АЭС, но и всего топливного цикла ядерной энергетики.

Исторически выбор в пользу развития той или иной технологии генерации практически всегда определялся исходя из их экономической целесообразности. Во многих регионах мира технология, способная обеспечить производство электроэнергии с наименьшими затратами, и сегодня может претендовать на безусловный приоритет у лиц, принимающих решение о выборе типа объекта генерации для удовлетворения энергетических потребностей населения и промышленности.

С течением времени по мере улучшения благосостояния и качества жизни актуальность вопросов влияния энергетики на здоровье людей и окружающую среду постепенно увеличивалась, и на сегодняшний день задачи по ограничению загрязнения воздуха и глобального потепления стали причиной начала так называемого «энергоперехода» в сторону экологически чистых технологий.

Безусловно, эксплуатация любой АЭС, независимо от схемы исполнения ЯТЦ, оказывает минимальное воздействие на окружающую среду. Тем не менее, ряд произошедших аварий (Три-Майл-Айлэнд – 1979 г., Чернобыль – 1986 г., Фукусима – 2011 г.) повысили градус радиофобии в обществе настолько, что повторение еще одной подобной им чрезвычайной ситуации может надолго похоронить востребованность АЭС на всех энергетических рынках. Стремление повысить безопасность АЭС, используя различные активные системы безопасности, привело к существенному удорожанию энергоблоков и полной потере их конкурентоспособности в странах со слабой государственной поддержкой ЯЭ. Не решена также проблема долгосрочного обращения с

ОЯТ и РАО, из-за которой многие страны отказываются рассматривать ядерные энергетические технологии как элемент собственного топливного баланса по причине отсутствия доверия населения к обоснованности существующих решений в части захоронения отходов. Наконец, в долгосрочной перспективе ограниченные запасы природного урана не позволяют рассчитывать на то, что текущие решения исключительно на базе РТН могут обеспечить одновременно устойчивое развитие ЯЭ в России и потребности зарубежных проектов АЭС.

Еще до аварии на АЭС «Фукусима-1» на основе анализа предшествующего опыта мировой ядерной энергетики в Минатоме РФ была разработана, а Правительством РФ в 2000 г. одобрена «Стратегия развития атомной энергетики России в первой половине XXI века». Основные принципы энергетической безопасности, изложенные в этой стратегии, сохраняют актуальность и по сей день не только для России, но и для всего остального мира: независимость от исчерпаемых природных ресурсов, рост возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе (в первую очередь ЯЭ на базе РБН и замкнутого ЯТЦ), экологическая приемлемость энергетики, экономия органического сырья.

В том же году Президент РФ на Саммите тысячелетия выступил с инициативой по использованию потенциала ядерной энергетики для обеспечения долгосрочного устойчивого развития мировой энергетической отрасли. Тем не менее, за прошедшие десятилетия ЯЭ упустила время для смены технологических платформ, и ее доля в мировом электропроизводстве с 18% опустилась ниже 11%.

С учетом этих факторов, в 2018 г. была разработана «Стратегия развития ядерной энергетики России до 2050 года и перспективы на период до 2100 года» (далее Стратегия-2018). В этом документе определены основные долгосрочные цели, задачи и курс действий, которые должны быть реализованы для того, чтобы ЯЭ смогла не только существовать наравне с конкурирующими технологиями генерации в будущем, но и стать фундаментом для «низкоуглеродной» энергетики России и потенциально всего мира. Для этого ЯЭ будущего должна удовлетворять ряду требований, гарантирующих целесообразность ее применения.

1. Гарантированная безопасность атомной генерации, промышленных объектов ЯТЦ и обращения с РАО, с минимальным негативным экологическим воздействием на окружающую среду, не создающим опасности для биосферы.

2. Экономическая конкурентоспособность на внутреннем и внешнем рынках для объектов генерации электрической и тепловой энергии.

3. Дифференциация структуры и назначения энергопроизводства (электроэнергетика, теплоснабжение, опреснение воды, производство водорода и моторного топлива и т.д.).

4. Отсутствие видимых ограничений по ресурсной базе.

5. Гарантированная безопасность окончательной изоляции радиоактивных отходов.

6. Технологическая поддержка режима нераспространения.

Для того чтобы выявить те варианты развития ЯЭ, которые не являются устойчивыми с точки зрения ресурсного обеспечения или приемлемости принятой в России политики обращения с ОЯТ и РАО, в рамках работы над Стратегией-2018 проведен сравнительный анализ сценариев развития ЯЭ России до 2100 г. Рассматривались различные опции исполнения ЯТЦ и развития реакторного парка РТН и РБН (реактор на быстрых нейтронах) с учетом форсированных (сценарий «базовый») и умеренных (сценарий «базовый-штрих») темпов развития установленной мощности АЭС.

1. Вариант развития ЯЭ России на основе существующих технологий (современные ВВЭР, «открытый» ЯТЦ).

2. Вариант на основе эволюционного развития технологии ВВЭР в условиях «открытого» ЯТЦ (расход урана новых ВВЭР несколько ниже, чем в текущих АЭС).

3. Вариант развития с переработкой ОЯТ, частичным замыканием ЯТЦ и использованием регенерированных ЯМ в тепловых реакторах (однократный рецикл МОКС топлива в ВВЭР).

4. Вариант развития реакторной технологии РБН и ЗЯТЦ на МОКС-топливе (постепенный переход на реакторные технологии БН с КВ=1,25).

5. Вариант развития с вводом быстрых реакторов с повышенным КВ и ЗЯТЦ на СНУП-топливе (частичный переход на БН с КВ=1,5 и сохранением некоторой доли ВВЭР, использующих МОХ топливо).

6. Вариант развития с вводом быстрых реакторов с КВ~1 и ЗЯТЦ на СНУП-топливе (постепенный переход на реакторные технологии РБН со свинцовым теплоносителем с КВ ~1).

В Стратегии-2018 достаточно наглядно показано, что в сценариях с открытым ЯТЦ национальные запасы природного урана (оцененные в

512 тыс. т по данным АРМЗ) не позволяют обеспечить целевой уровень развития установленной мощности АЭС в XXI веке, что в конечном счете может привести к постепенному сворачиванию всего парка ТР в России (рис. 3). При этом такая энергетика накопит существенный объем ОЯТ (более 60 тыс. т), что будет являться обременением для последующих поколений с финансовой и радиоэкологической точки зрения.

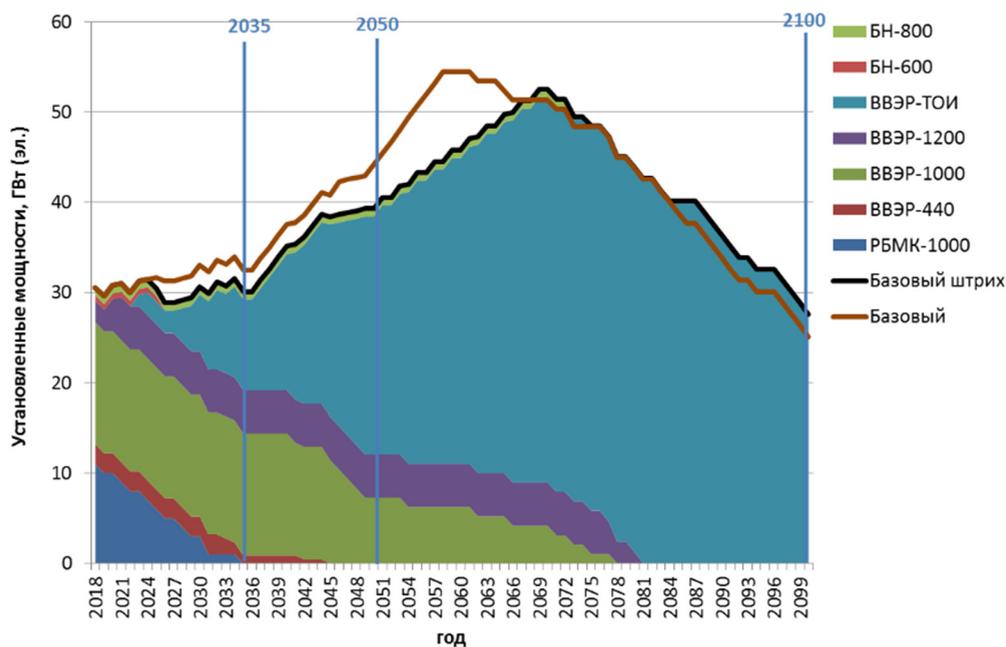


Рис. 3. Пример динамики изменения интегральной мощности АЭС в случае сохранения открытого ЯТЦ в России

Переработка ОЯТ РТН с производством МОХ топлива для ВВЭР позволит использовать запасы накопленного ОЯТ РТН и несколько повысить эффективность использования урана (от 20–30%). Однако такой вариант однократного рециклирования Pu и U не способен устранить ожидаемый дефицит урана в пределах века и оставляет будущим поколениям новые проблемы в части завершающей части ЯТЦ – обращение с ОЯТ МОХ РТН и МА. Предлагаемые альтернативы с многократным рециклированием Pu и U в реакторах типа ВВЭР (REMIX в России или MIX и CORAIL во Франции) могут теоретически избавить ЯТЦ от необходимости хранения U-Pu ОЯТ ВВЭР (если будет доказано, что рециклировать Pu и U таким способом можно неограниченное количество раз), однако проблемы с МА и дефицитом урана останутся нерешенными.

Вовлечение плутония из ОЯТ РТН в ЗЯТЦ (замкнутый ядерный топливный цикл) с реакторами на быстрых нейтронах и использование потенциала урана-238 в рамках двухкомпонентной структуры ЯЭ позволяет полностью снять ограничения по ресурсам (интегральное потребление урана для обеспечения АЭС России с 2018 г. до конца века не превысит 230 тыс. т) и выделить с последующим рециклированием все проблемные ЯМ из отходов (Pu, U, MA), отправляемых в пункт геологического захоронения. Такой подход снижает суммарную радиотоксичность и радиоактивность, а, следовательно, потенциальную биологическую опасность и пожизненный радиационно-обусловленный риск (LAR) возможной индукции онкозаболеваний от РАО, отправляемых на захоронение до допустимого стандартами безопасности уровня и в приемлемых временных интервалах времени (рис. 4 и 5). Для открытого цикла при захоронении ОЯТ суммарная ожидаемая эффективная доза (ОЭД) может превысить (только по радионуклидам, которые дают более 1% в ОЭД) существующие стандарты безопасности на порядок и потребует радиационного контроля даже спустя 1 млн лет.

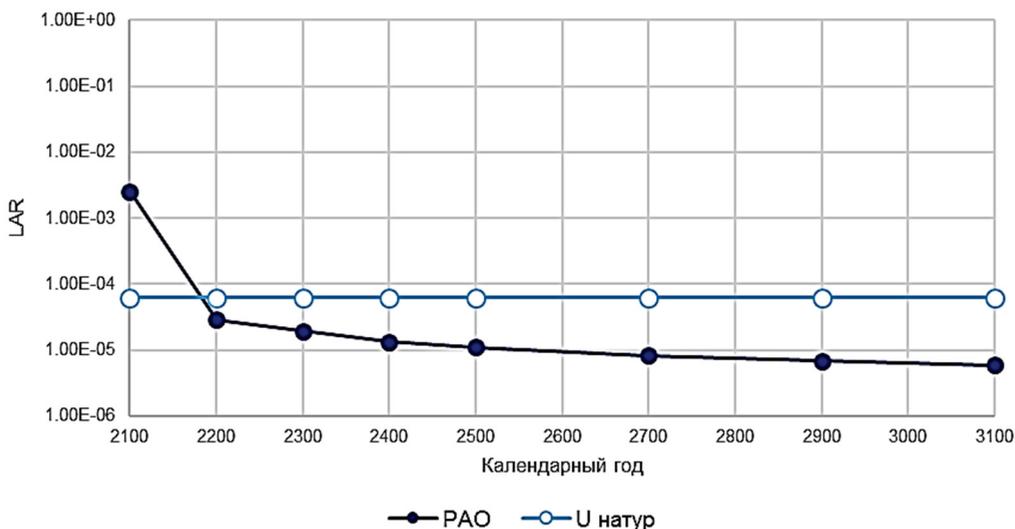


Рис. 4. Выравнивание пожизненных радиационно-обусловленных рисков возможной индукции онкозаболеваний от РАО и от уранового сырья в двухкомпонентной ЯЭ (точка пересечения кривых через ~100 лет)

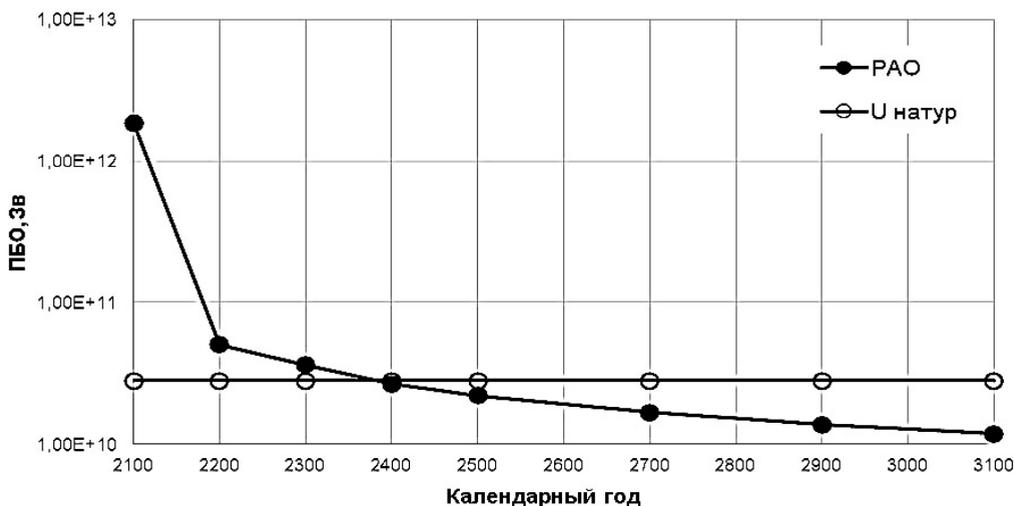


Рис. 5. Выравнивание потенциальной биологической опасности от РАО и от уранового сырья в двухкомпонентной ЯЭ (точка пересечения кривых через ~300 лет)

Понятно, что при двухкомпонентной структуре ЯЭ возможны различные вариации ЯТЦ, предполагающие достаточно широкий набор топливных технологий и различное соотношение быстрых и тепловых реакторов. Ключевым в данном случае является вопрос конкурентоспособности АЭС с РБН в сравнении не только с ВВЭР, но и с ПГУ, особенно учитывая конъюнктуру рынка природного газа в России.

Согласно Стратегии-2018, капитальные расходы на строительство АЭС с реакторными установками БР-1200, являющихся следующим этапом развития технологий быстрых реакторов со свинцовым теплоносителем, предполагается сократить на 20% по сравнению с параметрами ВВЭР-ТОИ. Топливная составляющая стоимости электроэнергии при этом не должна превышать тот же параметр для ВВЭР при текущей стоимости переделов в открытом ЯТЦ. В случае если РБН отвечают заявленным требованиям, ЯЭ будет успешно конкурировать с ТЭС на базе ПГУ, особенно учитывая долгосрочные прогнозы повышения стоимости природного газа для потребителей. Таким образом используя уже накопленный ресурс Рн в конкурентоспособных РБН, для России открывается возможность создания новой технологической платформы, позволяющей решить все текущие задачи устойчивого развития ЯЭ России в XXI веке.

Существуют и альтернативные концепции использования РБН в двухкомпонентной ЯЭ, но уже в качестве бридеров Pu для собственного топливообеспечения и обеспечения реакторного парка ВВЭР, который в данной схеме переводится на уран-плутониевое МОХ топливо. При таком подходе предполагается, что в случае недостижения целевых экономических параметров РБН конкурентоспособность может быть достигнута в тандеме с ВВЭР. Так или иначе, выбор в пользу того или иного варианта развития ЯТЦ двухкомпонентной ЯЭ будет определяться в основном ее экономикой, где в качестве основного критерия для сравнения альтернативных опций выступает стоимость производства кВт·ч. От этого критерия и будет зависеть занимаемая доля РБН в общем энергобалансе (рис. 6).

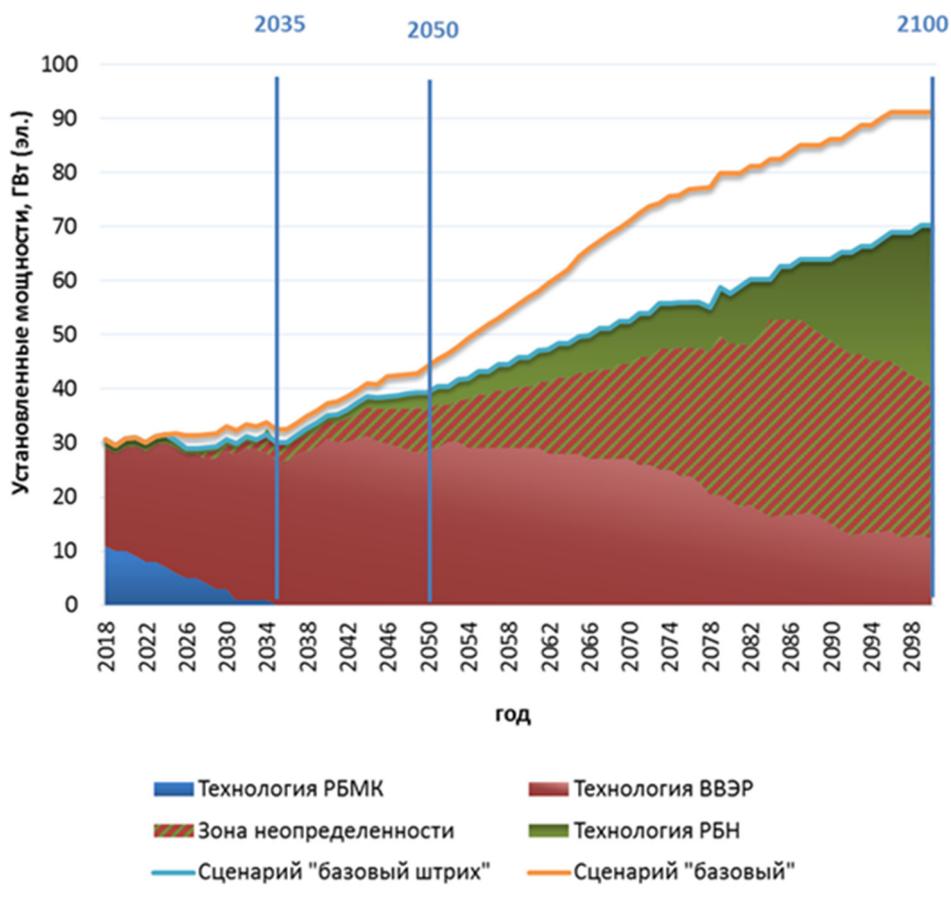


Рис. 6. Принципиальная схема развития двухкомпонентной ЯЭ России в XXI веке

Понятно, что для всех технологий РБН существуют временные риски достижения декларируемых показателей как в части технико-экономических показателей энергоблока, так и в части топливных характеристик. Однако на сегодняшний день также очевидно, что в случае отсутствия форсирования инновационного пути развития ЯЭ через технологии РБН и ЗЯТЦ ставится под сомнение само дальнейшее будущее ширококомасштабной ЯЭ. В отсутствие новых решений, способных бросить вызов существующим барьерам к созданию ширококомасштабной ядерной генерации в России, ее место займут альтернативные технологии, включая гидростанции, ТЭС на угле и газе, а также ВИЭ.

Несмотря на усиленную поддержку безуглеродных способов генерации в мире, главным образом ВИЭ, доля ископаемого топлива в производстве электроэнергии за последние 30 лет практически не изменилась — она осталась на уровне 63–64%. Учитывая крайне скромные темпы замещения традиционной угольной генерации ветрогенераторами и фотовольтаикой и требуемый масштаб этого замещения с учетом достигаемых параметров КИУМ и срока службы ВИЭ, улучшение «качества» производимой электроэнергии, с точки зрения воздействия на окружающую среду, маловероятно. Также сомнительно то предположение, что население России будет готово выплачивать дополнительные налоги и сборы на создание инфраструктуры, необходимой для бесперебойного функционирования и поддержания ширококомасштабной «зеленой» энергетики (как, например в Дании и Германии). Таким образом, очевидно, что ядерная генерация нового поколения на базе РБН и ЗЯТЦ представляет наиболее реальную возможность осуществить переход в сторону преобладания экологически чистой электроэнергии не только в России, но и в других странах мира.

Интерес к атомным станциям малой мощности (АСММ) вырос не только в России, но и в мире. Потенциальных областей их использования много, для нашей страны это в первую очередь надежное энергоснабжение отдаленных территорий. Новая тенденция — интерес к многомодульным АЭС. Например NuScale с единичной мощностью блока на 50 МВт, уже лицензированный американским надзорным органом, рассматривается для работы в составе 12 блоков. Есть проекты по 77 МВт на модуль, суммарно такая комбинация выходит на уровень до 1 ГВт. Такие проекты могут успешно интегрироваться в углеродно-нейтральную энергетику будущего, где сочетание АЭС и возобновляемых источников дополняет друг друга, делая систему в целом независимой от состояния погоды и времени суток.

Востребованность АСММ и их конкурентоспособность в некоторых конкретных условиях их перспективного использования очевидны, о чем свидетельствует прогрессивно возрастающий интерес в мире к их разработке и применению. Необходима тесная работа с надзорным органом по опережающему обоснованию новых норм и правил, открывающих путь масштабному наращиванию строительства АСММ с опорой на достигнутую референтность технологий АСММ в России. Именно в РФ накоплен значительный опыт использования малых ядерных энергоустановок: в энергоблоках подводных лодок, ледоколов, космических аппаратов и, наконец, в уникальной Билибинской АЭС, работающей в глубоко маневренном режиме без проблем для работоспособности ТВЭ (тепловыделяющий элемент).

**ИЗМЕНЕНИЯ В МОДЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ,
ПРОИСХОДЯЩИЕ В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ
ПРОГРАММЫ «ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ»,
НА ПРИМЕРЕ «РОССЕТИ ЦЕНТР»
И «РОССЕТИ ЦЕНТР И ПРИВОЛЖЬЕ»**

Акуличев В.О.,

Заместитель генерального директора по цифровой трансформации «Россети Центр»

Саенко С.В.,

Начальник Департамента цифровой трансформации «Россети Центр»

Мурашев Б.А.,

Главный специалист Департамента цифровой трансформации «Россети Центр»

Рыбников Д.А.,

И.о. заместителя главного инженера по производственной безопасности
и производственному контролю «Россети Центр»

В 2018 году в группе компаний ПАО «Россети» вышла в свет Концепция «Цифровая трансформация 2030» (далее – Концепция), разработанная во исполнение указов Президента Российской Федерации Путина В.В. от 09.05.2017 № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 годы» и от 07.05.2018 №204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», в которых определены национальные цели и стратегические задачи развития Российской Федерации на период до 2030 года.

Основной целью цифровой трансформации, в соответствии с Концепцией, является изменение логики процессов и переход компании на риск-ориентированное управление на основе внедрения цифровых технологий и анализа больших данных.

На основании Концепции была разработана программа «Цифровая трансформация «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» 2020–2030 гг.» (далее – Программа) и утверждена 04.02.2020 Советом директоров.

Цифровая трансформация Общества – это сложный процесс разработки и реализации (внедрения) различных мероприятий и технологий, затрагивающий все бизнес-процессы Общества. Важной особенностью указанного процесса является следующий факт: для максимальной эффективности реализации мероприятий и технологий необходимо формирование соответствующих им условий. Соответственно, для максимально высоких темпов реализации весь процесс Цифровой трансформации Общества разделен на три этапа.

Первый этап цифровой трансформации (2019–2024 гг.) является фундаментом всех последующих и заключается во внедрении действующих, уже опробованных, технологий, формирующих аппаратную и информационную основу для дальнейшего развития. На данном этапе положено начало работы с массивами данных. Происходит частичная цифровизация производственных процессов и пилотирование перспективных технологий.

Второй этап цифровой трансформации (2023–2026 гг.) характеризуется формированием единой ИТ-платформы, единого источника данных, путем интеграции существующих баз данных. Также в рамках данного этапа происходит внедрение технологий, показавших эффективность в рамках пилотирования, и продолжается внедрение технологий первого этапа.

Третий этап цифровой трансформации (2026–2030 гг.), заключительный, характеризуется внедрением технологий работы с Большими данными и технологий машинного обучения. В рамках третьего этапа также продолжится внедрение технологий как предыдущих этапов, так и новых, появление которых связано с развитием научно-технического прогресса.

В настоящее время в Россети Центр и Россети Центр и Приволжье полностью сформирован портфель проектов первого этапа Программы, мероприятия которого сгруппированы по четырем направлениям:

- 1) управление технологическим процессом, цифровая сеть;
- 2) цифровое управление компанией (изменение внутренних корпоративных процессов);
- 3) комплексная система информационной безопасности;
- 4) дополнительные сервисы.

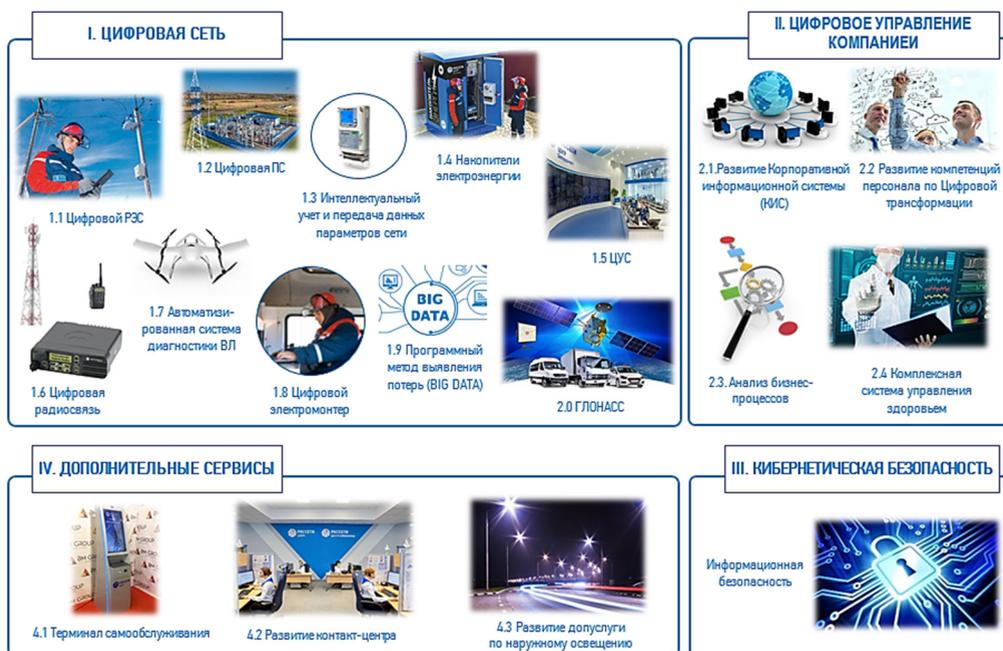


Рис. 1.1. Мероприятия первого этапа Программы

Ключевыми проектами первого этапа программы Цифровая трансформация являются следующие.

1. В рамках направления «Управление технологическим процессом. Цифровая сеть».

Цифровой центр управления сетями

Целью проекта является построение эффективной структуры оперативно-технологического и ситуационного управления объектами электросетевого хозяйства с применением современных информационно-коммуникационных технологий. В результате реализации проекта происходит повышение надежности работы энергосистемы и уровня автоматизации управления электроэнергетическим комплексом на всей территории присутствия «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье».

Цифровая подстанция

Целью реализации проекта является снижение капитальных и операционных затрат на создание и обслуживание подстанций за счет полноценного применения положений стандарта МЭК 61850. Проект преду-

смачивает создание 16 Цифровых ПС посредством строительства новых или реконструкции существующих. В настоящее время в периметре «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» уже поставлено под напряжение 7 таких объектов.

Цифровой район электрических сетей

Целью реализации проекта является повышение надежности электроснабжения потребителей за счет внедрения элементов распределенной автоматизации сети для локализации и скорейшего определения места повреждения, тем самым улучшение показателей SAIDI, SAIFI; снижение коммерческих и технических потерь электроэнергии посредством установки коммерческих приборов учета у потребителей, а также технических приборов учета на ТП, РП совмещающих функции телеметрии, позволяющих локализовывать очаги потерь и выбирать оптимальный режим работы сети; снижение операционных издержек.

Накопители электроэнергии

Целью реализации проекта является определение эффективных областей применения систем накопления электроэнергии (далее – СНЭ) в распределительных электрических сетях 0,4–110 кВ.

Цифровой электромонтер

Концепция технологии цифрового электромонтера подразумевает внедрение программно-аппаратных решений, для автоматизации работы сотрудников в полевых условиях. Существует три типа функциональных решений по Цифровому электромонтеру: «Эксплуатация» (ремонт, диагностика), «Оперативное управление» и «Учет электроэнергии».

Цифровая радиосвязь

Целью реализации проекта является обеспечение непрерывного и устойчивого управления технологическими процессами в производстве в повседневных условиях и в условиях технологических нарушений, возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций путем создания единой сети цифровой радиосвязи с ликвидацией зон неуверенного приёма сети радиосвязи.

ГЛОНАСС. Управление автотранспортом

Внедрённый современный комплекс спутникового мониторинга транспорта выполняет функции единого централизованного места сбора и хранения данных о местоположении, маршруте и скоростном режиме движения транспорта «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье»,

что позволяет в режиме реального времени получать актуальную информацию, требующуюся для анализа, управления и оптимизации работы транспорта.

Программный комплекс выявления неучтенного объема электроэнергии «Радар»

Ключевыми целями проекта являются снижение нетехнологических потерь электроэнергии путем глубокого анализа с использованием инструментов машинного обучения точек учета на предмет вероятности воровства электроэнергии.

Автоматизированная система диагностики ВЛ с применением БПЛА

Целью проекта является повышение надежности электроснабжения потребителей за счет автоматизации процесса диагностики ВЛ 35–110 кВ с применением БПЛА и технологий нейросети.

Интеллектуальный учет и передача данных параметров сети

Ключевыми целями проекта являются снижение потерь электроэнергии в рамках исполнения требований Федерального закона от 27.12.2018 №522-ФЗ.

2. В рамках направления «Цифровое управление компанией» Развитие КИСУР

Целью развития корпоративной информационной системой управления ресурсами в «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» (далее – КИСУР) является обеспечение заданного уровня надежности передачи и распределения электроэнергии за счет эффективного использования ресурсов и управления активами на основе баланса затрат, риска и производительности активов.

Комплексная система оценки надежности персонала

Целью проекта является сокращение операционных расходов за счет повышения надежности персонала. Управление надежностью персонала будет происходить в рамках физиологического и психофизиологического осмотра, предусмотренного нормативно-правовыми актами и внутренними корпоративными стандартами.

Развитие компетенций персонала в области Цифровой трансформации

Целью данного проекта является формирование комплексного подхода по обучению персонала для реализации проектов программы цифровой трансформации.

Анализ бизнес-процессов на предмет изменения в рамках концепции Цифровой трансформации ПАО «Россети»

Целью Проекта является формирование перечня изменений бизнес-процессов в рамках реализации Концепции цифровой трансформации ПАО «Россети».

3. В рамках направления «Комплексная система информационной безопасности»

Ключевыми целями проекта являются создание условий для устойчивого функционирования объектов информационной инфраструктуры Общества и безопасного управления объектами.

4. В рамках направления «Дополнительные сервисы»

Терминал самообслуживания

Ключевыми целями проекта являются повышение доступности и качества обслуживания потребителей (в том числе на удаленных территориях), а также упрощение процесса взаимодействия с клиентами. Устанавливаемые в центрах обслуживания потребителей и пунктах по работе с потребителями терминалы самообслуживания включают в себя полный набор услуг, имеющихся в «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье».

Развитие допущенной услуги по наружному освещению

Ключевыми целями проекта являются увеличение доли рынка на территории присутствия «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» по услуге «Организация систем наружного освещения», и как следствие, рост выручки по указанной услуге.

Безусловно, эффекты от реализации указанных выше проектов невозможно ощутить в полной мере без осуществления организационных изменений. Например, при постепенном увеличении доли интеллектуальных приборов учета электроэнергии трудозатраты для снятия контрольных показаний должны сокращаться, что в свою очередь потребует снижения количества сотрудников, работающих на должности контролера, с возможным их переводом на другие позиции (электромонтеры по учету электроэнергии, техники и др.). Полноценное использование технологии ГЛОНАСС также потребует организационных изменений. Так для эффективной реализации возможностей по контролю маршрутов движения, соответствия их выполняемым работам и пресечения лишнего, необоснованного движения на автотранспорте необходимо введение новых позиций сотрудников для выполнения указанных работ.

Проанализировав результаты внедрения проектов первого этапа, можно сделать вывод, что с процедурами бизнес-процессов будут происходить следующие изменения.

1. Полная роботизация – использование технологий позволяют исключить участие человека в какой-либо процедуре. В первую очередь это касается алгоритмизируемых процедур по обработке и передаче информации (подготовка отчетов, свод данных, формирование заявок и т.д.).

2. Подсказка в принятии решения – проведение аналитики, формирование предварительных рекомендаций и т.д. Однако, итоговое принятие решения во многих процедурах остается за человеком. Примером такого рода процедур могут быть помощники для диспетчера при переключениях, рекомендации при формировании планов работ и т.д.

3. Исключение процедуры, оптимизация пути бизнес-процесса (например, в части бумажного документооборота или излишнего количества этапов согласования в подразделениях).

4. Поднятие процедуры на более высокий уровень управления: из района электрических сетей в филиал, из филиала в Исполнительный аппарат (так называемое, создание Общего центра обслуживания (ОЦО)).

5. Инсорсинг (использование внутренних ресурсов для оказания услуг, работ внешним контрагентам (допсервисы)).

При изменении бизнес-процессов безусловно будут происходить и организационные преобразования следующего характера:

1) создание Общих центров обслуживания (ОЦО) – централизация отдельных функций и сокращение количества уровней управления;

2) укрупнении зон операционной деятельности;

3) перераспределение-объединение персонала между функциональными блоками на основании результатов внедрения цифровых технологий и замещение персонала различных функциональных блоков специалистами ИТ в области развития и внедрения цифровых технологий;

4) расширение подразделений для оказания дополнительных услуг, в том числе с использованием цифровых платформ.

Разберем наиболее существенные изменения, которые наблюдаются в «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» в рамках реализации проектов первого этапа Программы.

Создание «Общих центров обслуживания»

Одним из ярких примеров реализации ОЦО является создаваемая в «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» модель оперативно-технологического и ситуационного управления (ОТиСУ (рис. 1.2)).

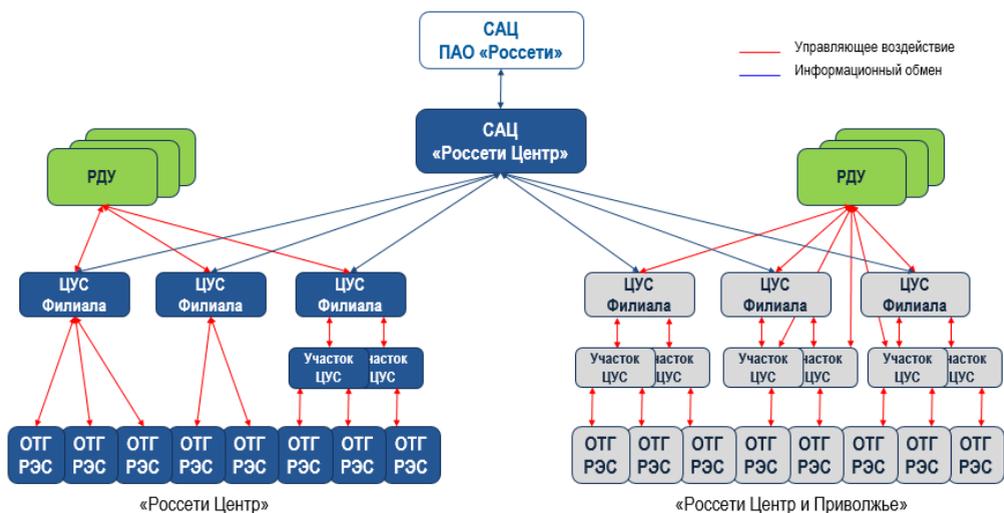


Рис. 1.2. Организационная структура ОТиСУ

Текущая организационная структура ОТиСУ «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» представляет собой следующую распределённую модель. Политику в области оперативно-технологического и ситуационного управления ведёт департамент ОТиСУ «Россети Центр», имеющий в своём составе ситуационно-аналитический центр (САЦ). САЦ «Россети Центр» полностью контролирует оперативную обстановку в 20 филиалах с помощью информационной системы учёта массовых отключений (СУМО), выполняет неоперационные функции и ведёт информационный обмен с САЦ ПАО «Россети».

Операционные функции оперативно-технологического управления (ОТУ) выполняют 20 Центров управления сетями, 44 участка ЦУС и 539 оперативно-технологических групп (ОТГ) РЭС 20 филиалов.

В настоящее время в «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» идет процесс перехода с трехуровневой модели ОТУ (ЦУС филиала – участки ЦУС филиала на территориях – оперативно-технологическая группа РЭС) и двухуровневой модели ОТУ (ЦУС филиала – оперативно-технологическая группа РЭС) на «одноуровневую», когда в Центре управления сетями и Городских диспетчерских пунктах (в городах с количеством жителей более 100 тыс. человек) как организационно, так и физически собирается весь оперативный и ситуационный персонал. Типовой набор помещений современных ЦУС представлен на рис. 1.3 и включает в себя участок основной сети, участок распределительной сети, ситуационный отдел, учебно-тренажерный центр, штаб филиала, а также сопутству-

ющие службы: служба режимов и поддержки оперативной документации и схемы сети. Таким образом, в одном центре компетенций будет собран весь персонал, ответственный за оперативно-технологическое управление, а в районах электрических сетей функция оперативно-технологического управления останется только в виде оперативно-выездной бригады (ОВБ), мастера ОВБ и заместителя главного инженера по ОТУ.

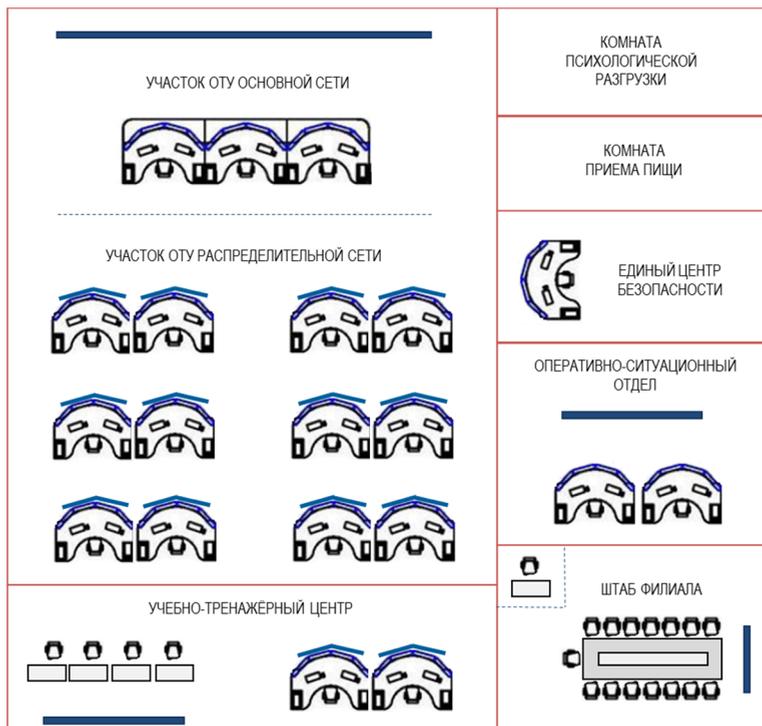


Рис. 1.3. Стандартный набор помещений Центра управления сетями

Реализация единого Центра управления сетями 35–110 кВ региона позволяет оптимизировать загрузку персонала, снизить CAPEX и OPEX на строительство новых, реконструкцию, модернизацию существующих диспетчерских пунктов, а также повысить скорость предоставления оперативной информации.

Подсказка в принятии решения

Потери электроэнергии – это фундаментальный показатель работы электросетевого комплекса, а также существенный источник для снижения себестоимости деятельности компании, и главным образом, операционных расходов. В среднем, распределительная сетевая компания на покупку потерь тратит около 16% от общей себестоимости деятельности.

Основным действием сетевой компании по снижению нетехнических потерь является рейдовая работа и инструментальная проверка приборов учета электроэнергии, результативность которых во многом зависит от качества проведенного анализа, выбора объектов для отработки. Для проведения эффективного анализа только по одной точке поставки необходимо обработать относительно большой объем информации (порядка 18 тыс. значений за один год). Следует рассмотреть и взаимосоотнести множество параметров: значения потребления электроэнергии, характеристики самого объекта и схожих с ним потребителей (тип деятельности, график работы, масштаб и т.д.), время различных событий (сезон, день недели, дата инструментальных проверок, снятия контрольных показаний, временем перерывов электроснабжения и т.д.), уровень потерь на питающих участках сети, принадлежности объекта к потребителям, по которым уже фиксировались факты неучтенного потребления (возможно и в другом районе или регионе) и т.д. Таким образом, для качественного анализа по одной точке учета необходимы не только серьезные трудозатраты, но и набор специальных компетенций и инструментов по работе с данными. При существующем уровне компетенций персонала РЭС и программ обработки данных такой анализ может занимать порядка 30 минут на 1 точку поставки. Соответственно, принимая во внимание что на территории обслуживания «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» 5,57 млн точек поставки потребителей услуг по передаче электроэнергии, получаем что для однократного анализа всех точек поставки за год, необходимо $5\,570\,000 \text{ точек поставки} \times 0,5 \text{ час} \div 248 \text{ (кол-во рабочих дней в году)} \div 8 \text{ (рабочих часов в день)} = 1\,404 \text{ сотрудников}$. То есть только для однократного, качественного проведения анализа всех точек поставки необходимо 1 404 сотрудника, которые будут заниматься только этим одним вопросом.

Решением проблемы быстрого и качественного анализа данных о точке учета для выявления аномальных параметров стало создание «Программного комплекса выявления неучтенного объема электроэнергии «Радар» (далее – ПК Радар), способного без участия человека проводить анализ с учетом всей ранее описанной информации, ранжирование точек поставки по вероятности хищения электроэнергии, что фактически означает формирование задания для визуального осмотра, снятия контрольного показания и инструментальной проверки. Также следует отметить, что ранее анализ проводился в различных подразделениях по-разному, а значит и с разным качеством. Создание же программного комплекса позволя-

ет проводить анализ по единой методике, из единого центра. Таким образом, внедрение ПК Радар, по сути, изменяет процесс поиска потерь, путем передачи основных функций по анализу от сотрудников РЭС в программный комплекс.

Инсорсинг

Пытаясь найти внутренние резервы для увеличения дополнительной выручки, компания уделяет пристальное внимание инсорсингу услуг.

Многообещающим результатом работы в этом направлении является реализуемый в настоящее время компанией «Россети Центр и Приволжье» проект НИОКР, целью которого является повышение загрузки собственной спецтехники и увеличение прибыли компании от оказания услуг сторонним заказчикам.

Весомым аргументом в пользу успешной реализации этого проекта является тот факт, что группа компаний «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» владеет самой разветвленной транспортной сетью спецтехники в регионах присутствия. При этом, высокие стандарты надежности электросетевого комплекса требуют большого транспортного ресурса, выраженного в нормативе комплектования транспортными средствами. Это приводит к тому, что средний годовой коэффициент загрузки транспортных средств не превышает 60%, что напрямую связано с сезонностью проведения ремонтных работ и практически полным отсутствием оказания услуг сторонним организациям и населению.

Таким образом, «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье» имеет все шансы стать основным игроком на рынке услуг спецтехники. В этих условиях важно не просто начать оказывать услугу сторонним заказчикам в свободное время, а создать удобную площадку – агрегатор предложений. Это позволит не только эффективно загружать свою спецтехнику, но и зарабатывать на комиссии от заказов сторонней спецтехники, размещаемой на площадке.

Данная работа, инициированная с учетом прогнозов роста популярности идеологии маркетплейсов, продолжается в настоящее время и будет завершена в 2022 году.

Таким образом, проекты Цифровой трансформации не только меняют технологический уклад деятельности «Россети Центр» и «Россети Центр и Приволжье», кардинально повышая уровень операционной эффективности, но трансформируют парадигму бизнес-модели сетевой компании путем использования внутренних ресурсов для внешних сервисов.

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ КАК МЕХАНИЗМ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Ущёкин О.П.,

Ведущий инженер, АО «Объединенная энергетическая компания»

Ахметова И.Г.,

д.т.н., доц.,
ФГБОУ ВО «КГЭУ»

Зажигин В.В.,

к.т.н., доц.,
«РГАУ-МСХА» им. К.А. Тимирязева

Развитие науки и техники сегодня дает импульс на создание автономных систем электроснабжения на базе возобновляемых источников энергии. Значительную роль в создании распределенной генерации играют элементы силовой полупроводниковой электроники, используемые в системах электроснабжения, таких как диоды, тиристоры, транзисторы и т.д. Реализация того или иного проекта по строительству распределенной генерации сегодня зависит от географического месторасположения потребителя. От данной характеристики зависит компоновочное и схемное решение элементов системы. Потребителю электрической энергии важно бесперебойно и качественно получать электрическую энергию. Экономический эффект, получаемый от внедрения систем электроснабжения с распределённой генерацией, значительно снижает затраты на электрическую энергию.

Развитие науки, технологий, техники в энергетической отрасли позволяет проводить совершенствование существующих систем электроснабжения потребителей по средствам создания автономных систем электроснабжения распределенной генерации с возможностью подключения к внешней электрической сети электроснабжения потребителя, отдавая в неё вырабатываемую электрическую энергию [1].

В настоящее время в России, как и в остальном мире, увеличивается доля потребителей, к которым предъявляются повышенные требования к надежности электроснабжения. Нарушение электроснабжения таких потребителей может иметь ряд отрицательных последствий: нарушение работы автоматических и автоматизированных систем; повреждение технологического оборудования; нарушение технологического процесса; увеличение объема брака, выпускаемой продукции; потеря информации; угроза здоровью и жизни людей; загрязнение окружающей среды и т.д [4, 11].

Согласно нормативным документам, независимый источник питания – источник, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания [5].

В качестве независимого источника питания для электроприемников потребителя могут быть использованы шины местных распределительных пунктов питания [1, 3].

На рисунке 1 приведена классификация независимых источников питания в системах с распределенной генерацией по принципу действия.



Рис. 1. Классификация независимых источников питания

Составными частями автономного источника питания являются:

– первичный источник энергии (ветрогенератор, солнечная батарея и т.д.);

- генератор (например, синхронный, он находится на одном валу с первичным источником и преобразовывает механическую энергию вращения в электрическую) и солнечная батарея;
- аккумулятор или накопитель электрической энергии;
- преобразовательный комплекс, который объединяет вышеперечисленные устройства и обеспечивает их совместное функционирование;
- система управления верхнего уровня (СВУ), которая обеспечивает управление всем комплексом;
- преобразовательный комплекс осуществляет двойное преобразование энергии (AC=>DC=>AC).

На практике преобразовательный комплекс состоит из трёх преобразователей:

- генератора (ветроустановки);
- преобразователь энергии аккумуляторный;
- сетевой преобразователь.

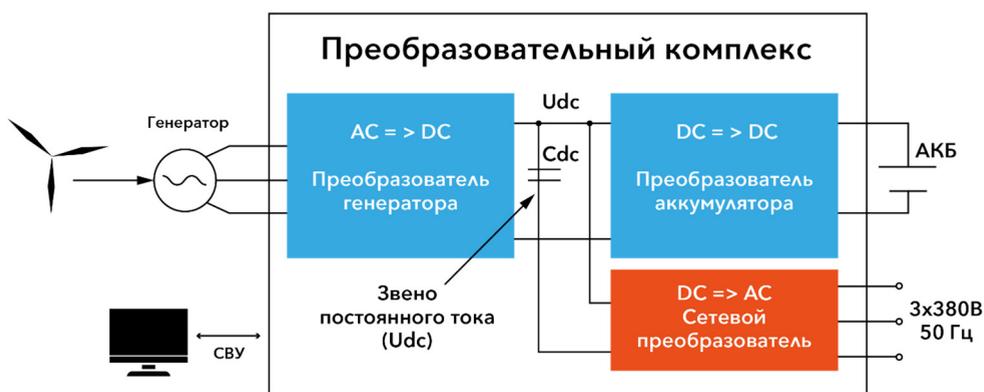


Рис. 2. Преобразовательный комплекс под управлением СВУ

Преобразовательный комплекс под управлением СВУ решает следующие задачи: преобразование энергии генератора и передача её в устройство постоянного тока; преобразование напряжения звена постоянного тока в формат выходной электрической сети 220 В или 380 В, частотой 50 Гц; Обеспечение баланса отбираемой от генератора и потребляемой выходной сетью энергии с учетом заряда – разряда аккумулятора; начальный запуск двигателя для ветроустановки [2].

Данные функции считаются основными аспектами функционирования системы с распределённой генерацией. Они должны выполнять максимальный КПД данной системы.

В целом для потребителя важно надежное и качественное электроснабжение. Предлагаемые варианты применения альтернативных источников энергии для создания своей генерации позволит значительно снизить затраты на электроэнергию для производства и бытовых потребителей.

Система автономного питания опирается на создание и использование систем, нарушение нормальной работы которых может привести к авариям, экономическому ущербу и другим негативным последствиям [10].

В настоящее время ни одна разработка технической системы не выполняется без соответствующих оценок и расчетов надежных характеристик. Современные технические системы имеют в своем составе сотни элементов. Каждая из деталей выполняет свою функцию, обеспечения в исправном состоянии работоспособность системы в целом и влияет на появление отказа в случае своей неисправности. Таким образом, система находится в исправном состоянии тогда, когда каждый из множества ее элементов исправлен [4, 9].

В большинстве случаев организация электроснабжения потребителей может быть выполнена с помощью различных вариантов. В таких случаях необходимо проводить сравнительный анализ экономической эффективности различных подходов к построению сети.

Анализируемые варианты должны быть построены в соответствии с техническими, экономическими и социальными требованиями, а соблюдать следующие условия:

- учитывать требования нормативной документации и указаний к проектированию электрических сетей;
- иметь высокий уровень полезности отпускаемой электроэнергии в определенный временной промежуток;
- выполнять требования по надежности и качеству электроэнергии;
- выполнять требования к охране окружающей среды и социальным условиям [12].

Данные экономические показатели, которые необходимо сравнить, принято определять в ценах одного временного промежутка по источникам разной достоверности. Стоимостные показатели формируются согласно основным отчетным финансовым документам на определенную дату и прогнозируемыми ценами в будущем. Выбранный вариант должен удовлетворять условие, при котором его экономическое преимущество сохраняется при небольшом изменении исходных показателей в пределах вероятного диапазона их значений [6].

Эффективность инвестиционного проекта определяется ростом его стоимости, или так называемой рыночной капитализации. Рост капитализации проекта определяется несколькими моментами. Ключевой момент, который закладывается в управлении проекта, это безубыточность. Здесь имеется в виду та безубыточность, которая рождается из концепций эффекта финансового рычага и экономической добавленной стоимости [8].

Также, эффективность инвестиционного проекта должна определяться на основе денежного потока (FCF), но тут нужно учитывать FCFF-денежный поток для фирмы, а также FCFE – денежный поток для собственников. При проведении экономических обоснований за расчетный период принимается временной интервал от начала действия проекта до его окончания. Расчетный период целесообразно разбить на шаги, используемые для оценки финансовых показателей (NPV, IRR, Срок окупаемости).

Модель FCFF

$$\begin{aligned} \text{FCFF} &= \text{FCF} = \text{OCF} - \text{ICF} = \\ &= \text{ЕБИТ} * (1 - \text{TAX}) + \text{Амортизация} - \Delta\text{NWC} - \text{I (capex)}. \end{aligned}$$

Эта модель показывает нам потоки денежных средств, которые образуются нашими бизнес-процессами (купля-продажа продукции, вложения в развитие компании) без источников финансирования. Соответственно на этой модели мы оцениваем потребность во внешнем финансировании компании. В тех периодах времени (месяцах, кварталах, годах), когда $\text{FCFF} < 0$, компании нужно привлечь кредит, либо увеличить собственный капитал. Отрицательная величина FCFF показывает нам, сколько денег нужно взять извне.

При этом нужно всегда иметь в виду риски – устранимые и неустраняемые кассовые разрывы. То есть, когда $\text{ЕБИТ} * (1 - \text{TAX}) < 0$, кредит брать нельзя и любой из внешних источников финансирования привлекать нельзя.

Модель FCFE

FCFE (денежный поток для собственников) – модель используется для оценки остаточных денежных потоков с позиции собственника. То есть до выплаты дивидендов, до эмиссии акций, выкупа акций и т.д. То есть, те чистые денежные потоки, которыми может распоряжаться собственник в рамках инвестиционного проекта или в рамках финансового планирования, бюджетирования.

Это та же самая модель, что FCFF, только скорректированная на движение ДС по заемному капиталу.

$FCFE = FCFF + \Delta ZK_{\text{платн}} - \%_{\text{кр}} * (1 - \text{TAX}) \leftarrow$ налоговый щит на проценты, так как в модели FCFF используется EBIT, а FCFE строится через Чистую прибыль (ЧП = $(\text{EBIT} - \%ZK) * (1 - \text{TAX})$).

$$\begin{aligned} FCFE = NI + \text{Амортизация} - \Delta NWC - I(\text{capex}) + \\ + \text{Получение кредита} - \text{Возврат кредита} [8]. \end{aligned}$$

Простейший метод прогнозирования – расчет исторических значений FCF на базе отчетной финансовой информации по проекту и обоснование некоторого постоянного темпа роста. Для применения этого подхода требуется соблюдение принципа устойчивости развития, т.е. сохранение взаимосвязи между денежным потоком и основными компонентами, его определяющими (прибылью, чистыми инвестициями).

Второй метод прогнозирования – покомпонентный. Этот метод предполагает прогнозирование прибыли, не денежных расходов, налогового бремени, инвестиций в основной и оборотный капитал и затем их сведение в ряд показателей прогнозного FCF.

Самый популярный алгоритм – алгоритм «доли продаж», который строится на предположении сохранения устойчивых пропорций между выручкой и потребностями в инвестициях в основной и оборотный капитал, чистой прибылью [7].

Одна из концепций обоснования рыночной стоимости проекта как долгосрочной финансовой цели базируется на показателе экономической добавленной стоимости EVA. Показатель EVA представляет собой разницу между чистой операционной прибылью после налогообложения NOPAT и затратами на капитал, которые в свою очередь являются производением средневзвешенной стоимости капитала (WACC) и величины привлеченного капитала:

$$EVA = \text{EBIT} * (1 - T) - \text{WACC} * (\text{СК} + ZK_{\text{платный}}).$$

Если $EVA > 0$, это означает, что заработанной прибыли достаточно на покрытие обязательств по привлеченному капиталу.

Другими словами, показатель EVA является мерой остаточного дохода собственника для одного периода.

Критерии оценки инвестиционных проектов, т.е. отдача на вложенный капитал:

- внутренняя норма рентабельности – это максимальная доходность;
- период окупаемости – скорость и период возврата инвестиции;
- NPV – запас прочности по зарабатыванию дохода по проекту;
- индекс доходности – доходность на один вложенный рубль [8].

Риск – ключевой показатель – период окупаемости. Вторым вариантом учета рисков – дисконтирование проектов (обязательное условие – учитывать временную стоимость денег). В риск закладываем окупаемость, доходность, а дальше – вариант сценарного подхода или анализа чувствительности (ответ на вопрос – какими предельными параметрами должен обладать проект по выручке, рентабельности, по затратам, чтобы обеспечивались его предельные параметры). Анализ чувствительности – это классический анализ рисков (нахождение предельных параметров, при которых $NPV = 0$ при заданном периоде окупаемости и внутренней норме доходности).

Термин «дисконтирования» широко употребляется в финансовой практике. Данный показатель помогает понять способ приведения разновременных значений денежных потоков (денежных поступлений, капитальных вложений и пр.) к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения. Как правило, таким моментом является начало осуществления капитальных вложений.

Для приведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется норма дисконта (E), равная норме дохода на капитал и выраженная в долях единицы или процентах в год [7].

Заключение

Снижение затрат потребителя на электрическую энергию является актуальной задачей. Предполагаемая технология применения распределенной генерации в системе электроснабжения решает ряд задач по снижению затрат на электрическую энергию для производства и быта на 30%. Можно сказать, что такой подход применения распределенной генерации в дальнейшем можно рассматривать, как критерий экономического развития потребителя электрической энергии.

Основным источником дохода при эксплуатации электрических сетей является выручка, которая способна генерировать чистую прибыль по инвестиционному проекту электрической энергии на основе альтернативных источников энергии для потребителей. Для определения указанных показателей необходимо рассчитать количество потребляемой электроэнергии, знать тариф на электроэнергию для потребителя, рассчитать капитальные вложения и иметь информацию по распределению итогового тарифа по участкам сети.

Литература

1. Калачев, Ю.Н. Преобразователи автономных источников электроэнергии / Ю.Н. Калачев, А.Г. Александров. – М.: ДМК Пресс, 2021. – 80 с.
2. Онищенко, Г.Б. Силовая электроника. Силовые полупроводниковые преобразователи для электропривода и электроснабжения: учебное пособие / Г.Б. Онищенко, О.М. Соснин. – Москва: ИНФРА-М, – 2021. – 122 с.
3. Удинцев, Д.Н. Системные вопросы применения распределенной генерации: практикум / Д.Н. Удинцев, С.В. Шульженко. – М.: Издательство МЭИ, 2019. – 52 с.
4. Малафеев, С.И. Надежность электроснабжения: Учеб. пособие. / С.И. Малафеев. – 2 изд., испр. – СПб.: Издательство «Лань», 2018. – 369 с.
5. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.-М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 552 с.
6. Теплова, Т.В. Эффективный финансовый директор: учебно-практ. пособие / Т.В. Теплова. – М.: Издательство Юрайт, 2009. – 450 с.
7. Теплова, Т.В., Корпоративные финансы. Учебник и практикум для академического бакалавриата / Т.В. Теплова. – М.: Издательство Юрайт, 2018. – 423 с.
8. Теплова Т.В., Ситуационный финансовый анализ. учеб. пособие / Т.В. Теплова, Т.И. Григорьева. – Москва, Издательский дом ГУ ВШЭ, 2006.
9. ГОСТ 27.002-2015. Межгосударственный стандарт. Надежность в технике. Термины и определения.
10. Табачный, Е.М., Зажигина, Д.В. Возможность расширения рынка энергосервисных услуг в России, науч. статья по итогам Международной научно-практической конференции «Инновационные исследования: проблемы внедрения результатов и направления развития», декабрь, 2017.
11. Удинцев, Д.Н. Электроснабжение потребителей первой категории надежности особой группы: учеб. пособие / Д.Н. Удинцев, В.Н. Тульский, А.С. Умрик и др. – М.: Издательство МЭИ, 2020. –100 с.
12. НИУ ВШЭ (2014) Прогноз научно-технологического развития России: 2030. Энергоэффективность и энергосбережение / под ред. Л.М. Гохберга, С.П. Филиппова. М.: Минобрнауки России, НИУ ВШЭ.

СОЗДАНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Баринов В.А.,
академик АЭН, д.т.н.,

Редько И.Я.,
д.т.н., проф., АО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского»

Введение

В своей речи на Генеральной Ассамблее ООН 22 сентября 2020 года Президент Российской Федерации В.В. Путин озвучил идею качественного роста, «интеграции интеграций», которая заложена в российскую инициативу по формированию Большого Евразийского партнерства с участием всех без исключения стран Европы и Азии. Важной составляющей этого процесса является создание и развитие комплексных интегрированных систем энергоснабжения.

Особое значение в создании комплексных интегрированных систем энергоснабжения России имеет Государственный план электрификации России ГОЭЛРО, столетие которого отмечено в 2020 году. Развивая идеи плана ГОЭЛРО, электроэнергетика страны прошла громадный путь от предусмотренного планом ГОЭЛРО сооружения первых крупных электростанций и объединяющих их в энергосистемы электрических сетей до образования Единой энергосистемы страны – самого крупного в мире централизованно управляемого энергообъединения в мире [1].

В статье кратко рассмотрен отечественный опыт создания комплексных интегрированных систем энергоснабжения, сформулированы первоочередные задачи, стоящие перед российской электроэнергетикой в условиях идущих в мире процессов трансформации энергетических систем.

1. Краткая характеристика плана ГОЭЛРО

Перед Первой мировой войной суммарная мощность электростанций России составляла всего 1141 МВт, а годовая выработка электроэнергии – 2039 млн кВт·ч. Самая крупная тепловая электростанция (ТЭС) име-

ла мощность 58 МВт; наибольшая мощность энергоагрегата была 10 МВт. Суммарная мощность гидроэлектростанций (ГЭС) составляла 16 МВт, самой крупной была ГЭС мощностью 1350 кВт.

На электростанциях, принадлежавших частным компаниям, применялись различные системы электрического тока: постоянный и переменный (однофазный и трехфазный – в основном 50 и 25 Гц). Электростанции работали изолированно, и случаи параллельной работы были исключительными.

Все электрические сети напряжением выше генераторного имели протяженность около 100 км. В 1914 г. вступила в строй первая линия электропередачи напряжением 70 кВ от подмосковной электростанции «Электропередача» до Москвы. Это было наивысшее напряжение, освоенное до Первой мировой войны.

Энергетическое оборудование и электротехническая аппаратура были в основном импортными или изготавливались на находившихся в России заводах иностранных фирм. Самая крупная турбина, выпущенная в России, имела мощность 1250 кВт при давлении пара 1,2 МПа; трансформаторы, масляные выключатели, изоляторы, защитная аппаратура в стране не изготавливались.

Потребление электроэнергии на душу населения составляло в 1913 г. всего 12,8 кВт·ч в год. Электроэнергией пользовались не более 20% населения.

Первая мировая война, интервенция и гражданская война привели к тяжелой хозяйственной разрухе. Производство электроэнергии в 1921 г. сократилось в 4 раза по сравнению с довоенным уровнем, было выработано всего 520 млн. кВт·ч. Значительная часть электрических сетей была разрушена.

Коренное изменение положения в электроэнергетике страны началось после Великой Октябрьской революции и связано с разработкой и реализацией Государственного плана электрификации России (ГОЭЛРО), разработанного по инициативе В.И. Ленина комиссией ГОЭЛРО во главе с Г.М. Кржижановским и принятого 22 декабря 1920 г. VIII Всероссийским съездом Советов.

План ГОЭЛРО – это первый единый государственный план развития народного хозяйства страны, в котором были определены основные направления хозяйственного строительства: индустриализация страны при опережающем развитии электрификации страны; рациональное размеще-

ние по стране промышленности с концентрацией производства путем создания энергопромышленных комбинатов; широкое распространение электроэнергии в промышленности и сельскохозяйственном производстве; всемерное развитие железнодорожного транспорта на основе электрификации.

План ГОЭЛРО, рассчитанный на 10–15 лет, предусматривал строительство 30 новых районных ТЭС и ГЭС общей мощностью 1750 МВт, сооружение электрических сетей 35 и 110 кВ для передачи электроэнергии к узлам нагрузки, соединение электростанций на параллельную работу, создание региональных энергосистем и их последующую интеграцию в объединенные энергосистемы.

Программа плана ГОЭЛРО была выполнена уже в 1930 г. К концу 1935 г., т.е. к 15-летию плана ГОЭЛРО, вместо 30 было построено 40 районных электростанций, на которых вместе с другими промышленными станциями было введено втрое больше мощностей, чем предусматривалось планом ГОЭЛРО.

Разработка плана ГОЭЛРО базировалась на разработанном Г.М. Кржижановским комплексном методе, предусматривающем органическую связь между развитием всего народного хозяйства и энергетикой [2]. В последующем этот метод был обобщен и развит соратниками Г.М. Кржижановского и их последователями в виде методологии системных исследований [2–6].

Комплексность плана ГОЭЛРО состояла также и в создании научной базы для развития энергетики страны и подготовки кадров. С этой целью в 20-е и 30-е годы были созданы базовые научно-исследовательские и проектные институты, а также учебные институты для подготовки инженерных кадров.

Ускоренные темпы роста мощности электростанций и производства электроэнергии, создание региональных энергосистем сыграли особую важную роль в период Великой Отечественной войны.

Несмотря на колоссальный урон, причиненный войной, Советский Союз в послевоенные годы благодаря заложенному планом ГОЭЛРО производственным базисом и механизмам развития добился быстрого восстановления электроэнергетики до довоенного уровня и продолжил ее развитие ускоренными темпами. Довоенная мощность электростанций была восстановлена и превзойдена уже в 1946 г. В 1954 г. производство электроэнергии увеличилось по сравнению с 1913 г. более чем в 75 раз.

Значительное развитие получили три работающие отдельно ОЭС Европейской части страны: Центра, Урала и Юга. С вводом в работу в 1956 г. первой электропередачи 400 кВ Куйбышев – Москва было положено начало объединения энергосистем различных регионов и созданию ЕЭС Европейской части СССР.

2. Ключевые направления перспективного плана научных исследований по проблеме создания Единой энергосистемы страны

Государство в послевоенные годы особое внимание уделяло опережающему развитию электроэнергетики, о чем свидетельствуют директивы по пятому (1951–1955 гг.) и шестому (1956–1960 гг.) пятилетним планам развития народного хозяйства страны.

Во исполнение этих директив комиссией под руководством Г.М. Кржижановского в 1957 г. был разработан перспективный план научных исследований по проблеме создания ЕЭС СССР. В соответствии с этим перспективным планом создание и развитие ЕЭС должно было характеризоваться переводом всей энергетической техники на качественно новую ступень. К числу основных направлений этой стратегии относились [2]:

- атомные электростанции различных типов и параметров;
- сверхмощные конденсационные электрические станции до 2–3 млн кВт с агрегатами до миллиона кВт со сверхвысокими параметрами пара; мощные теплоэлектроцентрали с агрегатами 100–200 тыс. кВт; газотурбинные электрические станции, в том числе работающие в комплексе со станциями подземной газификации углей; электростанции с новыми методами комплексного использования топлива на энерготехнологической основе;
- сверхмощные гидроэлектростанции на сибирских реках с новыми типами гидротехнических сооружений, гидромеханического и электрического оборудования;
- дальние электропередачи сверхвысоких напряжений на постоянном и переменном токе с пропускной способностью в 2–3 млн кВт на одну цепь протяженностью 2–2,5 тыс. км;
- комплексная автоматизация электростанций различных типов, автоматическое управление энергосистемами и ЕЭС с применением

ЭВМ, с автоматическими операторами, установленными на электростанциях и подстанциях.

Последующее развитие ЕЭС во многом реализовало направления этого перспективного плана.

В течение 60-х г. продолжалось и было завершено формирование ЕЭС Европейской части страны. В 1970 г. был осуществлен переход к формированию ЕЭС СССР. В 1972 г. в состав ЕЭС СССР вошла ОЭС Казахстана. В 1978 г. с завершением строительства транзитной связи 500 кВ Сибирь – Казахстан – Урал на параллельную работу присоединилась ОЭС Сибири. В том же году было закончено строительство межгосударственной связи 750 кВ Западная Украина (СССР) – Альбертирша (ВНР). С 1979 г. началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран-членов СЭВ в составе Объединенной энергосистемы стран-членов СЭВ «МИР».

К концу 80-х г. на территории страны был создан хорошо организованный и весьма эффективно работающий электроэнергетический комплекс страны, высокая эффективность которого была достигнута благодаря реализации ряда основополагающих стратегических направлений, заложенных планом ГОЭЛРО и перспективным планом научных исследований по проблеме создания ЕЭС, к которым относились:

- формирование энергосистем, объединение энергосистем на параллельную работу и создание уникального энергообъединения – Единой энергосистемы страны, которая в конце 80-х годов стала крупнейшим комплексным интегрированным централизованно управляемым энергообъединением в мире, обеспечивающим централизованное электро- и теплоснабжение экономики и населения страны, а также формирование объединенной энергосистемы стран-членов СЭВ «МИР»;

- создание и ввод большого количества мощных и высокоэффективных агрегатов тепловых, гидравлических и атомных электростанций;

- взаимоувязанное развитие Единой энергосистемы страны и ее системы управления как двух частей единого целого и создание на этой основе высокоэффективной иерархической системы планирования развития и управления функционированием Единой энергосистемы, позволяющей решать весь комплекс задач, связанных с ее оптимальным развитием и функционированием, с использованием принципа оптимальности на каждом уровне временной и территориальной иерархии при обеспечении требуемого уровня надежности [4].

Создание мощных территориальных энергообъединений и организация их параллельной работы в составе Единой энергосистемы страны позволили значительно повысить эффективность работы электроэнергетики, характеризующейся следующими индикаторами:

- удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию снизился с 590 г/кВт·ч в 1950 г. до 325,8 г/кВт·ч в 1990 г.;
- удельный расход электроэнергии на собственные нужды электростанций в % от выработки электроэнергии снизился с 6,55% в 1950 г. до 4,43% в 1990 г.;
- потери электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям снизились с 8,78% в 1950 г. до 8,65% в 1990 г.;
- удельная численность персонала на 1 МВт установленной мощности снизилась с 11 человек в 1950 г. до 2,85 в 1990 г.

Движущей силой интеграции энергосистем была реализация преимуществ совместной работы энергосистем и достигаемое при этом повышение эффективности и надежности работы объединяемых энергосистем благодаря созданной эффективной иерархической системе оптимального управления.

Общий экономический эффект от создания Единой энергосистемы страны к концу 80-х годов в сравнении с изолированной работой энергосистем оценивался снижением капитальных вложений в электроэнергетику на величину свыше 2 млрд руб. в ценах 1984 г. и уменьшением ежегодных эксплуатационных расходов на величину 1 млрд руб. Выигрыш в снижении суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС в сравнении с изолированной работой энергосистем за счет снижения годового максимума нагрузки и сокращения необходимой резервной мощности оценивался величиной свыше 15 млн кВт. Несмотря на то, что требования в отношении резервов мощности были ниже аналогичных требований в энергообъединениях западных стран, благодаря хорошо организованному управлению и широкому внедрению и использованию противоаварийной автоматики обеспечивалась высокая надежность работы энергосистем и электроснабжения потребителей. Не было крупных системных аварий с погашением большого числа потребителей, какие имели в США и в других странах [4].

Установленная мощность электростанций по стране в целом увеличилась с 1916 г. по 1990 г. с 1,19 до 344 млн кВт, а ЕЭС страны – с 1970 г. по 1990 г. со 104,9 до 288,6 млн кВт.

Производство электроэнергии по стране в целом увеличилось с 1916 г. по 1990 г. с 2,575 до 1726 млрд кВт·ч, а ЕЭС страны – с 1970 г. по 1990 г. с 529,5 до 1528,7 млрд кВт·ч.

3. Сущностная часть проведенных в начале XXI века реформ в электроэнергетике России

В результате проведенных в начале XXI века реформ в электроэнергетике России централизованная иерархическая система оптимального управления электроэнергетическим комплексом страны (которая соответствовала государственному устройству страны и основу которой составляли вертикально интегрированные региональные энергокомпании, отвечающие за надежное и экономичное энергоснабжение регионов), была заменена рыночной структурой управления с образованием большого числа новых субъектов хозяйствования, что нарушило фундаментальный принцип управления, а именно соответствие системы управления самой технологической системе (в политэкономии – соответствие базиса и надстройки, производительных сил и производственных отношений) [7, 8]. При этом для новой структуры управления отраслю к настоящему времени не созданы эффективные механизмы совместной работы новых собственников и государственного управления, обеспечивающие оптимальное развитие и функционирование электроэнергетического комплекса страны как единого целого в новых условиях. Результатом этого стало снижение эффективности функционирования отрасли, появление различного рода узких мест и диспропорций [9], что характеризуется:

- снижением эффективности использования установленной мощности электростанций;
- снижением эффективности использования топлива на ТЭС;
- увеличением штатного коэффициента;
- ростом уровня потерь электроэнергии в электрических сетях;
- ростом средних тарифов на электроэнергию для потребителей с темпами, превышающими рост уровня инфляции;
- ростом электросетевой составляющей тарифов до 60%;
- наличием существенных диспропорций в установлении цен на электросетевое строительство и строительство электростанций, при которых становится невыгодным сетевое строительство, в том числе развитие межсистемных связей в ЕЭС России;

- сокращением наиболее эффективного производства электроэнергии на ТЭЦ.

К дополнительным «узким местам» и проблемам в современном состоянии электроэнергетики России следует отнести:

- отсутствие целостной системы стратегического планирования развития электроэнергетики страны с учетом долгосрочной перспективы;

- отсутствие целевого видения и проектов долгосрочного развития электроэнергетики России, в том числе развития ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения постоянного и переменного тока (в создании которых в 80-х годах прошлого столетия СССР был впереди многих зарубежных стран и которые получили значительное развитие за последние годы, в том числе в странах БРИКС – Китае, Бразилии, Индии и ЮАР);

- отсутствие целостной нормативно-правовой базы, которая должна учитывать идущие в стране процессы увеличения разнообразия источников генерации и компонентов энергосистем, включая развитие распределенной генерации на базе ГТУ, дизельных, газопоршневых, ветровых и солнечных электростанций, потребителей-производителей электроэнергии, систем управления спросом, накопителей энергии;

- отсутствие целостной системы планирования и проведения научных исследований;

- отсутствие регулярного финансирования НИОКР и создания инновационных технологий;

- отсутствие освоенных отечественных современных инновационных технологий и оборудования – мощных газовых турбин, паросиловых технологий на твердом топливе с суперсверхкритическими параметрами пара, современной силовой электроники, систем накопления энергии и др.;

- при общем значительном избытке генерирующих мощностей недостаточная мощность пиковых и полупиковых генерирующих мощностей.

4. Идущие в мире процессы трансформации энергетических систем

Вместе с тем, в настоящее время энергетика многих стран мира претерпевает коренные изменения [10–18], в результате которых создается новая архитектура энергетических систем.

Основными факторами, способствующими трансформации энергетических систем в мире, являются:

- значительное уменьшение стоимости технологий производства и потребления электроэнергии (включая ветровые и солнечные электростанции, распределенную генерацию, электротранспорт, системы управления спросом и накопления энергии);
 - растущая электрификация экономики;
 - стремление уменьшить экологические воздействия;
 - расширение цифровизации и автоматизации энергетических систем;
 - стремление повысить надежность и эффективность работы энергетических систем;
- расширение доступности энергии с использованием инновационных технологий.

Происходящие технологические изменения сопровождаются созданием институциональной основы, определяющей регулирующие, технологические и экономические правила надежного и эффективного развития и функционирования энергетических систем в новых условиях, и отраженной в нормативных документах.

Трансформация энергетических систем сопровождается интеграцией энергетических систем в комплексные энергетические системы, которая включает:

- интеграцию распределенной генерации в централизованные энергосистемы, интеграцию централизованных и децентрализованных энергосистем [12];
- интеграцию систем электроснабжения, теплоснабжения, топливоснабжения, охлаждения, возобновляемой энергетики, систем водоснабжения, транспорта, управления энергопотреблением [16];
- создание крупных региональных энергообъединений и формирование глобальной энергосистемы мира [19–21].

Трансформация энергетических систем связана с развитием существующих и созданием новых технологий в электроэнергетике, рассмотренных в том числе в [22–23].

В условиях наличия многих субъектов хозяйствования с различными интересами в процессе развития и управления функционированием и развитием энергетических систем создаются методы целостного (холистического) управления в этих условиях, предусматривающего решение задачи оптимального управления энергетической системой или их совокупностью

как единым целым с распределением обязательств и выгод между субъектами хозяйствования (правилами их совместной работы), обеспечивающего достижение оптимального решения для системы в целом.

В последнее время особое внимание уделяется вопросам обеспечения кибербезопасности энергетических систем из-за возрастающей угрозы кибератак при значительном возрастании роли цифровых технологий и увеличении количества производителей электроэнергии разных типов [17,18].

Развиваются инновационные технологии в области распределенной энергетики, в том числе [24]:

- на базе солнечных аэрокосмических энергетических комплексов с СВЧ и лазерными магистралями передачи энергии, которые могут обеспечить энергетическую безопасность и надежное энергоснабжение на отдаленных и труднодоступных территориях Сибири, Севера и Дальнего Востока, не охваченных централизованным энергоснабжением;

- на базе многофункциональных энерготехнологических комплексов (МЭК), которые являются основой автономных систем энергоснабжения, и которые используют всё многообразие местных энергетических ресурсов.

- на базе многофункционального энергобиотехнологического комплекса (биоМЭК), который позволит принципиально новым способом получить энергию и продукты питания на основе фитотронных технологий.

Создаются современные технологии электрификации мобильных процессов в различных отраслях экономики, прежде всего, в АПК и транспорте.

Особую значимость в настоящее время приобретают вопросы выбора архитектуры будущей интегрированной системы энергоснабжения Арктического региона России.

В этих условиях возникает необходимость [24]:

- в разработке целевого видения развития электроэнергетического комплекса страны с учетом долгосрочной перспективы, решающего задачи электроэнергетического обеспечения пространственного развития экономики страны, включая вопросы развития электротранспортных систем, в том числе парка электротракторов и рабочих машин с электроприводами и различными силовыми приводами в отраслях сельского хозяйства, распределенной и аэрокосмической энергетики на территории Российской Федерации, а также развития интеграционных процессов ЕЭС России с энергосистемами и энергообъединениями стран ближнего и дальнего зарубежья в рамках процесса формирования Большого Евразийского партнерства;

- в разработке предложений по созданию институциональной основы, определяющей регулирующие, технологические и экономические правила оптимального развития и функционирования электроэнергетического комплекса;

- в разработке научных основ формирования и принципов управления комплексных интегрированных систем энергоснабжения, включая развитие и разработку новых методов и отечественных программных средств интегрального планирования ресурсов в условиях происходящих процессов трансформации энергетических систем;

- выполнении работ по созданию комплексных интегрированных систем энергоснабжения, включая создание комплексной интегрированной системы энергоснабжения Арктического региона России.

Для решения таких задач могут быть использованы разработанная в стране методология системных исследований, методы оптимального управления функционированием и развитием энергосистем и их объединений, имеющиеся разработки институтов РАН, отраслевых научно-исследовательских институтов, вузов и других организаций, в том числе тех, представители которых вошли в состав авторского коллектива.

Заключение

В настоящее время энергетика мира претерпевает коренные изменения, в результате которых создается новая архитектура энергетических систем. Электроэнергетика России потеряла темпы развития, а по показателям эффективности и надежности уступает показателям, достигнутым к концу 80-х годов прошлого столетия.

В этих условиях актуальным является решение следующих задач:

- определение ключевых направлений и целевого видения развития электроэнергетического комплекса страны с учётом долгосрочной перспективы подобно тому, как это было сделано комиссиями, возглавлявшимися Г.М. Кржижановским при разработке плана ГОЭЛРО и определении плана перспективных исследований по проблеме создания ЕЭС страны в 1957 г.;

- создание институциональной основы, а в целом – целостной системы управления, определяющей регулирующие, технологические и экономические правила оптимального развития и функционирования электроэнергетического комплекса страны в условиях, идущих в стране и мире процессов трансформации энергетических систем;

• разработка научных основ формирования и принципов управления комплексных интегрированных систем энергоснабжения, включая развитие и разработку новых методов и отечественных программных средств интегрального планирования ресурсов в условиях происходящих процессов трансформации энергетических систем;

Список литературы

1. Электроэнергетика России. История и перспективы развития/под общей ред. А.Ф. Дьякова. М.: АО «Информэнерго», 1997. 568 с.
2. Материалы юбилейной сессии ученого совета, посвященные 40-й годовщине Великой Октябрьской Социалистической Революции и 25-летию Энергетического института АН СССР. М., 1958. 125 с.
3. *Мелентьев Л.А.* Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития. М.: Наука, 1979. 416 с.
4. *Баринов В.А., Совалов С.А.* Режимы энергосистем. Методы анализа и управления. М.: Энергоатомиздат, 1990. 440 с.
5. Системные исследования в энергетике. Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ/отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2010. 686 с.
6. *Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С.* Методология обоснования и перспективы развития электроэнергетики России. М.: Энергоатомиздат, 2010. 556 с.
7. *Богданов А.А.* Тектология. Всеобщая организационная наука. Петербург; Москва; Берлин: Изд-во З.И. Гржебина, 1913.
8. *Винер Н.* Кибернетика, или управление и связь в животном и машине. М.: Советское радио, 1968. 326 с.
9. *Есяков С.Я., Сигов А.С., Воропай Н.И., Варфоломеев С.Д., Стенников В.А., Редько И.Я., Баринов В.А., Матюхин В.Ф.* Предложения по созданию целостной системы управления функционированием и развитием электроэнергетики России // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. №1(52). С.30–33.
10. *Андреев В.М., Баринов В.А., Варфоломеев С.Д. и др.* Создание комплексных интегрированных систем энергоснабжения на базе инновационных технологий в условиях происходящих в мире процессов // Электричество. 2020. № 3. С. 4–12.

11. Есяков С.Я., Лунин К.А., Стенников В.А., Воронай Н.И., Редько И.Я., Баринов В.А. Трансформация электроэнергетических систем // Электроэнергия. Передача и распределение, 2019. № 4 (55). С. 134–141.
12. Status of Power System Transformation. System integration and local grids. IEA, 2017. 158 p.
13. Status of Power System Transformation 2019. Power system flexibility. IEA, 2019. 32 p.
14. World Energy Outlook 2018. OECD/IEA, 2018. 661p.
15. Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050. IRENA, 2018. 76 p.
16. European ENERGY Research Alliance (EERA) Description of Work. Joint Programme of Energy System Integration (ESI). EERA. 2015. 86 p.
17. Power Systems in Transition. Electricity Security. IEA 2021. 66 p.
18. Enhancing Cyber Resilience in Electricity Systems. Electricity Security. IEA 2021. 176 p.
19. Волков Э.П., Баринов В.А., Исаев В.А., Лисицын Н.В., Маневич А.С., Мурачев А.С., Усачев Ю.В. Направления развития энергетического хозяйства и ЕНЭС России и её интеграция в глобальную электрическую сеть // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2016. № 5.С.3–14.
20. Voropai N.I., Podkovalnikov S.V., Osintsev K.A. From interconnections of local electric power systems to Global Energy Interconnection// Global Energy Interconnection, 2018. Vol.1. No.1. Pp. 4–10.
21. Global electricity network Feasibility study. CIGRE, WG C1.35, September 2019, Reference: 775. 139 p.
22. Energy Technology Perspectives 2017. Catalysing Energy Technology Transformations. OECD/IEA, 2017. 443 p.
23. Transactive Energy Systems Research, Development and Deployment Roadmap. GridWise Architecture Council, December, 2018, 36 p.
24. Андреев В.М., Баринов В.А., Варфоломеев С.Д., Годжаев З.А., Гришин В.И., Есяков С.Я., Лачуга Ю.Ф., Лунин К.А., Матюхин В.Ф., Панченко В.Я., Редько И.Я., Рокецкий Л.Ю., Сигов А.С., Стенников В.А., Шестаков А.Л., Цивадзе А.Ю. Создание комплексных интегрированных систем энергоснабжения. // Вести в электроэнергетике, 2020. № 3, С. 16–28.

ОСТОРОЖНО: ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД...

Бушув В.В.,

д.т.н., профессор, генеральный директор Института энергетической стратегии,
главный научный сотрудник ОИВТ РАН

Аннотация

В литературе последних лет, пожалуй, самым распространенным термином является «энергетический переход». Но он имеет неоднозначное толкование: от представления в виде трех «Де» (декарбонизация, децентрализация и дегуманизация – диджитализация, цифровизация, роботизация), касающегося отрицания прежнего централизованного преимущественно углеводородного технологического уклада в энергетике во главе с человеческой диспетчеризацией, до перехода к «зеленому» миру, ставящему во главу угла проблему сохранения природы путем ограничения экономического развития. Что же является данью моде — новой экологической религии, а что является новым вектором развития цивилизации? Должна ли Россия слепо следовать новым тенденциям, или у нее — особый подход к собственному устойчивому развитию? Автор обсуждает эту проблему не с позиции «или – или», а с позиции гармонии «природы, общества и человека», где энергетика — не система жизнеобеспечения, а система комплексной жизнедеятельности в нашем планетарном Доме – Экосе (земной ойкумене).

Ключевые слова: цивилизация, энергетика, энергоинформационный мир», зеленый переход.

XXI век – начало энергоинформационной цивилизации

На конференции по устойчивому развитию в Рио-де-Жанейро в конце прошлого века устами нашего крупнейшего ученого в области природоведения председателя Сибирского отделения Академии наук В.А. Коптюга была высказана очень важная мысль: экономика без экологии – это дорога в тупик, а экология без экономики – это путь в никуда. Вообще-то говоря, с подачи некоторых зоологов и биологов экологию часто воспринимают очень упрощенно – как защиту окружающей среды от вредного антропогенного воздействия материально озабоченной цивилизации, тогда как само это понятие (наука об Экосе – планетарном доме) означает не проти-

востояние природы и человека, а их гармоничное со-существование и устойчивое соразвитие.

В XX-м веке, когда мир устремился в лоно «железного молоха» – промышленного капитализма, нашим социально-политическим кредо было: «мы не можем ждать милостей от природы, взять их у нее – наша задача». И хотя эти слова И. Мичурина относились только к активной селекционной политике выведения новых сортов продукции, доминанта неограниченного природопользования и покорения природы в угоду техническим потребностям общества явно проявлялась и в сельском хозяйстве, и в промышленности, и в энергетике. Достаточно вспомнить недавнее прошлое – и безудержную вырубку лесов, и попытки использования малых атомных взрывов в интенсификации нефтедобычи, и угольные карьеры, и строительства равнинных ГЭС на Днепре и на Дону, на Волге и Ангаре. А следствием стали долго не заживающие природные раны на теле планеты.

В XXI веке мы шарахнулись в обратную сторону. Под предлогом заботы о сохранении климата пытаемся наложить вето на строительство угольных станций, вводим углеродные налоги, где надо и не надо – строим ветряки и солнечные панели, забывая о природных богатствах, делаем ставку на «зеленый» водород.

Но ведь мудрость человеческая состоит в том, чтобы не бросаться из стороны в сторону, не противопоставлять крайности, а находить гармонию в самых, казалось бы, разнонаправленных процессах эволюционного устойчивого развития. Недаром еще древние философы (Аристотель) говорили: «самое большое зло – впадать в крайности». А мы все норовим перескочить от одного полюса к другому. Разумеется, оставаться все время на старых позициях (на одном берегу реки времени, на одной стороне дороги) и не замечать бурного потока жизни, изменений в нашей социоприродной действительности нельзя. Но пытаясь одним прыжком перескочить на другой берег, отказаться от наших традиционных энергетических углеводородных ресурсов в пользу так называемой «альтернативной» энергетике – ВИЭ и водорода – так можно во время перехода и «сесть в лужу». Представляется, что своей поспешностью в «энергетическом переходе» мы рискуем оказаться именно в таком положении. Для того, чтобы осознанно обозначить скорость и направление «перехода», нужно прежде всего понять, от чего и зачем мы хотим уйти, а также что нас ждет на другой стороне.

Не будем вдаваться в подробности, насколько опасно глобальное потепление, вызванное сжиганием топлива и выбросами CO_2 . Несмотря на то, что сейчас широко распространено мнение, будто это углеродные выбросы – одна из главных причин опасного изменения климата, остается немало сомнений – а так ли это на самом деле.

Проведенное нейронное моделирование различных социоприродных процессов, в том числе и прогнозирование природных аномалий и температуры северного полушария (Тсп), показало, что конец XX и начало XXI веков действительно ознаменовались бурным ростом этих показателей [1].

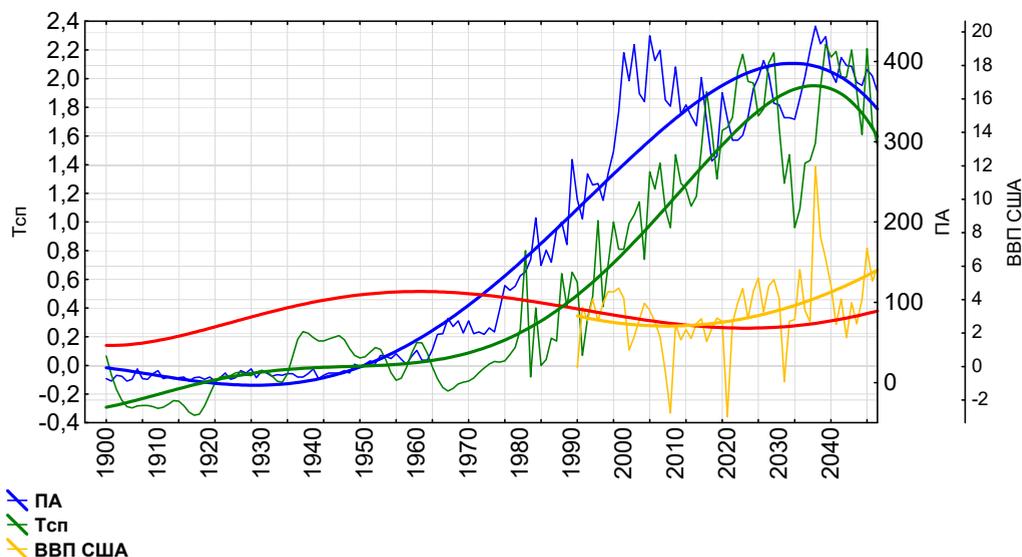


Рис. 1. Динамика развития природных аномалий (ПА), температуры воздуха в северном полушарии (Тсп), экономики США и солнечной активности (желтая кривая)

В то же время нейронный прогноз показал, что эти аномалии после 2020 г. существенно затухают.

Более того, в будущем ожидается даже снижение температурных аномалий. Прошедшая зима в Америке и Европе оказалась небывало морозной, а попытки некоторых климатологов утверждать, что именно интенсивные выбросы CO_2 приводят к таким парадоксальным результатам, по-моему, не выдерживают никакой критики. Как и утверждения, что смена погоды объясняется переменой вектора движения воздушных масс – с теплого широтного (запад – восток) на холодное меридиальное (север – юг).

Объяснить можно все, что угодно, но удостовериться в этом трудно. Стоит все-таки признать, что деятельность человека, хотя и влияет на окружающую среду, но глобальные изменения климата связаны, прежде всего, с внешними космическими процессами и циклами солнечной активности. Все последнее время (с 1986 по 2020 гг.) мы жили в условиях снижающегося тренда солнечной активности, и это снижение, по-видимому, компенсировалось оттоком тепла от поверхности земли и океана. Сейчас тренд изменился на повышение, и это, возможно, и привело к приостановке природных аномалий.

Как мы писали и ранее [2], техногенные выбросы составляют лишь малую долю в амплитуде глобальных природных аномалий, но если они совпадают по времени с природными циклами, то возникает опасное увеличение общей амплитуды этих аномалий, после чего общие социо-природные процессы идут в обратном направлении. Важно понимать, как происходит взаимоналожение этих циклов, не пытаясь «свалить» все на выбросы CO₂ от сжигания топлива. К сожалению, ни энергетики, ни климатологи не имеют достаточной теории взаимодействия природных и техногенных процессов на земле.

Поэтому нам представляется, что поспешный переход от углеродной энергетики (не только от угольной, но и газовой) к декарбонизации за счет использования ВИЭ и водорода не есть панацея от глобального потепления, а само потепление не связано с опасными и длительными изменениями климата.

Но тем не менее проблема энергетики и климата существует, и она нуждается в проведении серьезных научных исследований не только силами различных экологических фондов, но и специалистов по физике атмосферных процессов, специалистов по циклике космических явлений и других смежных наук, в том числе экономистов и социологов, энергетиков широкого профиля и политиков. Нельзя допускать, чтобы в этом вопросе все решалось либо СМИ, предвещающими катастрофу на ровном месте, либо политиками (типа Трампа, вышедшего из Парижских соглашений и заронившего сомнения в обоснованности глобального потепления).

Прогнозируемое снижение климатических аномалий имеет место и при положительной динамике на будущее всех показателей энерго- и электропотребления. Так, к концу 2035 г. по сравнению с 1986 г. ожидается семикратный рост мирового ВВП при общем росте энергопотребления в 2,5 раза, потребления нефти – в 1,8 раза, газа – в 3 раза, а электроэнергии – в 3,6 раза (рис. 2).

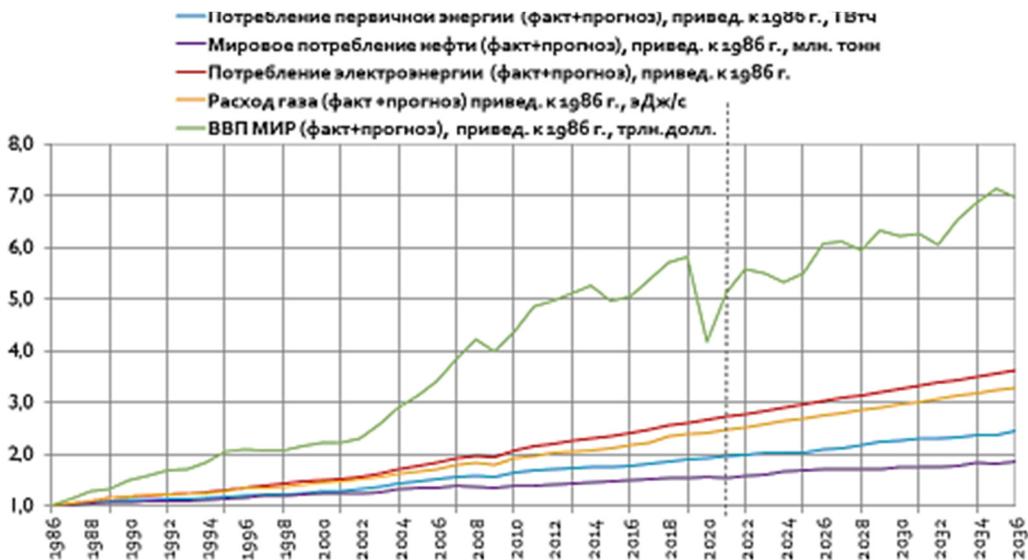


Рис. 2. Рост мирового ВВП при общем росте энергопотребления

Производство атомной и гидроэнергии вырастет в 1,5 раза, биоэнергии – останется на прежнем уровне. Производство ветровой и солнечной энергии существенно вырастет, но тем не менее их доля в общем объеме потребления электроэнергии в мире составит всего лишь 7–8%.

РОСТ МИРОВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ С 1990 ПО 2035 ГГ.

Год	Потребление эл/энергии (%)	Гидроэнергетика /100*потр. Эл/энергии (%)	Ядерная /100*потр. Эл/энергии (%)	Ветер /100*потр. Эл/энергии (%)	Солнечная энергия /100*потр. Эл/энергии (%)
1990	100	18,1	16,7	0,0	0,0
2005	100	16,2	15,4	0,6	0,0
2020	100	15,8	10,6	5,6	3,1
2035	100	14,5	8,7	10,4	7,8

Рис. 3. Рост мирового потребления энергии

Это данные нейронной модели, где программа сама отыскивает в ретроспективном массиве данных закономерности (в том числе и циклические колебания) и, самообучаясь на них, выстраивает соответствующие прогнозы. Так что «хоронить» нынешнюю структуру углеводородной энергетики, выдавая желаемое (переход к ВИЭ) за действительное – нет пока никаких веских оснований.

В вопросах декарбонизации как основного направления энергетического перехода немало «белых пятен».

Одним из вопросов является спорная обоснованность утверждения, что ВИЭ (а теперь и водород) являются чистыми безуглеродными источниками энергии. Это действительно так, если рассматривать только часть процесса непосредственного получения «зеленой» электроэнергии и «зеленого» водорода. Действительно, ни солнечные панели, ни ветряки, ни топливные элементы на базе водорода не производят и не выбрасывают в атмосферу CO₂. Но если рассматривать не изолированный конечный процесс генерации электроэнергии на этих установках, а весь энергетический цикл, то это уже не так оптимистично. Само производство элементов ВИЭ требует больших предварительных затрат электроэнергии для получения необходимых чистых материалов, для энергоемкой утилизации тугоплавких элементов, для создания накопителей и микрогрид-сетей, без которых эксплуатация ВИЭ невозможна. Для получения водорода с помощью электролиза воды или из метана требуется немалое количество и самого газа и электроэнергии, которую надо предварительно выработать на обычных ТЭС, АЭС или ГЭС. Конечно, когда на обычных станциях есть явные избытки мощности, постоянно превышающие пиковую нагрузку традиционных потребителей, эти резервы могут быть использованы для создания электромагнитных и водородных накопителей. Но многочисленные расчеты, проведенные и нами ранее, и другими исследователями, показывают, что суммарные объемы необходимого предварительного производства электроэнергии для последующего использования ВИЭ или водорода существенно превышают объемы электрической генерации на этих так называемых «чистых» источниках. Действительно, если вы получаете водород из метана, то вам необходимо использовать для этого газоэнергетические установки. И вместо того, чтобы непосредственно сжигать газ для получения электроэнергии, промежуточная ступень получения водорода существенно (до 30 %) увеличивает общие энергетические расхо-

ды. Поэтому общий энергетический и экономический баланс на всех стадиях получения промежуточных материалов и энергоносителей явно не в пользу «чистой» энергетики.

Вопрос в том, где осуществляется эта предварительная стадия «очищения» традиционных энергоресурсов. Если это делается в «третьих» странах, о которых озабоченные экологами потребители беспокоятся в последнюю очередь, то действительно, в местах массового потребления (в городах Европы и США), декарбонизация делает воздух чище. Но для этого панели ВИЭ и водород должны поставляться извне, а экономика свидетельствует, что транспортировать лучше сам газ, а водород получать в местах его потребления.



Рис. 4. Экспорт водорода

Тогда полностью теряется эффект декарбонизации, раз газ сжигается в местах концентрации нагрузки. Можно, конечно, на какое-то время забыть об экономике и поставлять в центры энергопотребления «чистую» энергию, например в крупных городах Японии предполагают обеспечивать все энергоснабжение потребителей из централизованных водородных резервуаров. Возможно, такая схема была бы уместна в зонах рекреации (на побережье Турции, в Крыму или Сочи). Поэтому не надо все отрицать или все навязывать, а надо с учетом экологической обстановки и экономически обоснованно искать места эффективного использования «чистой» энергетики. Эгоизм сторонников использования «зеленой» энергии касается только ее богатых потребителей, но идет вразрез с интересами производителей, обеспечивающих чистоту конечной продукции за счет дополнительного загрязнения мест общей генерации.

Водородная стратегия России не может повторять аналогичную программу Европы. Наше национальное богатство – это природные ТЭР. И отказываться от них в угоду повсеместной моде на ВИЭ – это просто неумно. В Европе своих природных энергоресурсов уже практически не осталось, и она неизбежно будет переходить на ВИЭ и водород. Но при этом само энергоемкое производство элементов и промежуточных энергоносителей, по-видимому, будет осуществляться за пределами Европы и поставляться по импорту. А зачем массово осуществлять такой энергетический переход в России, где более чем достаточно исходных углеводородных ресурсов, объяснить трудно. Ни экономически, ни технологически, ни политически для нас такой «энергетический переход» ничего не дает. Это просто дань европейской моде в ущерб собственным интересам. Пример Китая не показателен, ибо гипертрофированное развитие собственной угольной генерации в северо-восточных регионах, где сосредоточена основная промышленность страны, а также лесовые бури в этом регионе делают жизнь там не очень привлекательной. А призывы в России «слезть с нефтяной иглы» – это попытки завести страну «не в тупик, а в никуда».

По поводу *отказа от централизации*, которая якобы себя изжила, и необходимости повсеместного перехода к распределенной энергетике – не все так однозначно. «Что имеем – не храним, потерявши – плачем». С одной стороны, бурный рост энергетического спроса в стране и мире, позволивший в XX веке осуществить сверхиндустриализацию на базе электрификации и массовую автомобилизацию населения за счет бензиновых и дизельных топлив как бы остался в прошлом. Сегодня падение спроса делает (временно?) излишними почти треть имеющихся энергетических мощностей.

Экономический локдаун после пандемии 2020 г. значительно снижает транспортные потребности в перевозке грузов, а массовый уход на «дистанционку» сокращает поездки самого населения. Временная это ситуация или начало существенного перехода на деглобализацию энергетики – сказать пока невозможно. Но спрос на электроэнергию как конечный потребительский продукт растет и расти будет. Может ли он быть обеспечен без централизованного энергообеспечения – вопрос дискуссионный.

Развитие мелкомоторного производства для переработки продукции у самих потребителей, а также требования надежности энергоснабже-

ния вызывает повышенное внимание к автономным и децентрализованным энергоисточникам. Они лучше вписываются в технологический цикл энергопотребителя, а главное, их обновление на новой технологической основе требует меньше инвестиций и обеспечивает более ускоренный цикл их окупаемости. Но, с другой стороны, мир и Россия не собираются отказываться от индустриального развития. Для России – это, прежде всего, эффективное использование природного ресурсного потенциала и глубокая его переработка. И горно-металлургические, и нефтегазохимические, и лесоперерабатывающие комбинаты – это достаточно энергоемкие производства. К тому же они служат базой для комплексного освоения новых территорий. И обеспечить их необходимое энергоснабжение невозможно с помощью ветряков и других ВИЭ. Поэтому в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будущее – за крупными энергоисточниками, в том числе ГРЭС, АЭС и ПЭС. Приливные электростанции в Охотском море мощностью 6–8 ГВт – это источник для электролиза воды, получения и ожижения водорода для его экспорта в страны ЮВА. Необходимо считаться также и с тем, что на повестке дня – энергоемкое освоение космоса, а для запуска ракет необходимы мощные энергоисточники. Так что мы не можем отказываться от крупных электростанций и переходить только на ВИЭ.

Ранее нами была использована эмпирическая формула для выбора эффективного соотношения централизованных и децентрализованных энергоисточников в зависимости от плотности нагрузки. При плотности нагрузки свыше 40 кВт на 1 кв. км по соотношению золотой пропорции 0,68:0,32 предпочтительнее использовать централизованную генерацию по сравнению с распределенной, а на территории, где плотность нагрузки менее 10 кВт на 1 кв. км, более эффективна обратная пропорция, где $\frac{2}{3}$ нагрузки обеспечивается за счет распределенной генерации, а доля централизации не превышает $\frac{1}{3}$. Для России – это районы Арктики, Северного Кавказа, Юга Сибири. Разумеется, это не универсальный рецепт, но ясно, что в зависимости от ожидаемого уровня плотности нагрузки на территории ее энергоснабжение может осуществляться с помощью различных схем автономной, распределенной и централизованной генерации. Поэтому ориентироваться только на децентрализацию энергоснабжения – это неэффективный путь формирования нашего энергетического будущего. Необходимо также учитывать, что в будущем нам потребуются раз-

личные энергоисточники не только по мощности, но и по виду получаемой энергии. Это и три-генерация электричества, тепла и холода, которую легче осуществить с помощью крупных источников, и совместное производство электроэнергии и воды с помощью малогабаритных топливных элементов. Это и большие электрофизические (плазменные и высокочастотные) установки для энергоемкой обработки материалов, и малые энергетические установки для медицины, для местного освещения, для локального питания бытовых приборов. Так что будущее – не в отказе от одних источников в пользу других, а в их осознанном совместном развитии и применении.

Это комбинированное использование больших и малых энергоустановок выстраивается не по принципу «или/или», а дополняет друг друга, подразумевая в каждом случае учет плотности ожидаемой нагрузки, функциональной и системной надежности, удобства для потребителей, гибкость переключения схем централизованного и местного энергоснабжения в зависимости от складывающейся ситуации, инвестиционный эффект перспективного развития. Движение по «энергетическому переходу» не может быть односторонним, а должно допускать и реверс принимаемых решений.

Еще один чрезвычайно важный вопрос современного развития энергетики – это цифровизация. Действительно, мир все больше становится компьютеризированным, развиваются системы автономизации и роботизации. Интернет прочно вошел в нашу жизнь, а подрастающее поколение уже живет в гибридном реально-виртуальном мире. И этот технический прогресс неудержим.

В энергетике цифровизация обеспечивает обработку большого массива экономической и технологической информации, повышает скорость принимаемых решений в темпе процесса. Но она же сулит и новые проблемы, в том числе и в сфере кибербезопасности. Действительно, массовое оснащение энергетических систем новыми цифровыми приборами контроля и управления значительно повысило число системных аварий, вызванных сбоями в многоуровневых и многоагрегатных устройствах автоматики. Если раньше опыт диспетчеров позволял достаточно грамотно предупреждать системное развитие аварий и послеаварийное восстановление режима, то сегодня без компьютеров мы не можем умножить два на два, а уж тем более предвидеть и предчувствовать сбой в системе. Челове-

ческий капитал, который может и должен стать важнейшим элементом национального богатства, уходит не на творческое развитие личности, а на обеспечение работоспособности компьютерных систем. Происходит дегуманизация общества, превращение человека в придаток цифровой системы, где доминируют роботы. Подобно тому как «промышленный мо­лох» сделал человека деталью конвейерного производства, так и «компьютер» грозит «чишировать» личность и превратить ее в элемент бездушного цифрового мира. То ли это будущее, которого мы ждем?

Разумеется, нельзя уподобляться английским «луддистам», пытавшимся бороться с засильем машин при обработке сырьевых материалов, но и неосознанно становиться кроликом, безропотно попадая в пасть «компьютерного удава», не стоит. Человеческий капитал нельзя оценивать стоимостью средств, израсходованных обществом на подготовку и обучение одного работника. Он включает в себя не только интеллектуальный, но и витальный (врожденный) капитал, а также не поддающийся эконометрической оценке социальный капитал, зависящий от оценки чувства справедливости в общественной жизни. Кроме того, важнейшая часть человеческого капитала зависит от его духовного богатства, от ощущения счастья, которое намного значимее, чем владение материальными благами. По этому показателю сегодня в мировых лидерах считаются жители Индии, тогда как в аутсайдерах (судя по количеству суицидов) – жители Швеции.

Разумеется, эти показатели на первый взгляд не имеют прямого отношения к энергетическому переходу, но, по большому счету, это не так. Энергетика, которая становится частью энергоинформационной среды обитания человека, не связана только с силовыми процессами, умножающими физические возможности человека и общества. Она включает и биоэнергетические возможности человека, и его «тонкую» энергию. Между различными энергетическими полями человека, как и всякого любого живого существа нет непреодолимой границы. Они легко трансформируются и дополняют друг друга. Поэтому энергетика — это не внешняя среда, обеспечивающая жизнедеятельность человека и общества. Это единая система самой жизнедеятельности живого мира, даже если он состоит из физических объектов, компьютерных двойников и когнитивно-мыслящих существ [3].

Вместо трех отрицаний «Де» энергетический переход должен базироваться на трех созидательных принципах «Со»: со-существование,

со-вместимость, со-развитие. Только на этом пути Россия будет не подстраиваться под чужие принципы, а полностью состояться как энергетическая держава, богатая ресурсами, территорией и собственным человеческим капиталом.

Поэтому, прежде чем переходить через дорогу на противоположную сторону, надо понимать, как снизить риск потери того, что составляло нашу суть вчера, и как приумножить наше богатство, оставаясь прежде всего человеком, а не роботом или зомбированным манкуртом.

Литература

1. Соловьев, Д.А. Природно-климатические циклы и экономика // Д.А. Сольвьев / Журнал «Энергетическая политика», 2021, № 4.
2. Киотский протокол и энергетика России / В. Бушуев, Л. Григорьев, А. Аверченков. Доклад для 4-й конференции Сторон рамочной конвенции ООН об изменении климата в Буэнос-Айресе, М.: ГУИЭС, 1999.
3. Бушуев, В.В. Введение в энергологию / В.В. Бушуев. – М.: ИД «Энергия», 2020.

20 ЛЕТ РЕФОРМИРОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ. РЕЗУЛЬТАТЫ. ПРОБЛЕМЫ. ПУТИ РЕШЕНИЯ

Воротницкий В.Э.,

заместитель генерального директора ООО «Энергоэкспертсервис», д.т.н., проф.

Михайлов В.В.,

председатель Совета СРО Российская ассоциация «Коммунальная энергетика», к.э.н.

В текущем году исполнилось 20 лет с начала реформирования отечественной электроэнергетики. Основные цели, задачи и этапы проведения реформы были утверждены постановлением Правительства РФ от 11.07.2001 г. №526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», в котором, в частности, было отмечено [1].

«...Целями реформирования электроэнергетики Российской Федерации являются обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

Стратегической задачей реформирования является перевод электроэнергетики в режим устойчивого развития на базе применения прогрессивных технологий и рыночных принципов функционирования, обеспечение на этой основе надежного, экономически эффективного удовлетворения платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию в краткосрочной и долгосрочной перспективе...

...Реформирование электроэнергетики носит последовательный характер и будет осуществляться в три этапа.

Первый этап реформы осуществляется в течение 3 лет. В ходе этого этапа должны быть решены следующие задачи: разработка нормативной правовой базы реформирования отрасли; реформирование организаций электроэнергетики; отработка механизмов функционирования конкурентного оптового рынка электроэнергии.

Второй этап реформы займет 2–3 года и явится периодом становления оптового и розничных рынков электроэнергии на территории Европейской, Уральской и Сибирской энергозон. На этом этапе завер-

ишится формирование конкурентного оптового рынка электроэнергии, будет прекращено регулирование тарифов на электрическую энергию и сохранено регулирование тарифов на ее передачу и системные услуги.

Третий этап реформы должен быть осуществлен в течение 3–4 лет. Его основным содержанием станет обеспечение притока инвестиций в конкурентные сектора электроэнергетики. В ходе этого этапа: развивается и совершенствуется рыночная инфраструктура; производится привлечение инвестиций в капитал генерирующих компаний; развивается система магистральных сетей с расширением сферы оптового рынка электроэнергии; обеспечивается увеличение доли государства в уставном капитале Российского акционерного общества «ЕЭС России» (федеральной сетевой компании) и в уставном капитале системного оператора. В результате будет закончено формирование конкурентных оптового и розничных рынков электроэнергии, достигнут высокий уровень конкуренции в секторах производства и сбыта электроэнергии, государство перестанет выполнять несвойственные ему функции хозяйственного управления конкурентными секторами энергетики...».

Таким образом, все три этапа реформы планировалось провести в течение 8–10 лет. Уже в 2008 году было продекларировано, что все этапы завершены и прекращена деятельность ОАО «РАО ЕЭС России». На сегодняшний день стало ясно, что ни одна из задач реформирования электроэнергетики практически не выполнена. Цель настоящей статьи – рассмотреть основные результаты реформирования, проблемы и последствия, вызванные реформами, некоторые пути решения этих проблем.

Проблемы электроэнергетики, вызванные ее реформой

Реформа электроэнергетики фактически ликвидировала главное преимущество ЕЭС СССР путем отделения функций естественных монополий от так называемых конкурентных функций. К естественным монопольным видам деятельности были отнесены передача и распределение электроэнергии и функции Системного оператора, к конкурентным – производство (генерирование) электроэнергии, сбыт, ремонтные и сервисные функции.

В результате созданный всей страной единый электроэнергетический комплекс превратился в тысячи технологических не связанных меж-

ду собой бизнес-единиц и процессов, компаний и организаций, малых, средних и крупных предприятий. Большинство из них оказались в частных руках. Все они были наделены самостоятельными, часто противоречивыми целями и задачами получения прибыли.

Созданный оптовый рынок электроэнергии обладает целым рядом недостатков. Некоторые из них будут рассмотрены ниже. Розничный рынок электроэнергии фактически отсутствует – нет ни коммерческих, ни технологических правил этого рынка. Существующая система учета электроэнергии в распределительных электрических сетях лишь на 20% соответствует современным требованиям [2]. Отсутствуют правила интеллектуального учета в распределительных сетях. При таком учете не может быть и речи ни о каком розничном рынке электроэнергии.

Практика со всей очевидностью показала, что проведенное реформирование энергетики привело за прошедшие 20 лет к возникновению ряда проблем, к главным из которых относятся [3–13] следующие.

Снижение координирующей роли государства в управлении развитием электроэнергетики, в создании и совершенствовании нормативной базы этого развития. Энергетика находится в компетенции многих органов власти: Минэнерго России, Минэкономразвития России, ФАС России, Управления энергонадзора Федеральной службы технологического, экологического и атомного надзора, не говоря уже про соответствующие комитеты Государственной Думы и Совета Федерации, Совет рынка и т.п. Практика показала, что между названными структурами отсутствует согласованное взаимодействие. Ни у одной из них нет попыток глубокого анализа результатов реформ и создания цельной энергетической стратегии и политики, опирающейся на фактическое экономическое, технологическое, структурное состояние энергетики – важнейшей отрасли экономики России, в ее связи с реальным социально-экономическим положением регионов России.

Высокий и постоянно растущий моральный и физический износ основного оборудования электрических станций, электрических и тепловых сетей.

Недостаток маневренного оборудования генерирующих мощностей, что негативно сказывается на эффективности действующих АЭС, расположенных в Европейской части страны, и будет отрицательно влиять на эффективность внедрения распределенной и возобновляемой энергетики.

Продолжающееся отставание в создании и применении современных парогазовых и экологически чистых угольных технологий на ТЭС, современных технологий в электросетевом комплексе, систем учета энергоресурсов.

Низкое качество прогнозирования развития электроэнергетики на средне и долгосрочную перспективу, отсутствие четких, понятных и обоснованных целей, критериев, моделей, задач и программ развития как по стране в целом, так и по ее регионам.

Снижение роли науки и участия экспертного сообщества в вопросах развития электроэнергетики, рост административных, лоббистских и политических решений этих вопросов.

Ликвидация единых центров ответственности в субъектах РФ, федеральных округах и стране в целом за надежное, качественное и экономическое электро- и теплоснабжение потребителей. Задачи электро- и теплоснабжения заменены на платные услуги по передаче электрической и тепловой энергии.

Неэффективность системы конкурсных закупок продукции и услуг, которая стимулирует минимальные цены и блокирует использование более дорогих и эффективных энергооборудования и услуг.

Недостаточная эффективность стимулирования, в первую очередь, налоговых льгот для использования в отрасли новой, в том числе энергосберегающей, техники и технологий, и, как следствие, низкая энергетическая эффективность отрасли и экономики страны в целом, отставание её технологического развития от промышленно развитых стран.

Рост издержек на производство и распределение электроэнергии, сложность и непрозрачность тарифной политики и ценообразования, неуклонный рост тарифов на энергоресурсы, несмотря на активные усилия Правительства РФ по административному его сдерживанию.

Систематическое недофинансирование и сокращение отраслевых научных и проектных организаций, вузовской науки, системы высшего технического и дополнительного образования персонала с соответствующим снижением качества научных исследований, проектов развития электроэнергетики, качества обучения, ликвидацией научных школ [10].

Отсутствие подробной статистики и анализа происходящих в отрасли аварий. Ранее все крупные аварийные происшествия подробнейшим образом рассматривались с выпуском и рассылкой специальных бюллетеней и рекомендаций по их предотвращению.

В течение 20 лет не решаются проблемы, касающиеся: ошибок по условиям вывода ТЭЦ на оптовый рынок электроэнергии и правилам установления тарифов на выработанную ими электрическую и тепловую энергию; разделения электросетевой и энергосбытовой деятельности и связанной с ним проблемы неплатежей за электроэнергию; сокращения перекрёстного субсидирования тарифов; необоснованного завышения заявленной мощности потребителями, за которое они не несут никакой ответственности; нерыночного механизма оплаты модернизации оборудования электростанций по договорам поставки мощности (ДПМ1 и ДПМ2) и т.д. и т.п. [3–13].

1. Отечественный оптовый рынок электроэнергии был сформирован на базе действующих электрических станций и сетей, которые строились в условиях плановой экономики и эффективность которых оценивалась не с точки зрения ценовой конкуренции, а с точки зрения потребности экономики и промышленности городов и регионов страны в электрической и тепловой энергии. При этом базовыми электрическими станциями являлись ТЭЦ, об эффективности которых можно говорить только при условии работы в режимах когенерации, обеспечивающих наиболее полное использование топлива. Основным преимуществом ТЭЦ по сравнению с другими станциями является их близость к конечному потребителю электрической и тепловой энергии, что минимизирует затраты на передачу энергии. Без учета этого ни одна ТЭЦ не в состоянии конкурировать ни с ГЭС, ни с АЭС, работающими на совершенно других физических принципах. Принцип «замыкающего ценообразования», при котором цена оптового рынка на электроэнергию (мощность) определяется на уровне наиболее высокой предложенной цены востребованной электроэнергии, приводит к тому, что электроэнергия, производимая на ГЭС и АЭС, имеет ту же цену, что и электроэнергия, производимая ТЭЦ, и значительно завышается относительно ее себестоимости. В соответствии с этим принципом, ТЭЦ оказались замыкающими звеньями при ценообразовании на оптовом рынке. ГЭС и АЭС получают от такой торговли существенную прибыль так как вся их электроэнергия востребована. ТЭЦ, предназначенные для комплексного энергоснабжения (тепловой и электрической энергией) потребителей, расположенных в зоне их деятельности, являющиеся наиболее выгодным производителем в режиме когенерации с точки зрения топливоиспользования, превратились в неконкурентные субъекты энергетики и по теплу и электроэнергии.

Кроме того, стоимость электроэнергии оптового рынка повышается за счет услуг по передаче электроэнергии по сетям Единой национальной сети. За эти услуги платит не продавец-производитель, которому нужно доставить свой товар покупателю, а сам потребитель, что приводит к абсурдной ситуации: стоимость услуг по передаче электроэнергии, выработанной на ТЭЦ в его регионе, и по передаче электроэнергии, выработанной за тысячи километров, для потребителя одинакова. Такое построение оптового рынка электроэнергии стимулирует потребителей активно строить собственные источники электрической и тепловой энергии, а действующие ТЭЦ приводит к банкротству.

2. Плачевная ситуация сложилась с разделением региональных энергоснабжающих организаций по видам деятельности (передачи электроэнергии и ее сбыта) в целях формирования конкурентной среды на розничных рынках электроэнергии. С самого начала было ясно, что это разделение носило искусственный характер и никакой конкуренции не обеспечивало. Более того, произошло разрушение сложившейся практики отношений энергоснабжающих организаций с потребителями – населением, бюджетными организациями, объектами малого бизнеса. Между ними появились многочисленные посредники-независимые сбытовые компании, которым присвоили статус гарантирующих поставщиков. В результате увеличились суммарные затраты на услуги по передаче электроэнергии и сбытовые услуги, упала собираемость платежей, выросли сверхнормативные потери электроэнергии в электрических сетях.

Гарантирующие поставщики никакими «гарантирующими» не стали по сути, так как их главная функция – сбор денег за поставку энергоресурсов. Они не обладают техническими средствами этой поставки и не несут ответственности перед потребителями за ее надежность. Первоначальное предназначение гарантирующих поставщиков определялось как гарантов поставки энергии потребителям, лишившимся сбытовой компании. На практике условие возможной утраты или выбора по желанию потребителя сбытовой компании проигнорировано. Фактически не менее 90% потребителей на розничных рынках, а в отдельных регионах и все 100%, получают электроэнергию от назначенных гарантирующих поставщиков, что привело не к конкуренции в области сбытовой деятельности, а к ее небывалой монополизации, которая, в свою очередь, во многом способствует развитию криминальных направлений в деятельности ряда гарантирующих поставщиков и приводит в значительным финансовым потерям генерирующих и электросетевых предприятий.

3. Несколько лет назад было принято решение об упрощении процедур технологического присоединения новых потребителей к электрическим сетям с целью снижения стоимости такого присоединения. Эта задача была решена вполне успешно. Однако данное решение имеет и негативное последствие. В частности, оно привело к значительному росту так называемого «резерва мощности»: многие потребители при технологическом присоединении заявляют значительно большую мощность, чем потребляют фактически. В результате фактическая загрузка электрических сетей оказывается существенно ниже оптимальной. Это приводит, с одной стороны, к росту стоимости услуг по передаче и, с другой – к существенным затратам при технологическом присоединении новых потребителей, так как на бумаге мощность центров питания уже исчерпана, а фактически они оказываются недогруженными.

4. Одной из целей реформирования электроэнергетики, как отмечалось выше, было сокращение перекрестного субсидирования тарифов на электроэнергию для населения. Эта сложнейшая для России задача до сих пор не решена и, как показала практика, пока не имеет однозначного решения и требует взвешенного комплексного подхода [13]. В первую очередь это касается необходимости разработки и утверждения прозрачной, понятной и адресной социальной поддержки малообеспеченных слоёв населения по оплате ожидаемого роста оплаты за электроэнергию при отмене «перекрёстки».

Из-за ограниченного для публикации места, нами рассмотрены не все имеющиеся проблемы. Большинство из них хорошо известны [3–13]. В ближайшее время необходимо составить их приоритетный ряд с разработкой и реализацией комплексной программы их поэтапного решения и оценкой ресурсов на эту реализацию.

Последствия проблем реформирования

Ниже кратко рассмотрены основные последствия перечисленных проблем.

Увеличивается число системных аварий, которых практически не было в Единой электроэнергетической системе со дня её основания и до последних 10–15 лет. Ниже представлен перечень лишь наиболее известных по своим ущербам [9, 14].

25.05.2005 г. Московская авария. В зону отключения попало около 6,5 млн человек, общий ущерб превысил 2 млрд рублей.

17.08.2009 г. Разрушение агрегата №2 на Саяно-Шушенской ГЭС. Погибли 75 человек. Отключились Саяногорский и Красноярский алюминиевые заводы, Кузнецкий ферросплавный завод, угольные шахты, а также населенные пункты и социальные объекты шести регионов Сибири. Ущерб с учетом недовыработки электроэнергии на ГЭС и стоимости полного ее восстановления составил около 70 млрд рублей. Ущерб семьям погибших вообще невосполним.

20.09.2010 г. Сбой автоматики на подстанции 330/220/110 кВ в Ленэнерго. Без электроэнергии осталось около 2,2 млн человек в С.-Петербурге и 350 тыс. человек в области. Остановлена работа четырех электростанций, отключено 1,46 ГВт мощности с ущербом более 1 млрд рублей.

02.07.2016 г. Системная авария в Башкирии. Без электроэнергии осталось более 1 млн жителей Башкирии, Челябинской и Оренбургской областей. Были сбои в движении поездов на участках Южно-Уральской и Куйбышевской железных дорог. Последствия аварии устранены через 4 ч. Сумма ущерба не установлена.

22.08.2016 г. Рефтинская межгосударственная авария. Отключено на 5 ч около 1 млн человек только в Кемеровской области, а также шахты, металлургические, нефтехимические заводы, железнодорожный транспорт с общей нагрузкой 900 МВт в десяти районах Сибири, Монголии и Казахстане. Сумма ущерба не установлена.

Приведенный перечень системных аварий не является исчерпывающим. Из СМИ известны также случаи достаточно частых длительных отключений электроснабжения городов и поселков в зимние периоды с одновременным отключением котельных, аварий в системах отопления, а также в другие сезоны года из-за сложных климатических условий, гололеда, пожаров, наводнений и т.п. Достоверная статистика по частоте и длительности перерывов энергоснабжения в настоящее время отсутствует. Раньше такую статистику, анализ и публикацию причин аварий вел ОРГРЭС.

Продолжается рост тарифов на электроэнергию, несмотря на активные усилия Правительства РФ по административному его сдерживанию. Уже в настоящее время тарифы на электроэнергию для промышленности в России почти в 2 раза выше, чем в США и сравнялись с тарифами в странах Западной Европы по паритету покупательной способности.

По предварительным прогнозам, Минэкономразвития России при инновационном сценарии развития РФ, в том числе электроэнергетики, средние цены для всех потребителей на розничном рынке с 2015 до 2030 гг. могут вырасти в 2,3–2,6 раза, а для населения – с учетом возможной отмены перекрестного субсидирования – в 3,2–3,3 раза.

Причин такой динамики множество. Это и высокая стоимость инновационного оборудования и его эксплуатации, это и рост стоимости топлива, металла и других первичных материалов. Это и недостатки принятых моделей рынка и ценообразования. Это и рост затрат на строительство и эксплуатацию энергообъектов. В частности, стоимость 1 кВт установленной мощности электростанций России почти в 2 раза выше, чем в США, Европе и Китае. В 2 раза выросла в долларовом эквиваленте удельная стоимость сетевого строительства по сравнению с 90-ми годами прошлого века. Удельный расход топлива на ТЭС вырос за 20 лет на 6%. Доля электросетевой составляющей в структуре цены на электроэнергию к настоящему времени достигла 60%. Это в 3 раза выше, чем в 1990 г. и в 2 раза выше, чем в промышленно развитых странах.

Остается сравнительно высоким уровень относительных потерь электроэнергии в электрических сетях России в целом. По данным Минэнерго России, в 2019 году они составили 10,3%. Это в 2–2,5 раза выше, чем в промышленно развитых странах. По минимальным экспертным оценкам потенциал снижения потерь составляет 15–20 млрд кВт·ч. в год. Не способствует эффективному снижению потерь в сетях принятая система их нормирования на основе сравнительного анализа, по существу, использующая старый принцип планирования «от достигнутого». При этом не учитываются ни структура сетей, ни их загрузка, ни структура потребления электроэнергии из сети, ни программы снижения потерь. Сами электросетевые организации отстранены от процесса нормирования [9].

Растут неплатежи за потребление электрической энергии. В частности, в 2020 году зафиксирован наихудший показатель платежеспособности потребителей за последние 8 лет. По данным Центра финансовых расчетов, входящего в «Совет рынка», суммарный долг населения за электричество приблизился к 290 млрд руб., что на 12 млрд руб. больше, чем в 2019 году. Свыше 60 млрд руб. долга накопили крупные промышленные предприятия, сельхозпроизводители и бюджетные организации [12]. В результате «гарантирующие поставщики» не доплачивают за услуги по пере-

даче электрической энергии большинству сетевых организаций. Многие из них оказываются в тяжелом финансовом положении и вынуждены брать дорогие кредиты, которые не во всех банках можно получить на приемлемые сроки и которые в свою очередь увеличивают стоимость их услуг.

Пути решения

Представляется целесообразным создание независимой экспертной рабочей группы при Правительстве РФ, с наделением ее соответствующими полномочиями, основной задачей которой должен быть всесторонний анализ:

- итогов реформирования электроэнергетики по достижению стратегических целей и решению задач, заявленных в упомянутом выше Постановлении Правительства РФ;
- динамики тарифов (затрат) на электроэнергию у всех групп потребителей электрической энергии за период 2001– 2021 гг.;
- изменения численности административного и технического персонала на предприятиях электроэнергетики и затрат на оплату его труда с учетом всех составляющих за тот же период;
- проблем, рисков и этапов отмены «перекрестного субсидирования населения» с учетом всех факторов, на него влияющих.

На основе этого анализа должны быть подготовлены развернутые и обоснованные предложения по формированию современных экономических и технологических отношений в электроэнергетике на среднесрочную и долгосрочную перспективу, позволяющих обеспечить: устойчивое повышение эффективности производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии; надежное и бесперебойное энергоснабжение потребителей с учетом экономически эффективного удовлетворения платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию; минимизацию тарифов на энергоресурсы и услуги по производству и передаче электрической и тепловой энергии; преодоление негативных последствий структурных реформ электроэнергетики.

В качестве первоочередных мер по решению накопившихся проблем и последствий, связанных с результатами реформирования, было бы полезным:

- законодательно разрешить совмещение электросетевой и сбытовой деятельности на уровнях напряжения до 35кВ;

– формировать цены оптового рынка электроэнергии не по принятым в настоящее время ценовым зонам, а по региональному принципу (исходя из групп точек поставки электроэнергии в региональные питающие центры) с учетом участия генерирующих компаний в оплате передачи электроэнергии, поставляемой ими через единую национальную электрическую сеть (ЕНЭС);

– разрешить тепловым электрическим станциям заключение прямых договоров на поставку электрической энергии с потребителями и сбытовыми организациями регионов, в которых они расположены (без участия оптового рынка электроэнергии), без включения в стоимость электроэнергии затрат на передачу электроэнергии по сетям ЕНЭС;

– учесть в критериях функционирования электросетевых организаций (постановление №184 от 28.02.2015) региональные экономические параметры их функционирования, исходя из сравнения средней стоимости услуг по передаче электроэнергии в регионе по каждому уровню напряжения и стоимости услуг по передаче электроэнергии электросетевых организаций, функционирующих в данном регионе;

– установить минимальное значение инвестиционных затрат в тарифах электросетевых организаций на услуги по передаче электроэнергии не менее 75% усредненного значения данного показателя в целом по региону;

– ввести в нормативно-правовую базу функционирования электроэнергетики понятие технологических, коммерческих, фактических, отчетных потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям и определить ответственность электросетевых и сбытовых компаний за те или иные виды потерь электроэнергии;

– разработать и утвердить в установленном порядке методику расчета фактического баланса и потерь электроэнергии в электрических сетях России в целом, магистральных (220 кВ и выше) и распределительных (0,4–110 кВ) электрических сетях;

– ввести понятие «базовый потребитель» для тепловых электростанций, включая население. Базовый потребитель – потребитель, потребляющий электрическую и тепловую энергию одновременно в течение календарного периода в объеме, обеспечивающем оптимальные когенерационные режимы тепловых электростанций. Установить, что стоимость тепловой и электрической энергии для базовых потребителей определяется исходя из экономических показателей тепловой станции, работающей в оптимальном когенерационном режиме;

– определить порядок использования (оплаты) электросетевого резерва мощности с отдельным учетом резерва, необходимого для безопасного функционирования электроустановок потребителей и обеспечения безаварийности непрерывных технологических циклов в промышленности.

Опыт промышленно развитых стран с реально действующими конкурентными рынками продукции и услуг показывает, что роль государства в создании коммерческих и технологических правил этих рынков в отраслевой стратегии развития, в стандартизации деятельности субъектов рынка является, как правило, определяющей в поддержке и развитии бизнеса, и не только не уменьшается, а наоборот повышается. Яркое тому подтверждение демонстрирует Китай, экономика которого в последние 20 лет стала второй в мире. При этом, как отметил академик Аганбегян А.Г. в 2004 году в своей книге «Социально-экономическое развитие России» [15], *«...Сильное и эффективное государство в рыночной экономике – это не господствующая диктатура, не административный гнёт, не подчинение бизнеса государственной власти, не огосударствление всего и вся, не вмешательство государства в экономическую жизнь граждан. Основная роль государства в рыночных условиях его существования и развития состоит в создании равных возможностей конкуренции, равноудаленности любого частного бизнеса от государства, в создании благоприятной экономической среды для развития бизнеса и экономики в целом... Речь идёт не о возврате к централизованной плановой социалистической экономике, а о создании системы стратегического планирования экономики страны в новых рыночных условиях... Ключевая роль государства — в формировании и практической реализации эффективной налоговой системы и создании налоговых льгот для стимулирования развития бизнеса физических и юридических лиц...»*.

Для эффективного руководства электроэнергетикой государству совместно с бизнесом необходимо [9] следующие пункты.

1. Перейти к общепринятой в мире модели рынка электроэнергии «единственный покупатель», обеспечивающей уровень тарифов на энергоресурсы, соответствующий покупательной способности конечных потребителей.

2. Создать единую организацию (федеральный центр) по управлению режимами, функционированием и развитием электроэнергетики России путем объединения магистральных, распределительных электрических сетей и системного оператора ЕЭС России с внесением соответству-

ющих поправок в Федеральный закон РФ «Об электроэнергетике». Наделять этот центр правами принимать решения в рамках своих уставных полномочий, обязательные к исполнению всеми юридическими лицами, работающими в сфере электроэнергетики независимо от их организационного статуса и форм собственности.

3. Восстановить систему управления электроэнергетикой в границах субъектов РФ и ответственности за гарантированную поставку энергоресурсов, за обеспечение нормативов надежности, качества и экономичности электроснабжения и теплоснабжения потребителей на территориях субъектов РФ.

4. Сформировать централизованный фонд финансирования (с объемом не менее 3–5% ВВП отрасли) научных исследований по стратегии, перспективному планированию развития и оптимальному функционированию электроэнергетики. Утвердить порядок этого финансирования и контроля его эффективности.

5. Во исполнение утвержденной Указом Президента РФ от 01.12.2016 № 642 стратегии научно-технического развития РФ:

– Минэнерго, Минпромторгу, Минэкономразвития и Минобрнауки России обеспечить взаимодействие и координацию работ по: организации в установленном порядке конкурсов по финансированию НИОКР, пилотных проектов по новой технике и технологиям в электроэнергетике, отраслях промышленности, отраслевой, вузовской и фундаментальной науке; по разработке документов стратегического планирования в области научно-технологического развития электроэнергетики, науки и отраслей промышленности;

– в составе Минэнерго России и во взаимодействии с НП «НТС ЕЭС», Академией электротехнических наук РФ, экспертным сообществом энергетиков России создать центр компетенций по приоритетным направлениям стратегического планирования и научно-технологического развития электроэнергетики с полномочиями профессионального решения вопросов по бюджетному финансированию приоритетных НИОКР и проектов, контролю за их выполнением [6];

– основными принципами конкурсных отборов приоритетных НИОКР и пилотных проектов для финансирования считать [16]:

• переход от модели «распределителя бюджетных/внебюджетных средств» к модели «квалифицированного заказчика»;

- отказ от формальных конкурсных процедур (по стоимости выполнения, по заранее оговоренным ТЗ и т.п.), приоритет компетентности и опыта предполагаемых исполнителей, коллектива исследователей и их руководителей.

6. С целью снижения необоснованных запасов пропускной способности электрических сетей и избыточных мощностей на электростанциях возобновить разработку, утверждение, практическую реализацию и актуализацию пятилетних схем развития магистральных (по энергообъединениям) и распределительных электрических сетей (по субъектам и районам электросетей). Актуализировать и утвердить современные требования к разработке таких схем. Основными из них должны быть требования: взаимной увязки схем развития электрических и тепловых сетей; достоверный учет развития экономики и промышленности субъектов и регионов РФ, программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

7. Снять законодательный запрет с электросетевых компаний иметь на своем балансе электростанции распределенной генерации и ВИЭ. Внести соответствующиеправки в ФЗ-35 «Об электроэнергетике».

8. Разработать и утвердить концепцию, положения, правила и необходимую нормативно-правовую базу единого розничного рынка электрической и тепловой энергии (мощности) с участием всех типов когенеративных энергоустановок и электростанций. Первоочередными при этом должны быть разработка и утверждение:

- федерального закона «Об электроснабжении», синхронизированного с требованиями действующего Федерального закона «О теплоснабжении»;

- правил интеллектуального коммерческого учета на розничном рынке электрической и тепловой энергии (мощности);

- порядка предоставления возможности ТЭЦ (не зависимо от их установленной мощности) поставлять электроэнергию и мощность как на оптовый, так и на розничный рынок;

- положения об активном потребителе электроэнергии на розничном рынке электрической и тепловой энергии (мощности);

- шкалы скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию за выполнение нормативов компенсации реактивной мощности и качества электроэнергии.

9. Внедрить систему нормирования затрат во всех видах энергетического бизнеса: на проектные, строительные, ремонтные работы и услуги

по присоединению потребителей к электрическим и тепловым сетям; на оплату труда от рядовых сотрудников до топ-менеджеров энергокомпаний; на премирование персонала за результаты труда;

10. Установить налоговые льготы, уменьшить кредитные ставки для предприятий и организаций, выпускающих и внедряющих новую и энергосберегающую технику и технологи.

Выводы

1. Сегодняшняя структура и система управления отечественной электроэнергетикой требует совершенствования и более эффективного участия государства в её функционировании и развитии так как электроэнергетика является базовой основой экономики, энергетической и национальной безопасности этого государства. Чем дальше будут переноситься это совершенствование и участие, тем сложнее и дороже будут решаться вопросы развития электроэнергетики и экономики страны.

2. Проблемы отечественной электроэнергетики носят комплексный, системный характер, поэтому такими же системными должны быть подходы к их решению. Основное внимание должно быть уделено совершенствованию и инновационному развитию электроэнергетики и управления ею. Главные цели такого развития: удовлетворение спроса отечественных потребителей на электрическую и тепловую энергию; обеспечение их надёжного и качественного энергоснабжения без повышения тарифов на энергоресурсы; преодоление негативных последствий структурных реформ электроэнергетики для обеспечения конкурентоспособности российской экономики на мировых рынках, повышения качества жизни населения страны, обеспечения энергетической, экономической и национальной безопасности страны в целом.

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 11.07.2001 N 526 (ред. от 20.03.2013) «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации». [Электрон. ресурс]: Consultant.ru>document/cons_doc_LAW_32472/.

2. Россети. Интерактивный годовой отчет 2019. [Электрон. ресурс]: ar19.rosseti.ru?/ru.

3. Кудрявый, В.В. Системное разрушение системы. Надежность электроснабжения в текущих реалиях / В.В. Кудрявый // Энергорынок. 2012. № 7 (132). С. 14–23.

4. Рекомендации Парламентских слушаний «Об итогах реформирования электроэнергетики». [Электрон. ресурс]: Komitet2-13.km.duma.gov.ru).

5. Сюткин, Б.Д. Энергетика России / Б.Д. Сюткин, Т.Б. Сюткина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016, 88 с.

6. Кутовой, Г.П. О необходимости продолжения реформ в электроэнергетике/ Г.П. Кутовой // Энергоэксперт. – 2019. – № 3. – С.18–25

7. Есяков, С.Я. Трансформация электроэнергетических систем / С.Я. Есяков, К.А. Лунин, В.А. Стенников и др. // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 4 (55). – С.134–142.

8. Стенников, В.А. Направления повышения эффективности электроэнергетики / В.А. Стенников, С.И. Паламарчук, В.О. Головщиков // Электронный журнал Энергосовет. 2018. №1.

9. Воротницкий, В.Э. Решение проблем электроэнергетики России должно быть системным и клиентоориентированным // Энергетик. 2018. № 6. С. 14–21.

10. Бартоломей, П.И. Высшее энергетическое образование в России должно обеспечивать научно-технический прогресс/ П.И. Бартоломей // Электрические станции. – 2016. – № 3. – С. 51–56.

11. Нерюев, В. Гарантирующие поставщики: сети или сбыт // Электроэнергия. Передача и распределение. 2013. – № 6 (21). – С. 156–158.

12. Миронов, И. Проблема неплатежей не исчезнет и после выхода экономики из кризиса / И. Миронов // Энергорынок. – 2009. – № 05 (66). – С.15–16.

13. Долматов, И.А. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике. Каков предел роста? // И.А. Долматов, И.Ю. Золотова / Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2018. – № 2 (107). – С.16–20.

14. В плену блэкаутов // Энерго. Информационно-аналитический журнал. – 2017. № 7–8. С. 12–15.

15. Аганбегян, А.Г. Социально-экономическое развитие России; 2-е изд., испр. и доп. / А.Г. Аганбегян. – М.: Дело, 2004. – 272 с.

16. Семенов, В.Г. Отраслевая энергетическая наука. Электронный журнал «Энергосовет» / В.Г. Семенов. – 2017. – № 4. – С. 3–6.

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРОЦЕССОВ И ПРОЕКТИРОВАНИИ ПРОТОЧНЫХ ЧАСТЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Грибин В.Г.,
заведующий кафедрой паровых и газовых турбин НИУ «МЭИ», д.т.н., проф.

Митрохова О.М.,
доцент кафедры паровых и газовых турбин НИУ «МЭИ», к.т.н.

Применение цифровых технологий для проектирования и производства существенным образом уменьшает время, необходимое для внедрения новых технических решений при модернизации действующего оборудования с длительными сроками эксплуатации, а также создания перспективных конкурентоспособных конструкций паровых турбин нового поколения [1–6]. Результаты проведенных в НИУ «МЭИ» расчетно-экспериментальных исследований показывают, что возможный прирост мощности турбоагрегата за счет совершенствования аэродинамических характеристик деталей и узлов проточных частей составляет до 8–10% в зависимости от исходного состояния проточной части. Причем необходимые работы могут быть выполнены на электростанциях в период плановых ремонтных компаний.

Максимальный суммарный прирост мощности можно получить за счет модернизации следующих элементов проточной части:

- лопаточного аппарата;
- надбандажных, диафрагменных, концевых уплотнений;
- системы удаления и разрушения крупнодисперсной влаги;
- конструкций клапанов, патрубков, паропроводов.

На рисунке 1 показан интерфейс программы автоматизированного профилирования на основе полиномов Безье решеток турбомашин, разрабатываемой в НИУ «МЭИ» на кафедре паровых и газовых турбин.

Применение аналогичных методов в «ручном режиме» для пере-профилирования первых трех ступеней цилиндра среднего давления турбины мощностью 800 МВт позволило повысить КПД отсека на 2,4%. По-

вышение эффективности достигнуто за счет изменения и сглаживания значений кривизны обводов профилей сопловых и рабочих решеток, минимизации протяженности участков, обтекаемых с положительным градиентом давления, формирования оптимального изменения градиента скорости вдоль обтекаемой поверхности.

Перспективным методом профилирования сопловых решеток является применение переменного угла выхода потока для перераспределения расхода по высоте решетки. За счет уменьшения угла выхода потока вблизи меридиональных обводов уменьшается расход через участки с максимальными концевыми потерями, и, следовательно, снижаются потери мощности. Увеличение угла выхода потока в средней части профиля — ядре потока — приводит к росту расхода в части решетки с минимальными потерями. В результате при неизменных значениях суммарного расхода увеличивается полезная мощность ступени. Расчеты показывают, что достигается до 2,0% повышение мощности ступени за счет применения рассматриваемого метода профилирования.

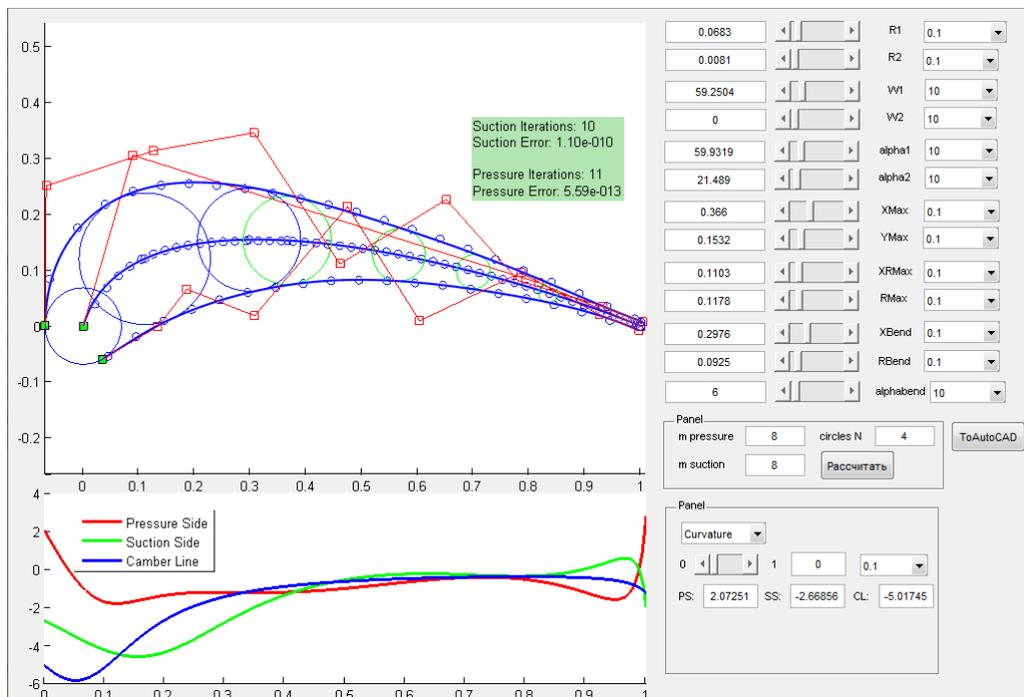


Рис. 1. Интерфейс программы автоматизированного профилирования

Существенное снижение потерь в ступени возможно также за счет уменьшения утечки пара через уплотнения. Средние расчетные значения прироста мощности за счет уменьшения потерь от утечек составляют:

- в цилиндре высокого давления $\sim 0,8\%$;
- в цилиндре среднего давления $\sim 0,6\%$;
- в цилиндре низкого давления $\sim 1,4\%$.

На опытном заводе НИУ «МЭИ» совместно с кафедрой паровых и газовых турбин разработаны и изготовлены модели для проведения испытаний уплотнений новой конструкции — «ячеистых» уплотнений (рис. 2), аналога широко применяемых как для модернизации, так и в новых конструкциях паровых турбин сотовых уплотнений.

Результаты проведенных испытаний показали хорошие результаты, подтверждающие конкурентоспособность предлагаемого технического решения. Значительно уменьшилась стоимость изготовления уплотнений; значения утечек рабочего тела и уровень аэродинамических возбуждающих сил не превышают значений характерных для сотовых уплотнений.

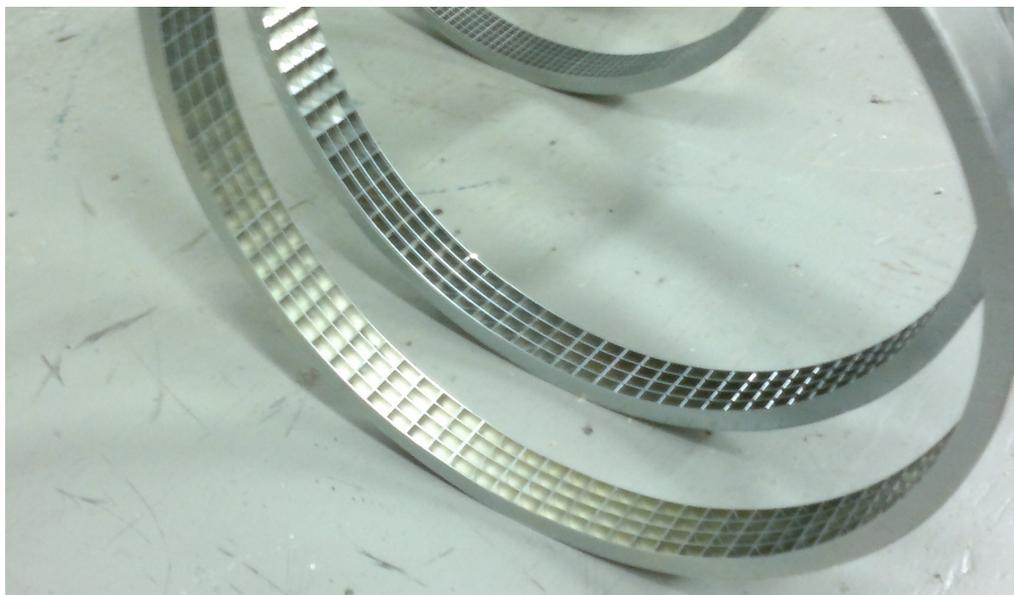


Рис. 2. Модели «ячеистых» уплотнений

Результаты экспериментов показали возможность применения сотовых, ячеистых уплотнений для сепарации влаги в последних ступенях цилиндра низкого давления турбин ТЭС и в проточных частях паровых турбин АЭС.

Для проведения комплексных исследований, характеристик и совершенствования конструкций уплотнений, разработан специальный стенд, позволяющий проводить испытания моделей уплотнений различного типа как на воздухе, так и на паре с различными значениями влажности (рис. 3).

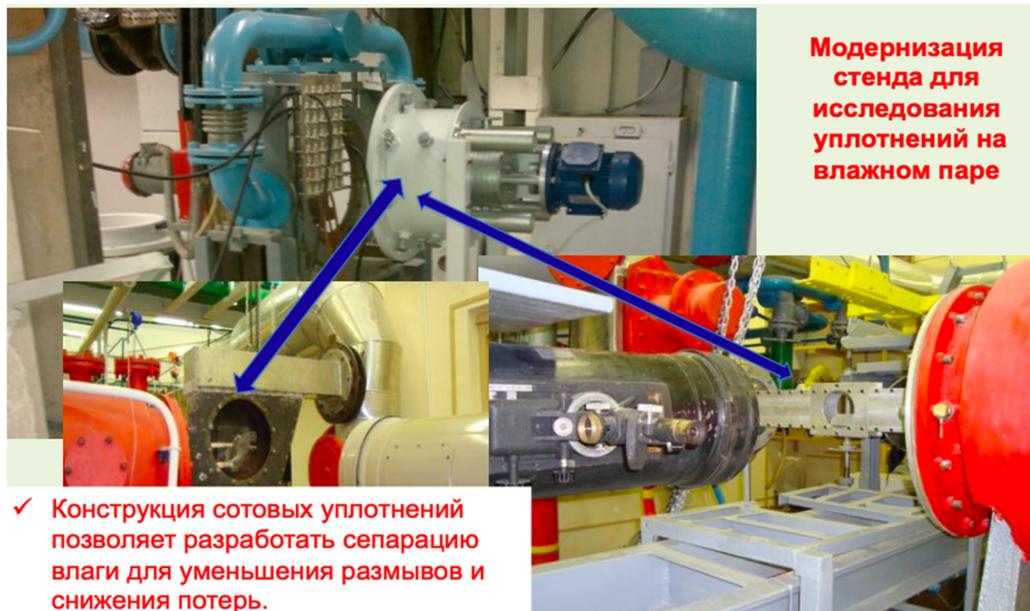


Рис. 3. Стенд для испытания моделей уплотнений различного типа

Применение цифровых технологий при испытании элементов прочных частей паровых турбин значительно расширяет возможности исследования газодинамических, тепловых термодинамических процессов, что создает надежную основу для верификации результатов расчетов и перехода от применения стандартных вычислительных комплексов, например «ANSYS» к домашним кодам. Под домашним кодом мы понимаем программы расчета, отлаженные на основе данных экспериментов и испытаний элементов проточных частей. Разработка таких кодов принципиально важна для применения расчетных методик при проектировании практически всех элементов проточной части.

Сопоставление результатов расчетов и результатов экспериментов показывает, что «стандартные» программы могут иметь значительные погрешности и недопустимо большие расхождения при сравнении с ре-

зультатами натурных испытаний и экспериментов. Как правило, максимальные отклонения зафиксированы в значимых для возникновения аэродинамических усилий и потерь участках проточной части, а, следовательно, и принципиально важных с точки зрения достоверности полученных результатов.

Основные проблемы при проведении расчетов возникают в каналах с предельными для безотрывного течения значениями положительного градиента давления, трансзвуковыми скоростями потока, развитыми зонами отрыва потока, большими значениями влажности. В зоне фазовых переходов при трансзвуковых и сверхзвуковых скоростях потока происходит интенсивное взаимодействие скачков уплотнения и конденсации с нестационарными изменениями параметров потока и появлением дополнительных динамических усилий на элементы проточной части.

Недопустимо большие погрешности при моделировании процессов во влажном паре в ряде случаев приводили к авариям на действующем оборудовании. Известен случай, когда обоснованные расчетами изменения угла установки рабочей лопатки последней ступени турбины мощностью 300 МВт, работающей во влажном паре, всего на три градуса привело к возникновению автоколебаний с разрушением лопаточного аппарата.

Сопоставление результатов расчетов по «проблемным» вариантам с данными, полученными на модельных и натурных экспериментальных стендах с последующим внесением изменений в программы расчетов, позволяют разработать «домашние» коды, необходимые для применения обоснованных технических решений при проектировании оборудования.

Применение цифровых технологий существенно расширило возможности исследования теплофизических процессов в проточных частях турбомашин. Московский энергетический институт (НИУ «МЭИ») имеет отличную базу для проведения испытаний и аэродинамической отладки оборудования паровых турбин: учебно-экспериментальную ТЭЦ МЭИ.

На рисунке 4 приведена тепловая схема одного из стендов для исследования элементов проточных частей паровых и газовых турбин. Особенностью тепловой схемы стенда является возможность регулирования и выбора параметров рабочего тела не только на входе потока, но и на выходе из исследуемой модели, что позволяет независимо изменять числа Маха и числа Рейнольдса при проведении экспериментов.

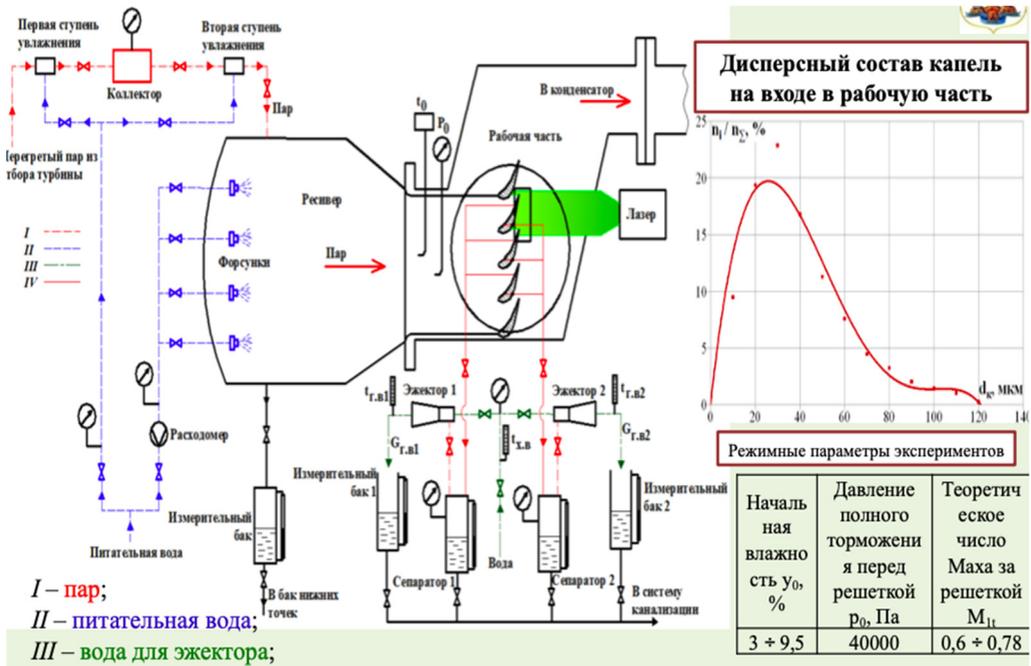


Рис. 4. Тепловая схема стенда для исследования элементов проточных частей паровых и газовых турбин

В тепловой схеме выполнена развитая система подготовки рабочего тела, которая обеспечивает на входе в исследуемую модель перегретый, насыщенный или влажный пар с заданными параметрами. В зависимости от решаемой задачи скорость потока может изменяться в широком диапазоне от дозвуковых до сверхзвуковых значений.

В заключении сформулируем основные направления перспективных разработок с применением цифровых технологий по аэродинамике проточных частей паровых турбин.

Разработка домашних кодов по 3D проектированию лопаточного аппарата с учетом особенностей движения жидкой фазы. Снижение аэродинамических потерь энергии и повышение надежности элементов проточных частей турбин: системы паровпуска, уплотнений, переходных и выхлопных патрубков.

Опытная проработка новых конструкций выхлопного отсека с повышенной пропускной способностью. Разработка типовых конструкций выхлопного отсека для мощных паровых турбин с рабочими лопатками

предельной длины. Выхлопной отсек состоит из двух последних ступеней и диффузорного выхлопного патрубка. Заключительный этап разработки – испытания на натурном стенде завода.

Разработка и применение эффективных методов уменьшения дисперсности влажнопарового потока, а также совершенствования систем сепарации влаги из проточной части паровой турбины.

Литература

1. Костюк, А.Г. Насущные проблемы отечественного паротурбостроения // Теплоэнергетика. – 1997. – №1. – С. 2–8.

2. Дейч, М.Е. Исследование и расчет ступеней осевых турбин / М.Е. Дейч, Б.Н. Трояновский. – М.: Машиностроение, 1964.

3. Грибин, В.Г. Прямоугольно-ячеистые уплотнения для паровых турбин / В.Г. Грибин, С.С. Дмитриев, Б.Н. Петрунин и др. – Известия высших учебных заведений. – Машиностроение, 2017.

4. Грибин, В.Г. Влияние геометрических характеристик корпуса выхлопного патрубка конденсационной паровой турбины на экономичность выхлопа / В.Г. Грибин, А.Н. Парамонов, О.М. Митрохова // Thermal Engineering. – 2018.

5. V.G. Gribin., A.A. Tishchenko, I.Yu. Gavrillov, V.A. Experimental study of into channel separation in a flat nozzle turbine blade assembly in wet steam flow // Power Technology and Engineering. – Vol. – 50. No. – 2. – 2016. P. 180–187.

6. Зарянкин, А.Е. Основы физического моделирования, элементы теории размерностей и примеры ее практического использования в задачах гидрогазодинамики / А.Е. Зарянкин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017. – 121 с.

ФОРМИРОВАНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Илюшин П.В.,

д.т.н., руководитель Центра интеллектуальных
электроэнергетических систем и распределенной энергетики
ФГБУН «Институт энергетических исследований РАН»

Введение

В условиях «энергетического перехода», включающего внедрение шестого технологического уклада, адаптацию технологий четвертой промышленной революции и реализацию дорожной карты «Энергетика 4.0», с целью формирования цифровой децентрализованной малоуглеродной энергетической инфраструктуры, в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года указано:

– приоритетными, в рамках «дорожной карты» Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет», в частности, являются, новые технические средства для создания интеллектуальных энергетических систем, в том числе локальных, как в изолированных энергорайонах, так и интегрируемых в ЕЭС России;

– новые технологии распределенного производства электрической энергии, микрогенерации, управляемого потребления, виртуального агрегирования ресурсов создают принципиально новые условия для развития конкурентного розничного рынка, построенного на базе автоматизированных локальных торговых площадок по торговле электроэнергией;

– реализация пространственных приоритетов государственной энергетической политики предполагает повышение устойчивости и надежности энергоснабжения макрорегионов с максимальным, экономически эффективным использованием местных энергоресурсов, возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и распределенной генерации, а также гарантированное обеспечение энергетической безопасности и развитие энергетической инфраструктуры для опережающего социально-экономического развития [1].

Следовательно, необходимо содействовать развитию распределенной энергетики, являющейся базовым элементом «энергетического перехода» при создании локальных интеллектуальных энергосистем (ЛИЭС), как в изолированных энергорайонах, так и интегрируемых в ЕЭС России.

Под локальной интеллектуальной энергосистемой понимается сбалансированная по электрической и тепловой генерации и нагрузке MiniGrid, функционирующая в сетях среднего напряжения, способная работать как параллельно с ЕЭС России, так и в изолированном, островном и автономном режимах с заданным уровнем балансовой и режимной надежности, обеспечивая поддержание заданных показателей бесперебойности энергоснабжения потребителей с электроприемниками различных категории надежности [2].

Необходимо отметить, что принципы создания ЛИЭС, как в изолированных энергорайонах (удаленные и труднодоступные территории Крайнего Севера и Дальнего Востока), так и в других регионах и макрорегионах России, с их интеграцией в ЕЭС России, должны быть универсальными и адаптироваться к местным условиям в процессе проектирования в конкретном регионе их размещения [3].

При реализации «энергетического перехода» на принципах децентрализации, декарбонизации и цифровизации должны использоваться на объектах распределенной энергетики все доступные виды энергетических ресурсов, включая ВИЭ, для обеспечения надежного энергоснабжения потребителей, при соблюдении требований по повышению энергоэффективности и снижению выбросов парниковых газов [4].

В настоящее время в России наблюдается тенденция роста вводов объектов распределенной генерации (РГ), которые, как правило, сооружаются собственниками промышленных предприятий и подключаются к распределительным сетям или к сетям внутреннего электроснабжения этих предприятий. Это привело к появлению новых объектов в электроэнергетике, которые обладают свойствами, благодаря которым возникли условия для извлечения новых технических и экономических эффектов.

Массовая интеграция в распределительные сети объектов РГ требует создания MiniGrid в сетях среднего напряжения (СН) – 6–35 кВ и MicroGrid в сетях низкого напряжения (НН) – 0,4 кВ, что является одной из основных тенденций трансформации распределительных сетей, при этом указанные сети становятся активными. Создание собственных MiniGrid и MicroGrid на

крупных энергоемких промышленных и непромышленных предприятиях, например, сельскохозяйственных, носит массовый характер. По оценкам НТИ «Энерджинет», РНК СИГРЭ, Фонда «Сколково» и других организаций суммарная установленная мощность объектов РГ в настоящее время составляет ~ 15 ГВт в зоне действия ЕЭС России [5].

В последнее время в ряде субъектов РФ наметилась тенденция участия частных инвесторов в строительстве и эксплуатации ЛИЭС, функционирующих на базе объектов распределенной энергетики с когенерационными установками, интегрируемых в распределительные сети. При этом объекты распределенной энергетики осуществляют поставку тепловой, электрической и даже холодной энергии потребителям, находящимся в непосредственной близости от них. Вовлечение частных инвесторов в указанные процессы формирует сферу малого энергетического бизнеса, конкурирующего с традиционным крупным. В результате конкуренции повышается эффективность деятельности, обеспечивается технологическая открытость, доступность электрической и тепловой энергии в нужном месте, требуемого качества и по приемлемой цене. Такая трансформация организационного уклада в электроэнергетике определяет различные тренды ее развития в субъектах РФ и стране в целом.

Однако, до последнего времени, процесс строительства объектов РГ промышленными предприятиями носил малоуправляемый и слабо прогнозируемый характер, что привело к негативным системным эффектам. Например, к росту нагрузки от перекрестного субсидирования на оставшихся в зоне централизованного электроснабжения потребителей, снижению загрузки сетей высокого и среднего напряжения, выпадающим доходам у распределительных сетевых компаний (РСК) и, как следствие, к росту тарифа на передачу электроэнергии [6].

Эти и другие противоречия с основными субъектами оптового и розничных рынков электроэнергии (РРЭ) привели к созданию субъектами электроэнергетики административных, нормативных и технологических барьеров. Их преодоление требует существенных временных и материальных затрат на присоединение ЛИЭС с объектами распределенной энергетики установленной мощностью до 25 МВт к сетям РСК, которые сопоставимы по величине с капиталовложениями на их создание.

Для ликвидации барьеров требуются усилия по разработке и внедрению соответствующих технологических решений, позволяющих получать экономические эффекты, размер которых позволит заинтересовать субь-

екты РФ, РСК, субъекты малого и среднего предпринимательства, а также частных инвесторов в переходе к распределенной энергетике.

С целью реализации в России «энергетического перехода» с массовым внедрением распределенной энергетике необходимо определить:

- цели, задачи и ожидаемые эффекты от создания ЛИЭС на базе объектов распределенной энергетике;

- целесообразные масштабы развития распределенной энергетике: где, сколько, каких и когда объектов необходимо вводить для повышения доступности и бесперебойности энергоснабжения потребителей, а также обеспечения эффективного функционирования и развития экономики;

- механизмы получения и обоснованного распределения между субъектами рынка системных и локальных эффектов от создания ЛИЭС.

Для принятия обоснованных решений рассмотрим направления научных исследований, которые проводятся в последние годы на международном уровне.

Направления научных исследований на международном уровне

В 2022 году запланировано проведение 49-й сессии Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения (СИГРЭ), где по научному направлению «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергоресурсы» в качестве приоритетных тем и вопросов определены следующие.

1. Решения и наработки в сфере распределенных источников энергии для энергетического перехода и декарбонизации:

- конфигурирование и эксплуатация электрозарядной инфраструктуры;

- регулирование спроса и интеллектуальное конфигурирование нагрузок для расширения возможностей потребителей;

- электрификация транспорта, отопительных систем и промышленных процессов.

2. Инновационное планирование и эксплуатация активных распределительных сетей:

- платформы агрегации и управления для активных распределительных сетей;

- стратегии и инструменты для интеграции распределенных источников энергии, определения максимальной мощности подключаемой рас-

пределенной генерации, управления перегрузками и предоставления системных услуг распределенными источниками энергии;

– экологические аспекты электрификации сельских и удаленных районов, изолированные энергорайоны и системы промышленного электроснабжения с нулевым выбросом.

3. Объединение распределенных источников энергии для повышения отказоустойчивости, надежности и энергетической безопасности распределительных сетей:

– конфигурация локальных систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) для управления неопределенностями;

– координация многоресурсных энергосистем при поддержке современных технологий, включая интеллектуальные инверторные системы управления;

– индивидуальные микрогриды AC/DC, мультимикрогриды, управление виртуальными электростанциями, ЛИЭС при их интеграции в сети.

Одной из наиболее актуальных тем, рассматриваемых научным сообществом, является практический опыт проектирования современных распределительных сетей с распределенными энергоресурсами, а также вопросы интеграции разнородных энергетических ресурсов, в том числе, СНЭЭ и агрегаторов спроса. Рассмотрим подробнее некоторые вопросы, представляющие в этой научной области наибольший интерес.

Рассмотрим опыт подключения фотоэлектрических электростанций (ФЭС) с СНЭЭ к распределительным сетям СН в Бразилии. Типовая конфигурация сетей СН представляет собой сложную ветвящуюся радиально-магистральную схему с локально-кольцевыми участками. Типовая длина сетей СН составляет 21–29 км на напряжении 13,8 кВ при нагрузке 3,15–4,63 МВт. К этим сетям подключается до 90 ФЭС суммарной установленной мощностью до 1,57 МВт, а также СНЭЭ мощностью до 1,2 МВт и энергоемкостью до 1,3 МВт·ч. Актуальной проблемой до подключения ФЭС и СНЭЭ являлось отклонение модуля напряжения за пределы допустимого в меньшую сторону. А при их интеграции стало наблюдаться увеличение модуля напряжения в узлах сети до 1,2–4,0% [7].

В Новой Зеландии отмечается широкое разнообразие и диверсификация распределенных источников энергии, которых зафиксировано 8 типов. В распределительных сетях СН применяются однофазные, двухфазные и трехфазные ЛЭП, а также широко используются управляемые средства компенсации реактивной мощности. Для обеспечения надежности в

распределительной сети определено до 5 точек деления энергосистемы на части при возникновении аварийных ситуаций.

Проведем анализ проблем функционирования энергообъединения MISO (США), где более 38% распределенной генерации является собственностью потребителей электроэнергии, не находящейся в оперативном ведении органов диспетчерского управления. Для неуправляемой и управляемой распределенной генерации в силу резкопеременного характера выработки с учетом СНЭЭ выгодна работа на рынке электроэнергии на коротких коммерческих интервалах 5–15 мин, вместо традиционного 1 ч. Это позволяет снизить цены на электроэнергию на 8–17%, а также степень износа электростанций, участвующих в нормированном первичном и вторичном регулировании частоты и мощности в энергосистеме.

Представляет интерес опыт установки СНЭЭ в распределительных сетях сельских районов ЮАР. Планами была предусмотрена установка СНЭЭ энергоемкостью 1440 МВт·ч к 2023 г. и запуск их в работу к 2028 г. Ожидается, что интеграция СНЭЭ, помимо увеличения энергетической эффективности и декарбонизации, позволит решать задачи управления режимами. Однако, как показал промежуточный опыт, некорректный выбор алгоритмов управления СНЭЭ (жесткий временной алгоритм без учета параметров текущего электрического режима) привел к негативным последствиям. В частности, при совпадении часов ветреной погоды и часов системного пика привело к перегрузке фидеров за счет одновременной выдачи мощности ветроэлектростанциями и СНЭЭ.

Рассмотрим подходы к выбору параметров СНЭЭ для резервирования слабой связи переменного тока (пропускная способностью $2 \cdot 150$ МВт) между энергосистемой острова Крит и континентальной частью Греции. Для уменьшения пика нагрузки величиной 677 МВт, с учетом вероятностной выработки электроэнергии объектами ВИЭ, необходима СНЭЭ мощностью 150 МВт и энергоемкостью 1200 МВт·ч. Энергоемкость СНЭЭ при этом оказывает большее влияние на резерв пропускной способности, чем на ее мощность. Расчеты показали, что даже теоретически невозможно получить резерв пропускной способности более 88 МВт (58,6%), что привело к отказу от установки СНЭЭ в пользу передачи постоянного тока пропускной способностью $2 \cdot 500$ МВт.

Проанализируем вклад СНЭЭ в повышение пропускной способности ЛЭП за счет регулирования активной и реактивной мощности в распределительных сетях Италии. В большинстве схемно-режимных ситуаций до-

статочно задействовать регулирование по реактивной мощности вместо дополнительных капитальных вложений в увеличение энергоемкости и мощности СНЭЭ. Результирующая PQ -диаграмма при этом обладает формой, не характерной для традиционных синхронных генераторов.

Представляет интерес опыт использования СНЭЭ в регулировании частоты в энергосистеме Багамских островов. До 2019 г. Багамская энергосистема имела 65 МВт пиковой нагрузки при 97 МВт установленной мощности генерации. Суперпозиция нагрузок драглайна и портового крана в 2015–2018 гг. приводила к колебаниям нагрузки в 23–50% при скорости набора/сброса 12%/сек с отклонениями частоты ± 1 Гц. Согласно нормативам ENTSO-E в изолированных энергосистемах частота может отклоняться на ± 1 Гц, напряжение на $\pm 10\%$ от номинальных значений. Ввод в 2018 г. СНЭЭ мощностью 9,5 МВт и энергоемкостью 7,31 МВт·ч позволил уменьшить диапазон отклонений частоты до $\pm 0,4$ Гц. Во время урагана в 2019 г. были выведены из строя 46 МВт генерации, но часть нагрузки продолжила функционировать за счет разряда СНЭЭ [8].

Проведем анализ результатов оптимизации места размещения СНЭЭ в радиальной распределительной сети по критерию минимума потерь в сетевой компании Испании. Оптимум достигается при результирующем минимуме потерь в оборудовании сети и СНЭЭ. При наличии распределенной генерации более чем у 40% конечных потребителей выгоднее установка СНЭЭ у конечных потребителей, особенно, если мощность распределенной генерации сопоставима с максимумом нагрузки. В иных случаях установка СНЭЭ более эффективно на головном участке сети [9].

В Турции и Китае получены результаты оптимизации графика заряда наиболее популярных в мире моделей электромобилей от распространенных зарядных станций переменного тока небольшой мощности. Показано, что для сравнительно мощных и емких (порядка 100 кВт·ч) батарей электромобилей ключевую роль в определении влияния на сеть играет остаточный заряд батареи в момент постановки на зарядку. Ввиду необходимости зарядить батарею до достаточного уровня от маломощной сети процесс зарядки продолжается в течение длительного времени (недостаточно времени во время ночного минимума нагрузки), что усугубляет вечерний и утренний пики нагрузки в энергосистеме [10].

Учеными из Южной Кореи разработана система управления группой зарядных станций электромобилей в Южной Корее по технологии Vehicle-2-Grid (V2G). Система обучена, в частности, срезать пики нагрузки, избе-

гать выдачи мощности в энергосистему и реверсивных перетоков. Необычной функцией является оптимизация цикла заряда-разряда внешней СНЭЭ для продления ее срока службы.

Рассмотрим опыт анализа дисциплинированности потребителей Великобритании, участвующих в ценозависимом снижении электропотребления через агрегатора спроса. По статистическим данным снижение суточных пиков при использовании ценозависимого снижения электропотребления составляет 3,2–12,5%, снижение годового пика составляет 2,1–10,3%, а медианное значение снижения пика составляет 9%. Важно отметить, что максимальная вероятность снижения потребления на 5% достигается при задействовании большого количества потребителей (более 80%), а максимальная вероятность снижения потребления на величину 15–20% достижима за счет небольшого количества (менее 20%) наиболее технически оснащенных и дисциплинированных потребителей.

Важным является вопрос согласования настройки средств регулирования напряжения в разветвленных распределительных сетях СН и НН в штате Калифорния (США), где количество отпаек от основного фидера достигает шести. Средства регулирования напряжения включают устройства РПН силовых трансформаторов, управляемые батареи статических конденсаторов, инверторы ФЭС и СНЭЭ. В принятом техническом решении назначаются ведущие по напряжению инверторы и алгоритмы управления ими, как наиболее пригодные для точечного регулирования.

Интересен опыт Великобритании и Ирландии в создании сложнозамкнутой распределительной сети, ранее функционировавшей в радиальном режиме, для передачи электроэнергии от ВИЭ. Для выравнивания перетоков по 3 ветвям схемы применены наборы подвесных и стационарных реакторов с индуктивным сопротивлением 1,65 и 1,45 Ом. Управление реакторами осуществляется через основной канал связи по сети 4G, а резервный – по радиоканалу. Важно отметить, что индуктивное сопротивление сети наращивается вместо применения продольной емкостной компенсации ЛЭП, вероятно, в силу опасений подсинхронного резонанса ВИЭ на частотах 18–27 Гц.

Рассмотрим концепцию, разработанную учеными из Австрии и Германии, модульного конструирования сетей НН, которая подразумевает создание сбалансированных по активной и реактивной мощности ячеек, с учетом наличия в них СНЭЭ для упрощения их объединения в сети, а также расчета режимов (рис. 1). Критериями эквивалентирования ячеек в сети являются как электрические, так и географические.

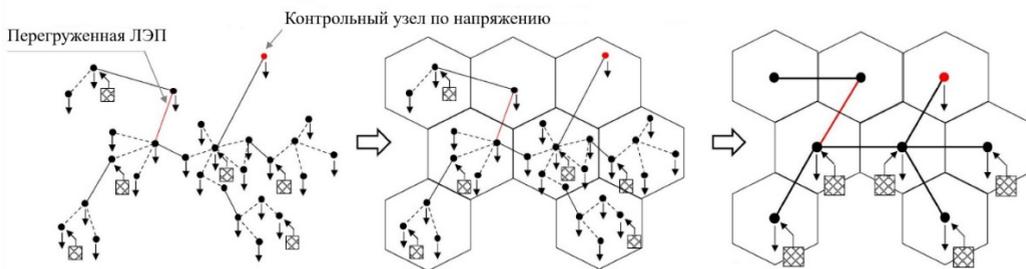


Рис. 1. Принцип модульного конструирования сетей низкого напряжения

Широкое внимание в последние году уделяется вопросу применения современных технологий и технических решений, включая программно-аппаратные средства, для управления развитием и функционированием распределительных сетей. Рассмотрим их подробнее.

Проведем анализ последствий развития распределенной генерации в Северной Европе. В частности, в 1990 г. (перед запуском первого экспериментальной ветропарка Vestas) в Дании насчитывалось 15 электростанций, а в 2014 г. – несколько сотен электростанций, а также несколько тысяч объектов микрогенерации. В Германии явление отрицательных цен на рынке электроэнергии может возникать несколько раз за сутки, суточный размах колебаний цен проходит в границах от -20 до 40 евро/МВт·ч, часовой размах цен достигает 20 евро/МВт·ч. Величина оплаты за нормированное первичное регулирование частоты и мощности на рынке системных услуг достигает 5-кратного размаха в зависимости от схемно-режимной ситуации, при этом оплата за вторичное регулирование частоты и мощности с 2012 г. близка к нулевым значениям. В связи с этим подчеркивается необходимость развития виртуальных электростанций или других типов агрегаторов распределенных энергоресурсов, повышающих техническую и экономическую их управляемость.

Интересен опыт энергообъединения PJM (США), где имеется очередь на технологическое присоединение объектов генерации, количество которых составляет 1376 объектов с суммарной установленной мощностью 180 ГВт. При этом к 2029 г. подана 1021 заявка на присоединение еще 172 ГВт. Следовательно, за 8 лет ожидается двукратный рост мощностей генерации, 70% из которых – объекты ВИЭ, 10% – СНЭЭ, 10% – ВИЭ с СНЭЭ. Большинство собственников планирует ввод объектов гене-

рации в течение 3 лет. Энергообъединение PJM оказалось не готово ни к изменению масштабов, ни структуры генерации. Поэтому горизонт планирования присоединения объектов ВИЭ должен быть не менее 3 лет.

Следует отметить, что в Бразилии (Северо-Восточный регион) за 10 лет произошла эволюция балансов мощности и энергии. Доля гидроресурсов в балансе энергии уменьшилась с 85% до 18%, а доля малых ВИЭ выросла до 52%, в том числе, ветрогенерации – 49 %. КИУМ ветроэлектростанций достиг рекордного значения в 42% (для сравнения, в Германии – 19%, в Китае – 20%).

Важной тематикой, исследуемой и широко обсуждаемой в последние годы является повышение эксплуатационной гибкости, надежности и устойчивости энергосистем и электрических сетей с распределенными энергоресурсами. В связи с этим по предложению General Electric в Великобритании в связи с широким распространением ветрогенерации вводится новый тип прогнозной информации – величина инерции в [ГВА·с]. Следует отметить, что размах колебаний инерции в энергосистеме может составлять порядка 42% от среднего значения в течение суток. При этом различия между отдельными частями энергосистемы могут достигать четырехкратного значения. Необходим переход к прогнозу инерции по зонам на сутки вперед. В противном случае будет регистрироваться факты ложного срабатывания устройств противоаварийной автоматики и АСУ ТП, использующие измерения значений скорости изменения частоты.

В Австралии используется ввод искусственной инерции в систему управления СНЭЭ, мощностью 30 МВА, энергоемкостью 8 МВт·ч. В сравнении с откликом различных синхронных генераторов отклик величины мощности СНЭЭ на возмущение в переходном процессе происходит по линии тренда переходного процесса, без каких-либо знакопеременных синхронных колебаний.

В Великобритании проводились исследования по скорости разворота энергосистемы «с нуля» и восстановления электроснабжения в условиях системных аварий. При этом оценивалась пригодность распределенных энергоресурсов – ветрогенерации, ФЭС, СНЭЭ, зарядных станций электромобилей по технологии V2G для этой цели. Результаты показали, что время восстановления 100% нагрузки составляет в условиях абсолютной децентрализации 32–148 ч, что существенно больше, чем в традиционных энергосистемах с крупными электростанциями (рис. 2).

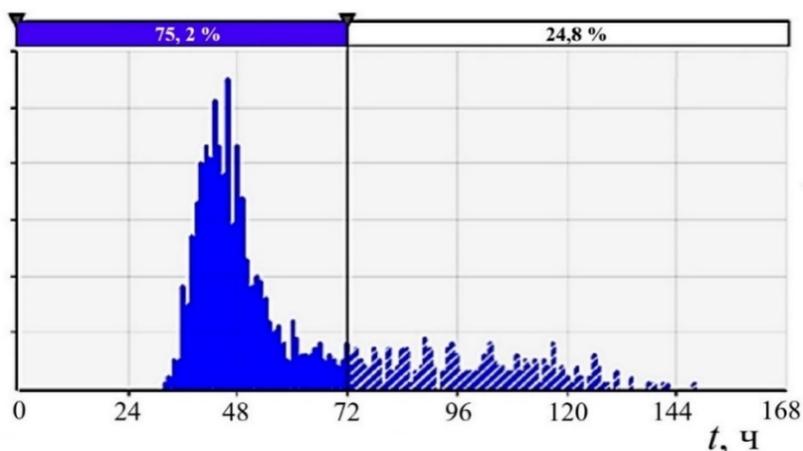


Рис. 2. Время восстановления 100% нагрузки потребителей

Для разворота энергосистемы «с нуля» один из системных операторов Германии Amprion планирует использовать гидроаккумулирующую станцию мощностью 450 МВА, которая должна соединяться с несколькими мощными угольными электростанциями в радиусе 750 км. Результаты расчетов показали, что разворот энергосистемы возможен за 25 мин в ручном режиме или 70 мин в автоматическом режиме. Сборка схемы производится на напряжении $\sim 0,7U_{\text{ном}}$ для ограничения бросков токов намагничивания и перенапряжений на ЛЭП при частоте 51 Гц.

В Германии с целью недопущения развития системных аварий выделяются кластеры с распределенными энергоресурсами и микросетями, которые могут привлекаться к поддержанию и восстановлению частоты в энергосистеме. С учетом доли отказов различных распределенных энергоресурсов предложено формирование кластеров по поддержанию работоспособности энергосистемы. На основе статистических данных было установлено, что вероятность получения управляющего воздействия по ограничению нагрузки в объеме 25 ГВт составляет 99,95%.

В Австралии рассматриваются расширение использования водорода для накопления энергии и реализации системных услуг. Система включает баковые накопители водорода, водородные топливные элементы, электролизеры, а также газовые турбины на водороде. Система готова предоставлять «вращающийся» резерв (постоянная времени на выдачу мощности < 5 с), «горячий» резерв (~ 50 с), «холодный» резерв (~ 3 мин).

В Испании были проведены эксперименты по настройке системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности

для ветропарка таким образом, чтобы он имитировал отклик традиционной управляемой генерации. При этом для ветропарка с располагаемой мощностью ~100 МВт резерв на загрузку поддерживается равным 60 МВт, резерв на разгрузку 40 МВт, частота управляющих воздействий 0,25 Гц. Моделировались различные аварийные возмущения для системы управления ветропарка: задержка на изменение мощности 24 с (шестикратное нормативное значение), несоответствие расчетной максимальной мощности и фактической (располагаемой) мощности ввиду ошибки прогноза, измерения скорости ветра, отсутствие измерения мощности (скорости ветра) с переходом регулятора в режим оценки по установленной мощности, которые дали положительные результаты.

Анализ сетей электроснабжения показал, что в мире 14% населения не имеют доступа к электроэнергии, в том числе 4% – в городах и 27% – в сельской местности. Микроэнергосистемы на базе распределенных энергоресурсов могут эффективно решить эту проблему. Проведено исследование в координатах: размер микроэнергосистемы, плотность населения, расстояние до централизованной сети, сложность рельефа и ландшафта, инвестиционная привлекательность проекта в сравнении с ценой на электроэнергию для потребителя. С учетом особенностей электроснабжения сельских потребителей от экваториальной Африки до районов Крайнего Севера полученные положительные результаты.

Выполненный обзор актуальных тематик показывает, что международное научное сообщество сосредоточено на решении проблем обеспечения надежного функционирования распределенных энергоресурсов в составе энергосистем и изолированных энергорайонов. Тенденции научных исследований в области распределенной генерации и распределительных сетей следующие: от электротехники – к электроэнергетике; от электроэнергетики к общей энергетике и экономике энергетике; от декомпозиции энергосистем к применению теории больших систем [11].

Рассмотрим подробнее текущие и перспективные вызовы, с которыми столкнутся распределительные сети России при массовой интеграции распределенных источников энергии, а также пути их решения.

Текущие и перспективные вызовы

К проблемным вопросам, подлежащим решению, которые будут в ближайшей перспективе являться вызовами для распределительных сетевых компаний, следует отнести следующие:

- излишние отключения генерирующих установок распределенной генерации и нагрузки, в связи с увеличением скорости протекания переходных процессов при работе в островном/автономном режиме [12, 13];
- сложности с обеспечением селективности (ложные и излишние срабатывания), чувствительности (отказы в срабатывании) и быстродействия устройств релейной защиты [14, 15];
- некорректное функционирование устройств автоматики энергосистем – сетевой и противоаварийной [16, 17];
- рост количества системных и локальных аварий с тяжелыми последствиями для различных потребителей, включая промышленных, в том числе с участием объектов ВИЭ;
- возникновение незатухающих колебаний параметров режима при наличии множества интеллектуальных устройств с локальными алгоритмами управления;
- невозможность ручного управления режимами в распределительных сетях низкого и среднего напряжения при массовой интеграции распределенных источников энергии, включая микрогенерацию [18].

Часть текущих и перспективных вызовов уже достаточно подробно рассмотрена в научно-технической литературе, поэтому уделим внимание только некоторым из них.

1. Рост количества системных и локальных аварий

Тренд на либерализацию электроэнергетики и необходимость увеличения передачи электроэнергии, вследствие роста нагрузки и увеличения объемов генерации, с учетом изменения структуры генерирующих мощностей в сторону ВИЭ, привело к тому, что электросетевые компании стали эксплуатировать электрические сети в критических режимах, близких к допустимым границам по надежности.

В сложных энергосистемах происходят десятки тысяч и более аварийных возмущений в год, вызываемых различными причинами, которые ликвидируются устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики, недостаточная эффективность и надежность которых приводит к серьезным системным авариям с тяжелыми последствиями для потребителей и существенным экономическим ущербам. Такие аварии происходят, как правило, в результате чрезвычайных событий в энергосистеме, и часто связаны с перегрузками ЛЭП и последующим нарушением устойчивости по напряжению. Нередко в результате системной аварии энергосистема делится на части, в каждой из которых, в результате нарушения ба-

ланса между генерируемой и потребляемой мощностью, отключаются как электроустановки потребителей, так и генерирующие мощности.

ЕЭС России также не обладает полноценным иммунитетом к крупным системным авариям. Приведем пример одной аварии, которая произошла 22.08.2016 г. на Рефтинской ГРЭС (филиал ПАО «Энел Россия»), когда при КЗ на отходящей ВЛ 220 кВ и шинах 220 кВ произошел отказ основных и резервных защит. В результате аварии произошло отделение на изолированную работу Тюменской энергосистемы и части ОЭС Сибири. При этом максимальное снижение частоты в ЕЭС России – составило 49,63 Гц, действием АЧР была отключена нагрузка в объеме 643 МВт, действием САОН – 734 МВт (суммарная мощность отключенных потребителей – 1 377 МВт), потеря генерации в ЕЭС России составила более 7 ГВт. Суммарная численность отключенного населения составила около 826 000 человек в следующих регионах: Забайкальский край (65,9 тыс. чел / 32,35 МВт), Республика Бурятия (327,8 тыс. чел / 98 МВт), Кемеровская область (177 тыс. чел / 891 МВт), Новосибирская область (145,6 тыс. чел / 132,4 МВт), Омская область (2,7 тыс. чел / 20 МВт), Алтайский край и Республика Алтай (107,3 тыс. чел / 118,5 МВт). По результатам анализа процесса развития аварии было выявлено, что часть генерирующего оборудования неудовлетворительно участвовала в общем первичном регулировании частоты, а именно: в ОЭС Урала – 40%, в ОЭС Сибири – 26%, в ОЭС Центра и ОЭС Юга – 17%, в ОЭС Северо-Запада – 13% и в ОЭС Средней Волги – 2%, что является недопустимым.

Текущие тенденции в электроэнергетике, включая массовую интеграцию объектов ВИЭ, микрогенерации и др. вероятнее всего только увеличат риск возникновения и развития системных аварий [19, 20].

Помимо системных аварий высока вероятность возникновения локальных аварий, которые затрагивают отдельные энергорайоны и не оказывают существенного влияния на функционирование всей энергосистемы. Однако, их количество может быть существенно выше, а суммарные ущербы для потребителей не менее значимыми, поскольку они будут связаны с их полным или частичным погашением.

Рассмотрим пример одной локальной аварии, которая произошла 14.07.2016 г., когда при однофазном КЗ, вызванном касанием строительной техники проводов ВЛ-110, произошло выделение Ириклинской ГЭС (установленная мощность – 30 МВт, 4 гидрогенератора по 7,5 МВт) и Бурибаевской СЭС (установленная мощность – 10 МВт) в островной режим

с нагрузкой ПС «Строительная» и Бурибай-Юлдыбаевского энергорайона энергосистемы Республики Башкортостан. Режим, предшествующий аварии был следующим: на Ириклинской ГЭС в работе 2 гидрогенератора с нагрузкой 15,2 МВт, на Бурибаевской СЭС в работе 10 инверторов с нагрузкой 6,8 МВт, при этом потребление энергорайона составляло 25 МВт (нагрузка смешанная, промышленно-бытового характера).

В островном режиме, как показало расследование причин аварии, возникли флуктуации частоты, которые коррелируются с периодическим включением/отключением инверторов Бурибаевской СЭС, что привело к необходимости их отключения по команде диспетчера, с частичным погашением нагрузки в энергорайоне. Выделение Ириклинской ГЭС и Бурибаевской СЭС в островной режим показало, что в технические условия на технологическое присоединение объектов ВИЭ следует включать технические требования как к силовому оборудованию, так и к алгоритмам функционирования систем автоматического управления инверторов для обеспечения их надежной параллельной работы с ЕЭС России, а также при выделении в островной режим. При работе в основном режиме следовало бы использовать ряд алгоритмов инверторов с соответствующими настройками, что позволило бы сохранить СЭС в работе, обеспечив выдачу ~6–8 МВт активной и 2–4 МВАр реактивной мощности [21].

2. Возникновение незатухающих колебаний параметров режима

Возникновение незатухающих колебаний параметров электрического режима происходит, как показывает практический опыт, вследствие несовместимости локальных алгоритмов управления/регулирования активных энергетических установок, интегрируемых в сети. Рассмотрим конкретный пример возникновения такой ситуации.

За счет применения систем гарантированного и бесперебойного питания с источниками бесперебойного питания (ИБП) и дизель-генераторными установками (ДГУ) обеспечивается бесперебойность электроснабжения особой группы электроприемников I категории надежности, а также отделение несимметричных и нелинейных нагрузок от чувствительных к ним ДГУ. При этом ИБП и ДГУ – являются активными энергоустановками, располагающими собственными системами автоматического управления/регулирования.

На рисунке 3 представлена осциллограмма прямого пуска компрессора кондиционера при работе системы электроснабжения в островном режиме с питанием от ДГУ. Из рисунка 3 видно, что процесс от начала и

до конца сопровождается незатухающими колебаниями параметров режима, является несимметричным и нелинейным, о чем свидетельствует появление значительного тока в рабочем нейтральном проводе, носящего характер незатухающих колебаний с диапазоном от 10–15 до 50 А, аналогичное явление наблюдается и на ИБП. Диапазон колебаний полной мощности ДГУ при этом составляет ~ 10 кВт (100% мощности компрессора).

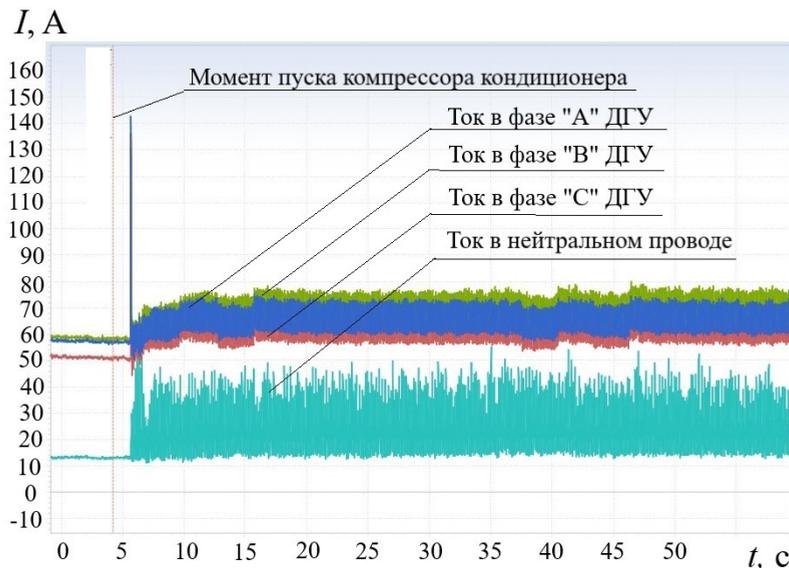


Рис. 3. Переходный процесс при пуске компрессора кондиционера ($P_{ном} = 10$ кВт) при работе от ДГУ ($P_{ном} = 120$ кВт)

Приведенный пример свидетельствует о том, что наличие в электрической сети двух и более активных энергетических установок с локальными системами автоматического управления/регулирования (генераторов с АРВ, РПН понижающих трансформаторов, вольто-добавочных трансформаторов, автоматических регуляторов напряжения СКРМ, динамических компенсаторов провалов/прерываний напряжения, ИБП и др.) может приводить к их несогласованному поведению, сопровождаемому незатухающими колебаниями параметров режима. В данном случае была произведена перенастройка САУ ИБП и данный режим больше не возникал при проведении повторных натуральных испытаний.

Для предотвращения возникновения описанных режимов необходимо при проектировании или комплексном энергетическом обследовании проводить анализ устойчивости функционирования САУ/САР активных

энергетических установок в различных схемно-режимных ситуациях с применением средств математического моделирования [22, 23].

Учитывая необходимость обеспечения надежного электроснабжения потребителей при возникновении локальных и системных аварий, а также координации алгоритмов функционирования САУ активных энергетических установок, рассмотрим принципы создания ЛИЭС, в которых данные вопросы должны быть успешно решены.

Перспективы создания ЛИЭС, интегрируемых в ЕЭС России

Принципы создания ЛИЭС, которые по определению являются сбалансированными, в отличие от концепции активных энергетических комплексов (АЭК), предполагают радикальные изменения существующей системы экономических отношений на розничном рынке электроэнергии. Создание ЛИЭС должно содействовать повышению бесперебойности и доступности электроснабжения, а также частично решить проблему перекрестного субсидирования на розничном рынке электроэнергии. Также ЛИЭС открывают возможности для использования маневренных генерирующих установок распределенной энергетики в покрытии графиков нагрузки распределительных сетей, привлечения генерирующих установок, оснащенных устройствами автоматического регулирования возбуждения, к регулированию узловых напряжений для оптимизации потоко-распределения и снижения потерь электроэнергии в сетях.

Важно, что создание ЛИЭС будет содействовать информационному обеспечению оперативно-технологического персонала распределительных сетевых необходимой информацией за счет повышения наблюдаемости и управляемости сетью, что соответствует задачам реализуемой программы цифровизации. Учитывая, что при массовой интеграции объектов распределенной генерации невозможно осуществлять ручное управление электрическими режимами в сетях, то система автоматики должна реализовывать все основных функций и освободить персонал распределительных сетей и ЛИЭС от принятия решений в темпе процесса. Это позволит снизить риски неправильных действий персонала и частично снять проблемы технологического присоединения ЛИЭС.

Развитие распределенной энергетики с созданием ЛИЭС, интегрированных в распределительные сети, может стать важным фактором, сдерживающим рост тарифов на электроэнергию и повышающим ее доступность для потребителей в удаленных и других энергорайонах, в том числе

с «закрытыми» центрами питания, а также обеспечить привлекательность инвестиций в электроэнергетику регионов.

Область эффективного применения ЛИЭС – системы энергоснабжения промышленных предприятий, моногородов, территорий опережающего социально-экономического развития, промышленных парков и промышленных кластеров, где планируется использование объектов распределенной энергетики в качестве основных источников энергоснабжения.

Система автоматики ЛИЭС должна обеспечивать надежное функционирование объекта распределенной энергетики и потребителей в автономном режиме, при параллельной работе с энергосистемой с избытком, дефицитом и в условиях самобаланса по мощности под автоматическим режимным и противоаварийным управлением с автооперированием.

Поэтому, система автоматики ЛИЭС должна выполнять функции:

- опережающего противоаварийного сбалансированного отделения ЛИЭС от внешней сети с целью предотвращения нарушений устойчивости параллельной работы и перехода в автономный режим;

- поддержания постоянной готовности к спорадическому противоаварийному сбалансированному отделению ЛИЭС от внешней сети действиями автооператора и режимной автоматики по выбору состава включенных генерирующих установок, их загрузки и сечений для деления;

- автоматического перевода ЛИЭС из режима параллельной работы в автономный, из автономного в режим параллельной работы с внешней сетью в процессах поддержания и восстановления нормального режима, а также при оперативной необходимости;

- мультиагентного управления режимами активных распределительных сетей, учитывая ее самодостаточность;

- информационной интеграции ЛИЭС с внешней распределительной сетью для решения задачи повышения наблюдаемости сети за счет применения устройств синхронизированных векторных измерений.

Указанная система автоматики ЛИЭС позволит:

- создавать MiniGrid на базе существующих или вновь вводимых в эксплуатацию объектов распределенной энергетики с нагрузками энерго района соизмеримой мощности;

- содействовать повышению экономической эффективности малого энергетического бизнеса по производству электрической и тепловой энергии, а также привлечению инвестиций в создание ЛИЭС, обеспечивающих

надежное и бесперебойное энергоснабжением потребителей, со сроками возврата инвестиций 5–7 лет;

– обеспечивать надежное функционирование систем энергоснабжения потребителей при системных авариях за счет опережающего противояварийного сбалансированного отделения ЛИЭС с нагрузкой;

– при наличии нескольких точек присоединения ЛИЭС к внешней электрической сети и использовании одной или двух из них для осуществления режима параллельной работы, ЛИЭС может выступать в качестве эффективного средства управления пропускной способностью внешней распределительной сети, непосредственно связанной с ЛИЭС.

Широкое применение ЛИЭС соответствует целям концепции и «дорожной карте» национального проекта «Интеллектуальная энергетическая система России», подготовленных по поручению Президента РФ В.В. Путина от 28.10.2014 №ПР-2533, в которых движущими факторами развития интеллектуальной энергетической системы России определены распределенная генерация и активный мотивированный потребитель.

На пути масштабного развития ЛИЭС в России стоят организационно-правовые барьеры, связанные с необходимостью разделения энергетического бизнеса по видам деятельности (генерация; передача; реализация энергии), что увеличивает расходы на операционное управление ЛИЭС и снижает его оперативность. Отсутствие разработанных типовых технических условий на технологическое присоединение ЛИЭС к распределительным сетям приводит к затягиванию процессов согласования технических условий на технологическое присоединение, проектов и получению подтверждений об исполнении технических требований.

Возможности для масштабного внедрения ЛИЭС имеются, но для этого необходимы согласованные действия органов исполнительной власти субъектов РФ, муниципальных образований, РСК, филиалов АО «СО ЕЭС» и инвесторов в интересах повышения доступности и надежности тепло- и электроснабжения населения и хозяйствующих субъектов.

Для содействия развитию ЛИЭС необходимо сформировать общие требования к ним, перечень технических решений на базе отечественных наилучших доступных технологий и разработать методические рекомендации по обоснованию их применения и проектированию. Реализация проектов ЛИЭС будет содействовать беспрепятственному развитию городов при расширении (освоении; переустройстве) территорий, снятию проблем с реконструкцией существующих распределительных электрических

и тепловых сетей, имеющих ограничения по пропускной способности и др., повышению эффективности использования газа и экологичности за счет применения когенерационных установок (замещение котельных; разгрузка «закрытых» центров питания), повышению эффективности утилизации вторичных энергоресурсов, отходов жизнедеятельности и др.

Учитывая преимущественно суровые климатические условия в большинстве регионов России, применение в составе ЛИЭС высокоэффективных когенерационных установок позволяет осуществлять выработку электрической и тепловой энергии с высокой энергоэффективностью и экономической выгодой при минимальных экологических последствиях, а также с заданными показателями качества.

Активная заинтересованность органов исполнительной власти субъектов РФ и муниципальных образований в эффективном использовании технологии создания ЛИЭС позволяет решить проблемы повышения доступности и бесперебойности тепло- и электроснабжения территорий. Региональные стратегии перехода к распределенной энергетике, предусматривающие проведение реконструкции районных муниципальных котельных с их переводом в мини-ТЭЦ, используя механизм государственно-частного партнерства, позволяют решить поставленные задачи.

Для решения задачи развития ЛИЭС требуется внесение изменений и дополнений в Федеральные законы Российской Федерации:

– от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике» с целью дополнения разделом по распределенной генерации, работающей в составе ЕЭС России, с разрешением на совмещение деятельности (генерация; передача; реализация энергии) в одной компании при создании ЛИЭС;

– 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.

Кроме того, требуется внесение изменений и дополнений в Постановление Правительства Российской Федерации:

– от 17 октября 2009 г. №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» для включения в Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ информации по объектам распределенной генерации для возможности определения их инвестиционной привлекательности для усиления конкуренции на розничных рынках;

– от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» для включения в Схемы теплоснабжения муниципальных образований информации по распределенной энергетике для возможности определения где, сколько, каких и когда объектов распределенной энергетике нужно вводить для повышения доступности и бесперебойности теплоснабжения потребителей.

В перспективе необходимо проведение исследований, направленных на обобщение опыта создания ЛИЭС, выполнение оценки их значимости в решении задач трансформации электроэнергетики России, а также разработки перспективных планов по дальнейшему их тиражированию.

Заключение

Формирование локальных интеллектуальных энергосистем на базе объектов распределенной энергетике предусмотрено Энергетической стратегией РФ на период до 2035 г.

Научные исследования на международном и российском уровне сосредоточены на вопросах планирования развития и эксплуатации активных распределительных систем с целью реализации энергетического перехода и декарбонизации.

С учетом текущих и перспективных вызовов требуется разработка и реализация компенсационных технических мероприятий для повышения отказоустойчивости, надежности и энергетической безопасности активных распределительных систем.

Развитие объектов распределенной энергетике в России процесс малоуправляемый, слабо регулируемый и плохо прогнозируемый.

Необходимо на законодательном уровне однозначно определить цели, задачи и ожидаемые эффекты от развития объектов распределенной энергетике.

Требуется определить: где, сколько, каких и когда вводить объектов распределенной энергетике для повышения доступности и бесперебойности энергоснабжения.

Необходима разработка механизмов получения и обоснованного распределения между субъектами рынка системных и локальных эффектов от объектов распределенной энергетике.

Литература

1. Министерство энергетики Российской Федерации: Проект «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года» [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 31.05.2021).
2. Илюшин, П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети: монография / П.В. Илюшин // Библиотечка электротехника. – 2020. – №8 (260). – С. 1–116.
3. ГОСТ Р 53905-2010. Энергосбережение. Термины и определения. – М: Стандартинформ, 2011.
4. Воропай, Н.И. Надежность систем электроснабжения / Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2006. – 205 с.
5. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина. – М: ИНЭИ РАН, Московская школа управления СКОЛКОВО. 2019. – 209 с.
6. Филиппов, С.П. Распределенная генерация и устойчивое развитие/ С.П. Филиппов, М.Д. Дильман, П.В. Илюшин // Теплоэнергетика. – 2019. – № 12. – С. 4–17.
7. Самойленко В.О. О стандартизации и унификации принципов построения релейной защиты фотоэлектрических станций / В.О. Самойленко, Д.А. Трапезников, П.В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2020. – № 3 (40). – С. 10–25.
8. Илюшин, П.В. Анализ международного опыта формирования условий для эффективного применения систем накопления электроэнергии в управлении режимами / П.В. Илюшин, П.К. Березовский // Энергетик. – 2019. – № 11. – С. 3–8.
9. Илюшин, П.В. Механизмы окупаемости инвестиций в системы накопления электрической энергии при их использовании для снижения пиковых нагрузок и затрат на мощность/ П.В. Илюшин, С.В. Шавловский // Релейная защита и автоматизация. – 2021. – № 1 (42). – С. 12–20.
10. Илюшин, П.В. Подходы к формированию технических требований по участию объектов распределённой генерации в регулировании напряжения в энергосистеме // Энергетик. – 2019. – № 3. – С. 12–18.
11. Материалы заседания секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС

ЕЭС» по теме: «Обзор трендов развития и опыта использования распределенных энергетических ресурсов по состоянию на 2020 г.» от 12.11.2020 г. – М.: НП «НТС ЕЭС». – 13 с.

12. Илюшин, П.В. О свойствах энергоустановок с газопоршневыми двигателями // Илюшин, П.В. Электрические станции. – 2009. – № 11. – С. 42–46.

13. Илюшин, П.В. О специальном воздействии на систему возбуждения автономно работающих генераторов при больших набросах нагрузки // П.В. Илюшин, Ю.Е. Гуревич / Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2016. – №2. – С. 2–7.

14. Илюшин, П.В. Трансформация технических требований к устройствам РЗА в условиях массового внедрения распределенных источников энергии // П.В. Илюшин, А.Л. Куликов / Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – №2. – С. 28–35.

15. Куликов, А.Л. Принципы организации релейной защиты в микросетях с объектами распределённого генерирования электроэнергии // А.Л. Куликов, М.В. Шарьгин, П.В. Илюшин / Электрические станции. – 2019. – №7. – С. 50–56.

16. Куликов А.Л., Лоскутов А.Б., Илюшин П.В., Севостьянов А.А. Обеспечение когерентности цифровой обработки сигналов токов и напряжений электроэнергетических систем при снижении частоты дискретизации // Электричество. – 2020. – №8. – С. 5–16.

17. Куликов, А.Л. Обеспечение гарантированного высокого быстродействия автоматической частотной разгрузки в условиях отклонения показателей качества электроэнергии на основе процедуры последовательного анализа Вальда / А.Л. Куликов, П.В. Илюшин, А.А. Лоскутов и др. // Электрические станции. 2021. №4 (1077). С. 41–50.

18. Илюшин, П.В. Особенности реализации автоматики управления режимами энергорайонов с объектами распределительной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Релейная защита и автоматизация. – 2019. – №3 (36). – С. 14–23.

19. Воропай, Н.И. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай, В.Г. Курбацкий, Н.В. Томин и др. – Новосибирск: Изд-во Наука, – 2016. – 332 с.

20. Илюшин, П.В. Требования к разгрузке при вынужденном отделении от сети электростанции с собственными нуждами и нагрузкой на

напряжении 6–10 кВ // П.В. Илюшин / Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2011. – № 6. – С. 23–27.

21. Попков, Е.Н. Опыт эксплуатации солнечных электростанций в части их параллельной работы с ЕЭС России / Е.Н. Попков, Р.И. Сейт // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2017. – № 2 (77). – С. 119–125.

22. Симонов, А.В. О моделировании ветровых электростанций для выбора состава и параметров настройки устройств релейной защиты при их интеграции в распределительные сети / А.В. Симонов, П.В. Илюшин // Энергетик. – 2020. – № 12. – С. 49–54.

23. Илюшин, П.В. Комплексное моделирование электрических режимов в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения предприятий с собственной генерацией / П.В. Илюшин // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т.22. – №4 (135). – С. 122–135.

КОНКУРЕНТНЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КАК КЛЮЧЕВОЙ ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СТРАНЫ

Кутовой Г.П.,

заслуженный энергетик России,
научный руководитель Центра экономических методов
управления в энергетике КЭУ НП «КОНЦ ЕЭС»,
заместитель председателя
Комитета энергетической стратегии и развития ТЭК ТПП РФ,
к.т.н., д.н.э., проф.

В настоящее время обсуждение технологических, технических, экологических и экономических проблем функционирования и развития электроэнергетики все чаще и все громче переключается на тематику цифровизации, интеллектуализации, декарбонизации и роботизации отрасли.

Вместе с тем, отмечая исключительную важность и актуальную необходимость организации нового технологического уклада в энергетике, следует помнить, что вышеназванная проблематика не должна нас уводить от острой необходимости решения неотложных текущих и перспективных задач функционирования отрасли в части приведения рыночных отношений хозяйствующих субъектов в обороте электроэнергии в состояние гармонического баланса экономических интересов производителей и потребителей энергии [1, 2]. Это важно иметь в виду, так как «оцифровка, роботизация и пр.» должны рассматриваться как надстроечные механизмы ускорения принятия оптимальных решений, в то время как практикуемые управленческие алгоритмы в настоящее время далеко не соответствуют критериям интеллектуальной оптимальности в рыночной экономике. Известно, что единственным объективным многофакторным критерием оптимальных сбалансированных отношений двух сфер человеческой деятельности – сферы производства продукции (услуг) и сферы их потребления являются их *цена, продифференцированная по параметрам потребляемой продукции, и ее качество. Чем меньше требуется реально-*

му сектору экономики оплачивать энергообеспечение своего бизнеса, тем выше его рентабельность конкурентоспособность и темпы инновационного обновления его продукции.

По уровню энергоемкости ВВП наша страна не занимает передовые позиции в мировой экономике. В этом отношении функционирующая сегодня практика в электроэнергетике далека от всеми понимаемых критерий оптимальности. Это важно учитывать, так как дорогостоящая «оцифровка» того, что сегодня практикуется – это дорогостоящий риск последующих переделок с не менее дорогостоящими затратами.

В рамках широко обсуждаемой ценовой проблемы при сложившемся обороте электроэнергии и тепла можно сделать некоторые аналитические выводы и предложения.

Во-первых, недостатки ценообразования в системе рыночного оборота электроэнергии и тепла к настоящему времени всем понятны, так как только в прошлом году это проблема в разной постановке неоднократно обсуждалась экспертным сообществом на разных конференциях и «круглых столах», например, в Комитете по энергетике ГД РФ 8 раз (последний раз 07.04.21) и три раза на заседаниях Комитета по энергетической стратегии развития ТЭК ТПП РФ. Рекомендации обсуждения направлялись в Минэнерго России и Правительство РФ, однако они пока не послужили достаточно убедительными факторами для принятия политического решения о необходимости продолжения реформ в этой важнейшей сфере социально-экономического обеспечения развития нашей страны. Руководство Минэнерго России и Минэкономики России докладывают Руководству страны о том, что электроэнергетика страны располагает такими резервами, которые готовы обеспечить любой «прорывной» экономический рост в стране. И это действительно так, но во что обходится реальному сектору экономики это вынужденное содержание этих замороженных на десятилетия «складских мощностей» специально не оговаривается, чтобы не вскрывать и не рассматривать эту проблему по существу. Пока сложившееся финансовое благополучие всех энергетических компаний под защитой «эффективного» государственного регулирования всех устраивает, а псевдорынок обеспечивает безрисковое финансовое благополучие давно технологически и экономически устаревших мощностей за счет потребителей. Сохранение сложившегося положения превращает электроэнергетику в возрастающий тормозящий фактор социально-экономического развития страны.

В результате сегодня электроэнергетика в силу неадекватного спросу наращивания производственных и сетевых (инфраструктурных) мощностей превратилась в сдерживающий фактор развития нашей экономики, т.е. согласно принятой Доктрине энергетической безопасности превратилась в фактор внутренней угрозы развитию нашей экономики [3].

Если кратко представить весь спектр, сложившихся к настоящему времени основных претензий к состоянию отрасли и рекомендаций по их разрешению, то можно коротко констатировать:

1. За весь 30-ти летний период постпланового развития нашей страны общий объем электропотребления и суммарный совмещенный максимум электрических нагрузок ЕЭС России к настоящему времени только приблизились по величине к соответствующим показателям 1990 года! Вместе с тем, избыточная суммарная мощность электростанций составила на конец 2020 года $(249 - 152) = 97$ ГВт, что при необходимых 20% резервных мощностей $(152 \cdot 0,20) = 30,4$ ГВт, содержится свыше 60 ГВт установленных мощностей электростанций за счет оплаты отечественными потребителями реального сектора экономики. Это «складской» резерв невостребованных мощностей электростанций.

Строительство новых мощностей по программе ДПМ за счет покупки 80% импортного оборудования не сопровождалось адекватным выводом из работы старого оборудования. Это обстоятельство свидетельствует о слабой предварительной подготовке такого решения без мобилизации отечественного машиностроения для максимального участия в поставках оборудования. В результате вся программа нового строительства за счет финансовых средств потребителей оказалась преждевременной и в 2,0–2,5 раза более дорогой по сравнению с программой модернизации действующих мощностей, которую в условиях избытка установленных мощностей необходимо было реализовать в первую очередь. *Это тот случай, когда от перестановки мест слагаемых, суммарный эффект меняется.*

2. Естественно, что построены были и соответствующие линии электропередачи разных классов напряжения и подстанции с трансформаторными мощностями для выдачи в сеть мощности этих электростанций, что снизило загрузку сетей перетоками электроэнергии в целом по всему электросетевому комплексу до ~35%, вместо ~70% по условиям надежности перетоков и электроснабжения потребителей. Естественно, что и содержание такого избыточного по пропускной способности электросетево-

го комплекса осуществляется только за счет цен (тарифов) на транспорт электроэнергии существующими электропотребителями.

3. Избыточные производственные мощности не стали мотивацией для существенного увеличения экспорта электроэнергии в соседние страны. Напротив, за 30 лет экспорт электроэнергии в сопредельные страны уменьшился почти в два раза, тем самым не используется и этот мощный фактор снятия финансового бремени с отечественного потребителя.

4. Величина перекрестного субсидирования цен (тарифов) на электроэнергию для населения и приравненных к ним потребителей, а также межрегиональная ценовая (тарифная) надбавка – перекрестка для потребителей ДВФО, Крыма, Сев. Кавказа и др; регионов, ценовые надбавки для поддержки программ ВИЭ, утилизации мусора превратили электроэнергетический рынок (конкурентный отбор мощности – КОМ) в некий псевдобюджетный государственный финансовый источник или другими словами – в государственный механизм сбора финансовых средств с субъектов реального сектора экономики с закрытым для плательщиков экономическим эффектом использования этих средств. За счет такого госрегулирования государство изымает из доходов реального сектора экономики с учетом всех государственных регуляторных факторов по вышеизложенным пп. 1, 2, 3 свыше 1,0 трлн Р в год. Представляется очевидным, что транспарентное и эффективное использование таких финансовых средств для поддержки энергоэффективных инициатив возможно в виде, например, специально созданного целевого инвестиционного Фонда господдержки энергетической эффективности (ЦИФЭЭ) с конкурсным механизмом доступа к этим средствам.

5. Вопросы комплексного энергообеспечения городов и энергоснабжения потребителей в селитебной и промышленных зонах городов в нашей стране не рассматриваются одновременно в системном единстве с проблемами градостроительства как на стадии разработки генпланов городов, так и в схемах их теплоснабжения, газоснабжения, водоснабжения, водоотведения, транспортного обеспечения и других инфраструктурных проблем, включая решение задач природоохранного характера. Разрабатываемые генпланы городов и неадекватные отраслевые схемы обеспечения их реализации устаревают еще до момента их утверждения из-за их низкого профессионального уровня и требуют перманентной корректировки. Поэтому, например схемы теплоснабжения городов, в которых обосновываются параметры развития уже существующих зон централизо-

ванного теплоснабжения на базе энергоисточников комбинированного производства тепловой и электрической энергий с экономией до 40% топлива по сравнению с вариантами раздельного производства электроэнергии на конденсационных электростанциях и отдельных тепловых котельных *не утверждаются как нормативно-правовые документы*, обязательные к исполнению. Это позволяет хозяйствующим субъектам, территориально находящимся в зоне централизованного теплоснабжения от ТЭЦ, принимать для себя решения вопреки утвержденным схемам теплоснабжения города с переходом на локальные схемы теплоснабжения от собственных котельных. Такого рода конъюнктурные решения обуславливают уменьшение теплофикационной загрузки ТЭЦ, что наряду с неадекватным ценообразованием технологическим возможностям для ТЭЦ на ОРЭМе, определяют ее экономическую убыточность. Вопреки мировому тренду ежегодного увеличения на 2,8% мощностей когенерации доля комбинированной выработки электро- и теплоэнергии в нашей стране за постплановый период снизилась на треть. И это в нашей северной стране, что «свидетельствует об одном – система экономических отношений в этой сфере выстроена неправильно» [4]. Сохранение такой ценовой тенденции на перспективу приведет к деградации систем комбинированного энергоснабжения города и банкротству ТЭЦ как субъекту хозяйственной деятельности. Такое положение дел полностью противоречит № 35-ФЗ (Ст. 13, п. 1), № 190-ФЗ (Ст. 23, п. 8) [5] и Энергетической стратегии до 2035 года [6].

6. Инвестиционная привлекательность отрасли настолько низкая, что государство вынуждено полагаться не на рыночные механизмы мотивации инновационного развития отрасли, а принуждать уже существующих потребителей оплачивать возврат энергокомпаниям инвестиции в строительство новых энергетических объектов, безвозмездно увеличивая имущественную капитализацию энергокомпаний. Коммерческая потребность для потребителей в новых производственных фондах энергокомпаний отсутствует. Названный механизм получил название *обязательные договоры поставки мощности (ДПМ)*. Этот нерыночный механизм является российским изобретением авторов рыночных преобразований в электроэнергетике. Он очень прибыльный для энергокомпаний и экономически ущербный для потребителей, так как государство позволило энергокомпаниям фактически бесконтрольно и в обязательном порядке переложить все коммерческие и прочие риски только на безропотных потреби-

лей. Создалось абсурдное положение, когда потребители вкладывают деньги в модернизацию своих технологий и в меры по энергосбережению для снижения затрат на покупку электроэнергии, а государство обязывает их безвозмездно оплачивать инвестиции в строительство новых энергоустановок, которые по большому счету им не нужны, а нужны для тех новых потребителей, которых может и не быть. И эти платежи «за того парня» – это просто нерыночное псевдоналоговое обременение реального бизнеса с изъятием части его прибыли, которая ему самому необходима для собственной инновационной модернизации для обеспечения конкурентоспособности на рынках своей продукции. Если бы эти платежи увеличивали бы долю государства в акционерном капитале энергокомпаний, то эти псевдоналоговые сборы еще можно было как-то понять. Но платежи потребителей по ДПМ государством закамуфлированы как обязательный возврат инвестиций для энергокомпаний и поэтому превращаются в собственность энергокомпаний. Зарубежным энергетикам такой «бизнес» даже во сне не мог присниться!

6. На уровне субъектов Российской Федерации на так называемых региональных рынках электроэнергии в концепции реализованной реформы в № 35-ФЗ никакой конкуренции электрогенерации не предусматривалось. Сфера энергосбытовой деятельности на розничных рынках предусматривалась и закреплена как конкурентная среда лишь для энергосбытовых компаний с монопольным положением на этих рынках так называемых гарантирующих поставщиков (ГП). Последним вменена обязанность никому не отказывать в заключении договоров на поставку электроэнергии, имея в виду в первую очередь коммунально-бытовых и приравненных к ним потребителей. Но поскольку энергосбытовые компании занимаются лишь трансляцией цен (тарифов) с оптового рынка на региональные рынки без оказания каких-то дополнительных сервисных услуг потребителям, что и определяло бы их конкурентную пользу для потребителей, то распределение энергосбытового рынка между частными энергосбытовыми компаниями происходит лишь с участием «человеческого фактора». В результате энергосбытовая деятельность в целом ряде случаев превратилась в криминальную среду с уводом собранных с потребителей денег с электроэнергетического рынка в ущерб и производителям электроэнергии и электросетевым компаниям. Об ущербе такого регионального рынка электроэнергии с предложением вернуть функции ГП электросетевым компаниям в экспертном сообществе говорилось всегда и даже в свое время было совместное обращение Председателя НП «НТС ЕЭС» (Дьяков А.Ф.)

и Председателя Комитета энергетики ГосДумы РФ (Грачев И.Д.) в адрес руководства субъектов РФ выступить с законодательной инициативой – соответствующей поправкой к № 35-ФЗ передать функции ГП электросетевым компаниям (АО «МРЭСК»), превратив тем самым энергосбытовую деятельность в действительно конкурентную среду для всех энергосбытовых компаний, как это успешно реализовано на розничном рынке электроэнергии, например, в Великобритании. Законодательная инициатива Курской губернии по этому вопросу была, к сожалению, отклонена, и этот вопрос не решен и сегодня из-за «высокого риска возникновения конфликта интересов у электросетевых компаний». Названный аргумент очень трудно себе представить в реальной жизни. В то же время последние криминальные события с энергосбытами в ряде регионов страны лишь подтверждают давно назревшую необходимость внесения законодательных поправок в № 35-ФЗ. Кроме того, жизнь в условиях псевдорынка с масштабным появлением в регионах распределенной генерации разного типа, включая ВИЭ, появление все большего количества когенеративных электростанций промышленных предприятий (блок-станций), организация рыночных отношений производителей и потребителей теплоэнергии в городах и актуализация возврата всех ТЭЦ с ОРЭМа на городские рынки тепла и региональные рынки электроэнергии ставят вопрос о преобразовании региональных розничных рынков электроэнергии в действительно конкурентные платформы для поставщиков электроэнергии и ценозависимых потребителей электроэнергии. Именно на уровне розничных рынков должна начинаться конкуренция между собой как местных разного типа генераций электроэнергии, так и с поставками электроэнергии (мощности) с ОРЭМа за поставки электроэнергии ценозависимым потребителям.

Принятие Правительством РФ постановления от 2.03.2021 №299 о разрешении владельцам установок микрогенерации (солнечных и ветрогенераций) продавать избытки генерации своим соседям является первым и очень скромным микрошагом в этом направлении. Постановление приняли, а процесса создания действительно конкурентных условий на розничных рынках, как и самой микрогенерации, нет. Представляется, что принятие указанного постановления было пролоббировано отечественными производителями солнечных и ветрогенераций, а отечественных производителей распределенной генерации других типов просто нет. В то же время влияние «патриотов» развития частной крупноблочной генерации по ДПМ еще сильно, так как для нее уже созданы «тепличные» условия.

А почему нельзя хотя бы такие же условия, как для микроВИЭ, не предоставить другим типам местных электростанциям и энергоустановкам? При этом если электросетевые комплексы на территориях субъектов РФ (сети напряжением 110 кВ и ниже) преобразовать в физическую основу таких *торговых платформ* в виде имущественного комплекса для открытого публичного его использования всеми субъектами этого регионального конкурентного рынка электроэнергии для реализации своих договорных отношений купли/продажи электроэнергии между производителями и потребителям энергии, то это позволит преобразовать региональные электросетевые комплексы в саморегулируемые организации с участием всех субъектов розничного рынка. Эта организационно-правовая форма позволила бы полностью решить вопрос использования созданных сетевых резервов в интересах потребителей.

7. В результате можно констатировать, что формально преобразованный в ходе рыночных реформ отечественный электроэнергетический комплекс с частичной приватизацией производственных мощностей не стал драйвером социально-экономического развития нашей страны. Отраслевое стратегическое перспективное планирование в процессе приватизации было разрушено, и отрасль для потребителей превратилась в «черный ценовой ящик», из которого можно ждать только повышения цен (тарифов), величина которых давно всем непонятна и превратилась в реальный стимул ухода промышленных предприятий из централизованной системы энергоснабжения на системы локального самоэнергообеспечения.

Принцип ограничения роста цен (тарифов) не выше прогнозных показателей инфляции превратился в деструктивное прикрытие созданных завышенных базовых цен (тарифов). В результате сегодня, по оценкам НП «Совета рынка», уже в более чем 54 субъектах РФ экономически оправдывается отказ от поставок электроэнергии с оптового рынка с переходом на энергоснабжение от собственных энергоисточников распределенной генерации разного типа. Доля в конечной цене электроэнергии для прочих потребителей, формируемая механизмами конкуренции, сегодня не превышает всего 25–30%. Этот фактор неоспоримо свидетельствует о том, что рыночная конкуренция в электроэнергетике не работает, и ставится вопрос о незамедлительном пересмотре сложившихся хозяйственно-договорных отношений в обороте электроэнергии. Это значит, что если не будут пересмотрены сами принципы госрегулирования, и не откроются

реальные возможности конкуренции для всех производителей (поставщиков) энергоресурсов, и не будет обеспечено реальное право ценозависимого потребителя выбирать себе поставщика по критериям оптимальной цены и необходимого качества поставляемой электроэнергии и системных услуг, то *госрегулирование в существующем виде своими правилами торговли и нерыночных надбавок предопределяет деградацию ЕЭС России*. При этом следует отметить, что это опасение не вызывает возражений, но некоторые специалисты рассматривают его как обоснование для принятия запретительных нормативных актов на право промышленным предприятиям приобретать собственную электрогенерацию и не разрешать им заключать договоры на поставку избытков электроэнергии своему соседу. Есть и другие предложения, например, обязать всю генерацию мощностью свыше 1,0 МВт (вместо 25 МВт по № 35-ФЗ) поставлять на ОРЭМ. Это значит, что дешевую электроэнергию распределенной генерации необходимо будет виртуально поставлять на ОРЭМ, а покупать электроэнергию с оптового рынка уже по маржинальным ценам. Замысел таких предложений понять можно – они ставят перед собой задачу законсервировать сложившуюся систему госрегулирования с «тепличными» для существующих энергокомпаний условиями существования, исключая развитие механизмов конкуренции с качественно улучшенной техникой и технологией малой и средней мощности электрогенерации разного типа, которая за последние 10–15 лет резко улучшила свои конкурентные технико-экономические показатели и не требует больших объемов электросетевого строительства. Для эффективного участия в рынке распределенной генерации достаточна та сетевая структура, которая уже существует. Такое положение стало возможным в нашей стране, так как, к сожалению, разрушена научная школа системных исследований в электроэнергетике и поэтому «правят бал» чиновники, лоббируя интересы крупных частных генерирующих компаний. Правда, следует признать и тот факт, что к настоящему времени отечественная энергомашиностроительная отрасль не может пока поставлять на рынок малую электрогенерацию кроме СЭС и ВГЭ, и поэтому в нашей стране конкурировать с поставками инофирм практически некому. Отечественная электроэнергетика пока концептуально продолжает ориентироваться на крупноблочную энергетику прошлого столетия и не формирует энергомашиностроителям свой заказ на малую и среднюю по мощности электрогенерацию. Именно поэтому наш энерго-

рынок стихийно заполняется распределенной генерацией разных инофирм вопреки желанию Минэнерго России как-то сдержать этот процесс запретительными мерами. Что касается реализованной программы строительства крупноблочной генерации по ДПМ, то она тоже была на 80% реализована на импортном оборудовании, а отечественную промышленность продолжают загружать фактически ремонтными заказами по ДПМ-2. Собственно стратегическое планирование НИОКР в отрасли не организовано и раздроблено по множеству энергокомпаний с неэффективными затратами финансовых средств. Отраслевая наука требует своего воссоздания в виде *нового отраслевого центра компетенций* с эффективным межотраслевым взаимодействием. Свободное ориентирование наших отечественных энергокомпаний на рынок импортного оборудования для нашей страны – это еще один фактор сдерживания энергетической эффективности отечественной экономики.

*Что предлагается в качестве продолжения реформ? Во-первых, просить Правительство РФ, наконец-то, создать новый Центр компетенций в электроэнергетике [2] на базе институтов АО «Энергосетьпроект», АО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского» и НП «НТС ЕЭС» как возможную форму государственно-частного партнерства. В Наблюдательный и Научный советы указанного Центра вошли бы представители профильных институтов РАН, кафедр вузов и других образовательных организаций НП «Совет Рынка», НП «НТС ЕЭС», а также представители заинтересованных федеральных органов исполнительной власти, включая Минпром России и крупных энергомашиностроительных компаний. Задачей такого нового Центра компетенций должна быть задача подготовки для руководства страны комплексных проектов оптимального энергетического обеспечения социально-экономического развития страны на базе развития ЕЭС России, а также повышения энергетической конкурентоспособности отечественной экономики. Выбор организационно-правовой формы нового Центра, алгоритм его функционирования, его полномочия, ответственность и финансирование его работы подлежат специальной проработке. В качестве первоочередного задания названному центру, как это записано в Энергетической стратегии России, представляется целесообразным поручить *подготовку согласованных предложений* по дальнейшему реформированию торгово-производственных отношений в обороте электроэнергии и тепла как продолжения естественного процесса его совершенствования*

с разработкой программы мер (дорожной карты) по переходу к двухуровневой торговой системе, в основе которой должна принята:

Во-первых, парадигма мобилизационного использования уже созданных резервов в электроэнергетике для энергообеспечения вновь появляющихся бизнесов в реальном секторе экономики. Другими словами – *принять правила установления цен (тарифов) экономического роста для субъектов нового и расширяемого бизнеса* без обременения на развитие генерации и излишнего электросетевого строительства. Речь идет об исключении для нового бизнеса необходимости оплачивать стоимость содержания уже созданных избыточных мощностей и всякого рода перекрестного субсидирования на время, пока энергобаланс ЕЭС не будет приведен в соответствие с нормативной базой, а это может произойти в период 8–10 лет.

Во-вторых, рассмотреть преобразование ныне по форме существующие «региональные рынки» электроэнергетики в действительно конкурентные региональные платформы (КРРЭ), субъектами которого должны стать:

- безусловно, городские и промышленные ТЭЦ независимо от величины их установленной мощности с сохранением их права быть субъектами рынка системных услуг ОРЭМа;
- все типы распределенной генерации, включая ВИЭ и созданные на их базе микрорынки электроэнергетики;
- поставщики электроэнергии (мощности) с ОРЭМа;
- энергосбытовые компании;
- все ценозависимые потребители (пассивные и располагающие собственной генерацией – просьюмеры);
- интеграторы электрических нагрузок;
- разного типа независимые самобалансирующиеся объединения производителей и потребителей электроэнергии;
- региональный системный оператор надежности энергосистемы (РДУ);
- региональный коммерческий оператор рынка;
- региональный биллинговый центр финансовых расчетов;
- электрическая сеть на территории такого КРРЭ, необходимость преобразовывания которой в физическую платформу такого рынка для общего публичного использования представляется ключевым фактором.

Об электросетевом распределительном комплексе на территории субъекта Федерации следует отметить следующее. Состояние, функционирование и развитие такой торговой платформы должно определяться самими субъектами этого рынка, а это все производители (поставщики) электроэнергии и все активные и пассивные ценозависимые энергопотребители. Другими словами, речь идет о преобразовании электросетевого комплекса на территориях субъекта Федерации в саморегулируемую организацию с соответствующим преобразованием его организационно-правового статуса. Названные субъекты должны обеспечить финансирование функционирования регионального электросетевого комплекса и его развития как торговой платформы общего пользования. При этом целесообразно исходить из того, что все существующее электросетевое хозяйство региона создано 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 функционирования существующего электросетевого комплекса (необходимую валовую выручку – НВВ) должны обеспечить существующие потребители и уже существующие электростанции в виде абонентной платы, 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. Предложение освободить от оплаты абонентной платы субъектов генерации под предлогом того, что в конечном итоге все оплачивает потребитель, не рассматривать как деструктивные по определению. Оплату потребляемой электроэнергии и соответствующую долю превышения уровня нормативных потерь электроэнергии в сети потребители оплачивают по показаниям коммерческих счетчиков и по ценам (тарифам) розничного рынка в соответствии с Правилами конкурентного розничного рынка.

Необходимо отметить, что создание конкурентных региональных рынков электроэнергии может быть рассмотрено и в рамках федеральных округов с едиными тарифными правилами для всех входящих в ФОНД субъектов РФ, если по ряду энергоэкономических факторов субъекты Федерации могут быть слишком мелкие. Это предложение проф. Хузмиева И.К. касалось, например Северо-Кавказского ФО с одной тарифной зоной для конечных потребителей. Предложение представляется очень интересным для дальнейшей проработки.

Что касается развития электрической сети для технологического присоединения новых потребителей электроэнергии, то:

- физические объекты и стоимость технологического присоединения новых потребителей после реализации присоединения вносятся новыми субъектами рынка в виде *вступительного взноса (долевое участие)* в ассоциацию субъектов КРРЭ и в развитие сети общего пользования;

- после этого пересчитываются ранее назначенные величины *долевой абонентной платы существующих* субъектов КРРЭ с учетом новых заявленных и присоединенных нагрузок новых потребителей электроэнергии;

- новые потребители, становясь субъектами конкурентного розничного рынка, оплачивают покупную электроэнергию по правилам и ценам этого рынка на общих основаниях. Кроме того, все энергоисточники когенеративного типа являются субъектами рынка теплоэнергии в каждом городе их места расположения и поэтому ценообразование на их продукцию (электроэнергию и тепло) должно определяться в первую очередь конкуренцией на поставку тепла в городе. Этот аспект проблемы, как представляется, подлежит дополнительной методической проработке и уточнению в правилах функционирования городских рынков тепла. При этом следует иметь в виду, что в условиях рыночных отношений валовая выручка ТЭЦ должна формироваться из трех составляющих:

- выручка от продажи теплоэнергии по цене, на которую должен быть отнесен весь экономический эффект экономии топлива при комбинированном производстве электроэнергии и тепла;

- выручка от продажи потребителям электроэнергии, произведенной в теплофикационном режиме, по маржинальным тарифам ОРЭМа, формируемым замыкающими баланс КЭС;

- выручка от продажи услуг ТЭЦ на рынке системных услуг ОРЭМа.

В-третьих, что касается вопросов перекрестного субсидирования, которое в настоящее время превысило разумные пределы и которое во многом является серьезным препятствием для повышения энергетической эффективности нашей экономики – то это социально-политическая задача, решение которой видится в следующем:

а) для населения целесообразно в течение 5 лет (например, по годам) перейти на установление по регионам дифференцированных ступенчатых шкал тарифов в зависимости от объемов абонентного электропотребления. Для низкообеспеченных в социальном плане групп населения устанавливать дотационные выплаты на эти цели, например, из бюджета;

б) что касается целевых дотаций регионам на энергетические цели (например выравнивание цен для промышленного бизнеса до среднего уровня по стране), то для этих целей представляется целесообразным заменить нетранспарентные платежи с оптового рынка, на дотации из *специально созданного целевого инвестиционного фонда поддержки энергоэффективности (ЦИФЭЭ) как энергетических компаний, так и энергопотребителей. Наблюдательный и Научный Советы указанного Фонда под патронажем Минэкономразвития России, Минэнерго России, Минпрома России с участием экспертного сообщества (НП «НТС ЕЭС» ТПП РФ, РСПП) обеспечили бы замену существующего нетранспарентного сбора финансовых средств с энергопотребителей на абсолютно легитимный и транспарентный Фонд без увеличения цен (тарифов) на электроэнергию. Представляется, что это дало бы действительно прорывной экономической эффект.*

Поступление финансовых средств в указанный Фонд можно было бы осуществить, например:

- за счет централизации всех уже собираемых с потребителей финансовых средств на все виды перекрестного субсидирования, что не повлечет за собой дополнительных тарифных надбавок, а это около 1,0 трлн Р в год;

- или за счет специального целевого сбора с промышленных потребителей, например в размере 1,5–2,0% со стоимости каждого полезно потребленного кВт·ч, с отменой всех видов существующего перекрестного субсидирования. Доступ к финансовым средствам Фонда организовать на конкурсных началах (кроме дотаций населению) и на возвратной основе полностью или частично в зависимости от экономического эффекта от показателей фактической эффективности использования этих средств кредитополучателями.

В-четвертых, реализация заданий принятой Энергетической стратегии России до 2035 года [5] должна быть дополнена дорожной картой реализации научно-технического прогресса во всех сферах электроэнергетического комплекса с указанием рекомендуемой структуры источников их финансирования и поэтапными сроками реализации. В итоге энергомашиностроение должно получить долгосрочный заказ от электроэнергетики на инновационную технологическую революцию.

Вывод

Создание конкурентных региональных рынков электроэнергии с участием действующих городских ТЭЦ, промышленных блок-станций и распределенных энергоисточников всех типов, включая ВИЭ, для энергоснабжения ценозависимого энергопотребления является ключевым инновационным рыночным фактором повышения энергоэффективности социально-экономического развития страны.

Литература

1. Стенников, В.А. Создание эффективных розничных рынков электрической и тепловой энергии – важнейшая задача отечественной электроэнергетики / В.А. Стенников, С.И. Паламарчук, В.О. Головщиков. – Энергетика. – М., 2017.

2. 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.

3. «Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации», утвержденная указом Президента Российской Федерации 13 мая 2019 года, № 216, пункт 16 а), пункт 17: а), б), е), ж), з).

4. Есяков С.Я. по материалам «Круглого стола» в Комитете по энергетике ГД РФ от 7.04.2021 года, <https://t.me/energyandconsumers/29>.

5. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ (последняя редакция).

6. «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035года», утверждена распоряжением Правительства РФ от 9.06.2020 г. №1523р.

СОВРЕМЕННЫЙ ПОЛИГОН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ, ИСПЫТАНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА В ИГЭУ

Лебедев В.Д.,

заведующий кафедрой автоматического управления
электроэнергетическими системами ИГЭУ

Формирование цифровой энергетики – одна из задач развития цифровой экономики в целом. Тенденции перехода на цифровые технологии в системах сбора и обработки информации, управления и автоматизации в электроэнергетике наметились более 25 лет назад и в настоящее время стремительно развиваются.

В настоящее время сформирована концепция цифровой подстанции, основанная на широком внедрении цифровых технологий, идет реализация пилотных проектов. Сделанные шаги в этом направлении открывают большое количество нерешенных задач как с технической точки зрения, так и в плане накопления знаний, включая подготовку кадров. В число нерешенных задач входят:

- отсутствие развитой комплексной инфраструктуры для подготовки и переподготовки кадров, повышения квалификации по развивающимся технологиям цифровых подстанций;
- недостаток учебных материалов для наполнения учебных программ;
- отсутствие центров, позволяющих тестировать оборудование в режимах близких к реальным с подключением к цифровым трансформаторам (совместного тестирования оборудования, всей цепочки устройств).

Решение указанных задач нуждается в комплексном подходе. В ИГЭУ проводятся работы по реализации решений направленных на реализацию цифровых подстанций.

Отработка технических решений осуществляется с непосредственным участием профессорско-преподавательского состава, к работам активно привлекаются студенты всех уровней обучения: бакалавры, магистры и аспиранты. Организованы и работают научно-образовательные центры.

Одно из успешно развиваемых направлений в ИГЭУ посвящено разработке и внедрению цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения. В ИГЭУ функционирует Научно-образовательный центр «Высоковольтные цифровые измерительные преобразователи и трансформаторы», который совместно с Кафедрой автоматического управления электроэнергетическими системами успешно решают задачи данного направления.

Работы по созданию цифровых трансформаторов долгое время выполнялись в инициативном порядке начиная с 90-х годов прошлого века. Накопленный опыт по данному направлению позволил, участвуя в конкурсах Министерства образования, стать победителями и успешно выполнить две научно-исследовательские работы в рамках Федерально-целевых программ по темам:

- «Разработка теоретических основ создания высоковольтных (110–220 кВ) цифровых измерительных преобразователей тока с оптоэлектронным интерфейсом на базе фундаментальных физических законов с использованием современных материалов и микроэлектроники» (номер контракта 14.516.12.0005), даты выполнения 17.06.2013 – 20.10.2013;

- «Разработка и исследование цифровых трансформаторов напряжения 110 кВ, основанных на фундаментальных физических законах с оптоэлектронным интерфейсом для учета электроэнергии в интеллектуальной электроэнергетической системе с активно-адаптивной сетью» (уникальный идентификатор RFMEFI57414X0072), даты выполнения 27.06.2014 – 31.12.2016.

Наряду с основными результатами, отраженными в названиях указанных работ в ИГЭУ создана научная установка «Многофункциональный испытательный комплекс для исследования первичных преобразователей тока и напряжения, устройств цифровой подстанции и устройств релейной защиты и автоматики», которая находится в каталоге уникальных научных установок научно-технологической инфраструктуры Российской Федерации.

В целях коммерциализации проектов по цифровым измерительным трансформаторам создано малое инновационное предприятие ООО НПО «Цифровые измерительные трансформаторы», реализующие результаты научных исследований.

Выполненные работы по разработке цифровых трансформаторов тока и напряжения легли в основу работы, выполняемой в рамках ФЦП «Мультифункциональная система на основе цифровых трансформаторов тока и напряжения для цифровых подстанций» (уникальный идентификатор RFMEFI57717X0276), в рамках которой осуществляется отработка решений по реализации цифровой подстанции.

Исследование подходов и решений в области цифровизации осуществляется на полигоне «Цифровая подстанция», при реализации подходов на которой осуществляется:

- объединение трех уровней ЦПС в единую систему: полевой уровень (высоковольтная часть), уровень присоединения и уровень станции;
- возможность тестирования и исследования работы устройств как элементов единой системы;
- возможность организации учебных занятий.

В настоящее время идет развитие проекта цифровой подстанции, отрабатываются технические решения, осуществляется исследование совместной работы устройств различных производителей современного оборудования для цифровых решений.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Лусин Е.М.,

доктор экономических наук, доцент
профессор кафедры экономики в энергетике и промышленности
Национального исследовательского университета «МЭИ»

Киндра В.О.,

кандидат технических наук,
доцент кафедры инновационных технологий наукоемких отраслей
Национального исследовательского университета «МЭИ»

Непрерывное увеличение энергопотребления, вызванное ростом населения и процессом индустриализации, сопровождается рядом негативных экологических последствий, среди которых стоит выделить глобальное потепление. Многочисленные наблюдения и исследования, анализ взаимосвязей между сжиганием органического топлива и изменением климата подтверждают теорию о губительном воздействии энергетической отрасли на окружающую среду.

Обеспокоенность мирового сообщества глобальными климатическими изменениями привела к созданию ряда международных договоров, обязывающих страны стабилизировать или сократить выбросы парниковых газов путем реформирования энергетической отрасли. Так, в 1997 году подписывается Киотский протокол, а в 2015 – Парижское соглашение. Однако для достижения желаемого эффекта снижения выбросов CO₂ в атмосферу необходимо принятие соглашений крупнейшими промышленными государствами.

В четверку стран-лидеров по количеству ежегодных выбросов углекислого газа входят Китай, США, Индия и Россия (рис. 1) [1].

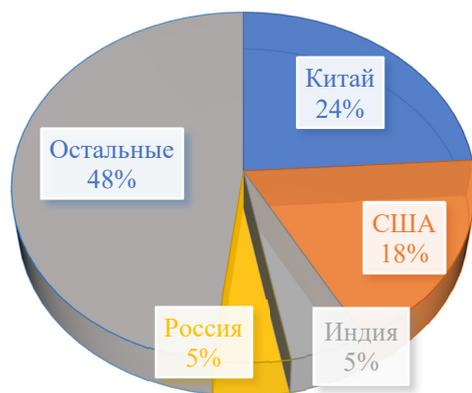


Рис. 1. Распределение выбросов диоксида углерода по странам

Приближенный прогноз изменения концентрации CO₂ в ближайшие десятилетия можно составить, проанализировав динамику данного показателя для стран с наибольшими выбросами (рис. 2). Начиная с 1970 г. в США и России выбросы CO₂ оставались примерно на одном уровне. В свою очередь, в Китае и Индии данный показатель увеличился в разы, причем особенно сильный прирост наблюдается в начале XXI века в связи с высокими темпами развития промышленности.

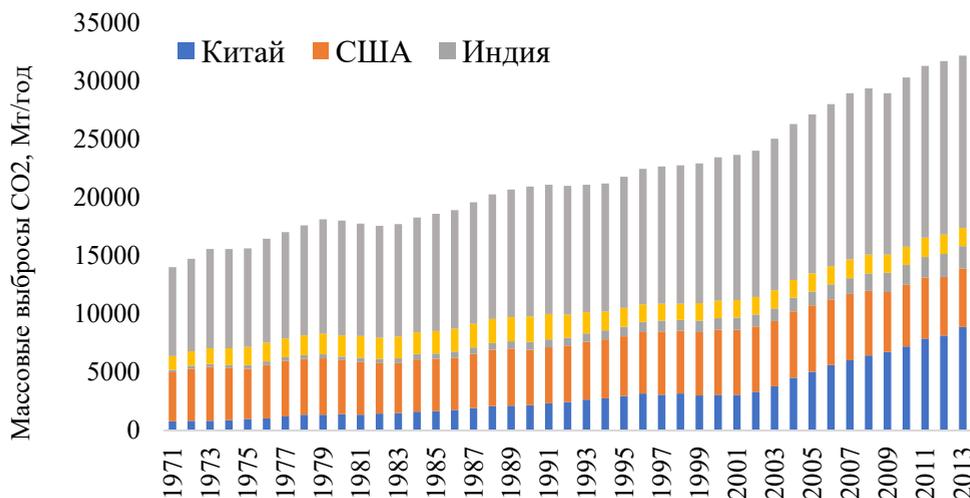


Рис. 2. Динамика выбросов диоксида углерода по странам

При столь стремительном росте выбросов CO₂ снижение или, по крайней мере, сохранение его концентрации в атмосфере на определенном уровне потребует значительного времени и инвестиций на модернизацию

и обновление промышленного сектора. Причем, далеко не все страны-лидеры по эмиссии CO_2 поддерживают условия последнего мирового соглашения по климату. Так, в ноябре 2020 года США завершили выход из Парижского соглашения. Россия, в свою очередь, ратифицировала условия Парижского соглашения только в сентябре 2019 года. Отсутствие интереса в участии в данном соглашении у стран с развитой промышленностью обусловлено, прежде всего, экономическими причинами.

В вышеперечисленных странах около 75% образующихся выбросов антропогенного CO_2 являются результатом добычи и сжигания нефти, природного газа и угля на электростанциях [2, 3]. Причиной столь ощутимого вклада энергетики в общую структуру выбросов CO_2 является широкое распространение электростанций, работающих по традиционным циклам Ренкина и Брайтона-Ренкина, подвод теплоты в которых осуществляется за счет протекания реакции горения углеводородного топлива в воздухе.

Несмотря на большие усилия, направленные на развитие возобновляемых источников энергии, основные генерирующие мощности крупных промышленных стран до сих пор представлены традиционными ТЭС, число которых продолжает неуклонно расти [4]. В качестве основных причин этого явления можно выделить сложность регулирования нагрузки ВИЭ и дороговизна аккумулирования электроэнергии.

В связи с этим основной акцент в политике повышения экологической безопасности промышленно развитых стран необходимо делать на снижение количества образующихся вредных веществ на ТЭС, функционирующих на органическом топливе. Причем если вопрос сокращения токсичных выбросов (оксидов азота, серы, золы и др.) изучен довольно подробно [5–10] и соответствующие технологии успешно функционируют на существующих объектах генерации традиционной энергетики, то проблема поиска пути сокращения количества выбрасываемых в атмосферу парниковых газов крайне актуальна.

Сокращение выбросов CO_2 на объектах генерации традиционной энергетики можно добиться несколькими способами. Причем каждый из них обладает преимуществами и недостатками, характерными для конкретных стран, что обусловлено их технологическим и экономическим уровнем развития.

Первый способ основан на применении технологий повышения КПД существующих энергоблоков на органическом топливе. Эффективность его зависит от множества факторов, среди которых, в первую очередь, следует

выделить режимы работы оборудования и стоимость топлива. В частности, в России в связи со значительной долей отопительной нагрузки в годовом графике целесообразно развитие маневренных когенерационных энергетических установок, вырабатывающих в едином цикле тепло и электроэнергию [11, 12]. В свою очередь, в США и Китае потребность в производстве тепла ниже, а цены на топливо выше, чем в России. Отсюда востребованностью пользуются высокоэффективные энергоблоки, производящие только электроэнергию: парогазовые установки и паротурбинные установки на суперсверхкритических и ультрасверхкритических параметрах пара [13].

Развитие паротурбинных и парогазовых технологий производства энергетической продукции традиционно идет по пути повышения начальных параметров пара (начального давления и начальной температуры). С термодинамической точки зрения это основной возможный путь существенного увеличения КПД электростанции. При этом наиболее существенно на эффективность энергоблока влияет изменение начальной температуры пара: ее повышение на 1% сопровождается увеличением КПД ТЭС в среднем на 0,13% [14, 15].

На рисунке 3 представлены графики, отражающие постепенное увеличение КПД энергоустановок на примере угольных объектов генерации для ряда стран с развитой энергетикой [16]. Как видно в странах с дефицитом органического топлива процесс развития эффективных технологий выработки электроэнергии идет быстрее.

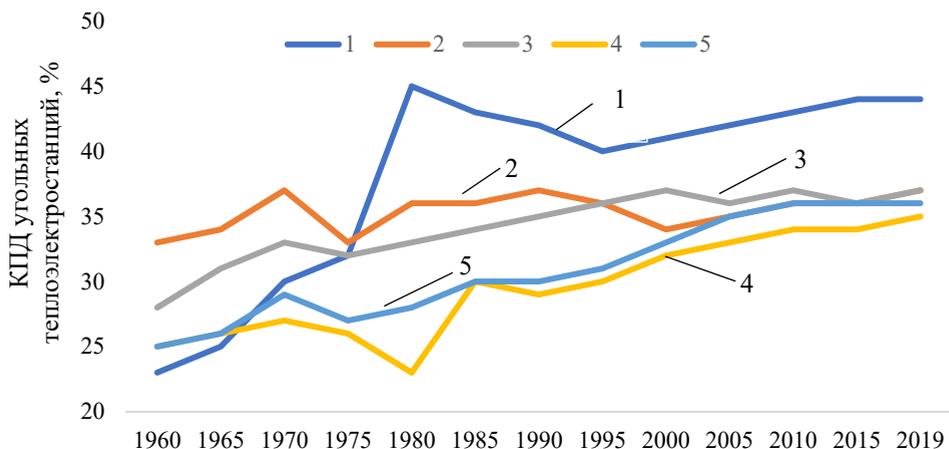


Рис. 3. Развитие угольной генерации в странах с наиболее развитой энергетикой:

1 – Япония, 2 – США, 3 – Германия, 4 – Китай, 5 – Россия

В свою очередь, повышение КПД угольных ТЭС на 1% позволяет сократить выбросы CO_2 в среднем на 3% (рис. 4).

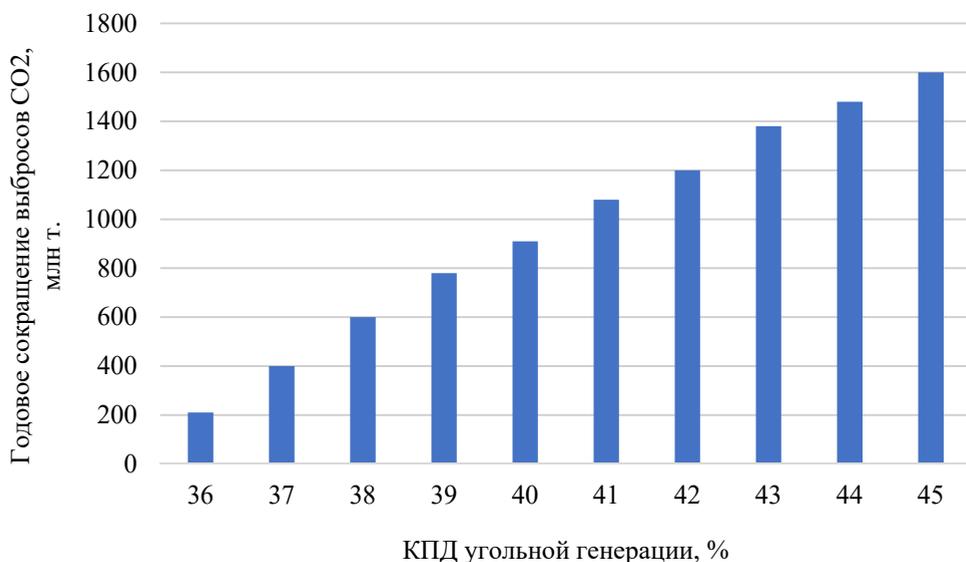


Рис. 4. Зависимость снижения выбросов CO_2 от повышения КПД угольных ТЭС

Несмотря на преимущества по КПД энергоустановок на сверхкритические параметры пара во многих странах продолжается строительство ТЭС с докритическими параметрами, что объясняется их большей экономической целесообразностью при условии введения небольшой мощности (для нужд распределенной генерации). Также постепенно ухудшается качество топлива и требуются системы для его обогащения, для которых необходима дополнительная электроэнергия. Таким образом, стабилизировать концентрацию CO_2 в атмосфере только за счет повышения КПД электростанций в условиях наращивания энергетических мощностей будет крайне сложно.

Второй способ основан на применении технологии секвестрации, используемой в традиционных циклах производства электроэнергии на органическом топливе. Она представляет собой последовательное улавливание CO_2 , сжатие его до сверхкритического состояния, транспортировку по трубопроводу и хранение в резервуарах [17].

Среди геологических формаций для хранения CO₂ чаще всего применяются резервуары нефти и газа, а также не имеющие промышленного значения угольные пласты [18]. Хранение CO₂ обычно осуществляется на глубинах более 800 м, где под воздействием температуры и давления окружающей среды углекислый газ приобретает жидкую форму.

В таблице 1 приведены данные, показывающие значительную вместимость потенциальных резервуаров для захоронения CO₂ в мире. При условии улавливания 100% выбросов CO₂ от электростанций одной только емкости пластов нефтяных и газовых месторождений хватит на срок примерно от 350 до 470 лет.

Таблица 1

Варианты геологического хранения выбросов CO₂

Тип резервуара	Нижняя оценка емкости хранилища, Гт CO ₂	Верхняя оценка емкости хранилища, Гт CO ₂
Нефтяные и газовые месторождения	675	900
Угольные пласты, не имеющие промышленного значения	3–15	200
Глубоко залегающие угольные пласты	1000	–

Большая часть перспективных районов для захоронения углекислого газа располагается в странах со значительной потребностью в новых генерирующих мощностях (Россия, США, Китай, Индия).

В этой связи развитие технологий секвестрации с целью снижения выбросов CO₂ при генерации электроэнергии на органическом топливе в ближайшие десятилетия будет весьма актуально.

В настоящее время существуют три основные технологии улавливания CO₂, которые достигли уровня промышленного использования (рис. 5).

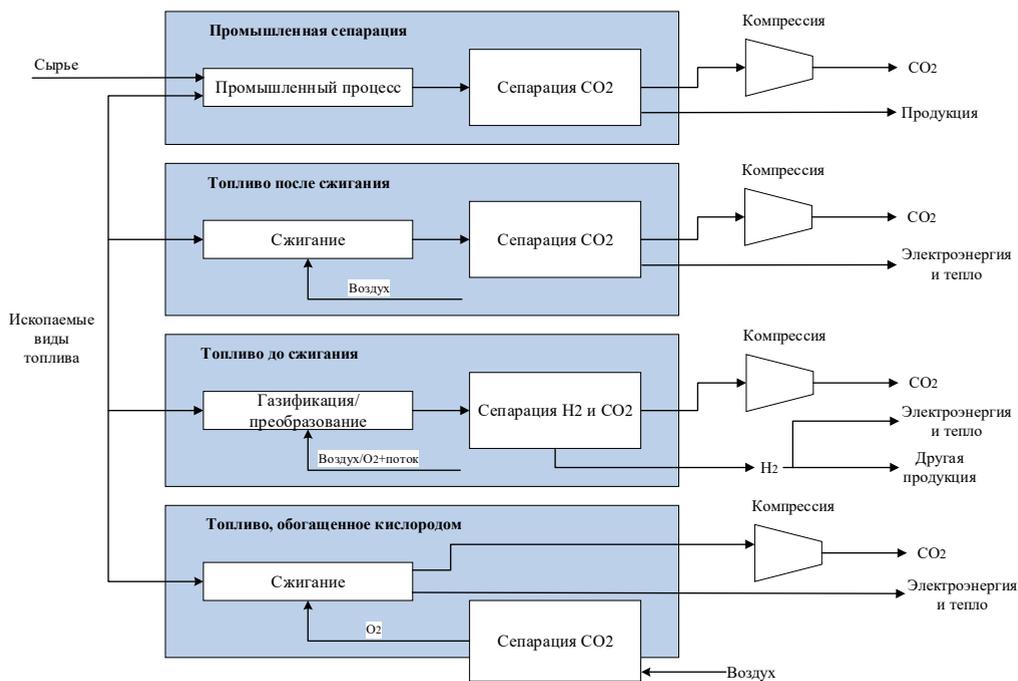


Рис. 5. Схематическое представление систем улавливания выбросов CO₂

Первая технология представляет собой организацию улавливания CO₂ после сжигания топлива с использованием таких химических сольвентов, как амин или аммиак, позволяющих удалять CO₂ из дымовых газов.

Вторая технология основана на улавливании CO₂ перед сжиганием твердого топлива, когда оно подвергается процессу газификации. В результате газификации получается синтетическое газообразное топливо, состоящее главным образом из окиси углерода (CO) и водорода (H₂). Водяной пар используется для преобразования CO в CO₂, после чего CO₂ удаляется за счет применения сорбента.

Третья технология предполагает организацию кислородного сжигания топлива, когда чистый кислород применяется в качестве окислителя. В результате в процессе сжигания топлива образуется обогащенная диоксидом углерода газовая смесь, готовая для секвестрации после удаления из нее водяных паров посредством конденсации.

Кислородное сжигание топлива является одной из наиболее перспективных технологий снижения выбросов CO₂ в связи с ее высокой эффективностью и экологической безопасностью производства электроэнергии,

а также относительно невысокими капитальными затратами на создание экологических энергоблоков. На сегодняшний день использование данной технологии сдерживается, в первую очередь, финансово-экономическими факторами. Однако при ужесточении нормативов выбросов вредных веществ и развитии торговли квотами на эмиссии парниковых газов использование кислородно-топливных циклов производства электроэнергии может оказаться достаточно привлекательным.

Литература

1. Nejat P. A global review of energy consumption, CO₂ emissions and policy in the residential sector (with an overview of the top ten CO₂ emitting countries) // Renewable and sustainable energy reviews. – 2015. – № 43. – P. 843–862.

2. Global Environment Outlook 5: Environment for the Future We Want. – United Nations Environment, 2012. – 616 p.

3. Climate change 2014: mitigation of climate change. IPCC Report – Cambridge: Cambridge University Press, 2015.

4. Electricity information. Overview (2017 Edition). International Energy Agency Report – Paris: International Energy Agency, 2017 – 71 p.

5. Тумановский, А.Г. Перспективы решения экологических проблем тепловых электро-станций / А.Г. Тумановский, В.Р. Котлер // Теплоэнергетика. – 2007. – №. 6. – С. 5–11.

6. Зройчиков, Н.А. Анализ изменения выбросов вредных веществ в атмосферу от энергетического оборудования г. Москвы с 1990 по 2010 год/ Н.А. Зройчиков, // Энергосбережение и водоподготовка. – 2013. – №.4. – С. 50–52.

7. Прохоров, В.Б. Образование и методы снижения выбросов оксидов азота при сжигании топлив на ТЭС: Учеб.пособие по курсу «Природоохранные технологии» / В.Б. Прохоров, Н.Д. Рогалев, М.Г. Лысков. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 32 с.

8. Долгушин, И.А. Исследование и совершенствование схемы ТЭС с котлом ЦКС в целях повышения эффективности и улучшения экологических показателей / И.А. Долгушин, Г.А. Рябов, А.С. Седлов // Энергетик. – 2014. – № 8. – С. 33–36.

9. Росляков, П.В. Малозатратный способ снижения выбросов оксидов азота на действующих котлах / П.В. Росляков, К.А. Плешанов // Энергетик. – 2014. – №. 4. – С. 20–23.

10. Росляков, П.В. Современные воздухоохраные технологии на тепловых электростанциях (обзор) / П.В. Росляков // Теплоэнергетика. – 2016. – №7. – С. 46–62.
11. Lisin E., Kindra V., Zlyvko O., Strielkowski W., Bartkute R. Economic analysis of heat and electricity production in the decentralisation of the Russian energy sector // Transformations in Business & Economics. – 2017. – Т. 16. – №.2. – С. 75–88.
12. Lisin E., Kindra V., Egorov A., Kurdiukova G. Design and Feasibility Study of Energy-Conserving Thermal Schemes for Gas Turbine-Based CHP // Contemporary Engineering Sciences. – 2016. – Т.9. – №.32. – С. 1559–1574.
13. Rogalev N., Prokhorov V., Rogalev A., Komarov I. Steam boilers' advanced constructive solutions for the ultra-supercritical power plants // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – Т.11. – №.18. – С. 9297–9306.
14. Lisin E., Strielkowski W., Krivokora E. Economic Analysis of Industrial Development: a Case of Russian Coal Industry // Montenegrin Journal of Economics. – 2016. – С. 129–139.
15. Лисин Е.М., Анисимова Ю.А., Стриелковски В., Кочерова А.А. Предпосылки формирования и развития национальных энергосистем на основе технологий теплофикации // Вестник Ивановского государственного университета. – 2015. – Т. 1. – №. 23. – С. 39–44.
16. Total Primary Energy Supply. International Energy Agency Report [Электрон. ресурс]: URL: <http://www.iea.org/statistics/> (дата обращения 25.05.2021)
17. Lackner K.S. A guide to CO2 sequestration / K.S. Lackner // Science. – 2003. – № 300. – P. 1677–1678.
18. Улавливание и хранение двуокиси углерода. Специальный доклад МГЭИК // Межправительственная группа экспертов по изменению климата. – 2005. – 66 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ КАК ФАКТОР ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Литвинов П.В.,

начальник аналитического отдела АО РТСофт

Нестеров С.А.,

эксперт по разработке программно-технических комплексов ООО «ИНТЭЛАБ»

Про цифровизацию говорят уже несколько десятилетий, но раньше это понятие означало «перевод в цифровой формат или хранение в цифровом формате традиционных форм данных». В сегодняшнем понимании цифровизация или цифровая трансформация – новая парадигма социально-экономического развития. Идеи и потенциал цифровизации настолько привлекательны, что появилась национальная программа «Цифровая экономика Российской Федерации».

Многие современные тренды одновременно играют роль катализаторов процессов цифровой трансформации. Вот их далеко не полный перечень:

- снижение маржинальности и возрастающая конкуренция;
- технический прогресс;
- изменения на рынке труда;
- разрушение традиционных рыночных моделей и необходимость искать новые бизнес-модели;
- возрастающая роль экологической повестки;
- диверсификация продуктов и сервисов;
- существенные и частые изменения требований регуляторов;
- появление новых моделей кооперации (партнерства);
- победное шествие стратегии Cloud-First; технологий AI, BigData, IoT, CPS, AR/VR и т. д.;
- боязнь и одновременно необходимость перемен;
- планирование развития с целью получения нового качества.

С прагматичной инженерной точки зрения цифровая трансформация – это в значительной степени изменение подходов к работе с данными: технологиями сбора, передачи, хранения, защиты и обработки. Алгоритмические и технические решения, которые поддерживают каждый этап

жизненного цикла работы с данными, за последние десятилетия кардинально усовершенствовались, и в ближайшие годы нас ожидают еще более революционные изменения в области обработки больших данных, искусственного интеллекта, сетей 5G и SD-WAN, информационной безопасности, шифрования, беспроводных сенсоров, интеллектуальной силовой электроники для исполнительных механизмов.

В статье будут рассмотрены стандарты и различные аспекты жизненного цикла работы с данными. Оценены границы применимости новых технологий к существующим задачам на примере Системного оператора Единой энергетической системы. Обозначены актуальность и проблематика вопросов получения и обработки данных. Приведены примеры аналитики с использованием технологии обработки естественного языка (Natural Language Processing – NLP).

Одной из задач в рамках настоящей работы была оценка применимости современных библиотек для языков программирования R и Python к решению актуальных задач электросетевых компаний:

- управление пиковой нагрузкой;
- планирование развития.

Жизненный цикл работы с данными

Наиболее известны и широко применяются формализованные подходы (рис. 1):

- TDSP – Team Data Science Process;
- CRISP-DM – CRoss Industry Standard Process for Data Mining.

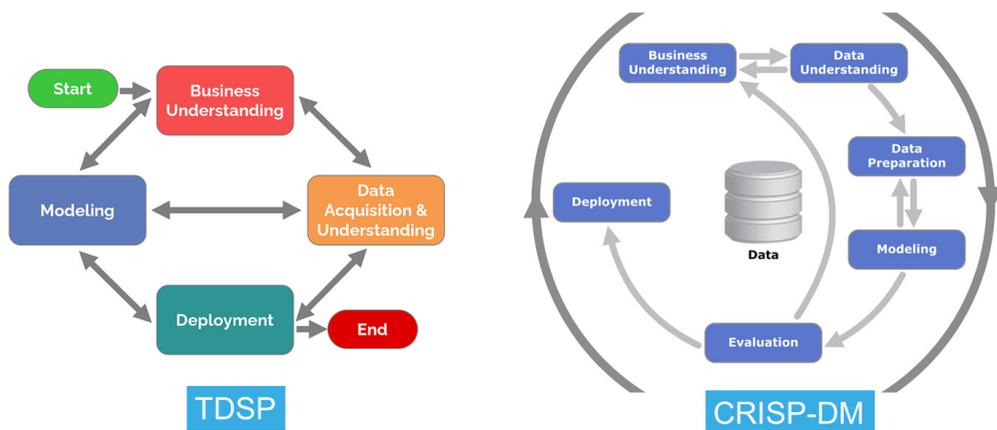


Рис. 1. Формализованные процессы обработки и анализа данных

Выделим и кратко перечислим ключевые для нашей предметной области инновационные технологии.

1. Прикладной и коммерческий аспект технологий обработки данных:

- переход к сервисным моделям вплоть до Everything-as-a-service (XaaS);
- предсказание сбоев и переход на предиктивное обслуживание;
- новые модели бизнеса, цепочки кооперации, информационные услуги (нетарифная выручка, увеличение доли которой планирует ПАО Россети);
- оплата только целевых свойств или результатов (например, оплачиваем не компрессор, а сжатый воздух).

2. Сбор, подготовка, хранение данных:

- Интернет вещей (Industrial IoT);
- сетевые и микросервисные архитектуры;
- мультиагентные и киберфизические (CPS) системы;
- озера данных, большие данные (Data Lake, Big Data).

3. Анализ, моделирование, автоматизация:

- искусственный интеллект (AI, Explainable AI) и его частная область – машинное обучение;
- периферийные вычисления. Обработка информации в месте возникновения (Edge Computing);
- облачные вычисления (Cloud).

Максимальное число видов инноваций сосредоточено в этой области.

Проиллюстрируем современную архитектуру на схеме (рис. 2).



Рис. 2. Современная архитектура работы с данными

Отдельно хотелось бы отметить основные преимущества и возможности имитационного моделирования.

Без рисков и неопределенности

Моделирование позволяет проанализировать различные сценарии «что/если» и оценить степень риска, исследуя степень влияния множества величин на результат.

Быстро и экономно

Виртуальные эксперименты с имитационными моделями обходятся дешевле и проходят быстрее, чем «эксперименты» с реальными системами или событиями.

Наглядно

Представление моделей в 2D и 3D сделает любые идеи и концепции наглядными для руководства и доступными для обсуждения и верификации различными специалистами.

Точно и динамично

Некоторые процессы очень сложно описать аналитически. Моделирование дает возможность предсказать поведение реальной системы во времени с заданным уровнем детализации.

Чтобы на практике достичь наибольшего эффекта от моделирования, необходимо пройти процедуру калибровки, верификации и валидации модели. Для этого требуются значительные объемы актуальных и (или) исторических данных. Существует возможность перейти на следующий этап путем создания цифрового двойника.

Цифровые двойники

Развитие идет от цифровых моделей, в которых нет автоматической связи между физическим миром и цифровым представлением; через «цифровую тень», когда информация о состоянии объекта передается в реальном времени, но не автоматизирован обратный поток данных и управляющих воздействий; до полноценного цифрового двойника устройства или сервиса, производства или функции, актива или предприятия.

Идея цифровых двойников активно поддерживается на уровне Минэнерго России [1].

Актуальность и проблематика

Достижения в области применения технологий искусственного интеллекта, анализа больших данных, машинного обучения и имитационного моделирования, столь очевидные в других областях, в настоящее время практически не используются в электросетевых компаниях Российской Федерации.

Объективных причин такого положения дел несколько, но основной является отсутствие данных, количество и качество которых были бы достаточными для эффективного применения технологий машинного обучения с использованием нейронных сетей. Другой причиной является консерватизм отрасли и, как ни странно, значительные достижения в области использования классических статистических методов и расчетных задач, основанных на физических закономерностях. И ещё одна проблема – в недостатке специалистов, хорошо понимающих предметную область и одновременно владеющих технологиями инжиниринга данных, имитационного моделирования и машинного обучения.

Недостаток данных – ключевая проблема для решения которой нужны новые идеи и подготовленные специалисты.

Текущее состояние можно охарактеризовать следующим образом.

1. Не все заинтересованные стороны имеют в своих информационных системах, базах данных и архивах необходимый набор, у которого:

- достаточная глубина истории;
- необходимая дискретность изменений;
- синхронизованные и точные метки времени;
- обеспечена сопоставимость методов измерения;
- обеспечено наличие вспомогательной информации, поясняющей историю отклонений, и т.д.

2. Некоторые данные имеют коммерческую ценность и не предоставляются для анализа из опасений, что могут быть использованы конкурентами.

3. Не сложился рынок продажи данных, имеющих ценность, например для прогноза потребления, за исключением информации о погоде.

4. В настоящее время не существует стимулов и мотивации для взаимовыгодного обмена данными, методиками и результатами прогнозирования.

Границы применимости

Очевидно, что победное шествие и достижения технологий искусственного интеллекта в таких областях как банковское дело, страховой бизнес, ритейл, промышленность и даже медицина, не могут быть напрямую перенесены на электроэнергетику. В разделе «Актуальность и проблематика» мы уже упоминали здоровый консерватизм отрасли и очевидные успехи в решении технологических задач. Авторы оценили достигнутый уровень точности прогноза генерации и потребления по ОЭС России.

Для этого было обработано 228 936 часовых значений генерации и потребления электроэнергии с сайта АО «СО ЕЭС».

Если взять 2020 год, по которому уже есть полные данные в масштабах ЕЭС, то ошибка прогноза будет составлять:

- для генерации 0,404%;
- для потребления 0,289%.

Точность прогноза не просто высокая, она, как видно из графиков (рис. 3), год от года повышается! Отдельно следует отметить, что 2020 г. был очень непростым в части точного планирования и прогнозирования из-за карантинных мероприятий. Эпидемия коронавируса явилась хорошей иллюстрацией «черного лебедя», теория, которую Нассим Николас Талеб изложил в 2007 г. в своей книге «Черный лебедь. Под знаком непредсказуемости».

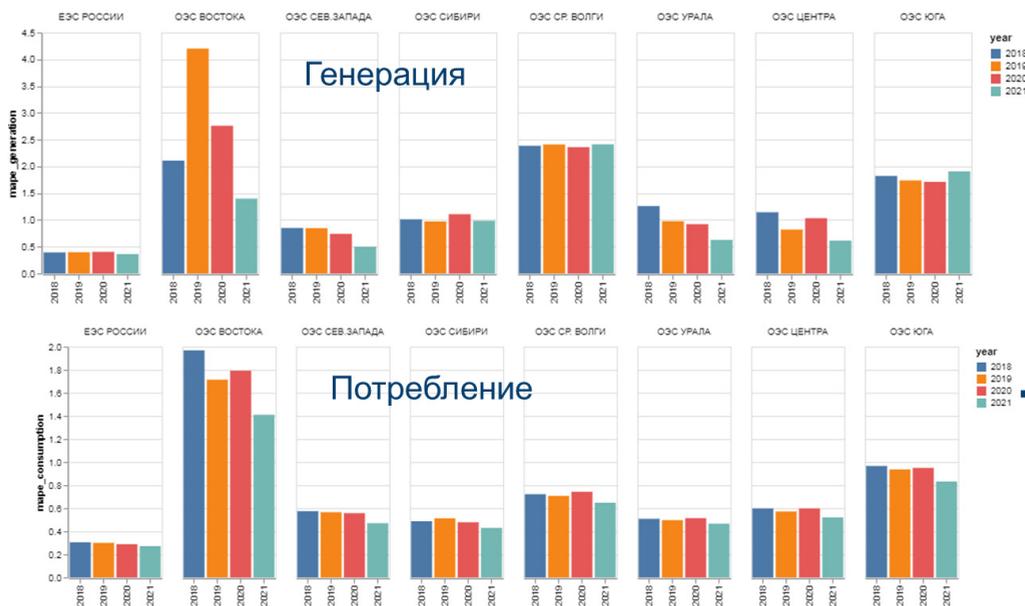


Рис. 3. Средняя абсолютная ошибка (MAPE) прогнозов по ОЭС России

Можно сделать вывод, что технологиям искусственного интеллекта и его частного раздела – машинного обучения, целесообразнее искать применение в новых областях, применяя готовые библиотеки для языков программирования R и Python к решению задач в электроэнергетике (см. табл.).

Современные технологии обработки данных и решаемые задачи

Класс задач	Области применения
Выявление аномалий	От обслуживания по состоянию до детектирования угроз информационной безопасности
Поиск зависимостей и взаимосвязей	От предложения новых услуг до оптимизации операционной деятельности
Кластеризация	Построение гипотез
Классификация (дерево решений или нейронная сеть)	Принятие решений, экспертные системы, советчик диспетчера, оптимизация
Регрессия (классическая статистика или deep learning)	Прогнозирование
Обработка естественного языка (Natural Language Processing)	Корпусный анализ текста технических проектов. Извлечение знаний. Патентный поиск. Мониторинг СМИ. Человеко-компьютерное взаимодействие
Наглядная визуализация. (Dashboard, data mashups, Digital Boardroom)	Панель индикаторов. Диспетчерская. Советчик диспетчера

Примеры обработки естественного языка для электроэнергетики

Для решения практической задачи оценки качества описания инновационного проекта в энергетике была проведена предобработка текста 24 томов технической документации общим объемом более 1000 страниц с последующим статистическим анализом.

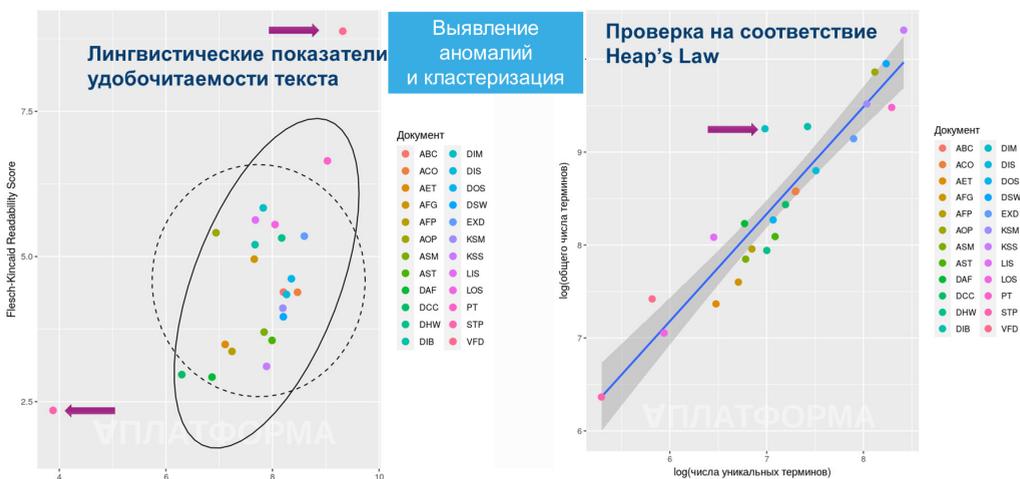


Рис. 4. Корпусный анализ текста технического проекта в энергетике

Если подвергать анализу список компаний, получивших патенты, можно выявить очевидных лидеров, распределение количества патентов по годам и темам и т.д. Все вышеперечисленные задачи решаются и с применением классических методов статистики. Библиотеки машинного обучения позволяют решить такую нетривиальную задачу как выявление «patent family», в результате получив информацию, что 350 уникальных компаний, получивших патенты, группируются в 29 «кластеров», предположительно с целью совместного использования патентов.

С целью анализа отраслевого информационного поля в качестве исходных данных можно использовать средства массовой информации, интернет-сайты и другие открытые источники. Для отработки технологии были использованы ежедневные обзоры СМИ, которые заказывает Минэнерго России и публикует на своем сайте. Объем корпуса текста первых 100 обзоров за 2020 г. составил почти 3 млн слов и 114 тыс. предложений.

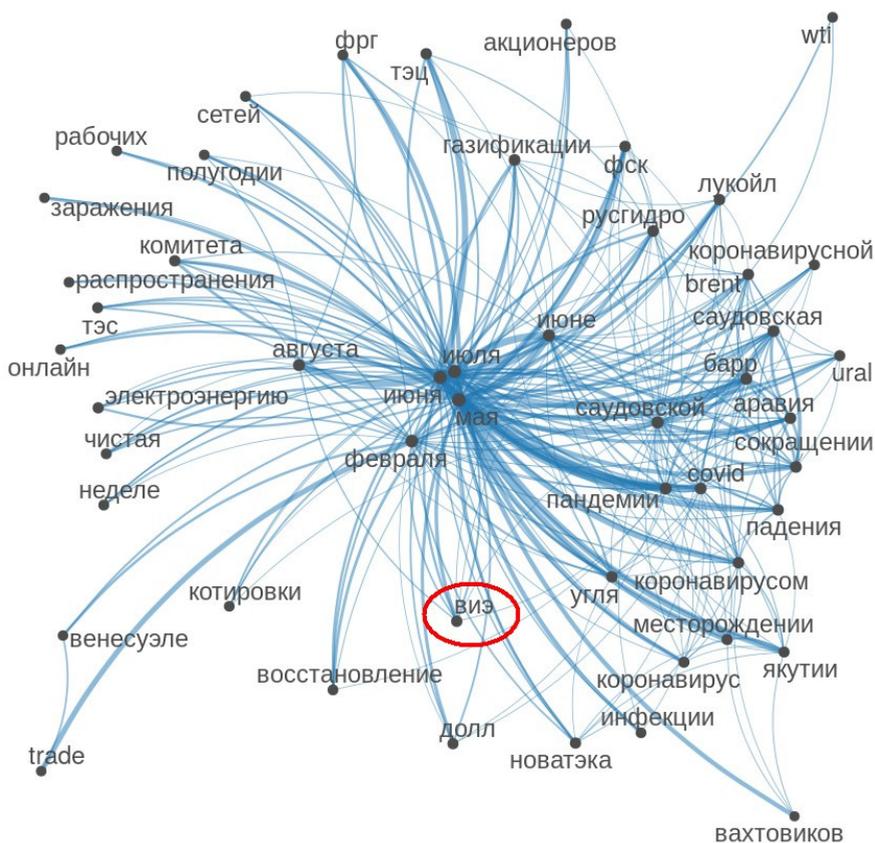


Рис. 6. Связи между сущностями отраслевого информационного поля

Подсчет показал, что количество уникальных слов в корпусе текста составляет в среднем 23%, что говорит о небогатом словарном запасе прессы и количестве рассматриваемых тем. К примеру, в рейтинге по частоте употребления на первом месте оказалось слово «нефти» – 11953 раза, слово «электроэнергии» с частотностью 1584 заняло только символическое сотое место. Если нас интересует тематика возобновляемых источников энергии, то поиск с использованием паттернов 'ветр* электростан*' дает нам 32 вхождения, а 'сол* электростан*' – 55 вхождений. Можно сделать вывод, что в наблюдаемом периоде преобладала тематика солнечной энергетики.

Прикладное значение имеет анализ силы и видов связей между выбранными сущностями, а также их изменение во времени. С этой целью можно построить матрицу связей (feature co-occurrence matrix – FCM), один из вариантов визуализации которой приведен выше (рис. 6).

Повышение точности прогноза потребления

Аналогично движению промышленного производства к Индустрии 4.0 эволюция систем энергоснабжения сейчас находится накануне этапа цифровой трансформации. Распределительные сети оказались перед трудным выбором, основной причиной которого является высокая неопределенность с расчетом окупаемости и технико-экономическим обоснованием проектов развития.

Для принятия решений в условиях высокой неопределенности существуют две стратегии: интуитивная (венчурная) и консервативная. Можно сделать ставку на технологии, не ставшие пока мейнстримом, и в долгосрочной перспективе победить, но более вероятно – проиграть. Поэтому лица, принимающие решения, часто выбирают консервативную стратегию. В случае с распределительными сетями – это внедрение локальных улучшений в технологии и операционную деятельность без долгосрочных инвестиций в развитие мощности и пропускную способность сетей, имеющих самую высокую стоимость реализации.

Самым действенным механизмом оптимизации затрат на развитие и снижение текущих и будущих эксплуатационных расходов в распределительных сетях является повышение точности прогноза потребления и управление пиковой нагрузкой. Для решения второй задачи в мире существует ряд технологий [2], работающих на разных уровнях [3]:

- генерация – Distributed Energy Resource Management System;
- распределение – Demand Response Optimization and Management System;

– потребление – от частных решений, таких как Building Energy Management System, до комплексных программ – Integrated Demand Side Management.

В Российской Федерации есть два основных механизма, устанавливающих экономические стимулы для снижения пиковых нагрузок:

- возможность выбора интервальной ценовой категории на розничном рынке электроэнергии [4];
- механизм ценозависимого снижения потребления электрической энергии [5].

В настоящее время в России наблюдается рост интереса к применению всех технологий, перечисленных выше.

Успешное решение задачи управления пиковой нагрузкой в энергорайоне зависит от суперпозиции решения частных задач: прогноз генерации ВИЭ; прогноз потребления; использование управляемой нагрузки; оценка надежности оборудования; применение накопителей электроэнергии и т.д.

Для обработки и визуализации временных рядов была использована методология, детально описанная в [6], новизна которой состоит в подготовке, преобразовании и обработке данных исключительно в оперативной памяти, с гарантированным сохранением исходных данных.

В качестве ключевого фактора был выделен прогноз потребления, с последующим предсказанием часов пиковой нагрузки.

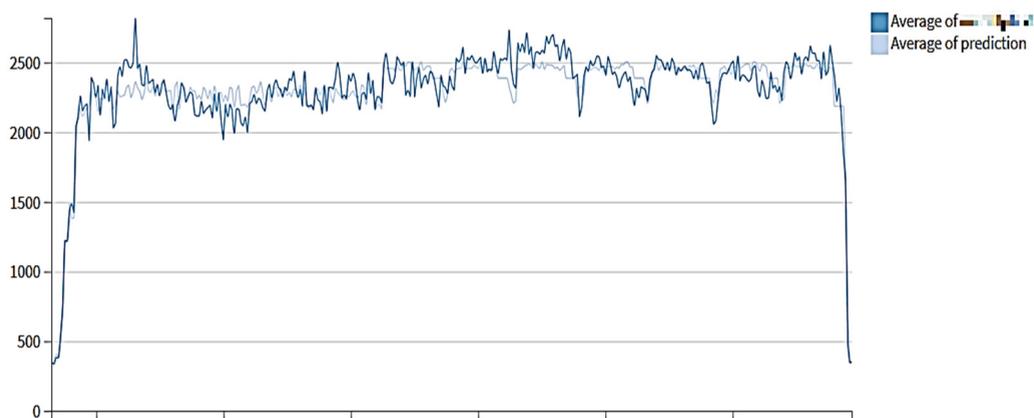


Рис. 7. Пример прогноза потребления, построенный с помощью нейронной сети

На рисунке 7 представлен результат прогнозирования потребления промышленного предприятия на временном интервале от начала до конца года. Прогноз демонстрирует высокую точность (Mean Average Percentage

Error 4,86%). Основная ошибка накапливается на пиках и провалах потребления, поскольку они обусловлены особенностями производства и не могут быть предсказаны математически, какие бы совершенные алгоритмы мы не использовали.

Вариантом решения может быть создание депозитария, куда передаются анонимизированные прогнозы потребления. По мере развития ВИЭ в России в этот же центр должна поступать информация о прогнозах генерации. Солнечная и ветрогенерация отличаются стохастическим характером, причем на разных промежутках времени – от долговременных климатических изменений, до порывов ветра и солнца, которое закрыла туча. Оператор подобного центра сможет оказывать качественные услуги по прогнозированию, аккумулируя не только данные, но и компетенции в области их анализа.

Другим способом обработки и визуализации данных, полезным для среднесрочного планирования, является построение гистограмм потребляемой мощности. Каждый тип производства имеет свой характерный профиль, ширину спектра и амплитуду (рис. 8). Огибающая кривая может быть вычислена в параметрическом виде, что позволит при моделировании оперировать не дискретными параметрами, а системами уравнений.

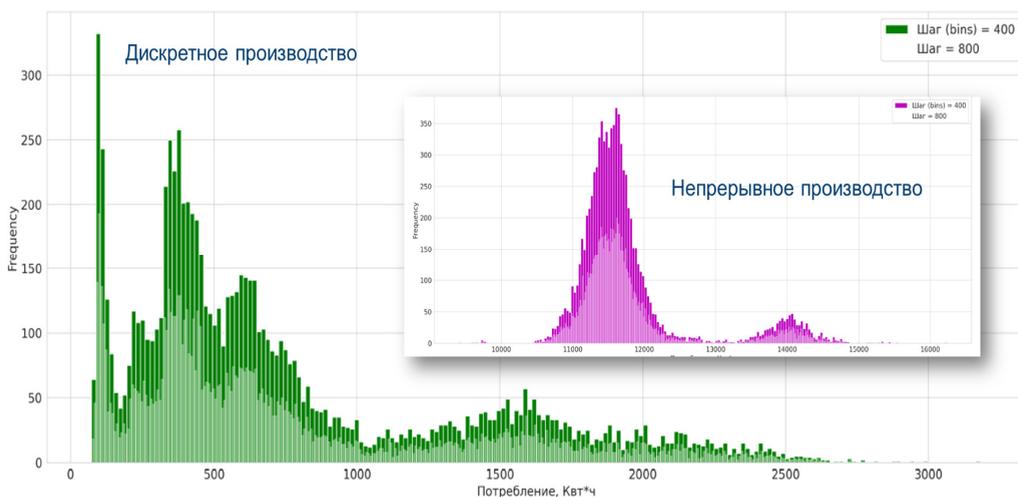


Рис. 8. Гистограмма потребляемой мощности для разных типов производства

Визуализация. В качестве способа визуализации временных рядов был выбран популярный open-source проект Grafana. Пример такой визуализации приведен на рис. 9.

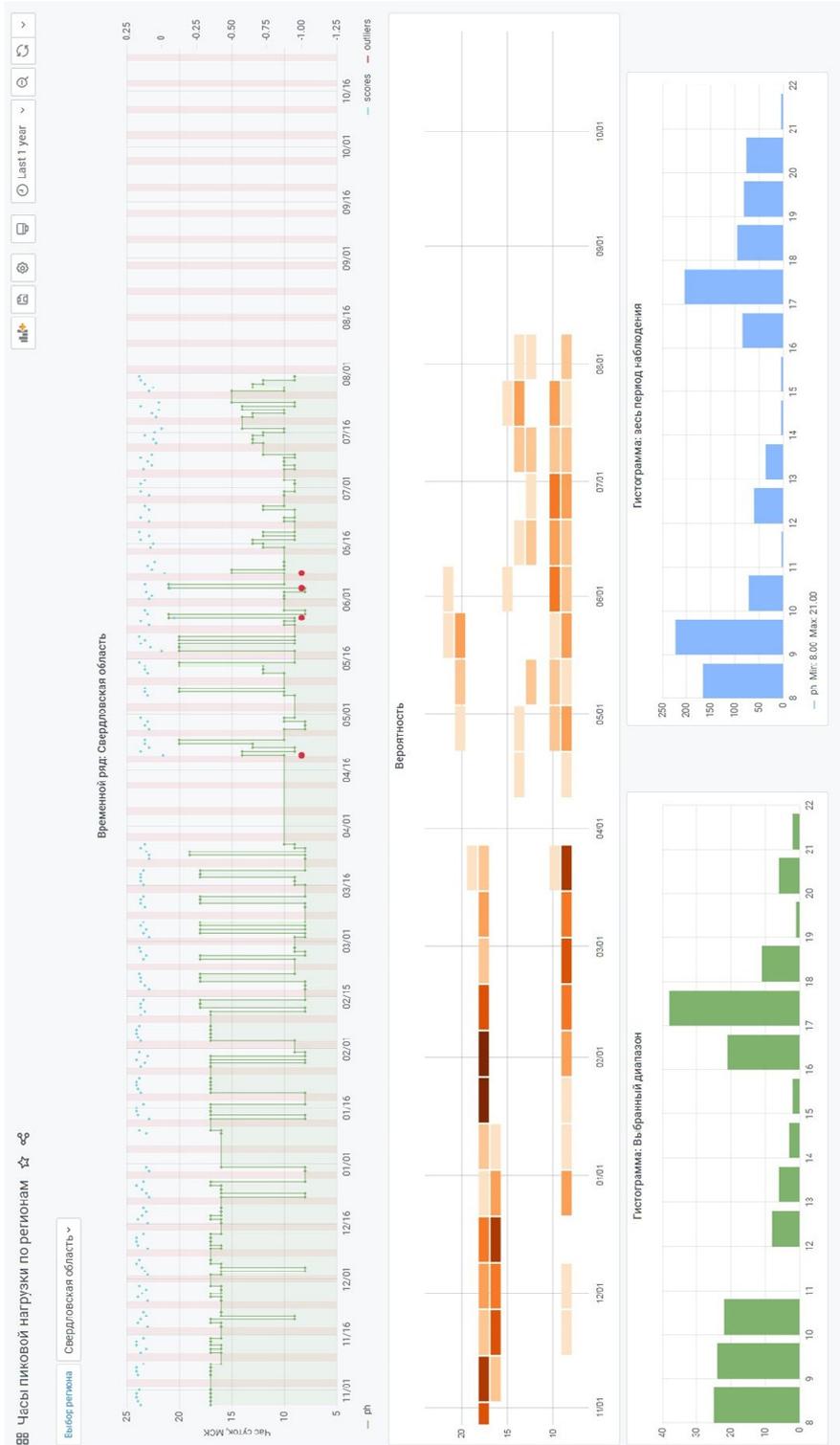


Рис. 9. Пример визуализации информации о часах пиковой нагрузки по региону

После выбора региона и временного интервала отображается распределение часов пиковой нагрузки за выбранный период. Красными точками на графике помечаются аномальные значения. Температурные карты и гистограммы наглядно показывают распределение вероятности часов пиков нагрузки отдельно за последние пять лет и в пределах выбранного интервала, что позволяет визуально оценить отличия выбранного периода от среднестатистических значений.

Для выработки обоснованных рекомендаций по планированию развития электросетевых компаний в случае отсутствия фактических данных для генерации временных рядов можно использовать имитационные модели, выполненные в среде AnyLogic.

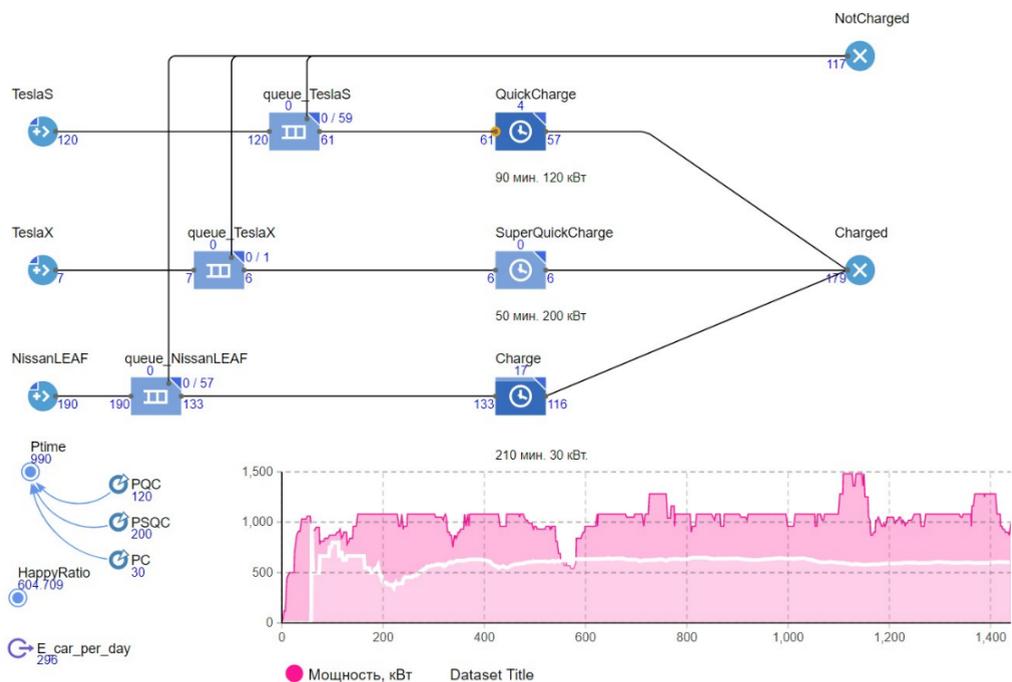


Рис. 10. Имитационная модель зарядной станции

На рисунке 10 приведен пример модели, построенной для оценки пикового 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. На графике видно, что даже одна зарядная станция для электро-транспорта, обслуживающая 179 электромобилей в сутки, создает в районе технологического присоединения колебание нагрузки в пределах от 0,5 до 1,5 МВт. В настоящее время в России практически нет крупных зарядных станций и по ним нет достоверной статистики, но уже известно количество электромобилей, примерное распределение по маркам машин и динамика увеличения их числа, что позволяет моделировать различные перспективные сценарии.

Для построения долгосрочных многофакторных прогнозов авторы планируют использовать модели системной динамики, хорошо зарекомендовавшие себя в исследовании по тематике информационной безопасности, когда ставилась задача прогнозирования динамики роста числа угроз информационной безопасности на десятилетний период [7].

Имитационное моделирование в отдельных случаях позволяет обучать нейронные сети при недостатке данных. По своей природе алгоритмы машинного обучения требуют очень много размеченных данных (обучение «без учителя» редко дает хороший результат). Идея состоит в том, что в качестве реальных устройств или объекта управления можно использовать модель, отражающую необходимые свойства [8]. Необходимое количество данных получим путем запуска имитационной модели с разными параметрами. Таким образом, можно применить методы обучения с подкреплением (reinforcement learning). В роли сигналов подкрепления будет экономический эффект, рассчитанный с помощью модели.

Государственная поддержка

Важно отметить, что применение современных технологий обработки данных с 2020 г. имеет государственную поддержку. Ниже приведена цитата из постановления Правительства РФ от 28.10.2020 №1750 «Перечень технологий, применяемых в рамках экспериментальных правовых режимов в сфере цифровых инноваций» [9].

«Технологии работы с большими данными, в том числе в области:

- прослеживаемости и интероперабельности данных;
- программно-определяемых хранилищ данных;
- обработки, утилизации данных с использованием машинного обучения;
- обогащения данных;

- бизнес-анализа;
- дескриптивной, прескриптивной, предиктивной и предписывающей аналитики;
- сбора, хранения и обработки данных, в том числе децентрализованных».

По оценке авторов в Постановлении перечислены семь групп цифровых инноваций и 28 конкретных технологий, потенциально применимых к электроэнергетике.

Заключение

Данная работа была выполнена для оценки трудозатрат и востребованности специализированных информационно-аналитических сервисов для промышленных предприятий и компаний, работающих в сфере электроэнергетики.

Одним из важных результатов можно считать вывод о том, что для решения задач краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного прогнозирования можно использовать существующие и моделируемые наборы данных и способы их обработки с использованием библиотек для языков программирования R и Python и ПО имитационного моделирования AnyLogic.

Точность прогнозирования удалось повысить за счет предварительного удаления аномальных значений из обучающей выборки. Наилучшие результаты были получены с помощью алгоритма Isolation Forest. Он не только хорошо выделяет аномальные значения ЧПН для каждого региона, но и позволяет построить профиль для автоматизации подбора коэффициентов.

Подтверждена необходимость добавления ко всем наборам данных временных рядов с температурой воздуха в регионе. В России наблюдается сильная корреляция температуры и энергопотребления. Коэффициент корреляции, вычисленный разными методами, составил: Пирсона 0,961; Спирмена 0,936.

Проведенные замеры времени выполнения различных операций подтвердили целесообразность использования оперативной памяти для ускорения вычислений. Например, загрузка временного ряда из 30 000 значений занимала 34 мс. Последующие преобразования, включающие в

себя фильтрацию, группировку и выполнение статистических функций, заняли 7 мс. Это открывает возможность реализации автоматического управления или создания систем класса Intelligence Amplification, выполняющих роль советчика в реальном времени.

Показана невозможность радикального повышения точности прогнозирования без использования дополнительной информации от потребителей, например, планируемых дат останова производства, изменения графиков работы или производственной программы, установка локальной генерации и т.п. В качестве решения предполагается создание пилотного сервиса, позволяющего потребителям в удобной форме передавать такую информацию, которая после обезличивания будет использована для повышения точности прогнозов в энергорайоне.

В рамках развития образовательных проектов РТСофт в 2020 г. при содействии «Сколтех» и «Университета НТИ 20.35» была записана вводная лекция курса «Искусственный интеллект в современной электроэнергетике», которая в 2021 г. будет доступна сразу на нескольких платформах дистанционного обучения.

В перспективе существует возможность реализации аналитических сервисов на базе \forall Платформы [10].

Благодарности. Авторы благодарят АО «СО ЕЭС», АО «АТС» за предоставление доступа к наборам данных для анализа, а также производственные и коммерческие компании за информацию о динамике фактического потребления электроэнергии на условиях анонимного использования в исследовании.

Список литературы

1. Грабчак Е.П., Медведева Е.А. «Цифровые двойники и цифровые тени в электроэнергетике». [Электрон. ресурс] – URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2020/01/25/tsifrovye-dvojniki-i-tsifrovye-teni-v-elektroenergetike/>
2. Demand Response Acronyms & Glossary, Third Edition // Peak Load Management Alliance, 2019. [Электрон. ресурс] – URL: https://plma.memberclicks.net/assets/Training-Evolution/PLMADR%20_Acronyms-Glossary_v3-040119.pdf

3. «Micro vs MEGA: trends influencing the development of the power system», Discussion paper, ISGAN Annex 6 Power T&D Systems, May 2020.

4. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

5. Постановление Правительства РФ от 08.02.2021 № 132 «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 признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации».

6. Литвинов, П.В. Современные способы обработки временных рядов на примере анализа влияния эпидемиологической обстановки на электроэнергетику в России / П.В. Литвинов, // Электроэнергетика в национальных проектах», под ред. д.т.н., проф. Н.Д. Рогалева. – М.: 2020 с. 204–217 [Электрон. ресурс] – URL: http://nts-ees.ru/sites/default/files/sbornik_2020.pdf

7. 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.

8. Cyrill Glockner «AnyLogic and Project Bonsai help companies teach machines to solve real-world business problems», AI Blog for Business & Tech, July 2020 – URL: [Электрон. ресурс] <https://blogs.microsoft.com/ai-for-business/anylogic-project-bonsai/>

9. «Перечень технологий, применяемых в рамках экспериментальных правовых режимов в сфере цифровых инноваций», утвержден постановлением Правительства РФ от 28.10.2020 № 1750.

10. «А-Платформа» – цифровая платформа, предназначенная для разработки, внедрения и исполнения прикладных систем управления объектами интеллектуальной распределенной энергетики и сопутствующих сервисов [Электрон. ресурс] URL: <https://a-platform.ru/>

ПРИМЕНЕНИЕ СКВОЗНЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РАСЧЕТОВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Журавлёв В.С.,

Осика Л.К.,

ООО «Энерсофт», к.т.н.

Известно, что в целях обеспечения надежной и бесперебойной поставки электрической энергии на оптовом рынке осуществляется торговля мощностью – особым товаром, продажа которого влечет возникновение у участника оптового рынка обязательства по поддержанию принадлежащего ему на праве собственности или на ином законном основании генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электрической энергии, в том числе путем проведения необходимых для этого ремонтов генерирующего оборудования, и возникновение соответствующего указанному обязательству у иных участников оптового рынка права требовать его надлежащего исполнения в соответствии с условиями заключенных договоров купли-продажи (поставки) мощности¹. Электрическая мощность также является особым товаром и на розничных рынках электроэнергии.

В соответствии с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии²» (далее – РРЭМ), предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) (далее – предельные уровни нерегулируемых цен) за соответствующий расчетный период рассчитываются гарантирующим поставщиком по следующим ценовым категориям, приведенным в табл. 1.

¹ «Правила оптового рынка электрической энергии и мощности» (Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 N 1172).

² Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442.

Ценовые и учетные характеристики потребителей РРЭМ

Ценовая категория	Коммерческий учет	Нерегулируемая цена оптового рынка электроэнергии (мощности) (ОРЭМ)		Тариф на услуги по передаче электроэнергии	Почасовое планирование
1	Интегральный (за месяц)	Одноставочная цена		Одноставочный	нет
2	Зонный (по зонам времени суток за месяц)	Одноставочная цена, дифференцированная по зонам суток			
3	Интервальный – почасовой	Цена на мощность	Цена на электроэнергию, дифференцированная по часам	Одноставочный	да
4				Двухставочный	
5				Одноставочный	
6				Двухставочный	

Предельные уровни нерегулируемых цен дифференцируются по уровням напряжения в соответствии с дифференциацией применяемых при определении предельных уровней тарифов (ставок тарифов) на услуги по передаче электрической энергии, а также предельные уровни нерегулируемых цен дифференцируются по группам (подгруппам) потребителей.

Дифференциация предельных уровней нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) по высокому первому напряжению (ВН1) применяется только в отношении четвертой и шестой ценовых категорий.

Для ценовых категорий с 3-й по 6-ю объем мощности, оплачиваемой на розничном рынке потребителем (покупателем) за расчетный период, определяется как *среднее арифметическое значение почасовых объемов потребления электрической энергии потребителем (покупателем) в часы, определенные коммерческим оператором в соответствии с Правилами оптового рынка из установленных системным оператором (СО) плановых часов пиковой нагрузки в рабочие дни расчетного периода* для определения объема фактического пикового потребления гарантирующего поставщика, обслуживающего этого потребителя (покупателя), и опубликованные коммерческим оператором в соответствии с правилами ОРЭМ³.

Часы для расчета объема мощности, оплачиваемой потребителем (покупателем) на розничном рынке, опубликованные коммерческим оператором (КО) оптового рынка в соответствии с Правилами оптового рын-

³ Пункт 95 Основных положений РРЭМ.

ка, публикуются гарантирующим поставщиком не позднее чем через 11 дней после окончания расчетного периода на его официальном сайте в сети «Интернет» или в официальном печатном издании⁴. Часы пиковой нагрузки публикуются КО – АО «АТС»⁵ – на своем сайте.

Данные о плановом потреблении, в случае расчетов по соответствующей ценовой категории, предоставляются потребителем энергосбытовой компании в соответствии с договором энергоснабжения или договором купли-продажи электроэнергии (мощности).

Как правило, при проведении расчётов по 5-й или 6-й ценовой категории потребитель – абонент обязан предоставить в энергосбытовую компанию данные о плановых почасовых объёмах электрической энергии в конкретные сутки расчетного периода не позднее, чем за 2 дня до начала данных суток (обычно – до 12:00)⁶.

При непредоставлении или несвоевременном предоставлении Абонентом данных о плановых почасовых объёмах поставленной электрической энергии на отдельные сутки либо при предоставлении указанных данных в отношении не всех часов таких суток плановый почасовой объём за часы, в отношении которых такие данные не предоставлены, определяется расчётным способом путём умножения фактических почасовых объёмов поставленной электрической энергии в такие часы на коэффициент, меньший единицы.

Очевидно, что наибольшим потенциалом оптимизации затрат при покупке мощности обладают потребители 3-й и 4-й ценовых категорий, в отношении которых осуществляется почасовой учет, но не осуществляется почасовое планирование. Потребители этих ценовых категорий оплачивают объем мощности, который приходится на час фактического максимума (пика) нагрузки региональной энергосистемы.

Далее идут потребители 5-й и 6-й ценовых категорий, в отношении которых за расчетный период осуществляются почасовое планирование и учет, также оплачивающие объем мощности, который приходится на час фактического максимума (пика) нагрузки региональной энергосистемы. Однако при этом имеет место меньшая неопределенность ведения ими фактического режима.

⁴ Там же.

⁵ Подразделение: **Департамент торговли АО «АТС»**, Отдел расчетов покупки и продажи мощности.

⁶ Например, для АО «Мосэнергосбыт» см. договор купли-продажи по ссылке: <https://www.mosenergosbyt.ru/legals/contracts/contract-types/>.

При этом необходимо решить прогностическую задачу краткосрочного планирования «несовпадения» часового интервала собственной максимальной нагрузки потребителя с часовым интервалом максимальной нагрузки региональной ЭЭС субъекта Российской Федерации. Причем заранее известны только плановые часы пиковых нагрузок, установленные СО, а фактический час пиковой нагрузки по дням месяца становится известен только по окончании расчетного периода (месяца) из публикации АО «АТС» не позднее чем через 11 дней после окончания данного расчетного периода.

Иными словами, потребителю необходимо «угадать», в какой час рабочего дня наступит максимум потребления региональной системы, и не допустить в данный час значительного собственного потребления энергии (а следовательно, – и среднечасовой мощности). Эффект от несовпадения часа собственного максимума потребления среднечасовой мощности и собственного потребления среднечасовой мощности в час максимума нагрузки территориальной ЭЭС проиллюстрирован на рис. 1.

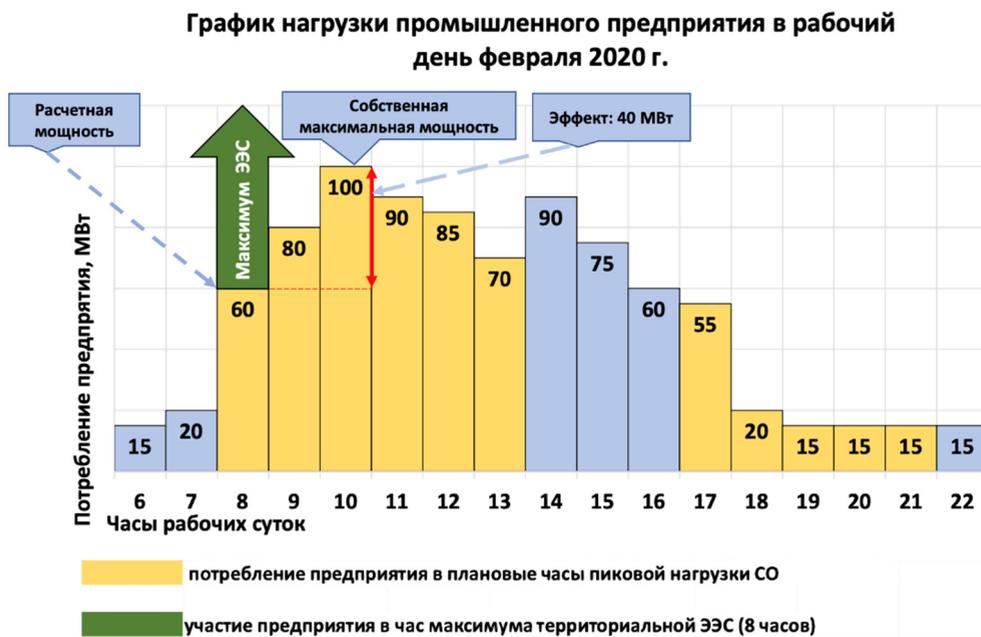


Рис. 1. Иллюстрация эффекта от оптимизации планирования сдвига собственного максимума потребления предприятия относительно максимума потребления ЭЭС

«Угадывание», основанное на самых общих предположениях и субъективном мнении, можно и нужно заменить научно обоснованным прогнозом наиболее вероятного временного ряда часов в течение рабочего дня, в один из которых наступит максимум нагрузки региона [1–7], а так как расчетный час всего один, то этот временной ряд будет ранжированным по вероятности. Обычно для практического применения пользователем результатов прогноза следует принимать длину ряда размером не более трёх-четырёхчасовых интервалов.

Прогноз вероятности основан на ряде гипотез о влияющих факторах, ретроспективные данные о которых имеются в распоряжении прогнозиста. Среди них, очевидно, присутствуют погодные факторы, порядковый номер рабочего дня в неделе (понедельник, вторник, ..., пятница), а также некоторые другие факторы «второго порядка влияния».

Исходя также из весьма правдоподобной гипотезы о преобладающем влиянии метеорологических условий на вариацию потребления электроэнергии в тот или иной день недели, естественно предположить, что точность прогноза будет максимальной, если информация будет получена (и предоставлена пользователю) с минимально допустимым для предприятия упреждением:

- до начала текущего рабочего дня;
- в день, предшествующий началу первого дня прогнозного периода;
- за два дня до начала прогнозного периода и т.д.

Очевидно, что наиболее точный прогноз о наступлении «пикового часа» в текущий день предоставляется в формате «на сегодня» – до начала рабочего дня.

При прогнозировании временных рядов возможны два варианта постановки задачи [8].

1. Первый вариант: для получения будущих значений исследуемого временного ряда используются доступные значения только этого ряда.

2. Второй вариант: для получения прогнозных значений возможно использование не только фактических значений искомого ряда, но и значений набора внешних факторов, представленных в виде временных рядов.

В общем случае временные ряды внешних факторов могут иметь разрешение по времени отличное от разрешения искомого временного ряда.

Математические модели прогноза часового потребления электроэнергии (среднечасовой мощности) относятся к классу моделей прогнозирования временных рядов, а точнее к классу *интервальных временных рядов с постоянным интервалом*.

Временным рядом (рядом динамики, динамическим рядом) называется последовательность значений показателя или признака, упорядоченная в хронологическом порядке, т.е. в порядке возрастания временного параметра. Отдельные наблюдения временного ряда образуют уровни этого ряда.

В отличие от пространственных данных уровни (данные) временного ряда, как правило, не являются статистически независимыми, а также не имеют одинакового распределения.

В качестве показателя времени в рядах динамики могут указываться либо определенные моменты времени (даты), либо отдельные периоды (сутки, месяцы, кварталы, полугодия, годы и т.д.).

Постоянный интервал для рассматриваемых в настоящей статье интервальных временных рядов равен 1 часу по условиям задачи, которая определяется требованиями правил оптового и розничных рынков электроэнергии (мощности) к планированию и отчетности в отношении оборота электрической энергии. Если прибегнуть к традиционному описанию интервального временного ряда, то он имеет уровни, равные электрической среднечасовой мощности $P_{i \text{ час}}$ в час i (в промежутке между часовым отсчетом $i - 1 T_{i-1}$ и часовым отсчетом $i T_i$):

$$P_{i \text{ час}} = \frac{1}{T_i - T_{i-1}} \cdot \int_{T_{i-1}}^{T_i} u(t)i(t)dt, \quad (1)$$

где $u(t)$ и $i(t)$ – соответственно «мгновенные» значения измеряемых токов и напряжений в счетчиках электроэнергии, является *производным рядом*, так как уровни ряда представляют собой не непосредственно наблюдаемые значения исследуемой величины, а производные величины (средние, или относительные). Уровни этих временных рядов получаются с помощью некоторых вычислений на основе абсолютных показателей – измеренных величин.

Однако поставленная задача отличается от традиционно понимаемого временного ряда: *«время – уровень физической величины»*. Её объектами исследования служат прогностические модели зависимости объемов потребления в территориальной электроэнергетической системе (ЭЭС) от времени с дискретизацией по часовым интервалам, а результатом – *временные ряды часов максимальной нагрузки* территориальной ЭЭС в *пиковые часы СО*. Результат решения задачи – оптимальная модель, которая должна прогнозировать часы, или номера часов в сутках, абсолютного

максимума нагрузки ЭЭС в рабочие дни недели⁷ и в течение рабочих часов предприятия, наступающие с вероятностью от максимально возможной до приемлемой по условиям задачи. Значение же максимума само по себе не имеет значения, так как главная задача пользователя – снизить потребление до минимально возможного уровня именно в данный прогнозный часовой интервал.

Для снижения рисков неточности прогноза, как указывалось выше, следует планировать ежедневно три или четыре часовых интервалов с наибольшей вероятностью их появления в виде ранжированного суточного ряда.

Таким образом, временной суточный ряд будет иметь вид:

$$R(3): (t_1, p_1); (t_2, p_2); (t_3, p_3)$$

или

$$R(4): (t_1, p_1); (t_2, p_2); (t_3, p_3); (t_4, p_4) \quad (2)$$

или

$$R(2): (t_1, p_1); (t_2, p_2)$$

или

$$R(\alpha): \dots,$$

где t_i ($i(\alpha) = k, l, m, n$) – часовой интервал от начала $i - 1$ до начала i -го астрономического часов;

k, l, m, n – прогнозные часы временного ряда наступления максимума нагрузки территориальной ЭЭС (количество прогнозных часов может быть от одного до трёх или четырех, а также 1, 2, 5 и более, исходя из разумных предположений и требований пользователя);

p_i ($i(\alpha) = k, l, m, n$) – вероятности наступления максимума нагрузки территориальной ЭЭС в прогнозные часы или значения иной ранжированной шкалы (метрики), выбранной для оценки вероятности наступления максимума потребления территориальной ЭЭС в эти часы;

α – число планируемых (и ранжируемых по вероятности наступления события) часов наступления максимума нагрузки территориальной ЭЭС),

⁷ В большинстве случаев (но далеко не во всех!) максимум нагрузки ЭЭС будет наступать в рабочие часы предприятия, в дневную смену при двух- или трёхсменной работе. И только, например, в экстремально теплых погодных условиях при наличии большого количества бытовых кондиционеров максимум некоторых энергосистем в летнее время будет приходиться на вечерние нерабочие часы, что надо учитывать при планировании загрузки производственных мощностей.

т.е. мощность множества, составляющего временной ряд (английский термин – cardinality), $\alpha = 1, 2, 3, 4, \dots$ в формулах (2).

Уровни временного ряда – значения максимальных мощностей территориальной ЭЭС в пиковые часы рабочих суток СО (в МВт) – в данной задаче формально не служат в качестве подлежащей определению интервальной дискретной величины, но могут представлять собой необходимый промежуточный результат для некоторых моделей.

Известно, что точность прогнозирования временного ряда зависит:

- от качественных характеристик временного ряда;
- от выбранного метода (модели) прогнозирования;
- от учитываемой совокупности влияющих факторов;
- от доступности исходных данных (по значениям влияющих факторов);
- от квалификации лица, выполняющего исследования (эксперта);
- от доступности программно-аппаратных средств для реализации алгоритмов модели
- от прочих условий, определяемых конкретной задачей.

Учет внешних факторов всегда требует от разработчиков методик и моделей неформального, творческого подхода с привлечением всего доступного опыта и собственной интуиции. Так, в [26] обсуждаются такие внешние (для физической сути проблемы) метеорологические факторы, как температура окружающей среды, влажность воздуха, а также календарные факторы – час суток, день недели, месяц года.

В общем случае внешние факторы могут быть [8]:

- *дискретными* – представленными временными рядами: например, температура воздуха;
- *качественными* – категориальными, состоящими из подмножеств.

Большинство моделей, нашедших практическое применение, позволяют учитывать только дискретные факторы.

При прогнозировании временных рядов нагрузки (потребления ЭЭС), как и при прогнозировании любых физических и математических величин существуют три принципиальные проблемы [5, 8].

Первая проблема – это определение необходимых и достаточных параметров для оценки состояния исследуемой предметной области.

Вторая проблема заключается в так называемом «проклятье размерности» [5] – желании учесть в модели как можно больше показателей и критериев оценки, что может привести к тому, что требуемая для ее решения компьютерная система вплотную приблизится к «пределу Тьюринга» (ограничению на быстродействие и размеры вычислительного комплекса в зависимости от количества информации, обрабатываемой в единицу времени).

Решение проблемы сводится на практике к определению разумного числа значимых влияющих факторов при прогнозе одной или нескольких величин, заданных в условии задачи.

Третья проблема – наличие феномена «надсистемности». Взаимодействующие системы образуют систему более высокого уровня, обладающую собственными свойствами, что делает принципиально недостижимой возможность надсистемного отображения и целевых функций с точки зрения систем, входящих в состав надсистемы.

Применительно к рассматриваемой в настоящей статье проблематике это означает невозможность прогноза графика нагрузки ЭЭС только по данным электропотребления предприятия, которому требуется данный прогноз.

Для преодоления перечисленных проблем делаются попытки применения самых передовых разделов современной фундаментальной и вычислительной математики, таких как нейрокompьютеры, теория стохастического моделирования (теория хаоса), теория рисков, теория катастроф, синергетика и теория самоорганизующихся систем (включая генетические алгоритмы) [6–8]. Считается, что эти методы позволят увеличить глубину прогноза за счет выявления скрытых закономерностей и взаимосвязей среди плохо формализуемых обычными методами технологических, климатических, микро- и макроэкономических, политических и глобальных финансовых показателей.

В настоящее время существует множество моделей прогнозирования временных рядов: регрессионные и авторегрессионные модели, нейросетевые модели, модели экспоненциального сглаживания, модели на базе цепей Маркова, классификационные модели и др. Наиболее популярными и широко используемыми являются классы авторегрессионных и нейросетевых моделей [8–9].

Следует отметить, что наименования моделей и соответствующих методов как правило совпадают. Так, [27, 28] посвящены одной из самых распространенных моделей прогнозирования – авторегрессии проинтегрирован-

ного скользящего среднего с учетом внешнего фактора ARIMAX⁸ (auto regression moving average external). При этом не только данную модель, но и соответствующий ей метод в указанных источниках и в [25, 26], также называют ARIMAX.

Согласно [5, 7], в настоящее время насчитывается свыше 100 классов моделей, число общих классов моделей, которые в тех или иных вариациях повторяются в других классах, гораздо меньше. Как указывалось выше, часть моделей и соответствующих методов относится к отдельным процедурам, а часть методов представляет собой набор отдельных приемов, отличающихся от базовых или друг от друга некоторыми частными приемами и последовательностью их применения.

В [5] все методы прогнозирования делятся на две группы: интуитивные и формализованные. Учитывая, предмет исследований настоящей НИОКР, в дальнейшем будем рассматривать только формализованные модели и методы.

Согласно [26], формализованные модели прогнозирования разделяются на два класса:

- статистические модели;
- структурные модели;
- прочие модели.

В статистических моделях функциональная зависимость между будущими и фактическими значениями временного ряда, а также внешними факторами задана аналитически. К статистическим моделям относятся следующие группы моделей [5, 8]:

- регрессионные модели (линейные, нелинейные, МГУА) [1];
- авторегрессионные модели (ARMA, ARIMA, ARIMAX, ARDLN);
- модели экспоненциального сглаживания (ES, модель Хольта, модель Хольта – Винтерса и др.).

В структурных моделях функциональная зависимость между будущими и фактическими значениями временного ряда, а также внешними факторами задана структурно.

К структурным моделям относятся [8]:

- нейросетевые модели (ANN) [16];
- модели на базе цепей Маркова (MCM);

⁸ В настоящее время принято использовать английские аббревиатуры названий как моделей, так и методов прогнозирования.

- модели на базе классификационно-регрессионных деревьев (CART) [29].

Среди прочих моделей, основным недостатком которых является пока ещё слабая методологическая проработка именно для прогнозирования временных рядов [8], особо выделяются те, которые реализуют:

- метод опорных векторов (SVM) [1, 30];
- генетический алгоритм⁹ (GA) [8, 31];
- модель на основе передаточных функций (TF) [32].

Наиболее часто в практике прогнозирования временных рядов нагрузок ЭЭС применяется метод SVM. По существу, SVM относится к классу методов «входы – выходы». Теоретически, число входов для метода опорных векторов лежит в диапазоне от одного до бесконечности. Однако, в практическом применении, есть определенные ограничения на размер входной выборки, которые зависят от доступной вычислительной мощности.

Основное отличие SVM от нейросетей заключается в том, что для ANN количество настраиваемых коэффициентов должно априорно задаваться на основании некоторых эвристических соображений. В методе опорных векторов количество настраиваемых параметров автоматически определяется во время настройки и обычно меньше, чем число векторов в обучающей последовательности [1]. Ненулевыми остаются коэффициенты у опорных векторов, с помощью которых строится разделяющая гиперплоскость.

В отличие от нейросети, которая находит лишь один из возможных способов разделения классов, который, не является оптимальным, метод опорных векторов заключается в построении разделяющей поверхности, наиболее удаленной от всех разделяемых точек. Преимуществом метода опорных векторов является то, что параметры регрессионной модели определяются на основе решения задачи квадратичного программирования, имеющей единственное решение [11].

Способность обобщения метода SVM делают его более эффективным по устойчивости модели, чем у искусственных нейронных сетей. Время сходимости алгоритма регрессии SVM при краткосрочном прогнозировании меньше, чем у ANN, алгоритм имеет более высокую точность

⁹ Изначально был разработан для решения задач оптимизации, а также для решения поисковых задач. Однако, некоторые модификации GA позволяют решать задачи прогнозирования.

прогнозирования и более просто определяется структура модели. Для этого не нужно слишком много предварительной информации и данных, что имеет значительные преимущества.

Таким образом, можно предположить, что качество распознавания с помощью опорных векторов должно быть выше, чем у нейронной сети [11]. Критерий останова для обучения нейронной сети – нулевая ошибка на обучающем множестве, а критерий останова для метода опорных векторов – близость построенной разделяющей гиперплоскости к оптимальной. Прикладные исследования в области прогнозирования электрической нагрузки показывают перспективность и широкое применение SVM [1].

Ограничение использования метода опорных векторов связано с отсутствием рекомендаций по выбору параметров ядерной функции, наиболее подходящих для решения конкретной задачи. Недостатком метода опорных векторов также является неустойчивость по отношению к шуму в исходных данных.

Сравнение моделей и методов прогнозирования, рассмотренных в данной статье, представлено в табл. 2.

Применение нейросетевых методов для прогнозирования временных рядов нагрузки ЭЭС обусловлено тем, что жесткие статистические предположения о свойствах подобных временных рядов ограничивают возможности методов математической статистики, теории распознавания образов, теории случайных процессов и т. п.

Дело в том, что реальные процессы изменения потребления в ЭЭС не могут адекватно быть описаны с помощью традиционных статистических моделей, поскольку, по сути, являются существенно нелинейными, и имеют либо хаотическую, либо квазипериодическую, либо смешанную основу: стохастичность + хаос-динамика + детерминизм [5].

С другой стороны, методика проектирования ANN пока развита значительно лучше, чем в потенциально более перспективных методах SVM.

Учитывая опережающее развитие в настоящее время моделей ANN для прогнозирования графиков нагрузки ЭЭС и промышленных предприятий [2, 3, 10, 15, 16], а также положительный опыт применения этих моделей по всему миру [9, 17, 21, 23], данная модель представляется авторам базовой для прогноза временных рядов максимумов пиковой нагрузки региональных энергосистем.

Сравнение моделей и методов прогнозирования¹⁰
(по данным [1, 5, 7, 8])

Классы методов (моделей)	Достоинства методов (моделей)	Недостатки методов (моделей)	Примечания
Регрессионные методы (модели)	1. Простота 2. Гибкость 3. Единообразие анализа и проектирования 4. Для линейных моделей - быстрота получения результата; 5. Прозрачность моделирования ¹¹	1. Для нелинейных моделей - сложность определения вида функциональной зависимости 2. Для нелинейных моделей трудоемкость определения параметров модели. 3. Для линейных моделей низкая адаптивность. 4. Для линейных моделей – отсутствие способности моделирования нелинейных процессов	Линейная регрессия – наиболее простой и наглядный метод (модель) получения временных рядов
Авторегрессионные методы (модели)	1. Простота. 2. Гибкость. 3. Единообразие анализа и проектирования. 4. Прозрачность моделирования	1. Большое число параметров модели, идентификация которых неоднозначна и ресурсоемка. 2. Низкая адаптивность 3. Линейность и, как следствие, - отсутствие способности моделирования нелинейных процессов, часто встречающихся на практике	Данный класс моделей является одним из наиболее популярных, поэтому в открытом доступе легко найти примеры применения авторегрессионных моделей для решения задач прогнозирования временных рядов различных предметных областей

¹⁰ Среди достоинств и недостатков методов (моделей) не указана точность прогнозирования. Это сделано в связи с тем, что точность прогнозирования того или иного процесса зависит не только от модели, но и от опыта исследователя, от доступности данных, от располагаемой аппаратной мощности и многих других факторов. Точность прогнозирования может быть при решении каждой конкретной задачи.

¹¹ Доступность для анализа всех промежуточных вычислений.

Классы методов (моделей)	Достоинства методов (моделей)	Недостатки методов (моделей)	Примечания
Методы (модели) экспоненциального сглаживания	1. Простота 2. Единообразие анализа и проектирования	1. Недостаточная гибкость 2. Узкая область применения моделей	Данный класс моделей чаще других используется для долгосрочного прогнозирования
Методы (модели) на основе цепей Маркова	1. Простота 2. Единообразие анализа и проектирования	1. Невозможность моделирования процессов с «длинной» памятью. 2. Узкая область применения моделей	МСМ предполагает, что будущее состояние процесса зависит только от его текущего состояния, и не зависит от предыдущих состояний
Методы (модели) на основе классификационно-регрессионных деревьев	1. Масштабируемость 2. Быстрота и простота процесса обучения. 3. Возможность учитывать категориальные переменные	1. Неоднозначность алгоритма построения структуры дерева 2. Сложность останова вычислительного процесса 3. Отсутствие единообразия анализа и проектирования алгоритмов	За счет масштабируемости возможна быстрая обработка сверхбольших объемов данных (Big Data). CART моделирует зависимость будущего значения процесса $Z(t)$ при помощи структуры дерева, а также пороговых констант и подмножеств
Нейросетевые методы (модели)	1. Нелинейность – способность устанавливать нелинейные зависимости между будущими и фактическими значениями процессов 2. Адаптивность. 3. Масштабируемость (параллельная структура ANN ускоряет вычисления). 4. Единообразие анализа и проектирования алгоритмов	1. Отсутствие прозрачности моделирования 2. Сложность выбора архитектуры нейронной сети. 3. Высокие требования к непротиворечивости обучающей выборки 4. Сложность выбора алгоритма обучения 5. Ресурсоемкость процесса обучения модели	С помощью нейронных сетей возможно моделирование нелинейной зависимости будущего значения временного ряда от его фактических значений и от значений внешних факторов. Нелинейная зависимость определяется структурой сети и функцией активации

Повышение точности прогностического моделирования возможно несколькими путями.

Одной из популярных современных тенденций в данной области является создание комбинированных моделей и методов. Подобный подход дает возможность компенсировать недостатки одних моделей при помощи других и направлен на повышение точности прогнозирования, как одного из главных критериев эффективности конкретной модели.

Основным недостатком комбинированных моделей является сложность и ресурсоемкость их разработки, так как нужно создавать модели таким образом, чтобы компенсировать недостатки каждой из них, не потеряв их достоинств.

В [8] предлагается 2 направления повышения точности прогноза¹²:

1) *кластеризация* [33] и последующее применение выбранных моделей или их комбинации;

2) *консенсус-прогноз* (*consensus forecast, CF*), как комбинация нескольких методов (моделей) с последующим принятием решения об их адекватности друг другу и поставленной задаче, а также с составлением комбинации прогнозов (как правило, линейной) с экспертно принятыми весовыми коэффициентами для получения результата.

*Кластеризация*¹³ означает разбиение временного ряда на гомогенные отрезки (группы) с помощью, например, применения распознавания образов (1 этап) с последующим применением к каждому кластеру подходящей модели или их комбинации и проведением соответствующих расчетов (2 этап).

В качестве комбинации моделей могут быть использованы [34]:

- ANN + нечеткая логика (fuzzy logic, FL);
- ANN + ARIMA (ARIMAX);
- ANN + регрессия;
- ANN + GA + FL;
- регрессия + FL.

В большинстве комбинаций модели на основе ANN применяются для решения задачи кластеризации, а далее для каждого кластера строится отдельная модель прогнозирования на основе ARIMA, GA, FL и пр.

¹² См. также URL: <https://www.mbureau.ru/blog/dva-sposoba-povysit-tochnost-prognoza/>.

¹³ Кластеризация является, по своей сути, фактически распознаванием образов.

Консенсус-прогноз оперирует с двумя и более прогнозами, выполняемыми либо по одной базовой модели независимыми организациями (экспертами), либо по разным моделям¹⁴. При консенсус-прогнозе формируется математическое выражение результата с оценками весовых коэффициентов правдоподобия моделей. Очевидно, что как эти коэффициенты, так и общий результат – весьма субъективны и требуют не только знаний, но и интуиции эксперта.

Если в первом направлении две модели временных рядов применялись последовательно (кластеризация – моделирование внутри кластера), то во втором направлении они применяются параллельно. Как правило, точность консенсус-прогноза выше, чем точность каждого из прогнозов, рассматриваемого отдельно.

Выводы

1. Горизонт планирования почасового потребления, и следовательно, – часовых максимумов в целях оптимизации оплаты мощности для потребителей, рассчитывающихся по 3-й и 4-й ценовым категориям, не ограничен, и прогноз может выполняться с упреждением до 1 часа. Однако с точки зрения реальных потребностей предприятия расчет плановых максимумов должен заканчиваться за 1–2 часа до начала его работы.

2. Горизонт планирования почасового потребления, и следовательно, – часовых максимумов в целях оптимизации оплаты мощности для потребителей, рассчитывающихся по 5-й и 6-й ценовым категориям, ограничен условиями договора с энергосбытовой компанией (гарантирующим поставщиком). Как правило коррекция плана возможна за 2 суток до начала периода покупки электроэнергии (мощности). При этом расчеты за мощность будут осуществляться, также как и при расчете по 3-й и 4-й ценовым категориям, с привлечением механизма совпадения собственного максимума потребления потребителя и пиковых часов КО, однако здесь следует учитывать и тот факт, что расчеты за электроэнергию будут выполняться с привлечением механизма отклонений планового потребления от фактического по всем часам суток.

¹⁴ Rogelio Oliva Noel Watson. Managing Functional Biases in Organizational Forecasts: A Case Study of Consensus Forecasting in Supply Chain Planning // Mays Business School Texas A&M University. 2007

3. Анализ прогнозирования временных рядов максимумов потребления электрической мощности в локальных ЭЭС показал, что несмотря на многообразие и достоинства существующих методов, наиболее целесообразно применение нейросетевых технологий.

Нейросетевые модели обладают высокой аппроксимирующей способностью, позволяют обрабатывать статистическую информацию и выполнять прогнозные оценки.

4. Рассмотренные нейросетевые модели, благодаря их свойствам, могут также успешно применяться для прогнозирования и имитационного моделирования поведения электротехнических систем и комплексов различного назначения.

5. Учитывая опережающее развитие в настоящее время моделей ANN для прогнозирования графиков нагрузки ЭЭС и промышленных предприятий, а также положительный опыт применения этих моделей по всему миру, данная модель выбрана авторами в качестве базовой для прогноза временных рядов максимумов пиковой нагрузки региональных энергосистем.

5. ANN может быть использована также для создания информационной системы, позволяющей формировать консенсус-прогноз в целях уточнения результатов задачи прогнозирования временных рядов.

Литература

1. Абдурахманов, А.М. Методы прогнозирования электропотребления в распределительных сетях (обзор) / А.М. Абдурахманов, М.В. Володин, Е.Ю. Зыбин и др. // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. – 2016. – Т.3. – №1. – С. 3–23.

2. Pituk Bunnoon, Kusumal Chalermyanont, and Chusak Limsakul. A Computing Model of Artificial Intelligent Approaches to Mid-term Load Forecasting: a state-of-the-art- survey for the researcher // IACSIT International Journal of Engineering and Technology. – Vol. 2. – No.1. – February. – 2010. – P. 94–100.

3. Арутюнян, Р.В. Прогноз электропотребления: анализ временных рядов, геостатистика, искусственные нейронные сети / Р.В. Арутюнян, В.И. Богданов, Л.А. Большов // Препринт IBRAE–99–05. М.: Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН, 1999.

4. Бэнн, Д.В. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки; пер. с англ. / Д.В. Бэнн, Е.Д. Фармер. – М.: Энергоатомиздат. – 1987. – 200 с.

5. Тихонов, Э.Е. Методы прогнозирования в условиях рынка: учеб. пособие. – Невинномысск, – 2006. – 221 с.

6. Червяков, Н.И. Предсказание фрактальных временных рядов с помощью нейронных сетей / Н.И. Червяков, Э.Е. Тихонов // Нейрокомпьютеры: разработка, применение. – М.: Радиотехника, – 2003. – №10. – С.19–24.

7. Тихонов, Э.Е. Методы и алгоритмы прогнозирования экономических показателей на базе нейронных сетей и модулярной арифметики: дисс. ... канд. тех. наук. – Ставрополь, 2003. – 139 с.

8. Чучуева, И.А. Модель прогнозирования временных рядов по выборке максимального подобия // На правах рукописи / дисс. ... канд. техн. наук. – М.: Московский Государственный Технический Университет им. Н.Э. Баумана. – 2012. 155 с.

9. Gheyas, I.A. A Neural Network Approach to Time Series Forecasting // Proceedings of the World Congress on Engineering, London, 2009. – Vol 2/ I.A. Gheyas, L.S. Smith. – [Электрон. ресурс]. – P. 1292–1296. URL: www.iaeng.org/publication/WCE2009/WCE2009_pp1292-1296.pdf

10. Шумилова, Г.П. Прогнозирование активной и реактивной нагрузки узлов ЭЭС с использованием инверсии искусственной нейронной сети / Г.П. Шумилова, Н.Э. Готман, Т.Б. Старцева // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок: сб. научн. тр. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2004. – С. 115–122.

11. Поляхов, Н.Д. Прогнозирование электропотребления на основе метода опорных векторов с использованием эволюционных алгоритмов оптимизации / Н.Д. Поляхов, И.А. Приходько, Е. Ван // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – №2.

12. Казаринов, Л.С. Метод прогнозирования электропотребления промышленного предприятия / Л.С. Казаринов, Т.А. Барбасова и др. // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника. – 2014. – Т.14. – №1. – С. 5–13.

13. Соловьева, И.А. Прогнозирование электропотребления с учетом факторов технологической и рыночной среды / И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Научный диалог. – 2013. – №7(19).

14. Щелкалин, В.Н. Трендовый и декомпозиционный подходы прогнозирования процессов потребления электроэнергии / В.Н. Щелкалин, А.Д. Тевяшев // Вост.-Европ. журн. передовых технологий. – 2011. – №5/4. – С. 30–37.
15. Шумилова, Г.П. Прогнозирование нагрузки ЭЭС на базе новых информационных технологий / Г.П. Шумилова, Н.Э. Готман, Т.Б. Старцева // Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами: сб. научн. тр. – Екатеринбург: УрО РАН, 2002. – С. 127–156.
16. Чернецов, В.И. Прогнозирование потребления электрической энергии с использованием нейронных сетей / В.И. Чернецов, Е.Н. Казаковский // Надежность и качество: междунар. сб. научн. тр. – 2006. – Т.1. – С. 199–201.
17. Alfares H.K. Electric load forecasting: literature survey and classification of methods / H.K. Alfares, M. Nazeeruddin // International Journal of Systems Science. – 2002. – Vol. 33. No.1. – P. 23–34.
18. Filik U.B. Hourly Forecasting of Long Term Electric Energy Demand Using a Novel Modeling Approach / U.B. Filik, O.N. Gerek, M. Kurban // Fourth International Conference on Innovative Computing, Information and Control (ICICIC). – 2009. – P. 115–118.
19. Ghods L. Different Methods of Long-Term Electric Load Demand Forecasting; A Comprehensive Review / L. Ghods, M. Kalantar // Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering. – 2011. – Vol. 7. – P. 249–259.
20. Галустов, Г.Г. Статистические прогнозные математические модели: учебн. пособие. / Г.Г. Галустов, С.П. Бровченко, С.Н. Мелешкин. – Таганрог: ТТИ ЮФУ, 2011.
21. Taylor, J.W. Triple seasonal methods for short-term electricity demand forecasting // European Journal of Operational Research. – 2010. – Vol. 204. – No.1. – P. 139–152.
22. Christiaanse W.R. Short-Term Load Forecasting Using General Exponential Smoothing // Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, V. PAS-90. – 1971. – No.2. – P. 900–911.
23. Paoletti, S. Load forecasting for active distribution networks / S. Paoletti, M. Casini, A. Giannitrapani, A. Facchini, A. Garulli, A. Vicino // 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe). – 2011. – P. 1–6.

24. Манусов, В.З. Краткосрочное прогнозирование электрической нагрузки на основе нечеткой нейронной сети и ее сравнение с другими методами / В.З. Манусов, Е.В. Бирюков // Изв. Томского политехнического университета. – 2006. – №6. – С. 153–158.

25. Singh, S. Pattern Modelling in Time-Series Forecasting, Cybernetics and Systems / S. Singh // An International Journal. – V. 31. – Is. 1. – 2000.

26. Jingfei, Yang M. Sc. Power System Short-term Load Forecasting: Thesis for Ph.d degree. Germany, Darmstadt, Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität, 2006. – 139 p.

27. Norizan, M. Short Term Load Forecasting Using Double Seasonal ARIMA Model/ M. Norizan, Hura A.Maizah, I. Zuhaimy // Regional Conference on Statistical Sciences, Malaysia, Kelantan, 2010. – P. 57 – 73.

28. Бокс, Дж. Анализ временных рядов, прогноз и управление / Дж. Бокс, Г.М. Дженкинс. – М.: Мир, 1974. – 406 с.

Hannes, Y.Y. Classification and regression trees: A User Manual for Identifying Indicators of Vulnerability to Famine and Chronic Food Insecurity/ Y.Y. Hannes, P. Webb // International Food Policy Research Institute [Электрон. ресурс]. 1999. – URL:http://www.fao.org/sd/erp/toolkit/BOOKS/classification_and_regression_trees_intro.pdf

29. Mazengia, D.H. Forecasting Spot Electricity Market Prices Using Time Series Models: Thesis for the degree of Master of Science in Electric Power Engineering. Gothenburg, Chalmers University of Technology, 2008. – 89 p.

30. Mahfoud, S. Financial Forecasting Using Genetic Algorithms/ S. Mahfoud, G.Mani // Applied Artificial Intelligence. – 1996. – Vol. – 10. – No.6. – P. 543–565.

31. Nogales, F.J. Electricity price forecasting through transfer function models/ F.J.Nogales, A.J. Conejo // Journal of the Operational Research Society. – 2006. – Vol. 57. – No. 4. – P. 350–356.

32. Fogler, H.R. A pattern recognition model for forecasting/ H.R. Fogler // Management science. – 1974. – No.8. – P. 1178–1189.

33. Alfares, H.K. Electric load forecasting: literature survey and classification of methods / H.K. Alfares, M. Nazeeruddin // International Journal of Systems Science. – 2002. – Vol 33. – P. 23–34.

СОВРЕМЕННАЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА – ВАЖНАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ЭНЕРГЕТИКИ БУДУЩЕГО

Перминов Э.М.,

Председатель секции «Возобновляемая и нетрадиционная энергетика»
научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», Почётный энергетик Минэнерго РФ, За-
служенный работник ОАО РАО «ЕЭС России»,
Почётный профессор НИУ «МЭИ»



Изменение парадигмы мировой энергетики

Энергетика – это комплекс важнейших производственных отраслей экономики любой страны, осуществляющих разведку, добычу, переработку и транспортировку к потребителю энергоресурсов и энергии и, соответственно, обеспечивающих энергоснабжение хозяйственной деятельности и жизнедеятельности населения. Задача состоит в том, чтобы осуществлять это путём экономически и технологически эффективного и экологически приемлемого использования всех известных и доступных энергоресурсов: органического ископаемого топлива – газа, нефти, угля, сланца, торфа, ядерной энергии, возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Топливо-энергетические балансы стран определяются наличием энергоресурсов, уровнем науки, развития экономики, возможностями создания и производства энергетических технологий и оборудования. Учитывая, что энергетика – это сложная и высокотехнологичная отрасль экономики, а новые энергетические технологии осваиваются длительные сроки для того, чтобы не отставать и не оказываться в технологической зависимости необходимо постоянно создавать и использовать перспективные технологии и оборудование.

Как показывают оценочные усреднённые данные по выявленным мировым запасам ископаемых органических энергоресурсов на начало XXI века, разведанные запасы нефти и газа могут закончиться за 55–70 лет. Примерно такая же ситуация с ядерным топливом. Запасов угля достаточно на 300 лет, но его использование сокращается из-за экологических про-

блем и пик потребления угля в мире уже пройден. Пик потребления нефти, возможно, наступит через 10–15 лет, а к 2040–2050 годам может наступить черед и природного газа [1–4].

Вторая проблема, возникшая перед человечеством в связи с индустриализацией и бурным развитием промышленных технологий, в том числе, и энергетики – это сохранения природы и климата на планете.

Сегодня в энергетике, а особенно в электроэнергетике происходят революционные технические изменения. Один перечень которых еще недавно воспринимался как научная фантастика. Основными задачами современных научных разработок и внедрения в электроэнергетике являются эти принципиальные изменения, происходящие в отрасли, либо вызванные ею в других отраслях экономики. Технологическую революцию, происходящую в современной электроэнергетике, можно сформулировать следующим образом.

- 1. Вторая электрификация**
- 2. Промышленное накопление и хранение энергии**
- 3. Децентрализация производства, распределённая энергетика и независимость потребителя**
- 4. Декарбонизация – переход от углеводородов к возобновляемым источникам энергии и водороду вместо углеводородов**
- 5. Постоянный ток – из высоковольтных линий в бытовое использование**
- 6. Цифровизация и компьютеризация технологических процессов**
- 7. Беспроводная передача электроэнергии на расстояние**

Конечно, технологическая революция, происходящая на наших глазах в электроэнергетике, вносит принципиальные изменения в деятельность и перспективу важнейшей отрасли экономики. Таким образом, сегодня практически решаемыми задачами стали промышленное хранение и накопление энергии, децентрализация и декарбонизация. Постоянный ток, который, казалось, в свое время бесповоротно уступил в конкуренции переменному току, возвращает свои позиции. Сейчас соотношение может поменяться, уже в силу того, что сегодня каждый человек фактически, носит в кармане устройства, действующие от постоянного тока. Наконец, становится возможной, самая фантастическая из научно – технических революций, связанная с беспроводной передачей электроэнергии. Возможно, главной из них является так называемая «вторая электрификация» за счет внедрения современных энергоэффективных технологий. При этом высвобождаются

значительные электрические мощности, которые, в свою очередь, могут быть использованы в бытовых нуждах и для создания новых перспективных отраслей, основанных на замене электроэнергией энергопотребления во всех производствах, в быту и на транспорте. Число энергопотребляющих устройств в мире неуклонно растёт, повышается энергоэффективность их использования и энергопотребление при этом падает. Фактически в электроэнергетике сегодня наблюдаются два, казалось бы, взаимоисключающих процесса: снижение электропотребления и одновременно – его рост [5].

Цели устойчивого развития человечества в XXI веке определены решениями ООН. Всего их 17 и достижение этих целей планируется достичь к 2030 году. При этом каждая страна может сама определить свои приоритеты и конкретные цели, к которым она будет двигаться к 2030 году. В порядке реализации целей нового тысячелетия по развитию (Millennium Development), принятых с участием руководителей большинства стран мира в сентябре 2000 г. ООН, было уточнено и признано, что конкретными целями XXI века являются преодоление бедности, голода и болезней, снижение опасности изменения климата и освоение чистой и доступной энергии. В настоящее время мир стоит перед насущной необходимостью решить проблему, которая в 2002 г. была сформулирована ООН как «Энергетическая трилемма (Energy Trilemma)»: обеспечить баланс между воздействием на экологию, доступом к энергоресурсам и социальной справедливостью. Одной из главных целей тысячелетия по развитию (Millennium Development Goals) наряду с преодолением бедности и снижением опасности изменения климата на планете является обеспечение всех чистой и доступной энергией. И активно ищутся пути как её достичь. Важная роль при этом отводится «новой возобновляемой энергетике» – НВИЭ (new renewables energy), которая во многих странах определяется также как распределённая (децентрализованная) возобновляемая энергетика. В 2008 г. Генеральная Ассамблея ООН приняла инициативу «Устойчивая энергетика для всех», которая предусматривает решение к 2030 г. трёх важных взаимосвязанных задач в области энергетики:

– **обеспечение всеобщего доступа к современным энергетическим услугам;**

– **повышение эффективности мирового энергопотребления на 40%;**

– **увеличение доли использования НВИЭ в мире до 30% [5–7].**

Учитывая ограниченность природных органических энергоресурсов и экологические проблемы «традиционной энергетики», технологические

изменения в энергетике, в том числе, в значительной мере связаны с быстрым развитием возобновляемой энергетики, и это в полной мере соответствует достижению целей устойчивого развития в XXI веке, провозглашённых и определенных в документах ООН.

НВИЭ – это важнейшее направление практического энергосбережения – при использовании 1 МВт мощности на солнечных, ветровых, геотермальных энергоустановках, малых ГЭС при выработке в среднем 2–4 млн кВт. ч электроэнергии в год заменяется до 1–3 тыс. т.у.т. ископаемого органического топлива и оно сохраняется для будущих поколений. Это также важное средство сохранения природы и климата на планете, так как при их использовании вредности практически не выделяются. А при использовании 1 МВт мощности НВИЭ предотвращается выброс только в атмосферу почти 2 тысяч т двуокиси углерода, до 15 т сернистого газа и до 2 т окислов азота в год.

По данным международных энергетических организаций важные экологические проблемы и вопросы изменения климата на планете связаны также не только с тяжёлой промышленностью, химическим производством и выделением окислов углерода и азота технологиями «традиционной энергетики», но и с рядом следующих важных факторов, которые также необходимо учитывать [6–8].

Метан и оксиды азота представляют также большую опасность, а уровень их выделения на планете растёт в связи с ростом домашнего скота. Животноводство – основной источник метана и оксида азота, поскольку в мире мясомолочные продукты очень популярны, эти газы являются существенным фактором в вопросе изменения климата. Отчасти и поэтому, всё больше пропагандируются и выбираются вегетарианские, веганские и флекситарианские диеты питания и многие специалисты считают, что это шаг в верном направлении. Например, американский миллиардер Билл Гейтс выступил инвестором двух предприятий по производству бургеров, сделанных из растительного сырья, которые выглядят как мясо и напоминают его по вкусу. К этой кампании подключаются и крупные продовольственные компании, такие как Tyson, Danone и Nestle, которые активно инвестируют в продукты на растительной основе, так что уже в ближайшем будущем может появиться широкий ассортимент таких пищевых изделий.

Сокращение использования угля. Добыча ископаемых видов топлива достигла своего максимума в 2015 году, и с тех пор начался поразительный спад. Особенно это касается угля. Пять лет тому назад по прогнозу Междуна-

родного энергетического агентства (МЭА – IEA) к 2040 году добыча угля должна была увеличиться на 40%. Сегодня IEA прогнозирует рост всего на 1%. Угольная индустрия переживает банкротства, планы создания новых угольных ТЭС похоронены. Например, КНР остановила ввод 151 угольной ТЭС, в Англии уголь, обеспечивавший до 40% в производстве энергии, теперь составляет 2%. Всё это благодаря тому, что энергия ветра и солнца стала дешевле. По мере того, как НВИЭ становится дешевле, исчезает рентабельность содержания угольных электростанций и самой добычи угля.

Транспорт и электромобили. Нефть обеспечивает одну треть потребления всей мировой энергии, поэтому решить, как снизить её использование – задача непростая. Одно из наиболее обнадеживающих решений – это автомобили на аккумуляторных батареях. Они начинают захватывать рынок. КНР лидирует по продажам электромобилей, опережая продажи в Европе и США. Развитие рынка аккумуляторов способствует переходу на электрический транспорт. Цена литий-ионного аккумулятора для электромобиля снизилась на 73% с 2010 по 2016 г., по данным BNEF. К концу 2018 года общее количество четырехколесных электромобилей в мире выросло до 2 млн штук. Мини, двух- и трехколесные электрические средства передвижения насчитывали порядка 250 млн штук, плюс в одном лишь Китае курсировало 300 тыс. электробусов. Сегодня производители автомобилей планируют отдать предпочтение электромобилям. Так Toyota и Tesla уже выпустили электромобили, а Volvo, Jaguar и Land Rover объявили, что намерены остановить выпуск автомобилей оборудованных только ДВС в 2021 году. Как утверждают аналитики EV-volumes.com, если такая динамика процесса сохранится, то к 2030 году до 80% автомобилей уже будут электрическими.

Накопление и хранение энергии. Аккумуляторные батареи. Это важный компонент в решении задачи по «озеленению» энергетического комплекса. Серьёзная проблема заключается в том, чтобы получать солнечную энергию в облачную погоду и ветровую энергию в безветренные дни. Новые технологии позволяют аккумулировать энергию на случай, если ветер стихнет и солнце спрячется за тучами. *Задача долгосрочного хранения энергии* будет играть ключевую роль на следующем этапе перехода глобального сообщества на экологически чистые виды энергии. По мере того, как производится все большее энергии из возобновляемых источников, электрические системы нуждаются в большей гибкости, а также появляется необходимость длительного хранения большого количества

электроэнергии. В Великобритании обеспечивается создание хранилищ электроэнергии мощностью от 225 МВт и выше. В США компания «Tesla» планирует построить хранилище энергии мощностью 100 МВт в Южной Австралии. Аналогичные проекты развиваются также в Германии. Важным является дальнейшее удешевление и домашних систем хранения электроэнергии. По состоянию на конец 2016 года 55 млн домохозяйств в мире или 275 млн человек использовали электроэнергию от домашних PV-систем или районных микроэлектростанций, благодаря значительному снижению цен на солнечную электроэнергию. В Германии за последние годы около 40% всех домашних фотоэлектрических систем было оборудовано блоками для хранения энергии при небольшой финансовой поддержке со стороны государства. В Австралии в 2016 году без какой-либо государственной помощи было установлено около 7 тыс. аккумуляторных систем. Автономные энергохранилища особенно необходимы для обеспечения бесперебойных поставок энергии из возобновляемых источников в районах, удаленных от общих сетей, например, на небольших островах или в труднодоступных местах Крайнего Севера. Пока которые могли рассчитывать только на электроэнергию, произведенную дизельными генераторами, и были крайне зависимы от внешних поставок топлива. Учитывая стремительное улучшение технологий аккумуляции энергии, ожидается, что к 2030 году стоимость хранения энергии упадёт в два раза. Цена литий-ионных батарей уже снизилась на 75% за последние шесть лет. Предполагается, что к 2030 г. они ещё снизятся на 66%, что может привести к росту установки частных систем хранения электроэнергии в 17 раз. А новые разработки в области аккумуляторных батарей также способствуют росту спроса на электромобили.

Новые технологии возобновляемой энергетики (НВИЭ), имея более приемлемые экологические показатели, сегодня быстро становятся обыденной практикой. Благодаря снижающейся стоимости солнечных панелей и ветровых турбин, цены за единицу мощности НВИЭ уже стали ниже, чем в угольной и атомной энергетике. Отработаны модели перехода от жидкого топлива и газа к возобновляемым источникам энергии. Компании по всему миру переходят на НВИЭ. Сегодня более половины введённых в строй новых энергетических мощностей приходится на возобновляемые источники энергии и во многих частях света уже используют достаточно дешёвые НВИЭ. В Германии, Испании, Чили наблюдались дни, когда уже было выработано так много электрической энергии с помощью солнца и ветра, что потребители получали её безвозмездно [6, 7].

Некоторые вопросы состояния и развития мировой энергетики

Ниже представлены некоторые оценки состояния и перспективы развития мировой энергетики по материалам ведущих мировых энергетических организаций: Global Energy Council – Мирового энергетического совета (МИРЭС); European Wind Energy Association – Европейская Ассоциация ветроэнергетики (ЕВЭА); World Wind Energy Association – Мировой Ассоциация ветроэнергетики; World Energy Association – Международного энергетического Агенства (МЭА), а в основном по данным последних Глобальных отчётов IRENA, REN – 21 международной организации по возобновляемой энергетике. В отчётах приведены данные, отражающие и современное положение и перспективы развития отрасли энергетика. Основное внимание уделено электроэнергетике возобновляемой энергетике.

Мировое потребление первичных энергоресурсов сегодня оценивается примерно в 13, 5 млрд т нефтяного эквивалента в год. По оценкам МИРЭС к 2030 году оно возрастет ещё на 30–35%. Ниже представлено изменение мирового энергопотребления (производства энергии) с 1900 г. и на перспективу до 2030 г. в эксаджоулях и млн. т нефтяного эквивалента, а также производства электроэнергии в ТВт·ч. (табл. 1*). За 110 лет мировое энергопроизводство выросло практически почти в 25 раз. Особенно активно оно увеличивалось во второй половине XX века, в период мировой индустриализации – «создания «индустриального мирового сообщества» [3, 6, 7].

Таблица 1

Год	Производство энергии		
	ЭксаДжоулей /год	ТВт	Тонн нефтяного эквивалента /год
1900	21	0.67	500 000 000
1970	190	6.0	4 500 000 000
1985	290	9.2	6 900 000 000
1995	360	12	8 700 000 000
2000	420	13	10 000 000 000
2010	510	16	12 100 000 000
2030	680	22	16 300 000 000

Примечание: один эксаджоуль равен 31,12 млн т.у.т. или 23, 8 млн т н.э. или 278 млрд кВт ч

Кризисные явления в экономике стран из-за мировой пандемии, затронувшие практически все отрасли экономики, проявились и в электроэнергетике, где наблюдается дальнейшее снижение основных производственных показателей, а также утрачена присущая ей ранее динамика в научно-техническом развитии. Тем не менее, благодаря большому заделу в предыдущие годы отрасль по-прежнему сохраняет высокий уровень надежности в энергоснабжении, что является мощным стабилизирующим фактором и важной предпосылкой для ожидаемого подъема мировой экономики.

Роль новых энергоэффективных и экологически благоприятных технологий и оборудования в энергетике повышается. Это связано с ограниченностью запасов и очевидной уже исчерпаемостью не возобновляемых ископаемых органических энергоресурсов, подорожанием топлива, проблемами охраны окружающей среды.

Мировая добыча нефти, например, постоянно увеличивается и составляет по оценкам «Бритиш Петролеум» уже более 4 млрд т в год. Лидирующее место по добыче нефти занимают Саудовская Аравия и Россия, добывающие в год более 500 млн т, далее следуют США – около 400 млн т. Мировое годовое потребление нефти и нефтепродуктов также продолжает расти и составляет уже около 4 млрд т в год. Только самыми крупными потребителями, которыми являются США и Евросоюз, используется почти 2 млрд т. Потребление США составляет около 900 млн т, а Европейского Союза (ЕС) – 800 млн т в год. В таблице 2 приведена оценка обеспеченности мировыми запасами нефти, проводимая регулярно Бритиш Петролеум [2, 3, 4].

Таблица 2

Одна из оценок мировых ресурсов нефти (Бритиш Петролеум)

Страна	Добыча, млрд. баррелей/год	Запас, млрд. баррелей	На сколько лет хватит при существующих запасах и добыче
Саудовская Аравия	4,22	265,85	62,99
Россия	3,94	93,03	23,63
США	3,65	44,18	12,10
КНР	1,53	18,08	11,80
Канада	1,41	174,32	123,86
Иран	1,31	157,00	119,68
ОАЭ	1,17	97,80	83,39
Ирак	1,09	150,00	137,95
Мексика	1,07	11,08	10,34
Кувейт	1,02	101,50	99,42

Экономический рост во всех странах определяются в значительной мере обеспеченностью энергоресурсами и технологиями их использования, в том числе, важнейшим из них нефтью. Как видно, у половины ведущих нефтедобывающих стран, она может закончиться в течение одного – двух поколений.

Похожая ситуация в мире и с природным газом. Ежегодную добычу природного газа в мире оценивают в 3000 млрд м³ и она продолжает рост. Основными газодобывающими странами являются Россия и США, их доля в мировой добыче составляет 20,6% и 18,8% соответственно. По данным МЭА крупнейшим поставщиком природного газа на мировые рынки является Россия. Другими крупнейшими экспортёрами являются Канада, Норвегия, Нидерланды.

По прогнозу Международного энергетического агентства падение потребления ископаемого топлива после 2020 г. будет сопровождаться ростом использования НВИЭ. Особенно сильно пострадает уголь. Прогнозируется, что его мировое потребление упадёт на 8% уже в 2021 г. Это станет самым большим снижением со времен второй мировой войны. При этом производство электроэнергии на базе угля должно снизиться более чем на 10% уже в текущем году.

На рисунке 1 представлена характеристика использования мировых энергоресурсов на уровне 2017 г., которое сегодня изменилось не существенно за счёт уменьшения доли угля и роста доли НВИЭ [6, 7].

Estimated Renewable Share of Total Final Energy Consumption, 2017

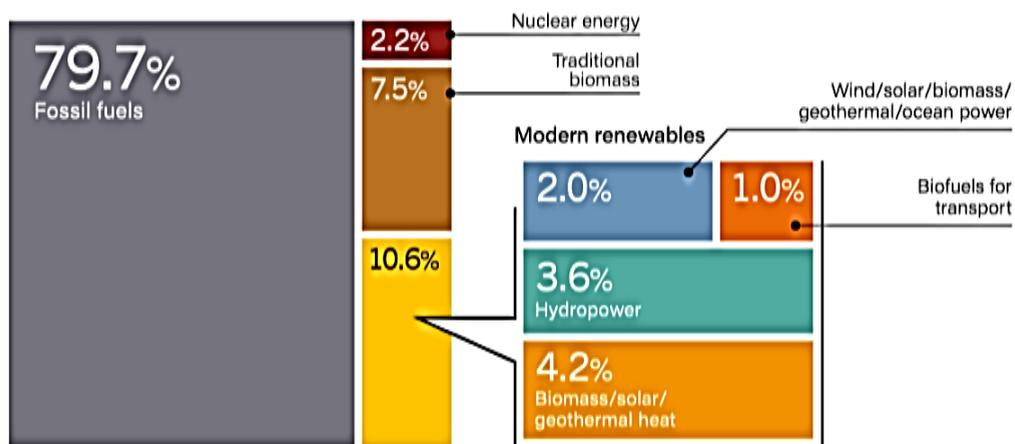


Рис. 1. Мировое использование энергоресурсов

При этом ископаемое органическое топливо составляет 79,7%, атомная энергетика 2,2%, традиционная биомасса (дрова, кустарник) – 7,5%, современная возобновляемая энергетика – 10,6%, в том числе 2% ветровая энергетика, солнечная, геотермальная, биомасса, океанская энергетика и 3,6 – гидроэнергетика и 4,2% теплоснабжение (биомасса, солнечные коллекторы, геотермальное теплоснабжение).

После 10 лет непрерывного роста потребление природного газа может также снизиться на 5% уже с 2021 года. Это будет самое большое падение потребления в годовом исчислении за всю историю отрасли. Потребление нефти может снизиться на 9% и вернуться к уровню 2012 года. Исходя из этих данных, исследователи предполагают, что возобновляемые источники энергии станут энергетическим сектором, который будет активно расти в последующие годы. А повышение энергоэффективности технологий и оборудования, снижение потребления энергоресурсов и снижение вредных выбросов энергетике ведут к снижению общего энергопотребления, что впервые было отмечено в 2015 г.

В таблице 3 показан один из вариантов оценки перспективы исчерпания мировых органических ископаемых энергоресурсов с использованием результатов по известным запасам и расходу ТЭР на уровне начала XXI века [4].

Таблица 3

Перспективы использования ископаемых органических энергоресурсов

Ископаемые энергоресурсы	Уголь, млрд т	Нефть, млрд т	Газ, трлн м куб.
Разведанные запасы	1500	175	171
Добыча в мире (на уровне 2004 г.)	5	3,55	3,1
Обеспеченность добычи разведанными запасами, лет	300	55	66

Из таблицы следует, что разведанные запасы нефти и газа могут закончиться в ближайшие 50–70 лет. Правда, они могут и увеличиться за счёт новых месторождений и их усиленно ищут в Арктике, Антарктиде, на морских шельфах.

Установленная мощность электростанций в мире в конце 2019 г. оценивалась около 7000 ГВт. Установленная мощность АЭС равнялась 350 ГВт, а установленная мощность электростанций на основе ВИЭ – более 2500 ГВт, включая крупные ГЭС. Это – почти 36% общей мощности. Новые технологии использования ВИЭ (НВИЭ): ВЭС, СЭС, Гео ТЭС, МГЭС и т.д.) – более 1500 ГВт, что составляло 21, 4% [2].

Ниже в табл. 4 показаны крупнейшие производители электроэнергии по данным 2020 г.: КНР, США, Индия, Россия и Япония.

Таблица 4

Крупнейшие производители электроэнергии

Производитель	Объем производства (ТВт*ч)	% от мирового производства
Китай	7149	26,9
США	4434	16,7
Индия	1583	5,9
Россия	1113	4,2
Япония	1050	3,9

Источник: IEA Key World Energy Statistics 2020

Мировая возобновляемая энергетика

В качестве основных направлений деятельности в области новых технологий возобновляемой энергетики (НВИЭ), принимаются:

1. Солнечная энергетика – прямое (фотоэлектричество) и термодинамическое преобразование солнечной энергии в электрическую энергию и преобразование в тепловую энергию (солнечные коллекторы).

2. Биоэнергетика – производство электрической и тепловой энергии с использованием биомассы; получение жидкого и газообразного топлива переработка производственных и бытовых отходов, производство биоэтанола и биодизельного топлива.

3. Ветроэнергетика – производство электрической (ВЭУ и ВЭС), тепловой и механической энергии (ветровые колёса, мельницы и мешалки).

4. Гидроэнергетика – использование энергии водных потоков для производства электрической (ГЭС и МГЭС), гидравлические установки и устройства механической энергии (водяные колёса, мельницы).

5. Геотермальная энергетика – использование тепла Земли и производство электрической и тепловой энергии (Гео ТЭС); тепловой энергии (тепловые насосы, теплообменные аппараты).

6. Энергетика мирового океана – производство электрической энергии (приливные, волновые, прибойные, градиентные электростанции), механической энергии (волновые, прибойные установки).

7. Использование вторичных энергоресурсов (сбросное тепло воды и воздушных потоков, промышленные и бытовые отходы) – производство тепловой энергии (тепловые насосы).

Международная группа экспертов по энергетике и окружающей среде ООН ещё в 1991 г. проанализировала экономическую эффективность производства электроэнергии по 41 виду различных энерготехнологий, в том числе, и НВИЭ. В работе группы участвовали ведущие специалисты по энергетике и экологии из многих стран мира и России, и их оценки характеризуются высокой достоверностью. В соответствии с прогнозом на период 2010–2020 гг. следовало, что с традиционной энергетикой могут конкурировать такие НВИЭ: малые ГЭС, геотермальные электростанции на скважинах глубиной до 1,5 км и ближнем тепле (на горячих источниках и гейзерах), а также наземные и оффшорные (морские) ветроэлектростанции (ВЭС) и установки солнечного теплоснабжения в странах с высокой солнечной радиацией.

Однако, сегодня ситуация кардинально изменилась – *наиболее успешно развиваются солнечная энергетика на фотопреобразовании и ветроэнергетика, включая морские (оффшорные) ВЭС.*

По состоянию на 2020 г. развитие НВИЭ в мире может быть охарактеризовано следующими показателями. По данным IRENA (REN – 21, 2019) мировая возобновляемая энергетика развивалась самыми высокими темпами в последние годы, достигнув выдающегося результата – больше, чем по 200 ГВт новых мощностей НВИЭ в год было введено в 2018 и 2019 годы. Установленная мощность и производство электроэнергии на базе ВИЭ (состояние и перспектива) представлена ниже (табл. 5) [6].

Таблица 5

Показатели развития ВИЭ в мире 2000–2025 гг.

№ п/п	Годы	Установленная мощность, ГВт	Производство электроэнергии, ТВт -ч
1	2000	849	
2	2015	1974	
3	2019	2590	7024,9
4	2020	2880	7486,9
5	2025	3978	9743,6

Показатели мировой возобновляемой энергетики по её направлениям и итогам 2018 г. и 2019 г. (установленная мощность и объём инвестиций) выглядит следующим образом (табл. 6).

Таблица 6

№ п/п	Энергоресурс	Мощность, ГВт		Инвестиции, 2019 г. млрд дол.
		2018 г.	2019 г.	
1	2	3	4	5
1	Биоэнергетика	113,005	124,026	3,0
2	Солнце	486,721	584,842	141,0
3	Ветер	563,186	622,408	142,70
4	Гидроэнергетика	1174,664	1187,150	2,5
5	Морская энергетика	0,529	0,531	0,2
6	Геотермика	13,227	13,909	7,0
7	Всего	2351,332	2579,957	296,4

Ведущими производителями возобновляемой энергии (Топ-10) являются страны, показанные на рис. 2 по данным за 2017 г. Это – КНР, США, Бразилия, Канада и в значительно меньших масштабах: Россия, Индия, ФРГ, Норвегия, Япония и Испания. Причём только КНР, США, ФРГ, Индия, Япония и Испания развивают использование различных видов НВИЭ, другие из этих стран ориентируются пока в силу разных причин в основном на гидроэнергетику.

Топ-10 стран-производителей альтернативной энергии

BusinessViews

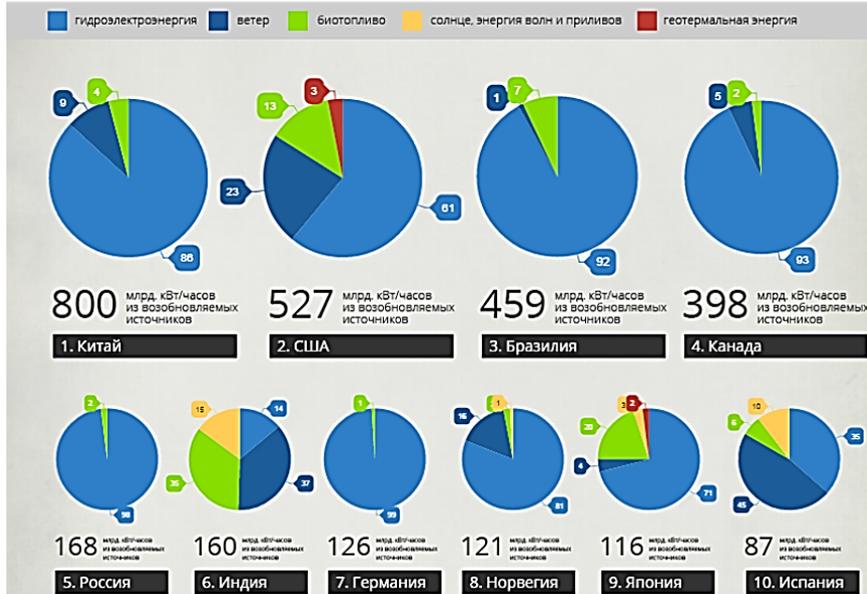


Рис. 2. Топ-10 стран, генерирующих электроэнергию на основе НВИЭ (млрд кВт/часов из возобновляемых источников)

Европейский экономический союз (ЕЭС), активно выполняет программу «зелёной энергетики» с доведением доли НВИЭ в производстве электроэнергии в 2020 г. до 23% и 30% в планах к 2030 г. На рисунке 3 ниже приведены вводы новых мощностей генерации ЕЭС за 2010–2020 гг.

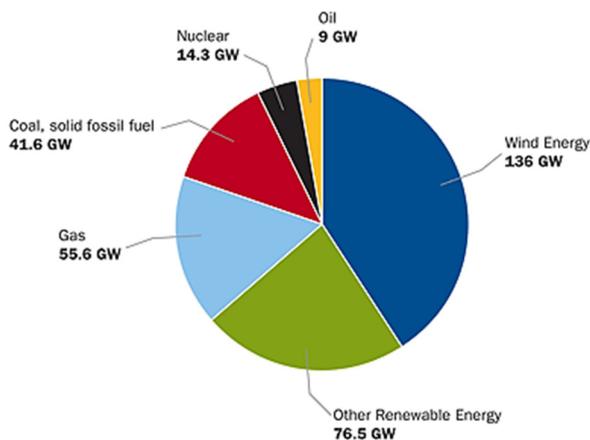


Рис. 3. Ввод новых мощностей генерации ЕС за 2010–2020 гг., ГВт: газ – 55,6; нефтяное топливо – 9; уголь – 41,6; АЭС – 14,3; итого – 120,5 ГВт, ветроэнергетика – 136; другие ВИЭ – 76,5; итого – 212,5 ГВт
Источник: Европейская Комиссия, график ЕВЭА

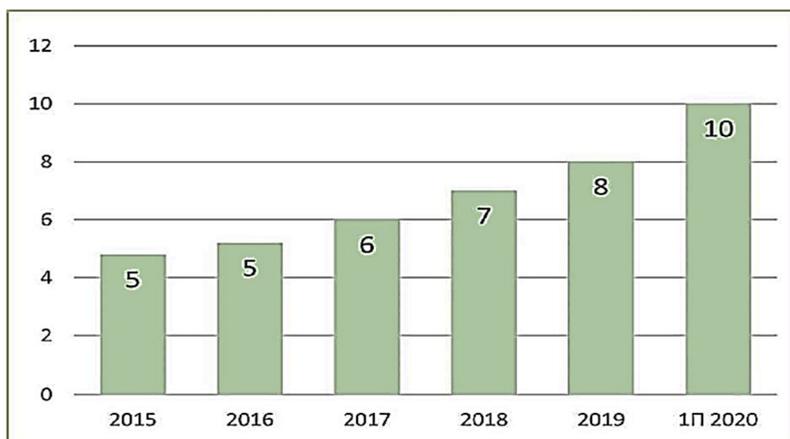
При этом вводы новых мощностей электрогенерации НВИЭ в ЕЭС почти в 2 раза превышают вводы на всех других энергоисточниках.

Сегодня один из лидеров развития НВИЭ Германия – активный потребитель угля, ведь именно углём выравнивается значительная часть «пилы генерации», связанной с использованием НВИЭ. Однако, несмотря на большой прогресс в развитии НВИЭ, общий энергобаланс ФРГ по итогам 2017 г. состоял: **на 34% – из нефти; на 26% – из природного газа; на 19% – из угля; на 9% – из биомассы; на 12% – из электроэнергии, в которой, в свою очередь, 29% – доля НВИЭ.**

В общем энергобалансе Германии ВИЭ занимали менее 3,5%. Хотя, для производства электроэнергии в ФРГ используются: гидроэнергетика, солнечная энергия, бурый уголь, биомасса (8,6%), каменный уголь, ветер (24,5%), нефтяное топливо, (9%), природный газ, атомная энергия. За 2019 г. доля НВИЭ в производстве электроэнергии составила уже в сумме 46,1%, а традиционные ископаемые топлива и АЭС – 53,9%.

2019 год – это первый за последние годы, когда расширение возобновляемых источников энергии в миренесколько замедлилось. Однако, общее увеличение мощностей в 2019 г. также было значительным. Доля возобновляемых источников энергии в расширении мощностей продолжила свою тенденцию к росту и в 2019 г. достигла 72%. Доля НВИЭ в общем объеме генерирующих мощностей выросла с 33,3% в 2018 г. до 34,7% в 2019 г. Расширение не возобновляемых мощностей в 2019 г. продолжалось в Азии, Африке, на Ближнем Востоке, где НВИЭ составляли лишь 52% и 26% прироста мощности.

В настоящее время совместная доля только солнечной и ветровой энергетики в производстве электроэнергии в мире каждый год растёт и составляет уже около 10% (рис. 4). По этому показателю эти сектора ВИЭ приблизились к атомной энергетике. В первом полугодии 2020 года доля солнца и ветра в производстве электроэнергии составила, например, в КНР 10%, в Индии 10%, в США 12%, в ЕС 23%, в Великобритании 33%, в Бразилии 10% и т.д.



Источник: Ember

Рис. 4. Доля ВЭУ и СЭС в мировой выработке электроэнергии, %

А вот как выглядят сегодня установленные мощности ВЭС и СЭС пяти ведущих стран мира по производству электроэнергии (рис. 5).



Источник: IRENA (2020) Renewable capacity statistics

Рис. 5. Установленная мощность ВЭУ и СЭС, МВт

Нельзя не отметить ведущую роль КНР, которая является лидером не только по объёмам ввода новых мощностей НВИЭ, но и разработчиком самых передовых технологий и проектных решений. Ниже приведен пример одной из «морских» СЭС.



Рис. 6. Плавающая СЭС мощностью 150 МВт (КНР)

Все исследователи энергетических рынков сходятся в том, что в перспективе солнечная и ветровая энергетика будут лидерами роста, и их доля, как в установленной мощности мировой энергосистемы, так и в выработке электроэнергии будет быстро расти, и они представляются в будущем крупнейшими производителями электричества на Земле.

По планам развития новых технологий ЕЭС, в первую очередь, НВИЭ, которые успешно выполняются их доля в 2030 г. должна составить в производстве электроэнергии не менее 34%, к 2050 г. – до 80%.

Учитывая, что энергетика является одним из крупных загрязнителей окружающей среды, важным вопросом является снижение вредного воздействия энергетики на экологию, как это предусмотрено решениями Парижского саммита по климату 2015 г., где НВИЭ играют существенную роль, выступая значимым фактором развития экологически более приемлемой и эффективной экономики по важным показателям.

1. Возобновляемая энергетика является элементом новой «низкоуглеродной» (зелёной) экономической модели энергетики с меньшим неблагоприятным воздействием на окружающую среду. При этом её положительные эффекты смогут ещё больше проявляться тогда, когда будут введены жёсткие глобальные правила регулирования антропогенных выбросов для «традиционной энергетики», которые пока в большинстве стран отсутствуют и не учитываются.

2. Развитие возобновляемой энергетики является механизмом стимулирования развития высокотехнологичной экономики, новых технологий. При этом решаются проблемы создания рабочих мест для развития

новых отраслей науки, материаловедения и машиностроения, основанных на высокотехнологичных и «экологических» инновациях.

В связи с развитием цифровых и информационных технологий работы по прогнозированию и моделированию энергетики будущего ведутся очень активно. Такие исследования выполнены в США, КНР, Финляндии, Германии, Венгрии и других странах, в том числе, и на случаи длительного отсутствия солнца и ветра. Эти проработки показывают, что уже к 2030 г. до 80% мировой электроэнергии может производиться на базе возобновляемых источников. А к 2050 их доля может быть доведена до 100%.

Так специалисты Лаппеенрантского технологического университета (LUT) в Финляндии в конце 2016 г. разработали модель мировой электроэнергетической системы, функционирующей на основе 100% ВИЭ. Новая разработка демонстрирует, как может работать электроэнергетическая система, в которой основными энергоисточниками являются солнце и ветер. Ими была разработана симуляция стопроцентной ВИЭ – энергосистемы для Евразии, в том числе и России («Eurasian Super Grid for 100% Renewable Energy power supply: Generation and storage technologies in the cost optimal»). Модель показала, как может быть организовано производство электроэнергии, чтобы покрывать спрос в каждый час календарного года. При этом разработка предполагает нахождение наиболее экономичного решения для ВИЭ – электроэнергетической системы. Оптимальное сочетание генерации, хранения и сетевого хозяйства обеспечивает стоимость электроэнергии в районе 55–70 евро за мегаватт час во всех основных регионах мира. По словам исследователей, модель развенчивает мифы о возобновляемой энергетике. Один из распространенных мифов: система на основе 100% ВИЭ не может работать стабильно и регулярно из-за прерывистого характера солнечной и ветровой генерации. Еще один миф – это история о базовой нагрузке, о том, что энергосистема не может функционировать без «базовых» мощностей.

Учёные Стэнфордского университета (США) создали и опубликовали модель мировой энергосистемы, которая к 2050 г. будет функционировать исключительно на основе НВИЭ. Работа называется «100% чистая и возобновляемая энергия на основе ветра, воды и солнца для всех секторов». Были рассмотрены дорожные карты для 139 стран мира, по которым смогли получить исходную информацию (100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World). Необходимо отметить, что в созданных моделях речь идёт не

только об электроэнергетике, а об общем потреблении энергии человечеством. Решение, которое предлагают учёные – это все сферы жизнедеятельности, в которых потребляется энергия: (транспорт, отопление / охлаждение, промышленность, сельское хозяйство / лесное хозяйство / рыболовство) и которые должны быть электрифицированы. При этом структура мировой генерации может выглядеть следующим образом: основным производителем энергии может стать солнечная энергетика (фотоэлектрическая и тепловая) – суммарно 57,55%, ветроэнергетика обеспечит 37,14%, гидроэнергетика – 4%, энергия волн – 0,58%, приливов – 0,06%, геотермальная – 0,67%. Авторы отказываются от атомной энергетике и от биоэнергетики в связи с экологическими и операционными рисками. Также не планируется увеличивать мощности ГЭС, предполагается лишь увеличение их КИУМ с нынешнего мирового уровня в 42% до 50% [8–10].

Исходя из такого подхода, сотрудниками IRENA и WWEA были представлены проработки по перспективе развития НВИЭ в мире на уровне 2050 г. с учётом показателей, достигаемых при реализации Парижских соглашений по климату [7].

Таблица 7

Мощности НВИЭ на уровне 2050 г., ГВт

1	КНР	4993	12	Россия	281
2	США	2506	13	Австралия	176
3	Индия	1795	14	Канада	122
4	Европейский союз	1154	15	Турция	105
5	Индонезия	382	16	Аргентина	62
6	Япония	297	17	Остальные страны	1564
7	Бразилия	233	18	Мировая мощность	14333
8	Саудовская Аравия	214			
9	ЮАР	117			
10	Мексика	185			
11	Южная Корея	146			

При этом предполагается, что через 30 лет мощности НВИЭ более, чем в 2 раза могут превысить мощности всех существующих сегодня электростанций. НВИЭ становятся основным инновационным решением

в развитии энергетики XXI века. Это меняет мировую энергетическую стратегию. В мировой энергетике за 30 лет сегодня создана новая крупная технологическая отрасль, успешно конкурирующая технически и экономически с традиционными технологиями энергетики и имеющая большие перспективы развития. Это одно из наиболее важных достижений XXI века, наряду с информационными технологиями. Мировое энергетическое сообщество признаёт, что *создаётся новая парадигма развития электроэнергетики – интегратор многообразия потребителей и производителей электрической энергии*. При этом изменение парадигмы связано с рядом факторов: либерализацией рынков, нарастающим множеством субъектов рынка, интенсивным развитием децентрализованной (распределенной) генерации, появлением новых энергоресурсов и принципиально новых технологий производства, накопления, преобразования, распределения и передачи электроэнергии, и конечно, возобновляемой энергетики.

В связи с этим в мире получили распространение и поддержку решения по перспективе мировой энергетики и соответствующие предложения, изложенные в книге Председателя государственной ассоциации энергетических предприятий и Председателя Совета директоров Государственной электросетевой корпорации КНР ЛЮ ЧЖЕНЬЯ, изданной в 2015 г. на китайском, английском и русском языках «Глобальное энергетическое объединение» [11]. Автор, признанный энергетик – профессионал с мировым именем рассмотрел стратегию «экологически чистого» долгосрочного развития мировой энергетики и предложил ряд интересных и важных решений. Он раскрывает тенденции замещения ископаемых топлив неисчерпаемыми ВИЭ и отмечает, что при решении проблем энергетики необходимо исходить из исторического, дифференцированного и открытого подхода. Рассматривая вопросы энергоснабжения и энергопотребления, регионы концентрации производства электроэнергии на основе НВИЭ в арктической и экваториальной областях, автор излагает предложения по формированию глобального мирового энергообъединения и связанные с этим основные инновационные технологии и инженерные разработки. Подобные проработки возобновляются и в электроэнергетике России [12].

Важным аргументом сторонников ускоренного развития НВИЭ является авторитетная оценка ведущим мировым экспертным сообществом

технического потенциала возобновляемых источников энергии (потенциал солнечной энергии, ветра, мирового океана, гидроэнергетики, геотермии, биоэнергетики), представленная в табл. 8.

Таблица 8

Технический потенциал возобновляемых энергоресурсов мира

№ п/п	Континенты и страны	Технический потенциал, эксаджоули в год
1	Европа	193
2	Россия	571
3	КНР	306
4	Африка	5360
8	Латинская Америка	761
9	Австралия	1911
10	Индия	193
11	Мир	11958

Мировое годовое энергопотребление сегодня составляет около 600 эксаджоулей (ЭДж), в том числе, например, доля США – около 100 ЭДж. При этом предполагается, что общее энергопотребление, благодаря мерам повышения энергоэффективности, энергосбережения и сохранения климата, возрастет к концу века только вдвое, хотя по первоначальным оценкам речь шла о тройном увеличении. Как видно, потенциал ВИЭ многократно превышает совокупные мировые энергетические потребности [6]. Естественно, экономический потенциал ВИЭ будет ниже, чем показано, но надо иметь в виду и совершенствование технологий и оборудования НВИЭ, а также, что при этом не учтены вторичные энергоресурсы (промышленные выбросы, бытовые, промышленные, сельскохозяйственные отходы и т.п.). Предполагается, что использование новых энерготехнологий, НВИЭ, систем аккумулирования, цифровых и других технологий позволит создать экологически приемлемую распределённую умную глобальную мировую энергосистему.

Об электроэнергетике России

Россия занимает значительную часть территории двух материков, владеет 45% мировых запасов природного газа, 23% запасов угля, 14% урана, 13% запасов нефти, имеет большие запасы угля и торфа и почти

половину мировых запасов лесных ресурсов и пресной воды. Россия входит в первую пятёрку крупнейших производителей электроэнергии.

Электроэнергетика России является важной частью топливно – энергетического комплекса страны и базовой отраслью российской экономики, обеспечивающей электрической и тепловой энергией внутренние потребности народного хозяйства и населения, а также осуществляющей экспорт электроэнергии за рубеж. Устойчивое развитие и надежное функционирование отрасли во многом определяют энергетическую безопасность страны и являются важными факторами её успешного экономического развития.

За последние годы в электроэнергетике России произошли радикальные рыночные преобразования: изменилась система государственного регулирования отрасли, сформировался конкурентный рынок электроэнергии, созданы новые компании. Изменилась и структура и система управления отрасли: было осуществлено разделение естественно-монопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций; и вместо прежних вертикально – интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, созданы структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности.

Ориентация электроэнергетики страны на нефть, природный газ, уголь, ядерное топливо, которая, по-видимому, сохранится до середины XXI века, уже создаёт определённые экономические и экологические проблемы. Выше было показано, что мировые разведанные запасы ископаемых органических энергоресурсов – нефти и газа, в том числе, и в России также могут закончиться за 50–70 лет. По данным Министерства природных ресурсов РФ экономически выгодные месторождения нефти будут выработаны за 29 лет, а с учётом шельфовых месторождений «северных морей» – за 59 лет. Ситуация по разведанным месторождениям газа оценивается в 100 лет. Запасов угля при существующем уровне добычи хватит в РФ на 300–500 лет [3].

Вторая вызывающая беспокойство проблема связана, как и в мире, с сохранением природы и климата на планете. Многие считают важной причиной проблем экологии выбросы CO₂, до 40% которых составляют выбросы энергетики. Ниже даётся структура установленной мощности электростанций России (табл. 9).

Таблица 9

**Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем
и ЕЭС России на 01.01.2020**

Энергообъединение	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		АЭС		ВЭС		СЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОС-СИИ	246 342,45	164612,14	66,82	49870,29	20,24	30 313,18	12,31	184,12	0,07	1362,72	0,55
ОЭС Центра	52 648,58	36070,23	68,51	1800,07	3,42	14778,28	28,07	—	—	—	—
ОЭС Средней Волги	27 493,88	16203,48	58,93	7013,00	25,51	4 072,00	14,81	85,4	0,31	120	0,44
ОЭС Урала	53 696,44	49979,59	93,08	1901,19	3,54	1 485,00	2,77	1,66	0,00	329	0,61
ОЭС Северо-Запада	24 472,11	15572,14	63,63	2 947,24	12,04	5 947,63	24,30	5,1	0,02	—	—
ОЭС Юга	24 857,73	13757,29	55,34	6 289,69	25,30	4 030,27	16,21	91,96	0,37	688,52	2,77
ОЭС Сибири	52 104,76	26577,96	51,01	25 301,60	48,56	—	—	—	—	225,2	0,43
ОЭС Востока	11 068,95	6 451,45	58,28	4 617,50	41,72	—	—	—	—	—	—

Как видно из данных таблицы 67% генерирующих мощностей составляют ТЭС, около 20% ГЭС и 12% АЭС. Доля НВИЭ (ВЭС и СЭС, МГЭС входят в состав ГЭС) на начало 2020 г. составила 1546,84 МВт или 0,63% установленной мощности электростанций. В 2020 г. эти показатели улучшились, но общая мощность установок НВИЭ пока не превысила 1%.

О развитии возобновляемой энергетики

Состояние и перспективы развития НВИЭ в России могут быть охарактеризованы приводимыми ниже данными.

В 2019 году ввод новых мощностей объектов НВИЭ составил 531 МВт, а общая мощность введенных с 2014 г. по настоящее время объектов по ДПМ ВИЭ составляет порядка 1,1 ГВт. В таблице 10 показано изменение стоимости введенного кВт мощности для ВЭС, СЭС и МГЭС.

Таблица 10

Предельные величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, функционирующего на основе ВИЭ руб. на 1 кВт

Тип генерации	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
ВЭС	65 762	110 000	109 890	109 780	109 670	109 561	109 451	109 342	109 232	109 123	85 000
СЭС	116 451	114 122	111 839	109 602	107 410	105 262	103 157	101 094	99 072	65 000	65 000
Мини-ГЭС	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000

В таблице 11 приведены вводы мощностей НВИЭ в 2014–2024 гг.

Таблица 11

Целевые показатели величин объемов ввода установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ, МВт

Тип генерации	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Всего
ВЭС	–	51	50	200	400	500	500	500	500	500	214,7	3415,7
СЭС	35,2	140	199	250	270	270	270	162,6	162,6	240	238,6	2238
Мини-ГЭС	–	–	–	20,7	–	49,8	16	24,9	33	23,8	41,8	210
Итого	35,2	191	249	470,7	670	819,8	786	687,5	695,6	763,8	495,1	5863,7

Целевые объемы вводов и требования по степени локализации производства импортного оборудования, принятого к освоению по годам для каждого типа генерирующего объекта ВИЭ синхронизированы. Это сделано для того, чтобы основные производители генерирующего оборудования могли иметь возможность для возврата инвестиций от выпуска отдельных элементов генерирующего оборудования, позволяющих инвесторам выполнить целевые показатели локализации при строительстве генерирующих объектов по ДПМ и обеспечить конкуренцию на рынке оборудования для снижения его конечной стоимости.

Таблица 12

**Показатели локализации оборудования объектов
генерации на основе ВИЭ**

Виды генерирующих объектов	Год ввода в эксплуатацию	Целевой показатель степени локализации, %
Генерирующие объекты, функционирующие на основе энергии ветра	с 2020 по 2024	65
Генерирующие объекты, функционирующие на основе фотоэлектрического преобразования энергии солнца	с 2020 по 2024	70
Генерирующие объекты установленной мощностью менее 25 МВт, функционирующие на основе энергии вод	с 2020 по 2024	65

Интересно, что определённую международными организациями мощность НВИЭ РФ на уровне 2050 г. в 281 ГВт (табл. 7) можно рассматривать как достигаемую за 30 лет при ежегодном вводе не менее 9–10 ГВт. Даже самые оптимистичные прогнозы российских инвесторов, производителей оборудования и специалистов в России на порядок ниже зарубежных оценок.

В федеральный закон «Об электроэнергетике» внесены изменения, направленные на стимулирование развития «зелёной» микрогенерации, утверждённые 27.12.2019 Президентом. Это объекты по производству электроэнергии мощностью до 15 кВт, которые используются потребителями для собственного энергоснабжения. Присоединение такой микрогенерации к электросетям и особенности платы за подключение определя-

ются правительством. Собственники микрогенерации смогут продавать излишки на розничном рынке электроэнергии и это не будет считаться предпринимательством. Гарантирующие поставщики (основные энерго-сбытовые компании регионов) будут обязаны заключать с обратившимися к ним владельцами микрогенерации договоры купли-продажи электроэнергии и будут покупать её от микрогенерации по ценам, не выше тех, по которым покупают электроэнергию и мощность на оптовом энергорынке.

Минэнерго РФ предложило в 2025–2035 гг. построить за 400 млрд руб. 5 ГВт «зеленой» генерации, В министерстве определили, что суммарного инвестиционного ресурса будет достаточно на строительство 5 ГВт «зеленой» мощности – 3,465 ГВт ВЭС (ежегодная квота на отборе – 315 МВт) и 1,498 ГВт СЭС (с ежегодными вводами 245 МВт) в 2025–2026 годах и 112 МВт МГЭС в 2027–2035 гг., О ТБО, ГеоТЭС, ПЭС и других НВИЭ не упоминается. При этом считается, что к 2036 году НВИЭ – генерация в РФ сможет существовать уже без субсидий со стороны оптового рынка.

Вместе с тем, инвесторы и специалисты полагают, что такие малые объемы новых вводов не позволят обеспечить необходимое развитие НВИЭ. Однако, Правительство РФ Постановлением от 5 марта 2021 г. №328 утвердило правила новой программы поддержки отрасли НВИЭ на период 2025–2035 гг. Существующие правила сохраняются, но частично ужесточены, показатели программы не определены, а Минэнерго предлагает их снизить. При этом сам по себе возврат капитала и доходность по отобранным проектам все еще будет осуществляться на основе ДПМ. Но существенные изменения коснутся формулы определения цены на мощность. Оплата мощности теперь напрямую зависит от объема выработки, а не штрафующий коридор в размере 25% упразднен. В результате, по оценкам участников рынка, по новым требованиям генератор может потерять 30–80% общего платежа при не выполнении плана выработки в первый год работы. Кроме того, вводятся штрафы за не выполнение целевого показателя по экспорту ВИЭ – оборудования в размере до трети гарантированного платежа, а также штрафы за низкую локализацию – до 75–85%. Предлагаемые тарифы и штрафы за недовыработку СЭС и ВЭС и срывы графиков поставки электроэнергии по оценке при этом значительно превышают реальный ущерб, и тем самым, будут препятствовать снижению конкурентной цены электроэнергии и тормозить внедрение этих технологий.

По мнению инвесторов и специалистов НВИЭ отсутствие утвержденных параметров программы также «создает значительные неопределенности в части устойчивости новых правил», а отсутствие ясности в финансовом обеспечении программы ДПМ ВИЭ 2.0 вызывает вопросы у инвесторов, которые не могут при этом спланировать развитие отрасли на следующие 15 лет.

Это ужесточение новой программы поддержки НВИЭ можно объяснить, возможно, тем, что в РФ нет предпосылок для масштабного развития НВИЭ. Руководство страны, вероятно, полагает, что с новыми требованиями игроки сектора НВИЭ в состоянии справиться, но остается вопрос показателей программы, а им предстоит определиться с участием в программе и «стоит ли в этих условиях овчинка выделки».

О развитии некоторых направлений НВИЭ

Малая гидроэнергетика. Потенциал для строительства крупных ГЭС в Европейской части практически исчерпан. Поэтому дальнейшее наращивание производства электроэнергии за счет строительства ГЭС, отчасти и в азиатской части, связывается именно со строительством малых ГЭС. В России экономический потенциал МГЭС составляет около 200 млрд кВт·ч / год, а используется всего пока не более 10%. Программа развития малой гидроэнергетики ПАО «РусГидро», предусматривающая строительство МГЭС мощностью более 2000 МВт, пока реализуется медленно.

Геотермальная энергетика. Россия располагает большими запасами геотермальной энергии и является технологическим лидером в этой области. В нашей стране действуют три геотермальных электростанции, расположенные на Камчатке: Паужетская ГеоТЭС, Верхне – Мутновская ГеоТЭС и Мутновская ГеоТЭС, которая является одной из лучших в мире. На Курильских островах работают три небольшие геотермальные установки. Суммарная мощность всех установок составляет около 80 МВт. ПАО «РусГидро» ведёт сооружение ГеоТЭС бинарного цикла на Камчатке, что позволяет значительно расширить возможность использования геотермального теплоносителя. В стране имеется необходимое отечественное оборудование, производство которого налажено в ОАО «Калужский турбинный завод».

Приливная энергетика (ПЭС). По расчетам специалистов в Европейской части и на Дальнем Востоке нашей страны от энергии прилива может быть получено более 120 ГВт мощности. В стране более 50 лет

действовала и испытывалась одна из первых в мире экспериментальная Кислогубская ПЭС, на которой отрабатывались технологии, оборудование, экологические проблемы приливных электростанций. Сейчас ведутся испытания оригинальной ортогональной турбин. Подготовлены предложения по строительству крупных Тугурской ПЭС (в Охотском море мощностью 8 млн кВт) и Мезенской ПЭС (в Белом море 11,4 млн кВт). Ведутся разработки и испытания экспериментальных волновых электростанций.

Солнечные энергоустановки. Достойное место в энергобалансе многих регионов нашей страны в перспективе могут занять солнечные энергоустановки. Солнечные установки теплоснабжения и горячего водоснабжения уже получили распространение в Краснодарском и Ставропольском краях, Ростовской области, в Крыму, Дагестане, Бурятии. Такие установки перспективны для индивидуальных потребителей. Солнечные коллекторы ОАО «Ковровский механический завод» и ФГУП НПО «Машиностроение» и ряда других производителей, по своим характеристикам не уступают лучшим мировым аналогам.

В стране создано современное коммерческое производство эффективных фотоэлектрических модулей и они находят практическое применение при создании фотоСЭС во многих регионах России.



Рис. 7. Монтаж ФотоСЭС



Рис. 8. Микрогенерация, монтаж СЭС-установки

В стране осуществляется локализация в производстве оборудования для солнечной энергетики: фотоэлектрических модулей и компонентов для солнечных установок (завод по производству модулей ООО «Хевел» (Роснано и Ренова) в Новочебоксарске, производство кремниевых слитков и пластин, совместное со «Шнейдер Электрик», производство инверторов и т.д.) Созданы и работают инжиниринговые и

строительные компании по строительству СЭС (Авелар Солар Технолоджи, ЕвроСибЭнерго-инжиниринг). Выполнены необходимые и важные научные исследования в МГУ имени М.В. Ломоносова, ФТИ имени А.Ф. Иоффе РАН, позволившие осуществить все стадии освоения и приступить к экспорту российских панелей с высоким КПД – 22,7%. В 2015–2020 гг. в стране введено в эксплуатацию более 20 СЭС в Республиках Башкортостан, Горный Алтай, в Оренбургской, Самарской, Астраханской областях, в Ставропольском, Краснодарском краях, в Якутии общей мощностью более 1000 МВт. Крупные СЭС построены: в Самарской, Оренбургской Астраханской, Ростовской областях, Ставропольском крае и ввод таких электростанций намечено продолжать. Производство модулей в Новочебоксарске было в 2020 г. расширено до 340 МВт в год.



Рис.9. «Самарская СЭ
С мощностью 75 МВт



Рис. 10. «Фунтовская СЭС»
мощностью 60 МВт,
Астраханская область

В соответствии с заключёнными договорами намечено строительство до 2025 г. СЭС также в Бурятии, Дагестане, Хакасии, Белгородской, Челябинской, Самарской, Омской, Липецкой областях, в Забайкальском крае общей мощностью 1301 МВт.

В Республике Крым НВИЭ составляет значительную долю энерго-мощности региона, где введены в эксплуатацию несколько солнечных электростанций общей мощностью **более 400 МВт** и в своё время одна из крупнейших в мире СЭС «Перово» мощностью 105 МВт в Симферопольском районе. В Республике также построены 8 *ветровых электрических станций* общей установленной мощностью 93,2 МВт. Полезно было бы эту работу в Крыму продолжить [15].



Рис. 11. Крым. Солнечная станция Перово мощностью 105 МВт, одна из крупнейших в мире

Ветровая энергетика. Значительную долю НВИЭ в энергобалансе намечается обеспечить за счет ветровой энергетики. Экономический потенциал ветровой энергии в нашей стране составляет минимально 260 млрд кВт·ч / год, т.е. около 25% производства электроэнергии в России. В настоящее время в стране действуют ВЭС общей мощностью около 300 МВт. В 2018 г. была введена в эксплуатацию современная крупная Ульяновская ВЭС фирмы «Фортрум» мощностью 50 МВт на базе ВЭУ единичной мощностью 2,5 МВт. Российским рынком активно занимаются General Electric (США), Lagerwey (Голландия), Vestas (Дания), Siemens (ФРГ), фирмы КНР. Голландская Lagerwey – партнер «Росатома» активно участвует на нашем рынке. «Фортрум» и «Роснано» и правительство Ульяновской области подписали трехстороннее соглашение о строительстве ВЭС. Согласно документу, «Роснано» берёт на себя инвестиции в этот бизнес и производство компонентов для ВЭУ, а «Фортрум» – роль оператора и инвестора в строительстве ВЭС в Ульяновской области.

Решаются вопросы *локализации производства* крупных ВЭУ в Ульяновской области, Республике Адыгея, Краснодарском, Ставропольский краях, Нижнем Новгороде (рис. 12 и 13).

При этом осваиваются современные высокие технологии. Они формируются с учётом жёстких требований к материалам, к компонентам, к строительно – монтажным и эксплуатационным работам, к транспортной инфраструктуре.



Рис.12. Производство ступицы ВЭУ



Рис. 13. Производство лопастей длиной 62 м в Волгодонске Ульяновске (Вестас + Роснано)

Планируемые мощности ВЭС в 2018–2024 гг. предполагают их строительство в Ростовской, Ульяновской, Саратовской, Мурманской областях, Краснодарском и Ставропольском края и ряде других регионов общей мощностью 3047 МВт. На рисунке 14 показана строительная площадка крупнейшей сегодня в России Адыгейской ВЭС мощностью 150 МВт, сооружаемой Росатомом.



Рис. 14. Адыгейская ВЭС мощностью 150 МВт (Росатом)

Хотелось бы отметить, что 22 декабря 2020 года в арктическом поселке Тикси в Республике Саха (Якутия) компания ПАО «РусГидро» ввела в эксплуатацию ветродизельный комплекс (ВДК) мощностью 3 900 кВт. ВДК состоит из ВЭС мощностью 900 кВт (3 ВЭУ мощностью по 300 кВт), дизельной электростанции мощностью 3 000 кВт и системы аккумуляиро-

вания энергии мощностью 1000 кВт. Элементы комплекса объединены АСУ производством и распределением электроэнергии. В год ВДК будет вырабатывать более 12 млн кВт·ч электроэнергии, обеспечивая надежное энергоснабжение заполярного поселка Тикси с пяти тысячным населением.



Рис. 15. ВДЭС в Тикси (ПАО «РусГидро»)

Заключение

Несмотря, на определённые успехи последних лет, как видно из изложенного, Россия сегодня существенно отстает в развитии НВИЭ – этого важного инновационного направления энергетики. В стране сформирован сценарий развития ВИЭ до 2035 гг., основанный на известных проектах и реализации экономического потенциала использования ВИЭ на оптовом, розничном рынках и у изолированных потребителей фактически без достаточных специальных мер государственной поддержки.

Создание промышленного производства оборудования и компонентов для геотермальной, солнечной и ветровой энергетики в России стало важным заделом для диверсификации российской экономики и полноценного участия страны в мировом секторе НВИЭ, в том числе, в экспорте продуктов и услуг. Однако, положение является неустойчивым из-за малых объёмов внутреннего рынка и сохраняющейся неопределенности регуляторных механизмов, которые должны поддерживать развитие отрасли до 2035 гг.

Россия, входя в первую мировую пятерку крупнейших производителей электроэнергии, в десятки раз отстает от других участников пятерки по развитию НВИЭ энергетики. Обладая высококачественными и обильными ВИЭ ресурсами, страна намного отстает от стран БРИКС и от нефтегазодобывающих стран (Норвегия, Канада, Саудовская Аравия, ОАЭ, Катар и др.)

по развитию возобновляемой энергетики. Планы развития возобновляемой энергетики в России являются очень скромными среди всех экономически развитых стран мира. Масштаб сектора НВИЭ в России (даже с учётом планов развития до 2035 г.) – это уровень малых стран.

Встречающиеся в прессе и профессиональных дискуссиях рассуждения о значительной нагрузке на потребителей и инфляционных рисках применительно к российской отрасли НВИЭ содержат явные преувеличения, не подтверждаемые в других странах.

В стране отсутствует необходимая законодательная, нормативно – правовая база и только разрабатывается единая государственная политика и координация практической работы и НИОКР по развитию НВИЭ. В результате достижения отечественной науки в области НВИЭ используется ограниченно и развивается она крайне не достаточно. Работа ориентируется практически на зарубежный опыт и оборудование. Всё это ведёт к разрыву между стадиями инновационного цикла, увеличению сроков реализации инноваций, и соответственно: НИОКР, производство и внедрение оказываются не связанными между собой за редким исключением. Не ведётся разработка и внедрение принципиально новых отечественных технологий и оборудования и они оказываются не востребованными. В результате страна несёт значительные экономические потери, связанные с тем, что отсутствие отечественных технологий пытаемся компенсировать импортом, и соответственно, потерей добавленной стоимости в отечественной промышленности. Использование более дорогих импортных технологий и оборудование и его эксплуатация компенсируется ростом цен на энергию и производимую продукцию, что ложится дополнительной нагрузкой на отечественных потребителей [13, 14].

Хочется надеяться, что проблемы истощения запасов, удорожание ископаемого органического топлива, климата и экологии, волнующие мир, заставят и РФ активнее заниматься НВИЭ. Степень централизации электроснабжения в России значительна, но и здесь ситуация будет меняться и в связи с ростом децентрализации спрос на НВИЭ вырастет.

Литература

1. Энергетика XXI века – время действовать. Доклад МИРЭС, 2000.
2. Скиннер, Б. Хватит ли человечеству земных ресурсов? / пер. с англ. Б. Скиннер. – М.: Мир, 1989.

3. Прогноз развития энергетики мира и России. ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук» НОУ Московская школа управления. Сколково, 2019.
4. Голицын, М.В. Углеводородные ресурсы мира. Энергия: экономика, техника, экология / М.В. Голицын, О.Н. Баженова, Н.В. Пронина и др. – М.: Изд-во «Наука», 2005.
5. Международный форум «Сто лет электричества», «Электроэнергетика в XXI веке – 7 революций», Москва, Сколково, 2020.
6. REN21, 2018. 2019 Renewable Energy Policy Network for the 21-st Century. Renewables 2017. Global Status Report.
7. Материалы «Международного конгресса REENCON – XXI: Возобновляемая энергетика XXI века: энергетическая и экономическая эффективность», М., «Сколково» 5–6 июня 2018.
8. Pure Power – Wind Energy. Scenarios up to 2030. Final Report. EWEA.
9. Материалы Российского международного энергетического форума. Санкт – Петербург, июнь 2019 г. М. Изд-во МЭИ, 2019.
10. Материалы Международных форумов «Возобновляемая энергетика: пути повышения энергетической и экономической эффективности» (REENFOR – 2013–2017).
11. Лю Чженья. Глобальное энергетическое объединение / пер. с кит. Чженья Лю. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016.
12. Перминов, Э.М. К вопросу о структуре и управлении энергетики будущего. Энергетик / Э.М. Перминов, М.Г. Тягунов. – 2020. – № 1. – С. 33–43.
13. Гринкевич, Е.Б. Основные принципы государственной политики по возобновляемой энергетике / Е.Б. Гринкевич // Энергетик. – 2014. – № 2. – С. 10–12.
14. Материалы рассмотрения вопросов на заседаниях секций Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» 2015–2020 годы.
15. Перминов, Э.М. Энергетика Республики Крым – состояние и проблемы развития. Новая возобновляемая энергетика – выбор Крыма / Э.М. Перминов // Энергетик. – 2014. – № 5. – С. 5–8.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАЦИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ВОЗМОЖНЫЕ ВЫЗОВЫ И УГРОЗЫ

Сендеров С.М.,

заместитель директора ФГБУН Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН, д.т.н.

Введение

В современный период основные направления развития энергетики в целом укладываются в концепцию «3D» (Decarbonization, Decentralization, Digitalization) [1 и др.]. При этом, две первых составляющих в основном являются атрибутами формирования перспективной структуры топливно-энергетического комплекса (ТЭК) регионов и страны в целом. Так, decarbonization (декарбонизация) означает переход к экологически чистой «безуглеродной» экономике и энергетике посредством увеличения доли ВИЭ в энергетическом балансе и широкомасштабного внедрения электрического транспорта. Decentralization (децентрализация) означает переход к территориально распределенной электроэнергетике с большим числом разноуровневых генераторов и потребителей, выражающийся в росте доли присоединенной к распределительным сетям, относительно маломощной и разнообразной по своему характеру генерации; появлении активных потребителей, обладающих возможностью гибко изменять профиль своего потребления из сети. В то же время digitalization (цифровизация) означает переход к всеобъемлющему применению в системах энергетики цифровых управляемых устройств, подключенных к информационным сетям Интернета, на всех уровнях: от объектов производства, трансформации и транспорта энергоресурсов до потребителей конечных видов энергии.

Цифровизация обеспечивает возможность реализации интеллектуального управления системами энергетики и их взаимосвязями и может рассматриваться как атрибут развития системы энергетики и взаимосвязи этих систем в рамках единого ТЭК.

Именно цифровизация имеет наибольшее влияние на перспективы развития такой инфраструктурной системы энергетики, как газоснабжающая система (ГСС). Для того, чтобы оценить основные направления трансформации данной системы в перспективе попытаемся структурировать ее на отдельные уровни: супер, мини и микросистемы.

Структурирование ГСС с позиций перспективной трансформации

На уровне супер-системы будем рассматривать технологические объекты осуществляющие поставку газа в сеть его магистрального транспорта, начиная с головных компрессорных станций на выходах с месторождений и до пунктов его сдачи на газораспределительные станции и пункты. Основными объектами этого уровня ГСС являются головные и промежуточные компрессорные станции, магистральные газопроводы высокого давления и подземные хранилища газа, компенсирующие сезонную неравномерность его потребления. Со временем, все большую долю в объеме транспортировки природного газа занимает транспорт сжиженного природного газа, в основном морской, осуществляемый судами – газовозами. При этом заводы по сжижению природного газа, сами суда и регазификационные терминалы также следует относить к объектам уровня супер-системы ГСС.

На уровне мини-системы в случае ГСС следует рассматривать газораспределительные сети высокого давления (от 0,3 до 1,2 МПа) от газораспределительных станций, а также среднего (от 0,05 до 0,3 МПа) и низкого (до 0,05 МПа) давления от газораспределительных пунктов до отключающих устройств на вводах на газовые ТЭС, котельные, газохимические комплексы, газопотребляющие промышленные предприятия и прочие здания с газовым оборудованием. Кроме того на этом уровне следует рассматривать системы дискретного (прежде всего автомобильного) транспорта сжиженного и компримированного природного газа.

Уровень микро-систем могут представлять внутренние газопроводы – от ввода в здания и сооружения до мест подключения газовых турбин, котлов, газохимических предприятий и прочих потребляющих газ устройств и приборов.

Основные возможные направления развития ГСС

Основные тенденции трансформации структуры ГСС на уровне супер-систем связаны с особенностями перспективного изменения структуры газопотребления, производства и магистрального транспорта природного газа.

Что касается структуры газопотребления, сновываясь на различных вариантах перспективы развития энергопотребления в мире, в т.ч. и в Европе [2, 3 и др.] и даже при учете значительного ожидаемого роста роли ВИЭ в генерации электрической и тепловой энергии (к 2040 г. ВИЭ могут занять долю в мировом топливном балансе в 15% против 3% сегодня) можно предположить, что потребление природного газа, как минимум, на период до 2040 г., сокращаться не будет, учитывая еще и активное развитие газохимического производства. Что касается структуры магистрального транспорта природного газа, то по регионам мира наибольший рост потребления будет иметь место в развивающихся пока недостаточно промышленно развитых регионах. Трубопроводная инфраструктура в таких регионах мира недостаточно развита или отсутствует. Это создает предпосылки для активного развития системы транспорта СПГ с дальнейшим развитием сети заводов по сжижению и регазификации природного газа. Да и в целом по миру, по причинам меньшей зависимости производителей газа от привязки к его конкретным потребителям, по-видимому, опережающими (по сравнению с трубопроводным транспортом) темпами будет развиваться именно магистральный морской транспорт СПГ.

В данном случае, основные структурные трансформации могут касаться повышения маневренности при реакции на изменение спроса и предложения. Так, к примеру, за последние пять лет дефицит природного газа в США сменился его избытком, что привело к разработке планов по расширению площадей регазификационных терминалов для создания мощностей по сжижению природного газа [4 и др.]. Реализация таких проектов в мире позволит как экспортировать, так и импортировать природный газ при использовании одной и той же инфраструктуры, в соответствии с рыночной ситуацией.

Относительно структуры производства природного газа – в связи с высоким уровнем освоения разведанных сегодня традиционных газоносных месторождений, дороговизной выхода на новые месторождения, располагающиеся в основном в труднодоступных условиях, и техническими сложностями извлечения сланцевого газа, наибольшие перспективы в мире имеют технологии производства газа из газогидратов и газа растворенного в воде мирового океана. Оценки содержания метана в газогидратах в мире огромны и доходят до нескольких сотен триллионов куб.м. по разным данным [5, 6 и др.]. При всех успехах промышленно-экспериментального из-

влечения метана из газогидратов в мире (опыты Японии, Китая и др. [7] пока налицо серьезные проблемы с обеспечением экономической целесообразности извлечения метана из кристаллической решетки газогидратов. Для этого требуется либо понижать давление в залежи, либо нагревать участок рядом со скважиной; либо закачивать углекислый газ для замещения метана в гидрате. Все эти способы пока неприемлемо дороги. В любом случае, ответ на запрос человечества в использовании этих ресурсов будет получен в будущем. Структура производства товарного газа сместится в сторону освоения газогидратов, а система магистрального транспорта газа, в данном случае, скорее всего, морского транспорта СПГ будет приспособлена к пунктам его производства.

С потенциальным изменением источников поставки товарного газа в силу истощения старых месторождений и необходимости выхода на новые источники запасов, претерпят структурные преобразования и магистральные газопроводные системы. Отдельные магистральные газопроводы, привязанные к конкретным месторождениям, могут потерять свою актуальность. При этом придется создавать новые магистральные газопроводы, привязанные уже к новым источникам. В данном случае, по видимому, опережающими темпами будут развиваться системы магистральных газопроводов привязанные к регазификационным терминалам связанным с морским транспортом СПГ. Именно эти терминалы выполняют роль поставщика газа в газопроводную сеть вне зависимости от смены мест производства газа.

На мини уровне система газоснабжения потребителей будет меняться структурно в соответствии с НТП у потребителей газа. Так, с увеличением доли использования газомоторного топлива на транспорте будут увеличиваться сети заправок сжиженного и компримированного природного газа. При этом такие заправки приспособлены к транспортной инфраструктуре и могут строиться на значительных расстояниях от газотранспортных сетей. Соответственно с ростом количества таких заправок опережающими темпами будет развиваться и структура дискретного (автомобильного, железнодорожного и водного) транспорта как СПГ, так и компримированного природного газа (КПГ).

Системы газоснабжения микроуровня в будущем вряд ли претерпят серьезные структурные изменения. Скорее всего, они будут представлять собой ту же трубопроводную разводку по зданиям, предприятиям и со-

оружениям с использованием инновационной интеллектуальной запорно-регулирующей газопроводной арматуры с включением в различного уровня smart-системы по управлению энергопотреблением соответствующих потребителей.

Трансформация структурных свойств ГСС

Под влиянием инновационных технологий трансформируются и свойства газоснабжающих систем на всех рассматриваемых уровнях, начиная с месторождений и объектов производства товарного газа и заканчивая процессами его использования. Так, уже достаточно активно внедряется в практику концепция smart или «интеллектуального» месторождения, как системы автоматического управления операциями по добыче газа, предусматривающая автоматическую оптимизацию всех важнейших технологических процессов в их непосредственной взаимосвязи. Положительные моменты внедрения этой концепции выражаются в появлении нового свойства объектов и системы в целом – возможность удаленного управления. Наряду с этим обеспечиваются возможности автоматизации производства, контроля энергопотребления, повышения энергоэффективности всех процессов, роста результативности эксплуатации оборудования, рационального управления персоналом, прозрачности информации. У таких «интеллектуальных» месторождений появляются новые возможности, позволяющие в автоматическом режиме: оптимизировать производительность оборудования и продуктивность скважин за счет контроля и регулировки дебитов скважин; предсказывать на основе методов машинного обучения параметры истощения скважин; прогнозировать поведение новых скважин; централизованно управлять большим количеством скважин с помощью систем дистанционного мониторинга.

Что касается месторождений природного газа, то активная интеллектуализация здесь началась с конца прошлого века, когда истощение «легких» сухопутных месторождений вынудило компании активнее осваивать морской шельф и нетрадиционные запасы. Понадобилось строить технологически сложные дорогостоящие скважины, обслуживание которых также обходится недешево. Это привело к созданию «интеллектуальных» месторождений и интеллектуальных скважин, контролируемых и управляемых в режиме реального времени.

Интеллектуальное месторождение в основе своего управления имеет геологическую и технологическую модели. Интегрированная модель

объединяет модели подземной и наземной инфраструктур, и позволяет делать выбор наилучшего варианта освоения месторождения и оптимизации производства. Один из основных компонентов «умного месторождения» – «умная скважина». Основа технологии «умных» скважин – постоянные скважинные датчики температуры, давления и других параметров. Данные от датчиков в режиме реального времени передаются на станцию управления, там автоматически обрабатываются и позволяют оператору регулировать работу оборудования. Такая технология позволяет с помощью систем телеметрии обеспечивать оптимальные режимы и надежность работы оборудования, а также при необходимости удаленно производить регулировку технологического режима работы скважин. Как правило, здесь же используются системы управления, позволяющие увязать процессы добычи с остальными процессами, протекающими на месторождении. Для передачи данных телеметрии, управляющих команд и обмена прочей информацией необходимы надежные и скоростные каналы связи. Работа системы была бы невозможна без последних достижений в сфере информационных технологий – протоколов и устройств для передачи данных, специализированного программного обеспечения.

Что касается повышения надежности функционирования линейной части, то на строящихся и реконструируемых магистральных газопроводах начинают применять так называемые «интеллектуальные вставки» или систему дистанционного мониторинга напряжённо-деформированного состояния трубопроводов. Такие системы врезаются в газопровод и позволяют контролировать механические нагрузки, сопоставляя их с текущими прочностными характеристиками трубы. Это осуществимо как на самих магистральных газопроводах, так и на трубопроводной обвязки КС, ГРС и пр. Попутно контролируются и параметры электрохимической защиты газопровода.

В полной мере, с соответствующими особенностями, такая концепция smart объектов может быть применена ко всем уровням ГСС. В результате всех этих инноваций у отдельных элементов системы и всей ГСС в целом в значительной степени повышаются показатели надежности функционирования. Это достигается за счет получения достоверной информации о состоянии элементов системы, формирования оптимальных параметров их работы и систем защиты от негативных воздействий (электрохимическая коррозия и проч.) и возможности своевременного принятия решений по необходимости проведения превентивных мер по обеспечению заданной работоспособности.

При этом на микроуровне новые технологии положительно повлияют и на энергоэффективность потребительских процессов, включаясь в общий интерфейс между поставщиками газа и его потребителями в рамках smart процессов энергопотребления.

Возможные вызовы и угрозы глобальной интеллектуализации

В связи с глобальной интеллектуализацией энергетических систем возникают опасения, связанные с повышением уязвимости системы при негативных воздействиях интеллектуального характера типа кибератак.

К примеру, в первом полугодии 2020 г. доля атакованных компьютеров выросла по сравнению с предыдущим полугодием с 38% до 40% в системах автоматизации зданий и с 36% до 38% в автоматизированных системах управления технологическим процессом (АСУ ТП) нефтегазовой отрасли [8].

Масштабные кибер-вторжения на нефтегазовые компании наносят ущерб годами. В августе 2012 г. одна из крупнейших нефтяных компаний мира «Saudi Aramco» пострадала от масштабной кибератаки [9]. Десятки тысяч компьютерных серверов компании были выведены из строя из-за вредоносной программы-очистителя под названием Shamoon. Хотя поставки сырой нефти в мир в то время не пострадали, атака Shamoon оказалась реальной угрозой для мировой экономики. Это переломное событие было вызвано разрушительными, но относительно простыми вредоносными программами.

Следует отметить, что в связи со значительной (по сравнению с электроэнергетическими системами) инерцией и замедленностью технологических процессов передачи газа, а также достаточными мерами резервирования в системах газоснабжения пока вряд ли возможны значительные по объемам ограничения газоснабжения потребителей при реализации кибератак на соответствующие системы. Это подтверждается ситуациями с реальными кибератаками на газотранспортные компании. Так, в марте 2018 г. произошли хакерские атаки на четыре американские газовые компании Boardwalk Pipeline Partners, Eastern Shore Natural Gas, Oneok и Energy Transfer [10]. В результате кибернападения некоторые ИТ-системы на несколько дней были остановлены в целях безопасности. В компании Oneok, которая управляет газовыми магистралями в нефтегазоносном бассейне в Техасе и Скалистых горах в качестве меры предосторожности отключили компьютерную систему и перешли на «ручное» управление.

Energy Transfer отключила платформу для обмена данными с клиентами. При этом ей пришлось также перейти на ручной режим управления. В течение недели системы электронного документооборота всех газовых компаний, которые пережили кибернападения, были полностью восстановлены. Вывод из строя данных систем не прекратил подачу газа потребителям, но затруднил электронное взаимодействие с партнерами. По мнению экспертов, хакерская атака на газопроводные компании была проведена с целью финансового обогащения, либо в рамках конкурентной борьбы.

В то же время на самих технологических объектах потребляющих газ, к примеру, на газовых ТЭС, могут быть проблемы, связанные с кибератаками на IT-оборудование ответственное за процессы подачи газа на сжигание, в том числе за контроль над давлением газа в местной сети. Взрыв газа по причине нарушения контроля за такими процессами, безусловно, способен привести к значительному повреждению технологического оборудования соответствующего котла или турбины вплоть до их полного разрушения.

Структура ГСС включает множество технологических процессов. Весь процесс доставки газа потребителям, начиная с месторождений, связан с добычей газа, его подготовкой газа к магистральному транспорту, нагнетанием высокого давления на компрессорных станциях, при необходимости – его сжижением и перевалкой на суда-метановозы с последующей регазификацией на соответствующих приемных терминалах. Во всей цепочке, от добычи газа до доставки его потребителям, мониторинг всех технологических показателей имеет решающее значение для обеспечения надежности выполнения производственных процессов. Объекты мониторинга включают температуру, давление, химический состав и обнаружение утечек. Кроме того, системы дистанционного управления оборудованием, таким как клапаны, насосы, гидравлические и пневматические системы управления, системы безопасности, в том числе пожарной, системы аварийной остановки, имеют решающее значение.

Все системы контролируются программным обеспечением и могут быть подвержены воздействию кибератак. При внедрении вредоносных программ в программное обеспечение локальных и общих компьютерных сетей предприятий по добыче по подготовке природного газа к его магистральному транспорту может быть нарушена работа связанного в единую интеллектуальную систему различного технологического оборудования, датчиков, контрольно-измерительной аппаратуры. Сигналы даже с ис-

правно работающих датчиков могут быть перекодированы и изменены, таким образом диспетчер и приборы контрольной автоматики могут получать информацию о течении технологических процессов в допустимых пределах, в то время как некоторые параметры работы оборудования могут быть критическими. Часть оборудования может работать в некорректном режиме, передавая информацию, дестабилизирующую устойчивую взаимосвязь технологических процессов и выводя всю совокупность этих процессов в неоптимальный режим. Такие ситуации на месторождении чреваты остановкой производства, перерывами в поставках газа на головные компрессорные станции магистральных газопроводов, а также выводом из строя сложного технологического оборудования и автоматики на промыслах.

Наиболее опасными последствиями кибератак можно считать потерю работоспособности отдельных технологических объектов, взрывы газа и пожары в результате отключения либо нарушения работы различного рода автоматики и систем соответствующего мониторинга. Кибератаки на системы управления и линии передачи контрольно-измерительной информации на компрессорных станциях магистральных газопроводов способны остановить работу отдельных газоперекачивающих агрегатов на станциях, станции в целом или даже нескольких компрессорных станций. При худших сочетаниях кибератак, это может привести к существенному снижению объемов транспорта газа по отдельным участкам магистральных газопроводов. В зависимости от времени года такие ситуации могут приводить к разным масштабам последствий. Так, например, в отопительный период (время наибольшего потребления газа) даже при использовании газа из ПХГ отдельные потребители могут столкнуться с перебоями в поставках газа. Летом, скорее всего такая ситуация конкретных потребителей не коснется, так как его потребление снижено и идет процесс заполнения ПХГ.

Пример анализа последствий реализации гипотетической кибератаки

Ниже, в качестве примера, представлен анализ реализации гипотетической кибератаки на системы управления рядом узловых компрессорных станций (КС) в одной из зон газотранспортной сети России (ГТС) в период максимального потребления газа (средние сутки января).

Основная гипотеза: в результате кибератаки системы управления данных КС блокированы.

Следствие реализации гипотезы: потеря работоспособности КС ведет к резкому снижению давления в коридорах данной зоны ГТС с уменьшением объемов подачи газа в основную газотранспортную сеть. ПХГ в этот период чаще всего работают в режиме максимального отбора газа, т.е. возможности по увеличению отбора газа из ПХГ отсутствуют, либо крайне ограничены. Расчеты с использованием ПВК «Нефть и газ России», разработанного и используемого в ИСЭМ СО РАН показывают, что в данной ситуации относительный дефицит газа в системе может составить порядка 40% (см. рис. 1).

Возможности удовлетворения потребностей в газе по федеральным округам и импортерам представлены на рисунке.

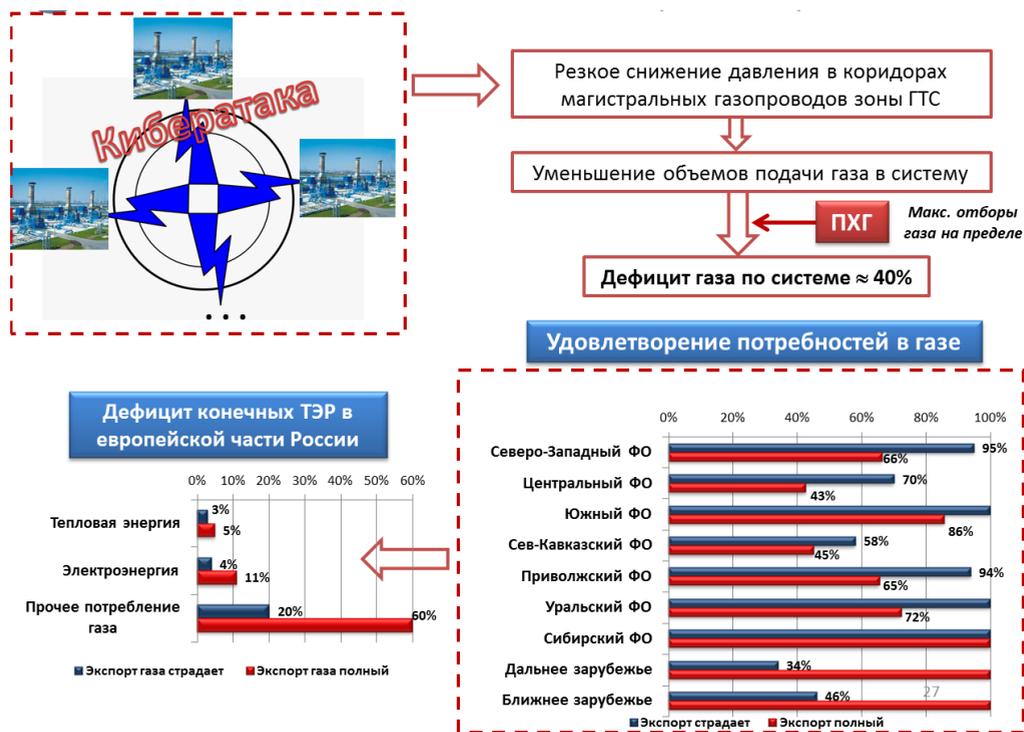


Рис. 1. Гипотетический сценарий кибератаки на ГСС

В исследованиях учитывались различные варианты поставки газа потребителям: вариант с полным покрытием экспортного спроса на газ в условиях рассматриваемой ЧС в газовой отрасли и вариант без приоритета

экспортным поставкам газа. Из рисунка видно, что при обоих вариантах в указанной ситуации, из федеральных округов (ФО) в зоне действия ЕСГ, от недопоставок газа не должны пострадать только потребители Сибирского ФО. В случае полного обеспечения экспортных обязательств, в указанных обстоятельствах, дефицит газа по всем остальным округам в зоне действия ЕСГ может составить от 14% потребности в нем в Южном ФО до 57% – в Центральном ФО. В условиях технологически оптимального распределения газа с позиций минимизации дефицита газа у потребителей, рассчитанного без приоритета экспортным поставкам газа, дефицит газа по федеральным округам в зоне действия ЕСГ может составить от 5% в Северо-Западном ФО до 42% в Северо-Кавказском ФО, при дефиците суммарных экспортных поставок порядка 64%.

Последующие расчеты с использованием специализированной экономико-математической модели ТЭК и ПВК «Корректива+», также используемого в ИСЭМ СО РАН, показывают, что указанный дефицит газа у потребителей может привести к дефицитам конечных ТЭР в целом по европейской части страны даже при учете внутренних компенсирующих возможностей российского ТЭК. В частности, при полном соблюдении экспортных обязательств по газу в дни ЧС, дефицит тепловой энергии в целом по европейской части страны будет ощущаться в пределах 5%, дефицит электроэнергии – в пределах 11%, прочие потребители (газохимия, металлургия и т.д.) недополучат порядка 60% запрашиваемых объемов газа. В случае рассмотрения ситуации с сокращением экспортных поставок (указанные выше 64%) в условиях указанной ЧС, относительные дефициты тепла и электроэнергии для потребителей европейской части снизятся до 3% и 4% соответственно. Прочие потребители недополучат порядка 20% газа.

Основные выводы

Очевидно, что задача снижения уязвимости ГСС должна решаться одновременно с ростом интеллектуализации системы. Это может осуществляться как с позиций развивающихся информационных технологий и администрирования соответствующих систем, так и со стороны повышения оптимальности диспетчерского управления в условиях нештатных ситуаций различного характера. Должна быть предусмотрена возможность перевода отдельных технологических операций или их логических цепочек в режим «ручного» управления с возвращением к режиму взаи-

мосвязанного интеллектуального функционирования после устранения возможностей реализации угрозы.

Системы диспетчерского управления интеллектуальными системами в рамках ГСС также должны иметь иерархическую структуру с самостоятельными модулями отдельных объектов и подсистем увязанными в единую взаимоувязанную цепочку. На верхнем уровне, то есть на уровне супер-системы это диспетчеризация стратегических процессов в системе в целом с увязкой технологических процессов в каждом элементе начиная с головных компрессорных станций на выходах с месторождений и до пунктов его сдачи на газораспределительные станции и пункты, заводы по сжижению природного газа с соответствующей инфраструктурой, суда-газовозы и регазификационные терминалы.

Эта же идеология управления должна распространяться и на уровень газораспределительных систем (уровень мини-систем в ГСС). Что касается работы систем газоснабжения внутри зданий, сооружений, промышленных площадок разного уровня, то системы управления микроуровня ГСС полностью укладываются в идеологию разрабатываемых и вводимых в эксплуатацию уже в наше время smart систем «умных» домов и предприятий. По-видимому, системы управления этим уровнем газоснабжения будут активно развиваться неотрывно от направлений и темпов развития интеллектуализации внутренних коммунальных систем зданий и сооружений в непосредственной связи с едиными диспетчерскими центрами уровня мини-систем.

Литература

1. Холкин, Д.В. Цифровой переход в энергетике России: в поисках смысла / Д.В. Холкин, И.С. Чаусов // Энергетическая политика. – №5. – 2018. – С. 7–16.

2. World Energy Outlook 2019. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.

3. BP Energy Outlook 2020 edition. [Электрон. ресурс] https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter_axiosgenerate&stream=top.

4. Планы расширения терминала Golden Pass могут создать до 45 000 рабочих мест в стране. [Электрон. ресурс] <https://www.exxonmobil.ru/ru-RU/Energy-and-technology/Energy/Natural-gas/Plans-to-expand-the-Golden-Pass-terminal-could-generate-up-to-45000-jobs-nationwide>.

5. Frozen heat a global outlook on methane gas hydrates. [Электрон. ресурс] https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/1993GasHydrates_Vol2_screen.pdf.

6. Modern Perspective on Gas Hydrates. <https://www.usgs.gov/news/modern-perspective-gas-hydrates>.

7. Добились своего. Японская JOGMEC получила 1-ю партию природного газа из гидратов метана [Электрон. ресурс] / <https://neftegaz.ru/news/gas/210223-dobilis-svoego-yaponskaya-jogmec-poluchila-1-yu-partiyu-prirodnogo-gaza-iz-gidratov-metana/>.

8. Растут кибератаки на нефтегазовые компании. [Электрон. ресурс] <https://oilcapital.ru/news/markets/16-09-2020/rastut-kiberataki-na-neftegazovye-kompanii>.

9. F. Hacquebord, C. Pernet. Drilling Deep A Look at Cyberattacks on the Oil and Gas Industry. [Электрон. ресурс] https://documents.trendmicro.com/assets/white_papers/wp-drilling-deep-a-look-at-cyberattacks-on-the-oil-and-gas-industry.pdf

10. Кибератаки.
<https://www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F:%D0%9A%D0%B8%D0%B1%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BA%D0%B8>.

В ЦИФРОВУЮ ЭНЕРГЕТИКУ С ОТКРЫТЫМИ ГЛАЗАМИ

Тягунов М.Г.,

Национальный исследовательский университет «МЭИ», д.т.н., профессор

В статье рассмотрены вопросы развития электроэнергетики в условиях цифровизации, понимаемой существенно различным образом разными специалистами и представителями масс-медиа.

Отмечается, что при обсуждении этой проблемы во внимание принимаются только те факторы, которые считаются более влияющими на формирование общественного сознания в этом вопросе, а не те, которые в действительности неразрывно связаны с физикой рассматриваемой энергетической системы и правилами ее функционирования.

Показано, что среди предлагаемых решений пока нет того, которое бы могло послужить программой развития энергетики. Сформулированы основные принципы построения электроэнергетических систем, при выполнении которых развитие энергетики в условиях неуправляемого развития Интернета вещей выглядит предпочтительным.

Введение

Цифровизация или внедрение цифровых технологий в бизнес-модели компаний по мнению некоторых авторов началась более 50 лет назад с операционной системы IBM System/360 [1]. Потом стали говорить об автоматизации, потом о комплексной автоматизации, а теперь настала пора цифровизации, цифровой трансформации, Индустрии 4.0. Для того, чтобы понять различие этих понятий попробуем посмотреть на определения и толкования, которыми обильно сдобрен Интернет. Наиболее ясно классификация этих понятий дается в [1]¹⁵.

– *Цифровизация* — внедрение цифровых технологий в бизнес-модели компаний, т.е. внедрение этих технологий в производство товаров и услуг.

– *Индустрия 4.0* – стратегия правительства Германии, принимаемая многими странами мира из-за четкости формулировки основных по-

¹⁵ Курсивом обозначена цитата из приведенного источника, а прямым шрифтом – мой комментарий к нему.

зийций – концепция «умного производства» на основе промышленного интернета вещей, объединяющая физическое производство и операции с интеллектуальными цифровыми технологиями.

– Интернет вещей – глобальная сеть подключенных к интернету устройств, которые могут взаимодействовать между собой с помощью встроенных технологий передачи данных. Именно передачи данных, а не принципов обмена информацией, т.е. без участия в этом процессе людей.

– Цифровая трансформация – внедрение современных технологий в бизнес-процессы предприятия, которое подразумевает фундаментальные изменения в подходах к управлению, корпоративной культуре, внешних коммуникациях. Цифровизацию, индустрию 4.0 и интернет вещей можно назвать составляющими цифровой трансформации.

Последовательность этапов развития промышленности в понимании Индустрии 4.0 хорошо иллюстрируется известной картинкой, показанной на рис. 1, хотя этапы 1 и 2 еще не имеют цифровой составляющей в современном понимании. Этап 3 – это этап автоматизации и использования в управляющих системах различных устройств, в том числе и современных цифровых вычислительных устройств.

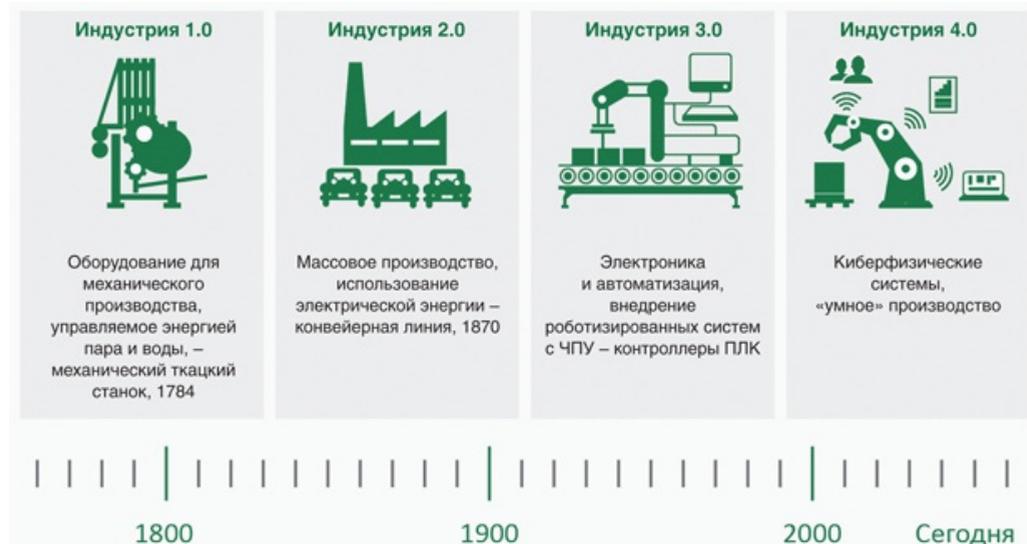


Рис. 1. Стадии внедрения цифровых технологий в производство

Этот период – 80–90-е гг. прошлого века – был характерен дискуссией о том что собой представляет система управления: только часть, принимающая решения, или весь комплекс средств принятия и исполне-

ния решений для достижения основной цели автоматизируемого процесса. По сути дела, в последнем случае рассматривалась система, которая на современном языке называется кибер-физической.

Знакомство с различными источниками, в которых обсуждаются различные определения цифровизации и цифровой трансформации показывает, что и сегодня у многих авторов нет ясности в чем же разница между этими понятиями. Например, в [1] приводятся мнения по этому вопросу различных руководителей и специалистов промышленности, в частности, такое: «Цифровизация подразумевает модернизацию ИТ-составляющей, тогда как цифровая трансформация – это история про модернизацию бизнес-процессов компании, ее организационной системы.» (Алексей Никифоров, руководитель подразделения технологических решений Hitachi Vantara). И если из его высказывания еще можно понять что такое модернизация ИТ-процессов, то разговор о модернизации бизнес-процессов имеет весьма неопределенный характер.

Более понятно высказана мысль другого специалиста – Дмитрия Кривицкого, лидера стрима¹⁶ «ИТ Трансформация» департамента цифрового бизнеса ВТБ [1]: «Многие технологические компании проходят стадию цифровой трансформации для того, чтобы выйти за рамки традиционного бизнеса и использовать новые информационные технологии. Максимально оперативно это получается реализовать технологическим гигантам и стартапам, которые быстро занимают цифровые ниши на рынке.»

Из этого высказывания становится по крайней мере понятно кому наиболее выгодно глобальное стремление к цифровой трансформации и придания ей черт новой экономической формации.

Как цифровизация повлияет на развитие энергетики

А как цифровизация и интернет вещей будут влиять на энергетику?

По мнению одного из главных цифровизаторов нашего времени Г. Грефа [2] «... в 2020 году 20 миллиардов вещей будут подключены

¹⁶ В тексте сохранены авторские термины, хотя термин СТРИМ и не вполне понятен в этом контексте: **стрим** (англ. stream – поток) – трансляция действий, происходящих на компьютере или игровой консоли в режиме реального времени (<https://myrouble.ru/chto-takoe-strim-i-kak-zarabotat-na-strimah/>) или **STREAM.PM** – Подход (технология) построения методологий и систем управления проектами под потребности конкретного заказчика (<https://blog.pmpractice.ru/2020/11/16/5730/>).

к интернету, и каждая из них будет каждую секунду генерировать данные. И, конечно, это означает, что мы будем жить в абсолютно новом мире. Вопрос – как мы будем жить в этом мире в условиях абсолютной открытости, к которой пока не готовы»? В начале 2021 года пока нельзя сказать сколько миллиардов вещей подключено к интернету. Но вполне возможно, что число 20 миллиардов уже превзойдено. При этом г-н Греф говорит о данных, которые будут генерировать подключенные к интернету вещи, но не говорит о том что для этого понадобится. В частности, что для генерации и обмена этими данными понадобится электроэнергия.

Исследователи из Калифорнийского Университета в Беркли и прилегающего Международного компьютерного научного института соответственно, считают, что Интернет уже потребляет от 170 до 307 ГВт электрической мощности [3]. И, хотя по оценкам 2011 года, это составляло около 2% мирового электропотребления, нужно помнить, что это было посчитано 10 лет назад без учета тех миллиардов вещей, которые уже подключены к интернету и будут подключаться к нему в будущем.

Еще одним важным звеном цифровизации становится использование «облачных сервисов». Красивое слово «облако», ассоциирующееся с воздушностью и нематериальностью, тем не менее вполне материально и энергоемко. Например, «дата-центр» APPLE в Мэйдене (Северная Каролина, США) окружают 400 000 квадратных метров солнечных батарей, которые вырабатывают 42 миллиона кВт·ч в год. Этого хватает на то, чтобы обеспечить электричеством лишь около 60% серверов и систем охлаждения. То есть на энергоснабжение этого дата-центра требуется еще 28 миллионов кВт·ч в год.

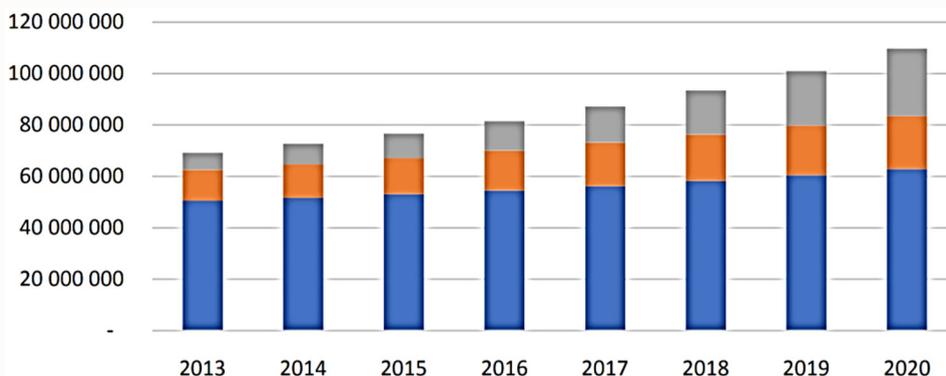


Рис. 2. Рост энергопотребления центров обработки данных, кВт (по данным на октябрь 2016 г.)

Индустрия центров обработки данных развивается бурно, как видно из рис. 2 [5]. Конечно, это не только облачные хранения данных – они показаны на рис. 2 серым цветом, но их доля неуклонно растет. Среднегодовое потребление центров обработки данных к 2020 г. должно составить 180 ГВт. Это значит, что мировая индустрия центров обработки данных потребляет в полтора раза больше электроэнергии, чем Российская Федерация (среднегодовое потребление Российской Федерации – 123 ГВт) или в 30 раз больше, чем г. Москва (среднегодовое потребление г. Москвы – 6 ГВт) [5].

А если к этому прибавить еще хотя бы 20 миллиардов участников интернета вещей средней мощностью (от компьютеров в (0,3–0,4) кВт до чайников, утюгов и пылесосов в 2 кВт) в 0,5 кВт, то получим еще 10 ГВт мощности, потребляемой стохастически вне всякого графика. А при существующей системе продвижения цифровизации темп роста потребителей интернета вещей не может не увеличиваться в разы, причем мы не учитывали новых потребителей интернета вещей в промышленности, мощность которых обычно превосходит мощность потребителей бытового назначения. Минэнерго России оценивает рост рынка цифровых технологий с 2020 до 2025 г. только в энергетике в 1,2 раза, как видно из рис. 3 [6].

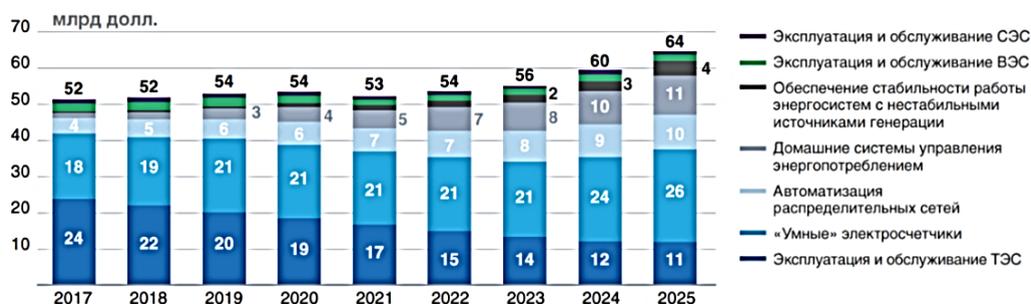


Рис. 3. Размер рынка цифровых технологий в энергетике

Естественно, все отмеченные процессы не могут не влиять на развитие энергетики и процесса ее цифровизации.

XIII ежегодная конференция (24 марта 2021 года) «Российская энергетика: как обеспечить баланс в новых условиях» сформулировала следующие проблемы и рекомендации [7]:

«В 2020 упало потребление электроэнергии – сразу на 2,4%, если смотреть в среднем за год, но в отдельные периоды фиксировалось паде-

ние более 6% (данные СО ЕЭС)... Часть энергопотребления была перенесена на население. «Удаленка» сделала свое дело, что в свою очередь вызвало повышение задолженности на энергорынке... Все эти процессы заставляют задумываться о скором пересмотре правил национального рынка электрической энергии и формировании новой парадигмы функционирования энергосистемы».

Новая парадигма развития энергосистемы уже достаточно явно определилась в программе развития распределенной генерации, хотя ее формирование пока не достигло уровня распределенной энергетики, как это показано, например, в [8]. Тем не менее Минэнерго России отмечает преимущественный рост распределенной генерации в структуре установленной мощности стран мира, что хорошо видно на рис. 4. 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 конференции «Российская энергетика: как обеспечить баланс в новых условиях».

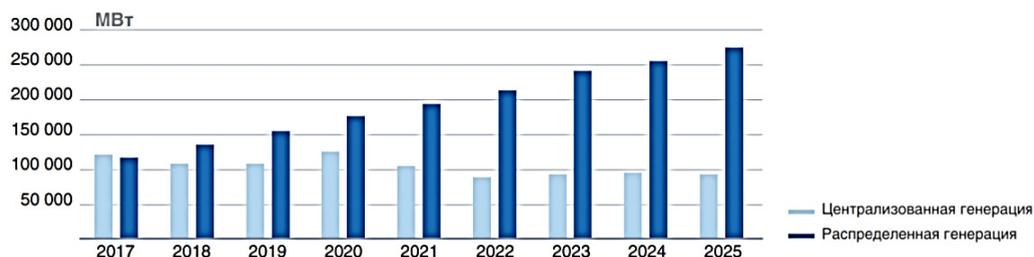


Рис. 4. Прогноз ввода новой генерации в мире

Направление на создание новой модели энергетической системы страны, таким образом, достаточно ясно определено: это должна быть распределенная энергетическая система с распределенной генерацией. Но это, к сожалению, еще не все, что требуется вложить в новую онтологическую модель энергосистемы. И здесь явно наблюдаются две тенденции развития энергетики: построение энергетической системы, структурно и функционально повторяющей глобальную сеть Интернет, с одной стороны [9] или развитие глобальной энергетической системы на принципах Организации по развитию и кооперации глобального энергетического объединения (GEIDCO) с другой стороны [10].

Структура глобальной энергетической системы достаточно хорошо известна, а плановые сроки ее ввода в действие весьма близки, как видно из рис. 5



Рис. 5. Этапы создания глобальной энергетической системы [10]

При этом участие России в формировании азиатского сегмента этой системы предусматривается. Россия является и участником GEIDCO.

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. В дальнейшем система должна стать по своему охвату энергетическим аналогом сети Интернет, хотя решений по структуре этой сети пока еще не принято.

Другой подход отражен в документах Национальной технологической инициативы «Энерджинет». Интернет энергии понимается как «киберфизическая 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 гибкости¹⁷». В качестве одной из

¹⁷ Источник – <https://energynet.ru/>

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.

Транзакция – базовое понятие, используемое в данном подходе. Энергетическая транзакция определяется как акт взаимодействия двух и более субъектов энергосистемы, который состоит из трех слоев энергоинформационного обмена:

- *финансово-договорного,*
- *информационно-управляющего и*
- *физического (электрического).*

Взаимодействие транзакций представлено на рис. 6

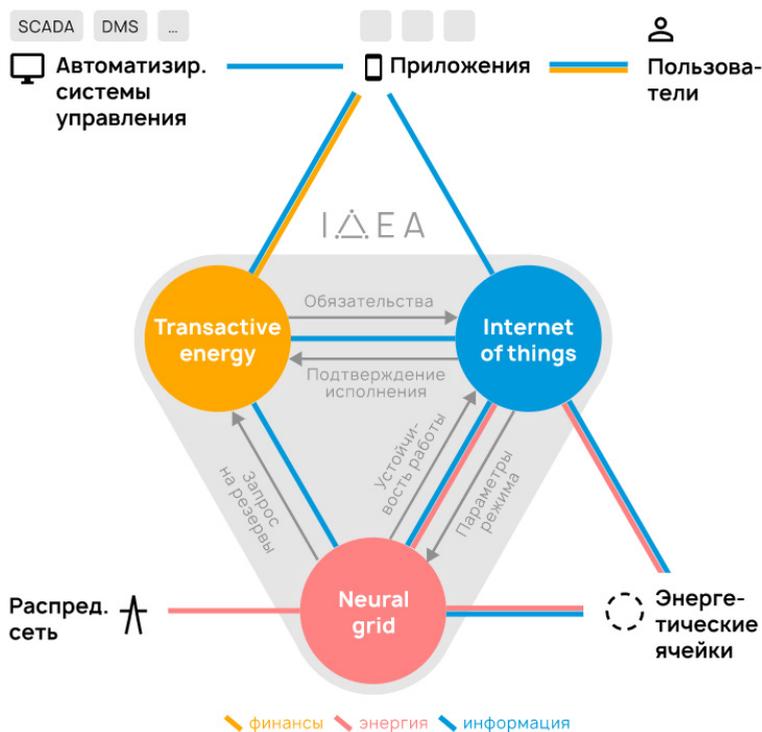


Рис. 6. Архитектура Интернета энергии IDEA

Архитектура Интернета энергии IDEA строится на объединении трех систем: Transactive energy – Система формирования, контроля исполнения и оплаты смарт-контрактов; Internet of Things – Система межма-

шинного взаимодействия и обмена управляющими воздействиями между энергетическим оборудованием; Neural Grid – Система, обеспечивающая режимное управление и поддержание статической и динамической устойчивости энергосистемы.

Если системы финансово-договорные и информационно-управляющие не вызывают какого-либо непонимания при объединении их в сеть, что уже сделано во многих отраслях и производствах, то «техническое соединение устройств с электрической сетью выполняется по принципу plug and play с гарантированным поддержанием статической и динамической устойчивости системы, несмотря на большое количество влияющих друг на друга устройств пользователей» [11] не так ясно сформулировано, как требуется для реализации.

В источнике [11] процедура функционирования Интернета энергии представлена следующей схемой (простите за длинное цитирование, но без него не будет понятно в чем состоит возражение против этой, на первый взгляд, вполне разумной концепции):

«Пользователи взаимодействуют с Интернетом энергии через приложения, которые работают с платформой Transactive Energy и формируют смарт-контракт.

Из Transactive energy информация об обязательствах по смарт-контракту передается в систему Internet of Things, *происходит согласование режимов работы оборудования.*

Из системы Internet of Things на оборудование системы Neural Grid поступают параметры режима.

Система Neural Grid *установит новый режим* и передаст фактические данные об электрических параметрах обратно в систему Internet of Things.

Система Internet of Things за счет измерений *подтверждает факт исполнения смарт-контрактов*, сформированных в Transactive Energy.

Система Transactive Energy отобразит исполнения смарт-контракта путем перераспределения денежных средств между пользователями согласно его условиям.

Система Neural Grid может посылать через систему Transactive Energy запрос *на дополнительные ресурсы* в случае невозможности установить требуемый режим.

Интернет энергии через систему Neural Grid *подключается к распределительным электрическим сетям* и устанавливает электрическую связь с *внешней, централизованной энергосистемой*.

Традиционные автоматизированные системы управления могут обмениваться данными с приложениями.

Так устроена Архитектура Интернета энергии IDEA».

В этой длинной цитате курсивом отмечены очень важные для дальнейшего обсуждения утверждения. Они связаны с неразрешенными или неразрешимыми в данной концепции вопросами, которые мы сейчас сформулируем.

Первое неясное утверждение: в Internet of Things *энергосистемы происходит согласование режимов работы оборудования*. Думаю, всем, знакомым с иерархическими системами управления понятно, что принятие согласующего решения может быть осуществлено только на уровне, превышающем уровень реализации режима работы. И это согласование не является только «маршрутизацией». Кроме того, передача энергии не реализуется в пакетном режиме.

А физическая транзакция в энергетической системе – переключение, осуществляемое коммутационными аппаратами распределительных устройств и подстанций. Следовательно, ответственность этих транзакций, несущих фактическое обеспечение или прерывание электроснабжения потребителей, значительно превосходит ответственность неполучения информации в желаемое (чаще ограниченное личным желанием пользователя) время.

«Система Neural Grid *установит новый режим*», то есть выполнит функцию, которую в настоящее время выполняет Системный оператор, отвечающий технически и юридически за допустимость режима работы управляемой им части энергетической системы. Заметим, что именно благодаря такому органу, как Системный оператор, стала возможной для реализации действующая модель рынка электроэнергии и мощности без нарушения технических и технологических условий электроснабжения. И юридическая ответственность за принимаемые решения играет здесь ключевую роль.

«Internet of Things за счет измерений *подтверждает факт исполнения смарт-контрактов*». Это означает, что подтверждение контрактов происходит в темпе процесса, то есть в «реальном времени», что характеризует для управления энергосистемами только один из уровней управле-

ния – уровень оперативно-диспетчерского управления. Для обеспечения возможности управления энергосистемами, для оценки ситуации в будущем и создании необходимых резервов, процесс создания которых связан с иногда значительной заблаговременностью, существуют уровни планирования с разных горизонтом заблаговременности. Предлагаемая схема не предусматривает планирование, как этап управления.

«Система Neural Grid может посылать через систему Transactive Energy запрос *на дополнительные ресурсы* в случае невозможности установить требуемый режим.» Куда должен быть направлен запрос? Откуда возьмутся дополнительные ресурсы, если уровень планирования в предлагаемой сети не предусматривается? Следовательно, предлагаемая модель не может стать целостной моделью онтологической моделью управления энергетической системой без существенной доработки.

И наконец: Интернет энергии через систему Neural Grid *подключается к распределительным электрическим сетям* и устанавливает электрическую связь *с внешней, централизованной энергосистемой*. Но подключение к ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ сети значит подключение на СИНХРОННУЮ РАБОТУ. А, значит, должны быть выполнены все правила синхронизации подключаемой и внешней сетей, что займет определенное время и потребует дополнительных ресурсов, в том числе алгоритмических.

Таким образом анализ предлагаемой ЭНЕРДЖИНЕТ концепции может рассматриваться вполне доброжелательно, но не может рассматриваться в качестве полномасштабной концепцией построения энергосистемы будущего.

Так же не может быть однозначно использована концепция построения глобальной сети по принципу GEIDCO. Я уже писал об этом: причина нецелесообразности развития глобальной сети, построенной на принципе объединения мировых источников энергии и наиболее значимых потребителей энергии, вне зависимости от их географического положения и национальной принадлежности, состоит в наличии противоречивых интересов стран, наиболее влияющих на мироустройство.

Последние факты говорят [12], что «глобализация провалилась. Страны ... не ликвидировали национальные границы и не стали однообразными. Напротив, мир раздирается противоречиями, торговыми и горячими войнами; даже строившийся десятилетиями Евросоюз переживает кризис за кризисом. Ножницы между взаимозависимостью государств и их невоз-

возможностью договориться, выстроить более-менее стабильную систему международных отношений, не сводящуюся к постоянной геополитической грызне, создают взрывоопасную ситуацию. Странам требуется новая концепция мирового устройства, радикально новый взгляд на «глобализацию».

Во время визита в Китай министр иностранных дел России С. Лавров заметил, что России и Китаю необходимо отказываться от использования международных платежных систем, которые контролируются Западом. Стоит начать разработку перехода к расчетам в национальных валютах и в мировых валютах, альтернативных доллару. Лавров заявил, что укреплять самостоятельность особенно необходимо на фоне санкций США по отношению к обеим странам¹⁸.

В связи с этим и взгляд на «новую глобализацию энергетики» тоже должен быть существенно изменен. Основные принципы построения энергосистемы нового типа можно сформулировать следующим образом.

Энергосистема в рамках интернета энергии – это система с **распределенной генерацией, распределенным потреблением, распределенным накоплением** энергии и **распределенным управлением энергетическими ресурсами и режимами**, сохраняющая принципы **согласованного управления** в рамках национальных или наднациональных энергетических систем.

Локальная энергосистема, как элемент национальной или наднациональной энергетической системы, представляет собой систему островного типа и **не может рассматриваться исключительно в парадигме единой энергетической системы – ни национальной, ни тем более глобальной**

Интернет энергии, таким образом, не может полностью соответствовать принципам построения Всемирной информационной сети. Он должен сохранить за собой принцип целевого управления и иерархической соподчиненности с соответствующими признаками юридической ответственности, что пока невозможно в существующих условиях глобальной цифровизации.

Включение в состав потребителей энергии огромного числа объектов Интернета вещей, т.е. потребителей со стохастическим режимом потребления, развивает проблему распределенной генерации до уровня генераторов локальных устройств – объектов Интернета вещей. Включение

¹⁸ Источник: <http://ekd.me/2021/03/22-23-lavrov/>

таких устройств с автономной генерацией потребует дополнительной проработки принципов координации их работы в составе локальных энергосистем любой конструкции, а тем более при переходе локальных энергосистем на параллельную работу с другими энергосистемами. Что это могут быть за устройства? Например, генератор на водород-воздушных топливных элементах для обеспечения работы локальных потребителей из числа объектов Интернета вещей, например, легкого воздушного и наземного транспорта, робототехнических устройств, телекоммуникационного оборудования¹⁹. Приведенный пример только отражает факт существования таких устройств, как локальные генераторы, а не ограничивает область применения аналогичных или подобных им генерирующих электроэнергию устройств.

Выводы

1. Интернет вещей вызовет рост потребления электроэнергии большим числом электропотребителей с неопределенным графиком работы.
2. Существующие подходы Интернета энергии не раскрывают способы поддержания устойчивости энергосистем и затрудняют планирование потребления, а, значит, и генерации.
3. Объединение потребителей с непрогнозируемым потреблением и генераторов с непрогнозируемым приходом энергоресурсов в глобальную сеть невозможно без гибкого деления всех частей энергосистемы на самоуправляемые и самобалансирующиеся «острова», сохраняющие способность к синхронной работе с другими «островными» или централизованными энергосистемами.
4. Эти положения необходимо учитывать при выполнении такой задачи, поставленной Минэнерго России, как «Создание и внедрение единой доверенной отраслевой цифровой платформы, используемой субъектами электроэнергетики для передачи технологических данных в реальном режиме времени, в которой должны быть создана основа онтологической модели и семантическое описание ЕЭС России и ее составляющих» [6].
5. И, наконец, весьма целесообразно все же понять кто в наибольшей мере заинтересован в продвижении Интернета вещей и Интернета энергии. Forbes.ru, например, отмечает «Сегодня среди наиболее щедрых

¹⁹ Источник: НИУ «МЭИ»

инвесторов в развитие Интернета вещей выделяются компании аэрокосмической и оборонной промышленности, оптовой торговли и дистрибуции, а также представители технологических компаний» [13]. И если интересы аэрокосмических и оборонных компаний скорее всего нацелены на соответствие техническому и технологическому уровню, то интерес разработчиков и продавцов новой техники и технологических услуг, для очень многих из которых электричество берется из розетки, не вызывает сомнения.

Литература

1. Алейник Н. Что такое цифровая трансформация и чем она отличается от цифровизации и Индустрии 4.0 [Электрон. ресурс] – URL <https://rb.ru/story/what-is-digital-transformation/> (дата обращения 11.12.2019)
2. Греф: интернет вещей приведет к вторжению в персональные данные людей [Электрон. ресурс] – URL <https://ria.ru/20161028/1480201957.html> (дата обращения 28.10.2016 (обновлено: 03.03.2020))
3. Сколько энергии использует Интернет? [Электрон. ресурс] – URL <https://texnomaniya.ru/internet-news/skolko-jenergii-ispolzuet-internet.html> (Опубликовано: 1-11-2011)
4. Где хранится интернет: 10 супермощных дата-центров. [электронный ресурс] URL <https://bigpicture.ru/gde-xranitsya-internet-10-supermoshnyx-data-centrov/>
5. Солодовников, А. Тенденции мирового рынка ЦОДов. Актуальные вопросы [Электрон. ресурс] – URL http://spb.dcforum.ru/sites/default/files/10.20uptime_institute_iks_spb_oct_2017.pdf (Октябрь 2017)
6. Цифровизация энергетики [Электрон. ресурс] – URL <https://in.minenergo.gov.ru/energynet/docs/Цифровая%20энергетика.pdf>
7. «Российская энергетика: как обеспечить баланс в новых условиях» XIII ежегодная конференция (24 марта 2021 г.) [Электрон. ресурс] – URL <https://events.vedomosti.ru/events/electro21>
8. Тягунов, М.Г. Цифровизация и управление в распределенных энергетических системах с ВИЭ // Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития /под ред. Н.Д.Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2019. – С. 187–203.

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

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

11. 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 [Электрон. ресурс] – URL <https://idea-go.tech/>

12. Родрик, Д. Откровенный разговор о торговле. Идеи для разумной мировой экономики / Д. Родрик. – М: Изд. Института Гайдара, 2020 [Электрон. ресурс] – URL https://finance.rambler.ru/other/44851795/?utm_content=finance_media&utm_medium=read_more&utm_source=copylink

13. Хохлов, А. Internet of Energy: как распределенная энергетика повлияет на безопасность, цены на электричество и экологию / А. Хохлов, Ф. Веселов. [Электрон. ресурс] – URL <https://www.forbes.ru/biznes/351485-internet-energy-kak-raspredeleonnaya-energetika-povliyaet-na-bezopasnost-senyu-na>

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОПЕРАТИВНОМ УПРАВЛЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ

Хренников А.Ю.,

д.т.н., профессор

Любарский Ю.Я.,

АО «НТЦ ФСК ЕЭС» Россети, д.т.н.,

Цифровизация не должна сводиться к простому преобразованию всех технологических параметров в цифровую форму. Это преобразование должно породить концептуально новые задачи, решение которых дает существенный экономический эффект. Следует стремиться к максимальному (в разумных пределах) «оживлению» (телемеханизации) единиц оборудования, которые должны выступать как элементы интернета вещей. Сформулированы принципы цифровизации и интеграции с интернетом вещей для задач управления электросетями, показано, что выделение событий и интеллектуальная обработка информации являются необходимыми условиями цифровизации. Рассмотрен пример решения задачи анализа нештатных ситуаций, цифровизованная программная система способна быстро выдавать советы для диспетчерского и оперативного персонала.

Задача цифровизации (цифровой трансформации) энергетики сейчас необычайно актуальна. К сожалению, несмотря на прилагаемые усилия специалистов (см., например, [1]), еще нет общепринятой формулировки этого понятия, нет «рецептов», позволяющих спланировать действия по цифровизации, оценить предполагаемый эффект этих действий. Очевидно, что цифровизация в современных условиях тесно связана с развитием интернета вещей [2] и искусственного интеллекта [8, 16], но требуемый характер этой связи также не полностью ясен.

Сформулируем некоторые общие принципы цифровизации для задач управления электросетями.

Общие принципы

1. Цифровизация не должна сводиться к простому преобразованию всех технологических параметров в цифровую форму. Это преобразование

должно порождать концептуально новые задачи, решение которых дает существенный экономический эффект.

2. Следует стремиться к максимальному (в разумных пределах) «оживлению» (телемеханизации) единиц оборудования, которые должны выступать как элементы интернета вещей.

3. Передача данных в цифровых системах должна быть организована на двух уровнях:

- подробный уровень (относительно редкая передача);
- экспресс уровень (частая передача).

Для подробного уровня передаче подлежат все технологически значимые параметры (процессы), образуя цифровую имитационную модель объекта управления [3].

Для экспресс-уровня передается только новая семантически значимая информация виде информации о событиях.

4. Выделение событий из процессов – результат интеллектуальной обработки.

Таким образом, раскрывается смысл выражения «интеллектуальная связь» элементов цифровых систем.

Смысл сказанного поясняют структуры, изображенные на рис. 1.

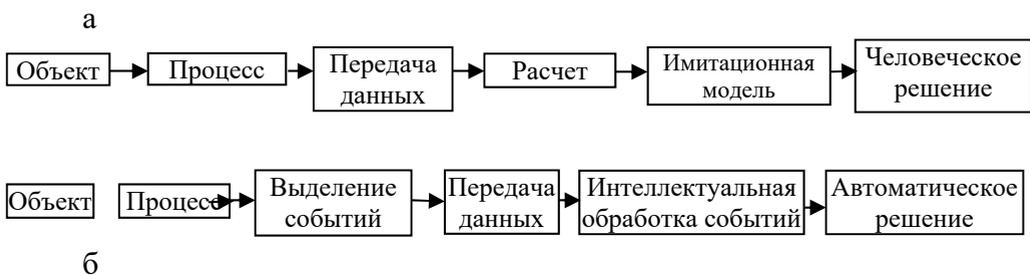


Рис.1. Обработка данных на различных уровнях:
а – подробный уровень; б – экспресс-уровень

Выделение событий

Из процессов нужно выделить события. Во многих случаях такое выделение элементарно. Это относится к изменению состояния оборудования и его элементов. В частности, это относится и к событиям изменения положения коммутационных аппаратов, к событиям срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА).

В более сложных случаях состояния – некоторая (часто – предикативная) функция процесса изменения какого-либо параметра. Например, «нарушение предела» (эта функция обычно имеется в арсенале SCADA-систем). Могут быть и другие предикаты. Следует отметить, что, например, определение пределов режимных параметров может потребовать интеллектуальной обработки (как при проработке ремонтных заявок [4]).

В ряде случаев событие может быть связано с результатами осмотров (или испытаний) оборудования (например, «течь масла»).

Интеллектуальная обработка событий

Эта обработка связана с решением необходимых в данном конкретном приложении задач. Обрабатывается, в основном, информация о событиях и состояниях. Для интеллектуальной обработки целесообразно использовать экспертные системы, которые, в свою очередь, нуждаются в задании системы правил. Электроэнергетика – технологически сложная отрасль, поэтому для задания (и коррекции) правил здесь следует выбирать такие экспертные системы, которые обеспечивают простое задание правил, формируемых на основе эксплуатационного опыта соответствующих специалистов-экспертов. Предпочтение следует отдать системам, использующим для формулирования правил естественный язык специалистов. В качестве одной из возможностей рекомендуется использование инструментальной экспертной системы МИМИР, ориентированной на задачи электроэнергетики [5].

Здесь можно отметить, что в существующих и создаваемых цифровых системах и в системах, использующих интернет вещей, интеллектуальной обработке уделяется недостаточное внимание. Это связано с относительно простыми областями применения «пионерских» систем такого типа. В самом деле, придумать правила для кофеварки (частый пример для «умного дома» в популярной литературе) может любой. А для формулирования правил решения электроэнергетических задач требуются высококвалифицированные специалисты, обладающие значительным эксплуатационным опытом. При этом перенос этого опыта в правила экспертной системы – отдельная большая проблема.

Правила экспертной системы «пакуются» в блоки (интеллектуальные агенты). Результатом решения задачи может быть формирование сообщений (подсказок) для пользователей, формирование новых событий, инициирование новых интеллектуальных агентов.

Экспертные системы могут эффективно применяться в практически важных задачах интеллектуальных сетей энергетических предприятий:

- планирование ремонтов и оперативная режимная проработка ремонтных заявок,

- анализ нештатных ситуаций в электросетях (рис. 2),

- восстановление электрических сетей после сбоев.

Далее будут более подробно рассмотрено применение изложенных методов для двух важных задач управления в электрических сетях:

- анализ нештатных ситуаций,

- поиск повреждений в разветвленных электрических сетях.

Для первой из этих задач будет рассмотрено формулирование естественно-языковых правил, а для второй – связь с интернетом вещей.



Рис. 2. Нештатная ситуация на подстанции в северной части Канады – повреждение высоковольтных вводов вследствие развития частичных разрядов

Анализ нештатных ситуаций

Правила, на основе которых функционирует экспертная система анализа нештатных ситуаций, определяются логикой работы РЗА. Например, если зафиксировано срабатывание защиты линии электропередач, экспертная система определяет, на отключение каких выключателей действует эта защита, все ли ранее включенные выключатели из этого множества отключились. Для не отключившихся выключателей фиксируется событие «отказ выключателя» и проверяется, было ли срабатывание УРОВ (устройства резервирования отказа выключателя) этого выключателя и т.п.

С помощью специальных интеллектуальных программ (программ-рассуждений) и на основе технологических инструкций можно формировать тексты советов по действиям диспетчерского и оперативного персонала, необходимым в определенных ситуациях (и, прежде всего, в аварийных и предаварийных ситуациях) (рис. 3, 4) [6–9].

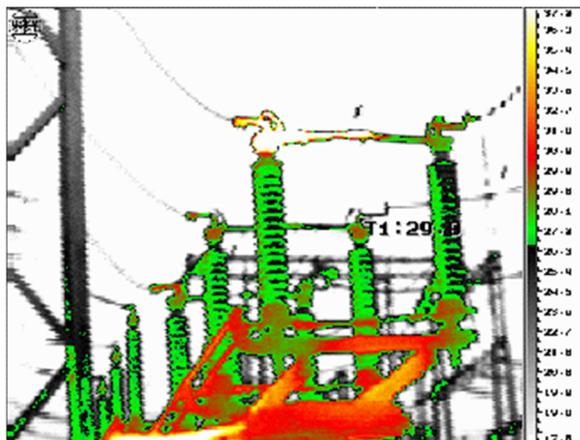


Рис. 3. Предаварийная ситуация с разъединителем 110 кВ, обнаруженная по результатам тепловизионного контроля (нагрев $\Delta T = 148^\circ\text{C}$), требуется немедленный вывод из работы и ремонт



Рис. 4. Аварийная ситуация с воздушным выключателем на подстанции 750 кВ, разрушение которого произошло из-за тяжения шлейфов от поврежденного взрывом трансформатора тока

Интеллектуальная обработка информации производится на основе состояний оборудования (например, положения выключателей) и событиях – срабатываниях РЗА.

При срабатывании защит трансформаторов необходимо определить, имеются ли дефектные выключатели и какой тип дефекта (отказ, затыжка) имеет место (не отключившиеся выключатели *перед* опробованием погашенных шин напряжением нужно отключить, «разобрав» их схему разъединителями с нарушением блокировки, а для «затянувших» выключателей схема разбирается *после* опробования шин). Факт затыжки может быть логически установлен в рассуждении – УРОВ дефектного выключателя срабатывает до его отключения (рис. 5).



Рис. 5. Тушение горящих на подстанции 500 кВ автотрансформаторов, повредившихся вследствие отказа защит и КЗ на шинном мосте 10 кВ

Поиск повреждений в разветвленных электрических сетях

Важнейшая задача – поиск и ликвидация повреждений в работе распределенных разветвленных электрических сетей 0,38–110 кВ с воздушными ЛЭП. От ее успешного и быстрого решения существенно зависит технологическая и экономическая эффективность работы сетевого предприятия.

Традиционный метод решения связан с процессом итеративных (последовательных) коммутаций разъединителей и осмотром участков сети. При этом необходимо сочетать топологическую задачу обнаружения поврежденного участка с логистической задачей организации перемещений ремонтных бригад. Построение экспертной системы для этого традиционного метода изложено в [6–11].

Рассмотрим использование для этой задачи технологии интернета вещей.

Прежде всего, необходимо «оживить» разъединители, обеспечив телесигнализацию их положений. Далее, нужно предусмотреть установку указателей поврежденного участка (УПУ) не только в местах разветвления, как описано в [10, 11], но и для каждого участка разветвленной сети. Так как УПУ фиксирует прохождение по участку тока короткого замыкания в момент повреждения, то передача событий типа «срабатывание УПУ» в центр обработки данных позволяет сразу, без итераций определить поврежденный участок сети. Указатели, снабженные теле сигналами, выпускаются отечественной промышленностью [8]. Быть может, при таком подходе целесообразно конструктивно совмещать указатели не с опорами ЛЭП, как это обычно делают, а с разъединителями, ограничивающими участки сети. Логические правила определения поврежденного участка по сигналам разъединителей и указателей элементарны (не сложнее «правил кофеварки»).

Определив поврежденный участок, следует его изолировать (отключить разъединителями), осмотреть, выявить место повреждения, устранить повреждение. Для этого нужны люди – ремонтные бригады (телеуправление разъединителями в распределительных сетях не предусматривается по экономическим соображениям) (рис. 6).

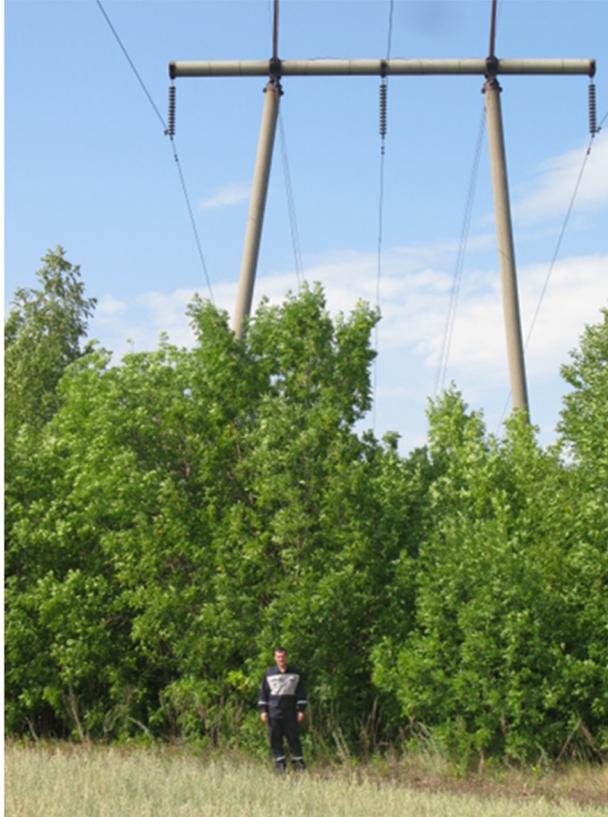


Рис. 6. ЛЭП 220 кВ с нерасчищенной древесно-кустарниковой растительностью, которая может привести к отключению линии

Следует определить, какую ремонтную бригаду вызвать (если их несколько). Это должна быть ближайшая к месту повреждения свободная ремонтная бригада. Наконец, следует определить оптимальный путь ремонтной бригады. Организуется автоматический вызов ремонтной бригады, определяется ее маршрут. Здесь задача подобна «уберизации» в известных реализациях интернета вещей.

Уберизация – термин, производный от названия компании Uber. Компания разработала мобильное приложение, которое позволяет потребителям подавать запросы на поездки, которые затем переадресуются водителям компании.

Основа данных здесь – географические карты, к которым привязаны дороги и координаты элементов электрической сети (опор, разъединителей). Применение программ типа «Навигатор» даст необходимое решение.

Очевиден эффект от изложенного подхода. Время поиска повреждения сократится, по некоторым данным, на 90% процентов по сравнению с традиционным методом. Соответственно сократится недоотпуск электроэнергии из-за аварий в распределительных сетях (рис. 7).



Рис. 7. Отключение ЛЭП 220 кВ из-за низового пожара и перекрытия между фазами

Расходы на телесигнализацию положения разъединителей в распределительных сетях и на установку УПУ с телесигнализацией представляются относительно небольшими.

Повреждение элегазового токопровода КРУЭ-500 кВ

В результате повреждения (расплавления) дефектного контактного соединения в токопроводе КРУЭ 500 кВ и загрязнения продуктами расплавления поверхности проходного изолятора токопровода произошло перекрытие изолятора на заземленный корпус токопровода со сквозным прогаром компенсатора кожуха токопровода и выходом элегаза и продуктов его разложения наружу в трансформаторную камеру.

Полностью сгорели (расплавилась) неподвижный и подвижный скользящий контакты двух последовательно соединенных элементов вертикального участка токопровода внутри камеры трансформатора, поврежден проходной изолятор токопровода, в нескольких местах прогорел компенсатор кожуха токопровода. Весь объем токопровода, внутри которого произошло КЗ, загрязнен продуктами разложения элегаза, газовый фильтр приведен в нерабочее состояние, газовый плотномер данного объема поврежден.

Повреждение токопровода 500 кВ произошло вследствие ошибки при подготовке исходных данных, допущенной заводом-изготовителем. При монтаже в токоведущую шину не была установлена специальная вставка размером 20 мм. Из-за этого смонтированная центральная часть токопровода оказалась на 20 мм короче требуемого размера, скользящие контакты внешнего электрода контактного соединения оказались смещенными относительно своего нормального рабочего положения в торцевую закругленную часть внутреннего неподвижного электрода. Недостаточное контактное нажатие в этом месте привело к появлению большого переходного сопротивления и выделению большого количества тепла при прохождении тока нагрузки, что привело к расплавлению контакта, падению продуктов расплавления на ниже расположенный проходной изолятор, его перекрытию и возникновению КЗ в токопроводе. Описанный дефект выявлен также на токопроводах остальных фаз АТ-1 и токопроводах всех трех фаз соседних АТ-3 и АТ-4 [12–15].



Рис. 8. Повреждение в токопроводе КРУЭ 500 кВ:

а – прогорел компенсатор кожуха токопровода; б – загрязнение продуктами разложения элегаза внутреннего объема токопровода вследствие КЗ

Основные причины дефектов и повреждений электрооборудования с элегазовой изоляцией:

- низкая механическая прочность элементов и сочленений, приводящая к разрушению внутренних элементов конструкции при транспортировке;
- применение материалов, не обладающих требуемой коррозионной стойкостью;
- низкое качество элегаза (повышенная влажность, появление продуктов разложения элегаза);
- ненадежное крепление защитных колпаков на мембранных устройствах;
- дефекты монтажа;
- низкое качество сервисного обслуживания.

На рисунке 9 приведены основные методы для методики комплексной диагностики измерительных трансформаторов с элегазовой изоляцией. Это тепловизионное обследование, измерение акустической активности частичных разрядов (ЧР) в изоляции трансформаторов и анализ качества элегаза различными методами [12–14].

Данная методика нуждается в цифровизации и автоматизации с применением экспертных систем с элементами искусственного интеллекта.



Рис. 9. Основные методы комплексной диагностики измерительных трансформаторов с элегазовой изоляцией

Результаты проведенного комплексного обследования показали, что основными причинами отказа трансформаторов являются низкое качество элегаза, конструктивные недостатки трансформаторов, отсутствие поглотителей для адсорбции влаги и продуктов разложения элегаза, применение не коррозионностойких материалов для изготовления трансформаторов и низкое качество сервисного обслуживания. Результаты тепловизионного обследования элегазовых трансформаторов тока на рис. 10 [12–16].

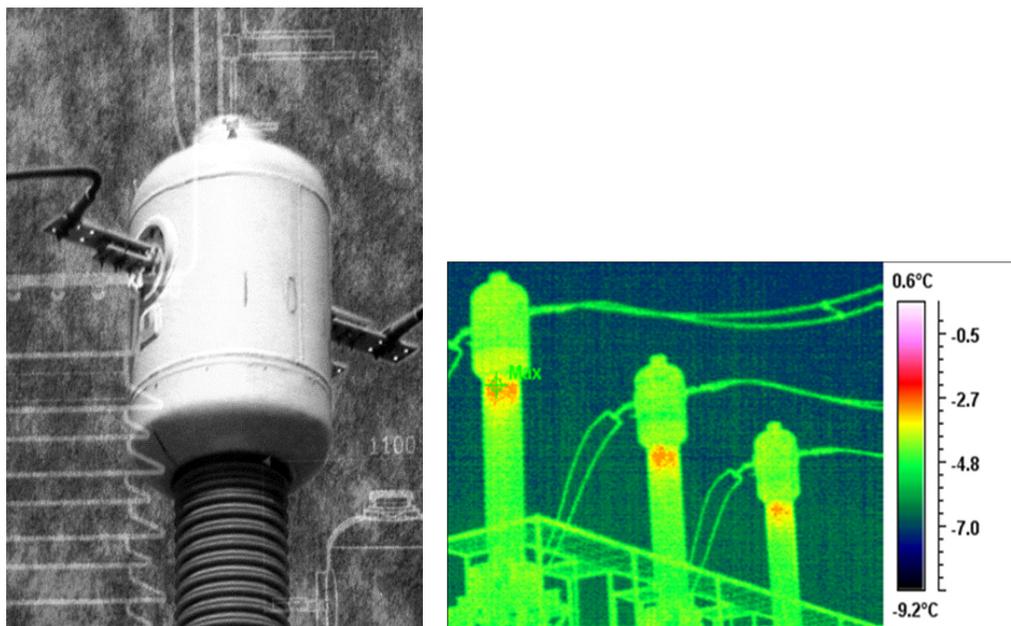


Рис. 10. Результаты тепловизионного обследования элегазовых трансформаторов тока:

а – элегазовый трансформатор тока, б – термограммы элегазовых ТТ

Качество элегаза должно соответствовать нормативам, указанным в РД 16.066-05. Элегазовое электротехническое оборудование, требования к производству и обеспечению качества элегаза в оборудовании [13].

Выводы

Сформулированы некоторые принципы цифровизации и интеграции с интернетом вещей для задач управления электросетями.

1. Показано, что выделение событий и интеллектуальная обработка информации являются необходимыми условиями цифровизации.

2. Приводится пример решения задачи анализа нештатных ситуаций; цифровизованная программная система способна быстро выдавать советы для диспетчерского и оперативного персонала.

3. Для важной задачи организации поиска повреждений в разветвленных потребительских сетях ЛЭП предложен экономичный способ резкого сокращения времени поиска неисправности.

4. Изложена методика комплексной диагностики элегазового электрооборудования, которая нуждается в цифровизации и автоматизации с применением экспертных систем с элементами искусственного интеллекта, приведены примеры повреждения в токопроводе КРУЭ 500 кВ и результаты тепловизионного обследования элегазовых трансформаторов тока.

Литература

1. Воротницкий, В.Э. Цифровая трансформация энергетики России – системная задача четвертой промышленной революции / В.Э. Воротницкий, Ю.И. Моржин // Энергия Единой сети. – 2018. – № 6.

2. Грингард, С. Интернет вещей: Будущее уже здесь / Сэмюэл Грингард. – Massachusetts Institute of Technology, 2015.

3. Комраков, А.В. Концепция цифрового двойника в управлении жизненным циклом промышленных объектов. / А.В. Комраков, А.И. Сухоруков // Экономические науки. – М., 2017. – №3. – С. 3–9.

4. Буковников, Ю.В. Система-советчик по оперативной проработке ремонтных заявок на электрооборудование для энергообъединений: дисс. ... канд. техн. наук. – М. – 2004. – 143 с. РГБ ОД, 61:05-5/1715.

5. Любарский, Ю.Я. Интеллектуальные информационные системы / Ю.Я. Любарский. – М.: Наука, 1990. – 232 с.

6. Хренников, А.Ю. Интеллектуальная АСДУ. Особенности мультиагентной архитектуры / А.Ю. Хренников, Ю.Я. Любарский, Н.М. Александров // Новости Электротехники, № 5 (107) – 6 (108), 2017. – С. 36–38.

7. Хренников, А.Ю. Нештатные ситуации в электрических сетях. Оперативный диспетчерский анализ на основе технологии экспертных систем / А.Ю. Хренников, Ю.Я. Любарский, Н.М. Александров // Новости Электротехники. – № 4 (106). – 2017. – С. 18–21.

8. Хренников, А.Ю. Использование элементов искусственного интеллекта: компьютерная поддержка оперативных решений в интеллектуальных

электрических сетях. учеб. пособие / А.Ю. Хренников, Ю.Я. Любарский ЛИТ-РЕС, 2021 г. – URL: <https://www.litres.ru/aleksandr-urevich-hr/ispolzovanie-elementov-iskusstvennogo-intellekta-komp/>

9. Любарский, Ю.Я. Оперативный диспетчерский анализ нештатных ситуаций в электрических сетях промышленных предприятий. Использование компьютерной поддержки на основе технологии экспертных систем / Ю.Я. Любарский, // Промышленная энергетика. – 2017. – № 9. – С. 2–6.

10. Власюк, В.Д. Автоматизация поиска повреждений в распределительных электрических сетях / В.Д. Власюк, С.К. Каковский, Ю.Я. Любарский // Электрические станции. – 2015. – № 4. – С. 29–36.

11. Инновационные решения ООО МНПП «АНТРАКС» для цифровизации Сетей. ООО МНПП «АНТРАКС», 2017. – URL: <http://docplayer.ru/124350959-Innovacionnye-resheniya-ooo-mnpp-antraks-dlya-cifrovizacii-setey-annotaciya.html>

12. Хренников, А.Ю. Анализ аварийности и опыт эксплуатации высоковольтного элегазового электрооборудования. Современные тенденции развития и опыт эксплуатации газонаполненного электроэнергетического оборудования высокого напряжения / А.Ю. Хренников, Н.М. Александров. – Онлайн-конференция. Российский Международный Энергетический Форум, г. Санкт-Петербург, 3 декабря 2020 г.

13. РД 16.066-05. Элегазовое электротехническое оборудование, требования к производству и обеспечению качества элегаза в оборудовании // М. 2005 г.

14. РД 153-34.0-20.363-99. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ// ОРГРЭС. – М., 1999.

15. Хренников, А.Ю. Техническая диагностика, повреждаемость и ресурсы силовых и измерительных трансформаторов и реакторов: монография / А.Ю. Хренников, В.Г. Гольдштейн. – М.: Энергоатомиздат. 2007. – 286 с.

16. Хренников, А.Ю. Интеллектуальные электрические сети: компьютерная поддержка диспетчерских решений: учеб. пособие / А.Ю. Хренников, Ю.Я. Любарский. – М.: ИНФРА-М, 2021. – 160 с.

Научное издание

ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
В ЭПОХУ ЦИФРОВИЗАЦИИ

Под редакцией Н.Д. Рогалева

Редактор Д.Р. Чернова
Компьютерная верстка Ю.В. Макаровой

Подписано в печать	22.09.21.	Печать цифровая.	Формат 70x100 1/16
Усл. печ. л. 22,1.	Тираж 200 экз.	Изд. № 21н-034	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.