

Эксперт-клуб:
подводим итоги

15

Сбыты остались
без лицензий

20

С надеждой на
будущее накопление

26

ЭНЕРГИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

журнал об энергетике России

№ 1 (60) март – апрель 2020

ИНТЕР  РАО ЕЭС

Десять лет под знаком ДПМ

Завершено строительство электростанций
в рамках продлившейся 10 лет программы
договоров предоставления мощности,
ставшей ключевым элементом
инвестиционного цикла
в новейшей истории российской
электроэнергетики
стр. 8



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендирование
страниц

Портрет
компаний
и её
вакансий

новый раздел
**ВАКАНСИИ
В ЭНЕРГЕТИКЕ**
на сайт peretok.ru

ПОДРОБНОСТИ:

Тел.: +7 (495) 640-08-38/39 доб. 115,
e-mail: e_bryleva@mlgr.ru

Уважаемые читатели!

В

ы держите в руках первый в 2020 году номер журнала «Энергия без границ». Позади – самая тёплая зима, побившая все температурные рекорды. Впереди, очевидно, крайне непростой год для российской экономики. Непредсказуемый фактор – пандемия коронавируса COVID-19, распространившегося из Китая, – в крайне сжатые сроки поставил под угрозу жизнь и здоровье огромного количества людей в разных странах мира, дестабилизировал экономику, спровоцировал обвал на рынках, в том числе нефтяном и валютном. Всё это не только создаёт риски для российской энергетики, но и повышает её значение как основы экономики страны.

Отраслевые компании максимально быстро и ответственно отреагировали на угрозу распространения нового коронавируса. На предприятиях введены строгие меры контроля за здоровьем персонала, созданы штабы опера-

тивного реагирования, утверждены планы работы по предупреждению распространения COVID-19. Задача надёжного обеспечения российских граждан электроэнергией выполняется качественно и в полном объёме.

Несмотря на то что всеобщее внимание приковано к «чёрному лебедю» в мировой экономике, жизнь в отечественной энергетике продолжается. В феврале официально завершился крупнейший в истории современной России инвестиционный цикл в генерации. В рамках программы договоров предоставления мощности (ДПМ) в стране было построено почти 30 ГВт новых электростанций – почти 15% от общей мощности ЕЭС. Это событие совпало с 100-летним юбилеем плана ГОЭЛРО – краеугольного камня, положившего начало Единой энергосистеме страны в её нынешнем виде. В этом номере вы найдёте материалы по обеим темам. Вместе с экспертами и регуляторами мы попытались подвести итоги ДПМ, оценить значение программы, а также спросили специалистов о предпочтительных вариантах дальнейшего развития сектора.

Не останавливается жизнь и в других сегментах электроэнергетики. О неожиданном решении Правительства РФ, в последний момент отказавшегося от лицензирования сбытов, и перспективах внедрения интеллектуальных систем учёта мы поговорили с главой «Русэнергосбыта» Михаилом АНДРОНОВЫМ.

В этом году «Системный оператор ЕЭС» совместно с компанией «Хевел» проведёт натурные испытания, по результатам которых в России будет разработана нормативно-техническая база для работы систем накопления энергии. В ближайшие годы именно накопители могут стать драйвером развития «зелёной» генерации. Подробнее о ценах, проблемах и мировых тенденциях в стремительно растущем сегменте вы также сможете прочитать в этом номере журнала «Энергия без границ». И по традиции здесь же вы найдёте свежие новости, актуальные комментарии и интересные факты.

Здоровья вам и вашим близким и приятного чтения!

4



4 Новости

6 Энергетика в мире

8 Тема номера

10 лет под знаком ДПМ

Завершившаяся в феврале программа ДПМ оказалась пока единственным масштабным примером привлечения средств в отрасль, реализованным до конца и без существенных корректировок. «Энергия без границ» оценила её результаты и перспективы развития сектора вместе с экспертами отрасли.



6

10 Инфографика
**Программа ДПМ.
Итоги**

Всего за 10 лет в стране было построено почти 30 ГВт новой генерации.

15 Эксперт-клуб
**Завершена программа
ДПМ ТЭС**

Как оценивают её результаты и какими в долгосрочной перспективе должны быть механизмы обновления и строительства генерации в РФ, мы спросили у наших уважаемых экспертов.

20 Интервью
**«Энергорынок должен
искать золотую
середину между
качеством и ценой
для потребителей»**

О текущем положении дел в энергосбытовом секторе и о необходимости преобразований для сохранения эффективности ЕЭС мы побеседовали с президентом компании «Русэнерго-сбыт» Михаилом АНДРОНОВЫМ.

24 Энергосистема
**Суд да дело:
в интересах дела**

Рассматриваем наиболее интересные и прецедентные судебные споры в электроэнергетике.

26

26 Технологии

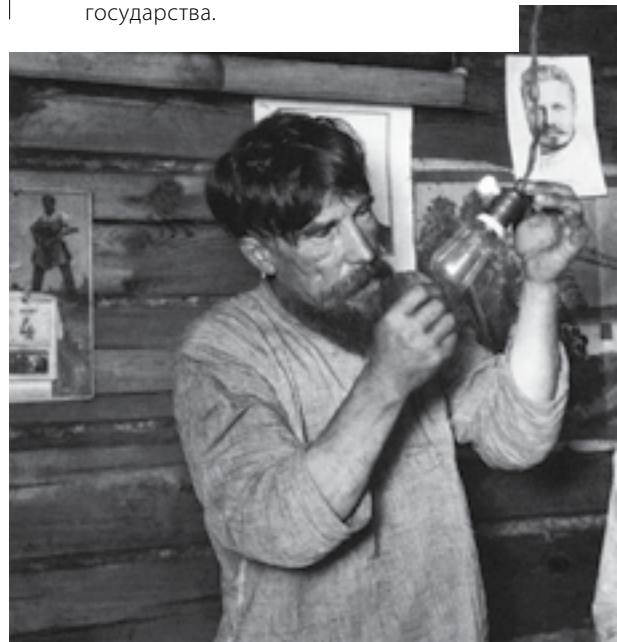
С надеждой на будущее накопление

Одной из самых обсуждаемых тем в отрасли в последние годы стали системы хранения электроэнергии. Ожидается, что уже в ближайшие годы накопители повысят надёжность работы сетей, помогут сгладить пик потребления и выровнять график загрузки генерации, будут способствовать развитию распределённой энергетики, а также позволят солнечным и ветровым электростанциям полноценно работать в составе энергосистем.

30 История

Прекрасный план

24 февраля 1920 года в стране была создана комиссия ГОЭЛРО – Государственного плана электрификации России. Уже к декабрю 1920 года появился рассчитанный на 10–15 лет план, предусматривающий как восстановление объектов, разрушенных в годы войны и революции, так и постройку трёх десятков новых электростанций. Реализованная в кратчайшие сроки программа электрификации открыла путь к индустриализации государства.





32 NB

Включить всё

Одно из самых распространённых из бытовых устройств – электрическая розетка. За все годы существования она не только не потеряла своей актуальности для каждого из нас, но и сумела сохранить свою национальную идентичность. И уже недалёк тот день, когда розетка с сим-картой или Wi-Fi-датчиком станет таким же привычным атрибутом нашей повседневности, как и смартфон.

34 Календарь
дней рождения

ключевых лиц ТЭК России
в марте – апреле.

36 Фото номера
**Энергетики
контролируют
ситуацию**

Отраслевые компании максимально быстро и ответственно отреагировали на угрозу распространения нового коронавируса. Задача надёжного обеспечения российских граждан электроэнергией выполняется качественно и в полном объёме.



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
№ 1 (60) март – апрель 2020

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Свидетельство о регистрации
ПИ № ФС77-54414 от 10.06.2013
Адрес редакции:
119435, Россия, г. Москва,
ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2
Тел.: +7 (495) 664-88-40
Факс: +7 (495) 664-88-41
editor@interrao.ru

Главный редактор:
Владимир Александрович КНЯЗЕВ
Шеф-редактор:
Александр КЛЕНИН

Редакционный совет ПАО «Интер РАО»:
Александра ПАНИНА, член правления –
врио руководителя блока трейдинга
Павел ОКЛЕЙ, член правления – руководитель
блока производственной деятельности
Сергей ПИКИН, директор Фонда энергетического
развития
Лариса СИЛКИНА, заместитель главы
представительства Electricité de France в России
Юрий ШАРОВ, член правления – руководитель
блока инжиниринга

коммуникационная группа
MEDIALINE



12+

105120, г. Москва, Костомаровский пер.,
д. 3, стр. 1а, пом. 1, ком. 16
Тел.: +7 (495) 640-08-38; 640-08-39
www.mlgr.ru
E-mail: info@mlgr.ru
Генеральный директор: Лариса РУДАКОВА

Фото: пресс-служба компаний Группы «Интер РАО»,
Shutterstock, Legion-Media, РИА «Новости», ТАСС

Материалы, набранные курсивом, публикуются
на правах рекламы

По вопросам рекламы обращайтесь
по тел.: +7 (495) 640-08-38/39, доб. 150
моб.: +7 (962) 924-38-21
Менеджер по рекламе: Алла ПЕРЕВЕЗЕНЦЕВА,
a_perevezentseva@mlgr.ru

Отпечатано в типографии «МедиаКолор»
Адрес типографии:
127273, г. Москва, Сигнальный пр-д,
д. 19, стр. 1
Цена свободная

10 млрд рублей оценивает Минэнерго РФ экономию от обновления неэффективной генерации в изолированных энергорайонах, в том числе с использованием ВИЭ

до 700 млн евро составит стоимость контракта «Интер РАО – Экспорт» по капремонту 10 энергоблоков по 100 МВт на Кубе

Экспорт энергии из РФ снижается из-за низких цен в Европе

Аномально тёплая зима привела к резкому снижению цен на электроэнергию в Европе, в отдельные часы на бирже NordPool складываются отрицательные цены. Это приведёт к снижению экспорта энергии из России по итогам первого квартала, предупредила член правления, вице-президент блока трейдинга «Интер РАО» Александра ПАНИНА.

«Не секрет, что сейчас с учётом аномально тёплой зимы у всех генкомпаний идёт снижение выработки», – отметила г-жа Панина, но не стала давать годовой прогноз выработки, так как пока невозможно предсказать погодные условия на предстоящие 10 месяцев. Предварительный прогноз может быть представлен после анализа результатов первого квартала и получения погодного прогноза на весну.

«С учётом низких цен, которые наблюдались на европейских рынках в январе и феврале, по итогам первого квартала произойдёт



снижение экспорта», – добавила топ-менеджер «Интер РАО» – компании-оператора экспорта и импорта электроэнергии в РФ.

«Понятно, что если у нас низкие цены, то мы минимизируем объём убыточного экспорта. Но мы сейчас пытаемся внедрить новые инструменты: у нас есть хеджирующие контракты, новые схемы, и дважды мы даже пробовали осуществлять импортную поставку из Европы в РФ в периоды низких

цен на бирже NordPool. Но низкие цены на NordPool наблюдались лишь несколько выходных, это не было долгосрочным трендом. Отрицательные цены тоже были разово, то есть генераторы в течение лишь нескольких часов доплачивали за свою загрузку. Но в целом по суткам они оставались положительными», – рассказала Александра Панина.

В России отрицательные цены невозможны из-за особенностей

рынка: в нашей стране цена ограничена как от сильного роста, так и от резкого падения, пояснила г-жа Панина. Поэтому сейчас в Европе наблюдается высокая волатильность, а в России – снижение цены без глубокой волатильности.

Низкие цены в Европе могут понизить цены на российском рынке в случае устойчивой динамики и прекращения экспорта, предположила Александра Панина, отвечая на соответствующий вопрос. В этом случае произойдёт общее снижение потребления. Второй вариант – организация масштабного импорта из Европы. Но даже при этих ценах в отдельные часы экспорт в Россию (один раз в течение 6 часов, второй раз – 4 часов) не дал большого эффекта ни для российского, ни для европейского рынка. В другие часы это просто не представляло коммерческого интереса, пояснила топ-менеджер «Интер РАО». ■



Роман ХРАМОВНИК / ИТАР-ТАСС

Потребление электроэнергии в России в 2019 году снизилось на 0,1%

Потребление электроэнергии в целом по России в 2019 году составило 1075,2 млрд кВт·ч, что на 0,1% меньше, чем в 2018 году, отчитался «Системный оператор ЕЭС». Потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2019 году составило 1059,3 млрд кВт·ч, что на 0,4% больше объёма потребления в 2018 году.

Выработка электроэнергии в России в 2019 году составила 1096,4 млрд кВт·ч

(+0,4%), электростанции ЕЭС произвели 1080,5 млрд кВт·ч (+0,9%). Основную нагрузку по обеспечению спроса в ЕЭС в 2019 году несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 616,8 млрд кВт·ч (–0,5%). ГЭС выработали 190,3 млрд кВт·ч (+3,6%), АЭС – 208,6 млрд кВт·ч (+2,2%). Электростанции промпредприятий за 2019 год выработали 63,3 млрд кВт·ч (+2,1%). ■

НА **55%**

до 685 млн тонн может вырасти экспорт угля из России к 2035 году по оптимистичному сценарию Стратегии развития угольной промышленности, представленной Минэнерго. Консервативный вариант предполагает рост с нынешних 440 млн тонн до 485 млн тонн

РЖД не удаётся найти покупателя на долю в ТГК-14

Аукцион по продаже «Энергопромсбытом» (дочерняя структура РЖД) всех принадлежащих ей 39,81% акций ТГК-14 не состоялся из-за отсутствия заявок, сообщили в пресс-службе «Российского аукционного дома» (РАД).

«Торги по продаже ООО «Энергопромсбыт» блокирующего пакета акций (39,81%) ТГК-14 не состоялись ввиду отсутствия заявок. Скорее всего, аукцион будет проведён повторно», – сообщил представитель РАД. «Компания будет определяться со стратегией выхода из актива», – сообщили в пресс-службе РЖД.

Аукцион должен был пройти 12 марта на электронной торговой площадке РАД. Начальная цена пакета составляла 2,3 млрд рублей. В конце января замглавы РЖД Андрей Старков говорил, что РЖД планируют продать акции ТГК-14 и ищут варианты реализации актива.

ТГК-14 обеспечивает тепловой энергией потребителей Забайкальского края и Бурятии. В состав компании входит семь ТЭЦ, два энергетических комплекса с установленной электрической мощностью 650 МВт и тепловой мощностью 3,13 тыс. Гкал/ч. ■



VladSV / Shutterstock.com



Фото: facebook.com/krymtec/

В Крыму полностью введены мощности Сакской ТЭЦ

Сакская ТЭЦ в Республике Крым вышла на полную мощность и начала выдавать электроэнергию в энергосистему полуострова, сообщили в начале марта в компании «КрымТЭЦ», управляющей объектом.

«Установленная мощность второго пускового комплекса составляет 32 МВт. В результате реализации проекта достигнуто увеличение установленной электрической мощности на 122 МВт», – говорится в сообщении.

Сакская ТЭЦ является базовым источником энергии в западном регионе Республики Крым и основой теплоснаб-

жения города Саки. Станция полностью построена на оборудовании отечественного производства. В пресс-службе отметили, что новая станция оказывает минимальное воздействие на окружающую среду и благодаря использованию вторичных ресурсов потребляет меньше воды, чем аналогичные объекты. Тариф для населения должен снизиться на 15–20%. Первая очередь новой Сакской ТЭЦ мощностью 90 МВт начала поставлять электроэнергию в октябре 2018 года. Плановая мощность электростанции с вводом второй очереди составляет 120 МВт. ■



ФИНЛЯНДИЯ 

1 Суоми приступает к добыче урана

Металлургическая компания TerraFame получила от правительства Финляндии разрешение на производство урана как побочного продукта при добыче цинка и никеля на шахте «Соткамо» на северо-востоке страны.

Как сообщили в компании, поскольку решение правительства может быть обжаловано в Высшем административном суде Финляндии, то для получения юридического разрешения может потребоваться около двух лет.

По данным World Nuclear News, у предприятия уже есть необходимые разрешения, в том числе и экологическое, на работу с химическими веществами. Прежний владелец шахты уже планировал добывать уран на площадке и успел построить завод по добыче урана, прежде чем был объявлен банкротом в 2014 году. Обанкроченная компания была приобретена TerraFame, которая на 70% принадлежит финской госкомпании Minerals Group.

КАНАДА 

2 Биотопливо от атомщиков

Уранодобывающая компания Uranium One (структура ГК «Росатом») в начале года осуществила первую поставку партии древесных пеллет в адрес заказчика из Дании. Объём поставки составил 2000 тонн.

В 2019 году компания осуществила пилотные поставки древесных топливных гранул в Финляндию и Великобританию. Биотопливо – новое перспективное направление бизнеса Uranium One в рамках общей стратегии «Росатома» по развитию низкоуглеродной энергетики и возобновляемых источников энергии. Древесное биотопливо относят к возобновляемым источникам энергии. Его использование считается «зелёной» заменой угля.



ГЕРМАНИЯ 

3 Газ снижает CO₂

Рост доли природного газа при производстве электроэнергии способствовал сокращению выбросов CO₂ в Германии, сообщает в пресс-релизе ведущей независимой компании Европы по добыче газа и нефти Wintershall Dea.

«Переход с угля на природный газ привёл в 2019 году к снижению выбросов CO₂ в электроэнергетике Германии. Это наглядно свидетельствует о том, что природный газ способствует защите климата, – заявил член правления компании Тило ВИЛАНД в ходе отраслевой выставки E-world в Эссене. – А благодаря декарбонизации природный газ в будущем может стать даже углеродно нейтральным и, таким образом, ещё более экологически чистым. Природный газ необходим для скорейшего достижения целей по защите климата – как сегодня, так и завтра», – добавил Виланд.

Замещение угля природным газом в производстве электроэнергии позволило Германии сократить в 2019 году выбросы CO₂ по меньшей мере на 5 млн тонн, что примерно соответствует ежегодному объёму выбросов CO₂ такого города, как Эссен.



Alamy / Legion-Media

4 К пуску АЭС готовы

International Atomic Energy Agency (Международное агентство по атомной энергетике, МАГАТЭ) завершило свою миссию оценки готовности инфраструктуры Беларуси к пуску атомной станции. Заместитель главы IAEA Михаил ЧУДАКОВ в эфире национального телевидения «Беларусь 1» заявил, что Беларусь стала для агентства образцово-показательной страной.

– Первый блок превзошёл мои ожидания, – подчеркнул он. – Блоки очень хорошие, надёжные. Это уже третье поколение плюс. Это означает, что все «постфукусимские» мероприятия уже внедрены и учтены».

Михаил Чудаков уверен, что блоки белорусской атомной станции будут работать долгие годы. И хотя проектный срок подразумевает эксплуатацию блока в течение 60 лет, специалист полагает, что этот срок продлят и на 100 лет.

5 Лидеры из Поднебесной

Компания PV InfoLink, исследующая мировой рынок фотоэлектрических систем, опубликовала рейтинг поставщиков за 2019 год, согласно которому 9 из 10 крупнейших поставщиков солнечных элементов относятся к Китаю.

За исключением Hanwha Q Cells в топ-10 вошли только китайские производители. Hanwha Q Cells – международная корпорация со штаб-квартирой в южнокорейском Сеуле и с центром технологий и инноваций в Германии.

По объёмам экспорта первые пять мест заняли Jinko, JA Solar, Canadian Solar, Trina и Risen. Вместе они экспортировали из Китая 33–34 ГВт модулей. Всего компании из первой десятки продали в 2019 году 80 ГВт солнечных модулей, что соответствует 65,4% мирового рынка. Общий объём продаж в мире составил 121,4 ГВт. Можно предположить, что примерно на такую же величину в прошлом году выросла солнечная энергетика, говорится в отчёте.

6 Приватизация против убытков

Индия рассматривает варианты приватизации убыточных энергетических государственных компаний.

Как заявил министр энергетики Индии Санджив Нандан САХАЙ в интервью Bloomberg в Нью-Дели, госкомпании, предоставляющие электроэнергетические услуги и теряющие более 15% доходов из-за архаичных сетей, кражи электроэнергии и небрежного выставления счетов и сборов, будут вынуждены стремиться к частному участию в своей распределительной сети в рамках запланированной второй волны реформ в стране.

Министр подчеркнул, что штаты могут опираться на примеры городов Мумбаи, Нью-Дели и Калькутты, а также некоторых небольших городов, где участие частного сектора привело к снижению потерь доходов и повышению эффективности деятельности энергокомпаний.



panoglobe / Shutterstock.com

8 | Десять лет под знаком ДПМ

Юрий
ЮДИН

1 февраля генераторы завершили строительство электростанций в рамках программы договоров предоставления мощности (ДПМ), продлившейся 10 лет и ставшей ключевым элементом инвестиционного цикла 2010-х годов. Механизм оказался пока единственным масштабным примером привлечения средств в отрасль, реализованным до конца и без существенных корректировок. За 10 лет в рамках ДПМ было построено 30 ГВт новых мощностей и существенно повышена надёжность и эффективность генерации. Но ДПМ оказался слишком удобным инструментом привлечения инвестиций и начал приспосабливаться властями под решение новых задач. В итоге за счёт средств потребителей ОРЭМ решаются не только вопросы традиционной энергетики, но и непрофильные для рынка проблемы – экологии, утилизации мусора и т. д. Оценить результаты программы ДПМ и перспективы развития сектора «Энергия без границ» попыталась вместе с экспертами отрасли. Как ни удивительно, они солидарны с участниками и регуляторами – энергорынок необходимо делать более «рыночным».

ИНСТРУМЕНТ, ПРИСПОСОБЛЕННЫЙ ПОД РЕАЛЬНОСТЬ

В феврале «Квадра» запустила в эксплуатацию Воронежскую ТЭЦ-1, которая стала 136-м и последним объектом программы ДПМ ТЭС в России. Всего за 10 лет в стране было построено почти 30 ГВт новой генерации, это стало крупнейшим обновлением сектора с советских времён.

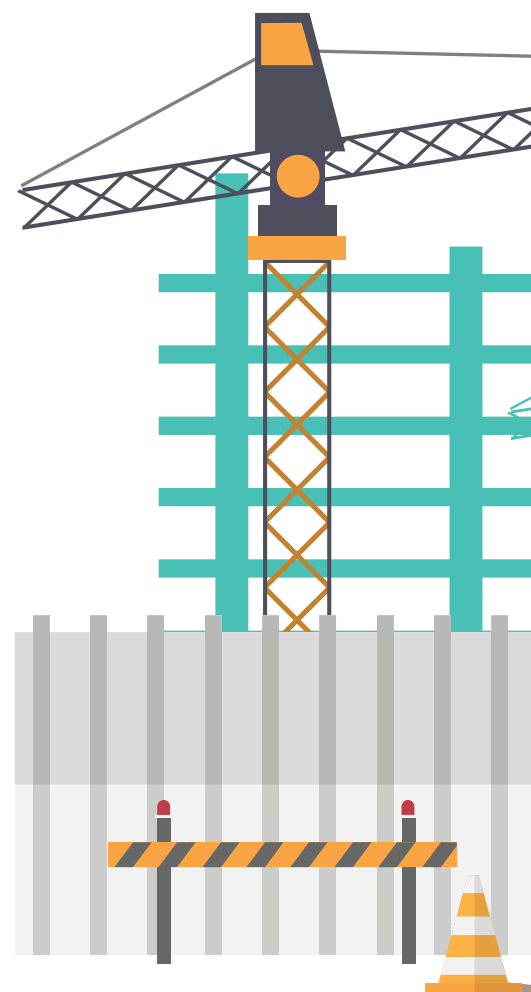
Реформа РАО «ЕЭС России», главным идеологом которой выступил глава госмонополии Анатолий ЧУБАЙС, подразумевала разделение бизнесов по производству, передаче и сбыту электроэнергии и постепенное внедрение рынка в каждом из сегментов. При этом преобразования носили вынужденный характер и проходили на фоне очевидных технологических проблем в секторе. Неслучайно большинство старожилов сектора, говоря о первопричинах реформы, вспоминают крупнейшие блэкауты середины 2000-х, например, каскадную аварию на подстанции «Чагино» в Москве, оставившую без света более 2 млн человек в мае 2005 года. Генерация и сети, не получавшие значимых инвестиций со времён СССР, требовали срочного обновления. Растущее потребление электроэнергии в России и ещё более радужные (но не случившиеся) ожидания (пресловутый «крест Чубайса») подталкивали команду главы РАО ЕЭС к привлечению в генерацию частных инвестиций. При этом опыта приватизации целого сектора экономики и создания в монопольном сегменте сразу нескольких рынков в стране не было. В итоге

отечественный энергорынок строился путём приспособления западных образцов к российской реальности.

В рамках реформы генмощности монополии были разделены на крупные ОГК и теплогенерирующие ТГК, доли в которых получали частные инвесторы. Ключевыми путями передачи активов были продажа акций, а также допэмиссия в пользу новых собственников. Идея состояла в том, чтобы оставлять выручаемые таким образом средства на счетах генераторов под обязательства новых собственников построить или модернизировать мощности. По некоторой информации, такую схему придумал Владимир ПУТИН на встрече с Анатолием Чубайсом, затем она получила название системы договоров о предоставлении мощности.

При нехватке денег новые владельцы электростанций могли провести допэмиссии акций. Власти гарантировали возврат вложений за счёт денег потребителей ОРЭМ с учётом доходности (14% с корректировкой на ставку ОФЗ). Спецнадбавка к цене мощности вводилась на 15 лет. Предложение оказалось привлекательным. Обещая привлечь в сектор 1 трлн рублей инвестиций, г-н Чубайс отчитался о 945 млрд рублей, писал «Интерфакс» в последний день существования РАО, 30 июня 2008 года.

«Оптимальная конструкция разрабатывалась очень тщательно, ДПМ были заключены только в конце 2010 года, через 2,5 года после ликвидации РАО», – отмечает глава «Совета рынка» Максим БЫСТРОВ (см. его колонку в рубрике «Эксперт-клуб», стр. 15).



Результаты крупнейшей инвестиционной волны в российской энергетике нужно закрепить отказом от нерыночных механизмов



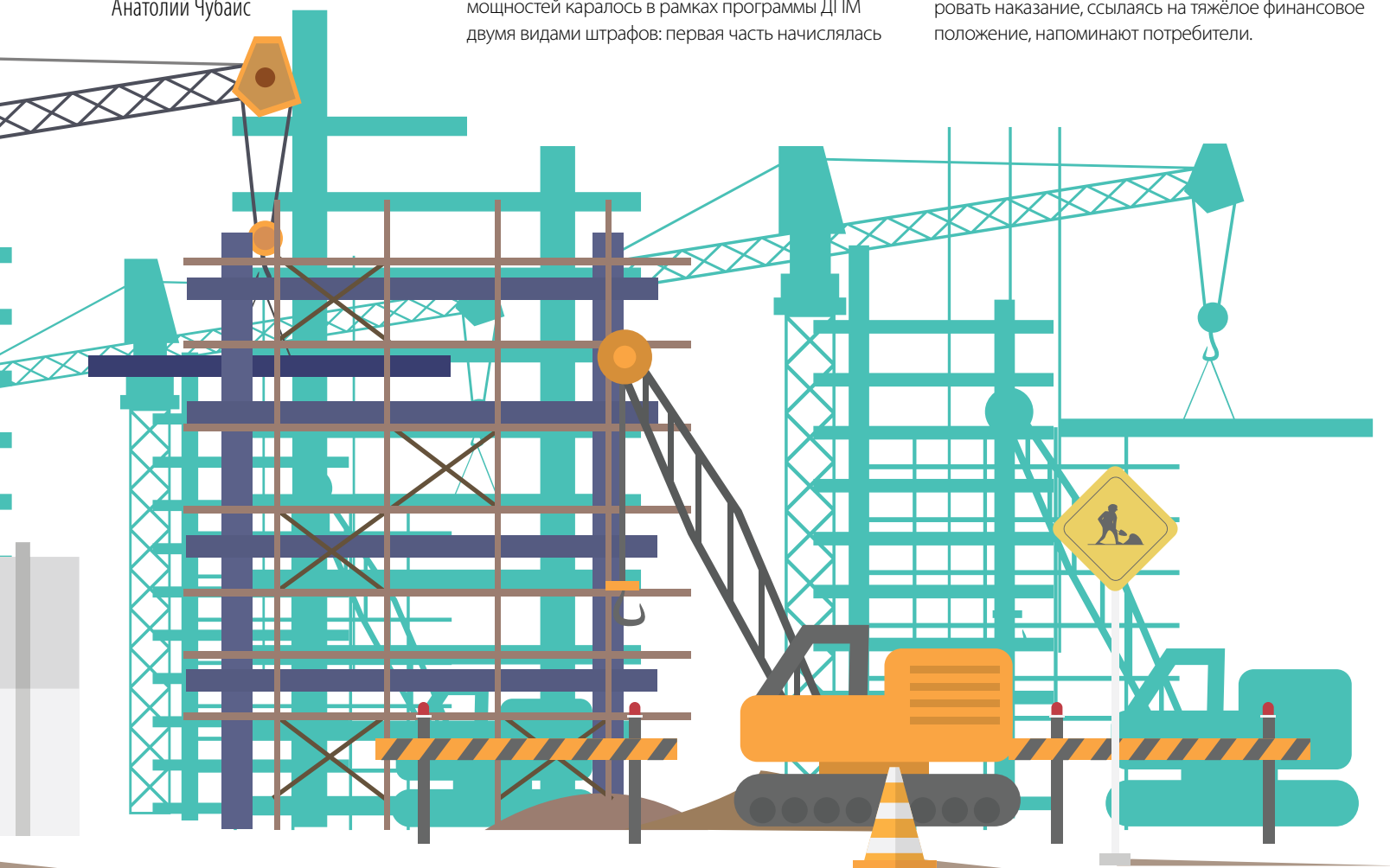
«Договор предоставления мощности — это такая колючая конструкция: если к сроку нет синхронизированного с энергосистемой блока — денежки платишь. Причём денежки очень даже ощутимые», — говорил в 2008 году «Интерфаксу» Анатолий Чубайс

Юридическая конструкция ДПМ оказалась чрезвычайно сложной, ДПМ обязали подписывать всех участников рынка. Представители компаний позднее рассказывали о кипах бумаг, которые доставляли на подписание на тележках. Но сложность, как минимум отчасти, оказалась оправданной. В 2018 году РУСАЛ попытался в суде разорвать ДПМ по Берёзовской ГРЭС «Юнипро». Энергоблок, введённый в рамках программы, через четыре месяца сильно пострадал при пожаре и вышел из строя. Под угрозой юридического коллапса в секторе и обрушения всей конструкции ДПМ власти вынуждены были мирить генератора и потребителя, не нарушая целостности масштабного соглашения. Энергетикам также оказалось крайне сложно отказаться от исполнения обязательств. По данным «Совета рынка», за 10 лет из программы были исключены лишь два генобъекта (около 500 МВт), площадки заменены в отношении 10 объектов (около 2,5 ГВт).

Невыполнение обязательств по вводу новых мощностей каралось в рамках программы ДПМ двумя видами штрафов: первая часть начислялась

непосредственно за просрочку, вторую составлял кратно более высокий эмиссионный штраф. В итоге ДПМ оказался фактически единственной надёжной инвестконструкцией на энергорынке. Параметры подобного глобального механизма в сетевом комплексе — RAB-тарифообразования — неоднократно пересматривались для сдерживания роста тарифов, в итоге он был свёрнут.

Инвестировав 1,3 трлн рублей в объекты ДПМ ТЭС, введённые после 2011 года, генераторы уже получили от потребителей энергорынка 1,4 трлн, оставшиеся платежи до 2028 года составят 1,2 трлн рублей. На этом фоне сумма штрафов за просрочку вводов выглядит не слишком значительной — 20,4 млрд рублей. Потери «Юнипро», не получающей плату по ДПМ Берёзовской ГРЭС в период ремонта (ввод запланирован на III квартал этого года), оцениваются в 52–54 млрд рублей при первоначальной стоимости блока в 42,5 млрд рублей. Но наиболее проблемным энергокомпаниям удалось минимизировать наказание, ссылаясь на тяжёлое финансовое положение, напоминают потребители.



10 | Программа ДПМ ТЭС. Итоги

29 877
МВт
составила совокупная
мощность всех объектов



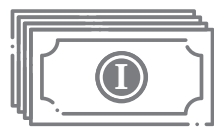
1,3 трлн рублей (с НДС) –
инвестиции в рамках тепловых ДПМ
в отношении объектов, введённых после
2011 года



1,4 трлн рублей
выплачено за 8 лет
1,2 трлн рублей –
прогноз оставшегося
платежа до 2028 года



Около 20,4 млрд
рублей – объём штра-
фов за просрочку

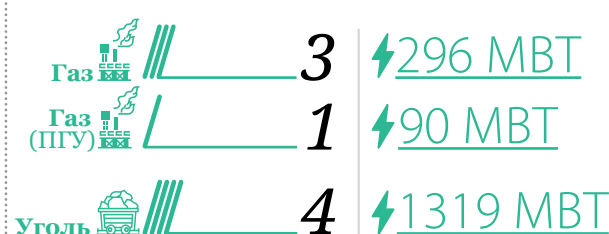
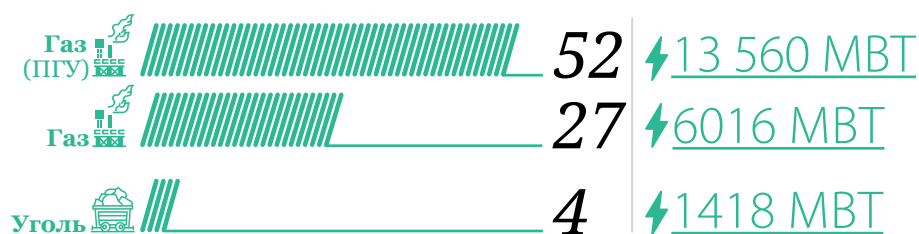
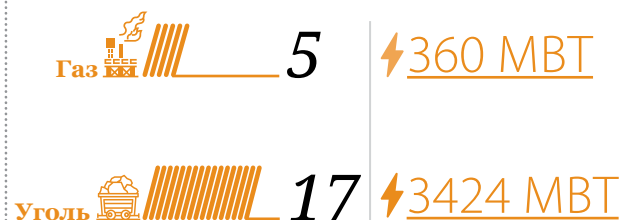
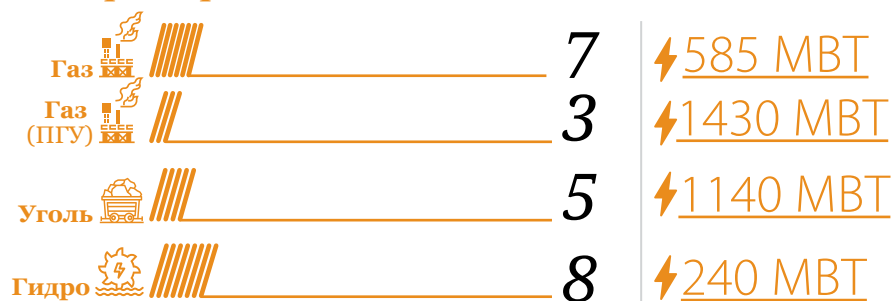


Ценовая зона

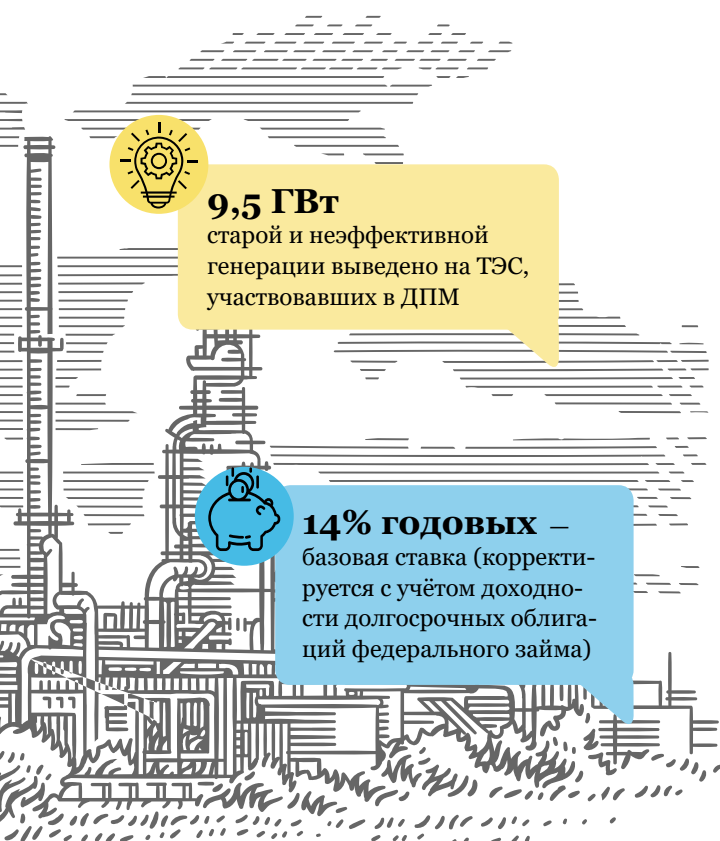


Ценовая зона

.....Модернизированные



.....Новые



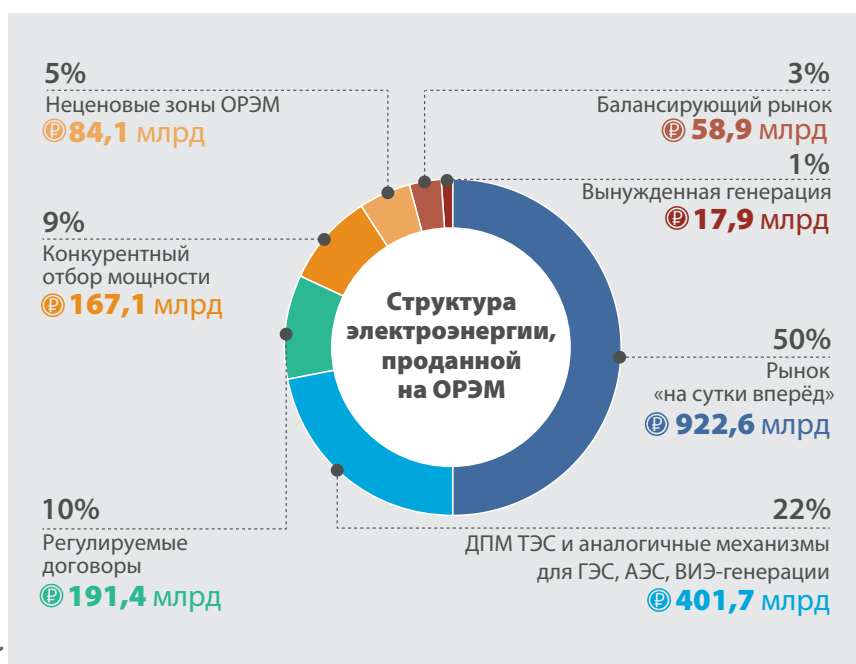
9,5 ГВт

старой и неэффективной
генерации выведено на ТЭС,
участвовавших в ДПМ



14% ГОДОВЫХ –

базовая ставка (корректи-
руется с учётом доходно-
сти долгосрочных облига-
ций федерального займа)



ПО ДАННЫМ НП «СОВЕТ РЫНКА» И ИПЕМ, СО ЕЭС

ЕСТЬ И РЕЗУЛЬТАТ, И ПРЕТЕНЗИИ

Реализация ДПМ объективно позволила повысить надёжность и эффективность энергосистемы: число регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения за 10 лет сократилось вдвое. По данным СО ЕЭС, на более современные и эффективные парогазовые установки (ПГУ) приходится 74,5% мощностей, построенных по ДПМ. Средний КИУМ ДПМ-блоков в 2019 году составил 60,2%, что значительно выше среднероссийского показателя, отмечают в «Совете рынка». Это обеспечило меньший рост цен на электроэнергию, чем на основное топливо ТЭС – газ. Но российские особенности моделей рынков электроэнергии и газа не позволяют отрасли развиваться в полноценно рыночных условиях, признаёт тот же Максим Быстров.

Отчасти признавая вынужденный характер ДПМ при расформировании РАО, потребители и часть экспертов указывают на недостатки механизма. Среди основных претензий – непрозрачный отбор проектов и просчёты в прогнозировании роста потребления. Кроме того, отсутствие внятного механизма вывода устаревших мощностей привело к переплате потребителей, оплачивающих также вынужденную генерацию. При этом, по данным «Системного оператора», на ТЭС, участвовавших в программе ДПМ, суммарно было выведено около 9,5 ГВт неэффективной генерации.

Впрочем, основное недовольство участников энергорынка вызывают

В совокупной цене энергии на долю ДПМ и иных нерыночных надбавок, на регулируемые договоры (РД) и вынужденную генерацию приходится

33%

последовавшие «копии» ДПМ. Идея обеспечения гарантированного возврата понравилась как генераторам, так и банкам, охотно кредитующим под такие программы. Вслед за ТЭС аналогичные программы получили АЭС (государственный «Росатом») и ГЭС (государственная «Русгидро»). Затем та же схема финансирования была использована для поддержки возобновляемых источников энергии (ВИЭ), особенно-сти функционирования которых пока не позволяют им стать рентабельными в России. Не удовлетворившись первой программой ДПМ ВИЭ (5,4 ГВт, возврат потребителей 1,5–1,6 трлн рублей), «зелёные» генераторы пролоббировали её продление до 2035 года, что обойдётся клиентам ОРЭМ в сумму ещё около 725 млрд рублей. Апофеозом «почкования» ДПМ стала программа ДПМ ТБО,

за счёт которой в России строится пять мусоросжигательных заводов (МТЭС), призванных решать экологические проблемы Москвы и Татарстана. Инвестиции в 335 МВт МТЭС оцениваются в 126,9 млрд рублей, потребителям с учётом доходности придётся вернуть инвесторам уже 290 млрд рублей.

В итоге первоначальный механизм ДПМ «мутировал», делая российский энергорынок всё менее «рыночным». В совокупной цене энергии на ОРЭМ на долю ДПМ и иных нерыночных надбавок, регулируемые договоры (РД) и вынужденную генерацию, по данным Института проблем естественных монополий (ИПЕМ), приходится совокупно уже 33%. На рыночные элементы: рынок «на сутки вперёд», КОМ и балансирующий рынок – приходится 62%; ещё 5% – вклад неценовых зон.

Стремление финансировать за счёт ОРЭМ смежные сектора в последнее время вызывает недовольство не только потребителей, но и генераторов и регуляторов. Минэнерго, «Совет рынка», ассоциации генераторов и потребителей неоднократно обращали внимание властей на проблему «перегрузки» цены мощности нерыночными надбавками. В марте стало известно, что новый профильный вице-премьер Юрий БОРИСОВ поручил министерствам проанализировать способы и последствия снижения таких «обвесов», в том числе за счёт привлечения бюджетных денег. Маловероятно, что власти смогут быстро разгрузить энергорынок, но ситуация может постепенно начать меняться к лучшему, проявляют сдержанный оптимизм наблюдатели. Первоочередными вопросами в секторе называют проблемы вынужденной генерации, мусоросжигательных ТЭС и регулируемых договоров.



«ДОКРУТКА» МОДЕРНИЗАЦИИ И ОРИЕНТИРЫ НА БУДУЩЕЕ

Программа ДПМ позволила стабилизировать процесс износа мощностей, но 30 ГВт составляют лишь около 1/8 российской энергосистемы. Оставшееся оборудование также требует обновления, ведь с начала ДПМ прошло уже 10 лет, а процесс строительства и модернизации в отрасли занимает не менее трёх лет с начала реализации конкретных проектов. Но, как признаются источники в регуляторах, перевести процесс «на рыночные рельсы» пока не удаётся из-за тех же перекосов рынка и неспособности модели в полной мере обеспечивать рыночные сигналы. Не найдя других решений, власти надумали «рефинансировать» процесс, направляя часть высвобождающихся по мере завершения ДПМ средств в модернизацию ТЭС. Первые вводы в рамках программы, первоначально называвшейся ДПМ-2, запланированы на 2022 год, всего планируется обновить более 40 ГВт старых мощностей. Ещё примерно 100 ГВт будет охвачено менее затратным ремонтом за счёт повышения цены КОМ, которая практически не менялась с момента запуска энергорынка.

После проведения первых отборов отдельные участники рынка указывали на недостаточное внимание к обновлению ТЭС в рамках программы модернизации. Потребители заявляли о небольшой глубине обновления мощностей. В результате регуляторы скорректировали положения программы «в ручном режиме»: ТЭС на отборах стали забирать до половины квот; проекты, не предусматривающие комплексной модернизации котельного

и турбинного оборудования, больше не попадают в программу.

Все участники рынка сходятся во мнении, что перспективные механизмы обновления и строительства новых генмощностей должны быть прежде всего конкурентными. Большинство экспертов говорят о необходимости большего внимания к экологическим аспектам. Более дискуссионным оказался вопрос локализации. Отсутствие требований по разворачиванию в России производства необходимого энергооборудования Алексей ФАДДЕЕВ из ИПЕМ называет главной причиной недостаточного эффекта от программы для российского машиностроения. В этой логике он поддерживает более жёсткие требования к оборудованию для модернизации ТЭС. При этом «Системный оператор ЕЭС» указывает, что программа ДПМ позволила внедрить в энергосистему никогда ранее не эксплуатировавшееся в России оборудование. Речь идёт о тех же парогазовых турбинах – в рамках программы введено более 20 блоков мощностью 400 МВт и выше. Это оборудование было импортировано в Россию. По мнению главы направления регулирования энергорынков VYGON Consulting Николая ПОСЫПАНКО, сейчас импортное оборудование отчасти создаёт проблемы из-за дороговизны сервисного обслуживания.

Перевести процесс на рыночные рельсы пока не удаётся из-за перекосов рынка и неспособности модели в полной мере обеспечивать рыночные сигналы

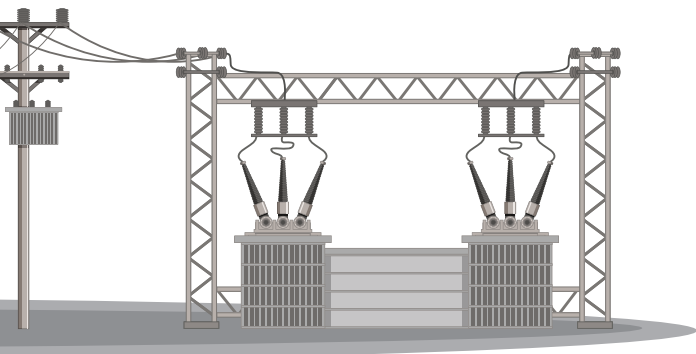
Решение властей вывести энергетику в режим самообеспечения, когда она не будет зависеть от поставок импортного оборудования, было сформулировано сначала для ВИЭ, а затем внедрено в условия программы модернизации. Идея привела сектор на развилку, где он находится уже много месяцев. Речь идёт о разработке собственных газовых турбин (ГТД-110М в рамках СП ОДК Ростеха, Роснано и «Интер РАО»; проекты на 65 и 170 МВт «Силовых машин» Алексея МОРДАШОВА) или разворачивание производств в России

крупнейших международных игроков, прежде всего Siemens и GE, уже имеющих значительный процент локализации в России. Ситуацию обостряет кратное сжатие мирового рынка энерготурбин под давлением стремительно растущей ВИЭ-генерации.

«Достройка» действующих ПСУ до ПГУ могла бы существенно повысить эффективность российской энергетики, но отсутствие решений по локализации турбин тормозит процесс. В рамках квоты правительственной комиссии по развитию электроэнергетики в ДПМ на модернизацию включены пока только два проекта ПГУ. Крупнейший из них – установка газовой турбины Siemens мощностью 593 МВт на Заинской ГРЭС «Татэнерго» – вероятно, так и останется рекордным. В марте кабмин под давлением «Силовых машин» распространил требования по локализации и на сверхмощные газовые турбины. На рынке уверены, что иностранцам нет смысла переносить в Россию производство машин, пользующихся в мире единственным спросом.

Разворачивание в России производства отечественных или локализованных газовых турбин большой и средней мощности может серьёзно повлиять на развитие энергетики. В феврале Минэкономразвития представило свои предложения по повышению энергоэффективности. Власти несколько лет фактически не финансировали это направление: основные средства, заложенные на эту работу, были потрачены на подготовку к ЧМ-2018. Сейчас Минэкономразвития активизировало работу и предложило комплекс мер, который, по его расчётам, позволит в будущем экономить до 240 млрд рублей год. Наряду с повышением тепловой и электрической энергоэффективности жилого фонда министерство предлагает направить до 1 трлн рублей в 2027–2035 годах на внедрение парогазовых технологий при модернизации ГРЭС. Однако пока такой сценарий многие эксперты называют «гипотетическим» – его реализация зависит от ситуации с локализацией ПГУ.

Более подробные комментарии экспертов о перспективах развития отечественной энергетики читайте в рубрике «Эксперт-клуб». ■



ГТД-110М

Появление производства собственных или локализованных газовых турбин в России является принципиальным моментом на пути модернизации отечественной энергетики.

Советская система базировалась на паросиловом цикле, попытки разработать собственную, более эффективную парогазовую установку (ПГУ) начались лишь в конце 80-х годов. В 2000–2010 годах, особенно в рамках программы ДПМ, в стране было построено около 30 ГВт новых энергомоцностей, в том числе ПГУ-блоков, но энергетики вынуждены были использовать газовые турбины иностранных производителей. Опытная турбина ГТД-110 была официально разработана к 2004 году, но проект оказался сырым, не пошёл в серию и требовал доработки.

«Задача решалась очень трудно: были провалы, были успехи, – признаёт глава РОСНАНО Анатолий ЧУБАЙС. – Решающий этап наступил пять лет назад, когда мы договорились с Ростехом и «Интер РАО» о совместном технологическом усовершенствовании того варианта турбины, который был подготовлен ранее. Нам удалось создать сильную команду инженеров, которая фактически пересобрала самую важную часть турбины – горячий тракт, начиная от материалов и заканчивая конструкцией. В результате КПД вырос с 35,5 до 37%, что повышает КПД блока в целом».

Проект, получивший название ГТД-110М («модернизированная»), был запущен для завершения на базе ООО «ИЦ «Газотурбинные технологии» в 2013 году. «Интер РАО» (52,95%), Фонд образовательных и инфраструктурных программ группы РОСНАНО (ФИОП, 42,34%) и «ОДК-Сатурн» (входит в Ростех, 4,5%) к настоящему моменту вложили в него около 2,5 млрд рублей собственных средств. Повышение

КПД базовой установки позволило довести показатель комплексной ПГУ на её основе до 52%, мощность выросла с 110 до 115 МВт. Кроме того, устранялись конструктивные недостатки базовой модели, повысилась надёжность оборудования. Улучшение характеристик позволило обеспечить рентабельность нового оборудования при работе на ОРЭМ, отмечают в РОСНАНО.

В апреле прошлого года первая российская установка ГТД-110М прошла стендовые испытания и была аттестована. Турбина была доставлена на Ивановские ПГУ, где начала работать в рамках единой энергосистемы и проходить этап гарантийной эксплуатации.

«Проект сложный, с непростой историей. Несколько лет назад были трагические моменты, когда казалось, что у нас ничего не получится, но благодаря участникам инженерингового центра газотурбинных технологий силы и возможности были найдены», – отмечает замдиректора департамента станкостроения и инвестиционного машиностроения Минпромторга Олег ТОКАРЕВ.

«Мы считаем, что болячки, которые были у ГТД-110 до модернизации, удалось вылечить. В течение 2,5 лет с ними боролись, дорабатывали проект», – рассказывает заместитель председателя правления УК «РОСНАНО» Юрий УДАЛЬЦОВ. Выяснилось, что установка востребована не только в энергетическом секторе, но и для СПГ-заводов, которые используют турбины аналогичной мощности. По мнению Юрия Удальцова, проект ГТД-110М выигрывает у потенциальных конкурентов из Siemens,



GE и «Силовых машин» по трём причинам: турбина полностью российская, включая готовую «горячую часть»; её обслуживание будет вдвое дешевле зарубежных аналогов; она закрывает потребности в среднем диапазоне мощности – 110–130 МВт.

В декабре первый заместитель гендиректора Ростеха Валерий АРТЯКОВ заявил, что серийное производство ГТД-110М может начаться уже в 2020 году. В феврале в составе ГК «Ростех» появилась новая «дочка» – ООО «ОДК – турбины большой мощности». Специализированная компания создана для организации серийного производства и вывода на энергетический и газовый рынок страны турбины ГТД-110М. Структура не только будет поставлять серийные ГТД-110М заказчикам, но и осуществлять ремонтно-сервисное обслуживание турбин на протяжении всего жизненного цикла.

РОСНАНО, в свою очередь, ожидает финансовую отдачу от разработок ИЦ «Газотурбинные технологии»: один из вариантов – продать долю ФИОПа Ростеху, второй – СП останется собственником интеллектуальных прав и будет получать роялти от производителя.

Участники консорциума готовы к полноценному выходу на российский энергорынок, но перед этим регуляторы ещё должны принять решение об условиях внедрения ГТД-110М.

«Никто в стране не будет строить экспериментальные ТЭЦ без гарантированной окупаемости на условиях ДПМ. Предполагается, что на такие проекты выделяют 2 ГВт в 2026–2028 годах. Но для ГТД-110М это слишком далёкий срок: если турбина уже готова, её надо производить серийно, иначе потеряются люди, которые это умеют делать, компетенции будут утрачены и так далее. Мы, как, думаю, и коллеги в «ОДК-Сатурн» и «Интер РАО», заинтересованы запустить серию как можно раньше», – говорит Юрий Удальцов. ■

Завершение программы ДПМ ТЭС: итоги

Как вы оцениваете программу ДПМ (её результаты) и какими, на ваш взгляд, в долгосрочной перспективе должны быть механизмы обновления и строительства генерации в РФ?

МАКСИМ БЫСТРОВ,
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ
АССОЦИАЦИИ «НП «СОВЕТ
РЫНКА»:



Значение программы ДПМ, завершившейся с вводом Воронежской ТЭЦ-1, сложно переоценить. Она стала завершающим этапом масштабной реформы электроэнергетики, стартовавшей в начале 2000-х годов, и заложила потенциал развития тепловой генерации в первые годы после реорганизации РАО «ЕЭС России». При реализации программы ДПМ в энергетику были привлечены огромные инвестиции, решена проблема дефицита в различных точках ЕЭС России, введено новое эффективное оборудование.

Реформа стартовала в условиях полностью регулируемого рынка электроэнергии и наличия фактически одного мощного участника в лице вертикально интегрированной компании РАО «ЕЭС России», в ведении которой находилась большая часть генерирующих и сетевых активов в стране, сбыт и диспетчерское управление. Целью реформы было создать условия для эффективного развития отрасли. Первоочередными задачами реформы стали передача активов надёжным собственникам и создание рыночных условий для функционирования отрасли. Таким образом, параллельно происходили два глобальных процесса – реорганизация вертикально интегрированных компаний с выделением генерирующих компаний, сбытов, сетей и переход от регулируемого рынка к конкурентному, создающему стимулы к повышению эффективности каждой из компаний.

В середине 2000-х годов потребление электроэнергии росло впечатляющими темпами, что на фоне старения генерирующих мощностей могло привести к энергодефициту, вплоть до регулярных веерных отключений (примером такого энергокризиса служит московский блэкаут 25 мая 2005 года). Назрела необходимость значительных инвестиций в генерацию, поэтому был нужен механизм, который стимулировал бы новых собственников генерирующих компаний осуществить такие инвестиции. Таким стартовым толчком и гарантом дальнейшего развития электроэнергетики в новых условиях послужила программа ДПМ.

Важным моментом для реализации задуманного была договорная конструкция ДПМ. С одной стороны, она должна была чётко зафиксировать обязательства генерирующих компаний по выполнению инвестиционной программы, с другой – гарантировать оплату мощности генерирующих объектов, которые по этой программе будут построены: по цене, обеспечивающей возврат инвестиций с определённой доходностью.

Реализация программы ДПМ привела к росту надёжности энергосистемы: число регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения сократилось вдвое относительно аналогичного показателя 2010 года. Эффективность нового генерирующего оборудования положительно сказалась на ценах на электрическую энергию: с начала вводов по ДПМ темпы роста цен на электроэнергию значительно ниже роста цен на природный газ.

Кроме того, при создании рынка мощности предполагалось, что единственным механизмом в нём должен стать долгосрочный конкурентный отбор мощности, который обеспечит оптимальный объём и структуру генерации в энергосистеме для покрытия перспективного спроса путём формирования сигналов и для строительства новой генерации и вывода ненужных объектов. Это должны быть долгосрочные ценовые сигналы, учитывающие территориальные особенности. В идеальной ситуации старые и новые станции должны конкурировать между собой по долгосрочным совокупным затратам на выработку электроэнергии (LCOE). При таком подходе возможно сравнивать между собой станции с различной структурой капитальных и переменных затрат.

Вместе с тем относительно низкие цены на газ в РФ не позволяют новому эффективному оборудованию (с большими капитальными затратами) получать достаточную маржу от продажи электроэнергии, чтобы быть сравнимыми по полным затратам с существующим оборудованием. Именно поэтому не случилось ожидаемого сближения цен конкурентного отбора мощности (КОМ) и цен на мощность для нового строительства. В связи с этим в среднесрочной перспективе, если мы не ожидаем существенного роста цен на топливо и, как следствие, повышения «премии» за эффективность, решение проблемы строительства новых мощностей будет заключаться либо в точечных конкурсных отборах, либо в переходе на модель КОМ, учитывающую локальные дефициты и позволяющую формировать локальные цены, в том числе высокие цены в проблемных местах.



НИКОЛАЙ ПОСЫПАНКО,
 РУКОВОДИТЕЛЬ НАПРАВЛЕНИЯ
 РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГОРЫНКОВ VYGON CONSULTING:

Программа обновления мощностей по ДПМ, безусловно, получилась масштабной. По объёму и интенсивности вводов она сопоставима с ударными пятилетками 1970-х в СССР, когда ежегодно вводилось по 5–6 ГВт мощностей тепловой генерации. За счёт ДПМ достигнута внушительная экономия потребления топлива в энергетике: если учитывать также прирост выработки АЭС, это порядка 22 млрд м³, или около 10% экспорта трубопроводного газа. За счёт обновления 30 ГВт мощностей средний возраст тепловой генерации удалось удержать в пределах 34 лет.

Из проблем нельзя не отметить упущенную возможность модернизировать отечественное энергомашиностроение – основными производителями газовых турбин в ДПМ стали немецкая Siemens, американская GE и итальянская Ansaldo. Сейчас это создаёт сложности для многих компаний в организации сервиса: оказалось непросто создать альтернативу дорогому официальному обслуживанию, ещё сложнее – заменить запасные части. Другой эффект принятого десятилетие назад решения – фактическое отсутствие российской газовой турбины. Почти половина – 17 ГВт мощностей программы модернизации – уже разыграны, но в активе только два ПГУ-проекта, один из которых использует нелокализованную турбину Siemens.

Кроме того, ДПМ стал своеобразным тормозом организационного развития оптового рынка. Поскольку в 2014–2019 годах ДПМ «успокоил» генераторов значительным денежным потоком, они, как, впрочем, и органы власти, минимум усилий и внимания направили на системное развитие конкурентного рынка мощности (КОМ). Регулятор тогда стремился ограничить плату за мощность уровнем эксплуатационных издержек электростанций. В результате цена КОМ в 1-й ценовой зоне снижалась, что, по сути, остановило сколь-нибудь значимые инвестиции в модернизацию старых мощностей для большинства компаний.

Не было предпринято серьёзных попыток установить связь между характеристиками кривой спроса на мощность (ценовыми точками) и стоимостью запуска новой генерации при возможном достижении дефицита. Даже несмотря на дополнительный к инфляции 20%-й рост ценовых точек на отборе 2022–2024 годов, КОМа в обозримом будущем хватает только на капитальные ремонты. Сегодня запуск новых эффективных ПГУ, как и любых других видов генерации, без специальных мер поддержки возможен только в автономии от оптового рынка и ЕЭС. И это с учётом множества спорных дисбалансов в механизме проведения КОМ, играющих

на рост цены, – и высокие нормы резерва, и не отражающие реальных режимных ситуаций прогнозы спроса на мощность, и неполный учёт генерации потребителей, и невозможность интегрировать ресурсы управления спросом по меньшей мере до 2026 года.

При принятии решений о новых механизмах обновления генерации и развития электроэнергетики нельзя забывать о мировых технологических трендах, которые уже пришли или завтра придут в Россию: это растущая роль рынков системных услуг, снижение цен РСВ за счёт сложно предсказуемой, но бесплатной выработки ВИЭ, рост доступности Li-ion-накопителей, а также развитие технологий управления гибкой нагрузкой потребителей demand response. Важно обеспечить открытость оптового рынка к новым технологиям. Но ещё важнее разработать механизмы долгосрочного развития энергосистемы, которые обеспечат эффективность управления сетями и генерацией и, как следствие, приемлемые для потребителя цены.

Только в таком сценарии ЕЭС останется тем, чем она пока преимущественно является – рациональной системой доставки электроэнергии конечному потребителю, и не превратится в навязанную государством и госкомпаниями дорогую инфраструктуру, от которой нельзя отказаться.



АЛЕКСЕЙ ФАДДЕЕВ,
ЭКСПЕРТ-АНАЛИТИК
ДЕПАРТАМЕНТА
ИССЛЕДОВАНИЙ
ТЭК ИПЕМ:



Программу ДПМ можно охарактеризовать как не самый удачный подход к решению задачи модернизации отечественной генерации. С одной стороны, были достигнуты определённые положительные результаты. За счёт ДПМ генерирующие мощности увеличились на 26 ГВт, что составляет 11% современных мощностей в ЕЭС в целом и 16% от мощностей ТЭС.

При этом большая часть новых мощностей (74%) приходится на ПГУ, отличающиеся высокой эффективностью использования топлива. Во многом благодаря этому было обеспечено стабильное снижение удельного расхода условного топлива на ТЭС России (с 338 г у. т./кВт·ч в 2008 году до 306,2 г у. т./кВт·ч в 2019 году) и, как следствие, снижение



Ключевыми недостатками программы ДПМ были её неконкурентный характер и недостаточный учёт интересов потребителей. Так, перечень объектов ДПМ был сформирован без какого-либо открытого конкурса

углеродного следа российской электроэнергетики. При этом запущенная недавно программа модернизации ТЭС не содержит стимулов для столь же масштабного внедрения современного генерирующего оборудования.

Менее удачным следует признать эффект от программы ДПМ на энергетическое машиностроение. С одной стороны, программа создала рост спроса, но лишь на традиционные виды оборудования (паровые турбины, котлы, генераторы, электросетевую технику). Инновационное же оборудование, в силу отсутствия требований по внедрению и локализации, либо импортировалось (газовые турбины большой мощности), либо вовсе не использовалось (оборудование на суперсверхкритических параметрах пара). Таким образом, появление требований по локализации в программах модернизации ТЭС и ДПМ ВИЭ следует оценивать положительно.

Ключевыми недостатками программы ДПМ были её неконкурентный характер и недостаточный учёт интересов потребителей. Так, перечень объектов ДПМ был сформирован без какого-либо открытого конкурса. Мнение потребителей по поводу необходимости массового ввода мощностей и их территориальному распределению не учитывалось, а механизмы вывода из эксплуатации устаревшего оборудования вообще не были предусмотрены, что привело к двойному повышению цен (как за счёт собственно ДПМ, так и за счёт вынужденной генерации). Наконец, как показал опыт последних лет, штрафы к генерирующим компаниям за срыв сроков ввода объектов в эксплуатацию зачастую не применялись, то есть защита интересов потребителей не была обеспечена на должном уровне.

Перспективные механизмы обновления и строительства генерации в РФ должны удовлетворять двум основным условиям.

Во-первых, они должны быть конкурентными. Потребность в покрытии дефицита мощности или строительстве определённого вида генерации должна выставляться на открытый конкурс с целью минимизации затрат.

Во-вторых, должны быть предусмотрены требования по использованию локализованного оборудования и повышению технической и экологической эффективности (например, по снижению удельного расхода топлива, выбросов загрязняющих веществ). Логика такова: если генерирующие компании получают гарантированную выручку на особых условиях, то должен быть обеспечен синергетический эффект для экономики страны.

В этом плане новые механизмы стимулирования развития генерации в России недостаточно эффективны. Так, программа ДПМ ВИЭ не содержит стимулов к повышению КИУМ, а программа модернизации ТЭС – к снижению удельного расхода топлива и экологических эффектов.

АЛЕКСАНДРА ПАНИНА,
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ
НАБЛЮДАТЕЛЬНОГО
СОВЕТА АССОЦИАЦИИ
«СОВЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
ЭНЕРГИИ»:



В первую очередь хочется поздравить всё энергетическое сообщество со знаменательным событием – завершением вводов новой генерации по программе ДПМ. За период реализации программы в отрасль было привлечено порядка 1,3 трлн рублей, что обеспечит прирост ВВП страны в объёме более 2 трлн рублей, а также налоговых поступлений более 600 млрд рублей. Программа ДПМ ТЭС дала мощный импульс для развития экономики страны и энергетического машиностроения. Несмотря на глобальные финансовые кризисы, существенное ослабление национальной валюты, генерирующие компании и государство с успехом выполнили взятые на себя встречные обязательства в рамках реализации инвестиционных контрактов. Экономия потребителей от существенного отставания роста цен в РСВ от роста топливных затрат в результате ввода новой эффективной генерации сопоставима со стоимостью реализации самой программы.

В последние годы в стране наметилась явная тенденция к превышению темпов вывода над темпами ввода. По итогам КОМ в 2020–2025 годах планируется вывести почти 9,5 ГВт при вводе около 2,5 ГВт. Поэтому рассуждения о больших резервах в нашей ЕЭС значительно преувеличены. Так, для 2-й ценовой зоны уже при проведении КОМ на 2021 год отмечался дефицит мощности без учёта перетока между ценовыми зонами, а в КОМ на 2025 год мы увидели фактический дефицит. При сохранении темпов вывода устаревшего оборудования (на среднем за последние годы уровне) в 2026–2027 годах избытки мощности могут смениться дефицитом и в 1-й ценовой зоне.

При этом продление жизни паросиловых блоков в рамках модернизации с улучшением ТЭП гораздо дешевле для потребителя, чем строительство новых ТЭС. Именно в целях экономии средств потребителей основным способом обеспечения надёжности была выбрана модернизация наиболее востребованной генерации. Конечно, было бы правильно, чтобы привлечение инвестиций для строительства и обновления происходило благодаря ценовым сигналам рынка. Но, к сожалению, действующие рыночные правила эффективных сигналов не дают. Так, цена на рынке электроэнергии (РСВ) формируется только исходя из топливных затрат. Учитывая большую долю обязательного ценопринимания в структуре предложения и высокую конкуренцию на оптовом рынке, формируемые свободные цены (даже несмотря на то, что они маргинальны) не обеспечивают покрытия топливных затрат многих электростанций. Так, цена РСВ на уровне 1200 руб/МВт·ч, учитывая утверждённые тарифы на газ,

соответствует работе энергоблока с УРУТ примерно в 280 г у. т./кВт·ч, при этом фактический показатель для ПСУ сейчас превышает 300 г у. т.

По правилам нашего рынка цена на электроэнергию низковолатильна. Точнее, она может опуститься до нуля, если цену сформирует ценопринимая заявка, но вырасти выше топливной составляющей наиболее дорогого генератора не может. Учитывая низкую волатильность рынка, его предназначение – компенсация топливных издержек. Даже вменённая прибыль в РСВ (так называемый коэффициент РСВ) по новому строительству, с учётом фактических цен на электроэнергию, составляет примерно 15% от необходимого объёма возврата инвестиций, а по проектам классической модернизации – немногим более 5%.

Цена на конкурентном рынке мощности в 1-й ЦЗ в 2018 году не превышала цену КОМ 2011 года. Соответственно, её достаточно было далеко не всем генераторам даже для проведения текущих ремонтов. Отсюда большое количество вынужденных генераторов – они признаны необходимыми энергосистеме, но цена КОМ не покрывает эксплуатационные издержки. Снижение количества вынужденных генераторов в последние годы связано не с тем, что такой генерации стало меньше, а с тем, что механизм себя экономически исчерпал: тарифы вынужденных остались, по сути, на уровне тарифов 2014–2015 годов. И такая генерация не подалась на вывод лишь потому, что сейчас у неё появился шанс быть обновлённой по программе модернизации (к примеру, это оборудование на Гусиноозёрской и Невинномысской ГРЭС, Тамбовской и Читинской ТЭЦ). Таким образом, ни РСВ, ни КОМ не являются сейчас реальным источником финансирования модернизации и/или строительства новых ТЭС.

При этом для оптимизации стоимости работ механизм отбора проектов был серьёзно усовершенствован, став по-настоящему конкурентным. Это позволило существенно снизить средневзвешенную величину капзатрат относительно предельных в 2–3 раза. По сути, генераторы конкурируют своей одноставочной ценой (LCOE), то есть не только капитальными, но и эксплуатационными затратами, стоимостью топлива, КИУМом, наличием отпуска тепла, снижающим себестоимость.

Поэтому я считаю, что аналогичные конкурсные отборы могли бы повысить эффективность энергетики РФ. Сейчас наиболее обсуждаемой и ожидаемой корректировкой отборов являются изменения правил для участия в отборе российских экспериментальных ПГУ. Очень надеемся на появление доступных, надёжных и современных российских парогазовых технологий в электроэнергетике в среднесрочной перспективе.

Альтернативным способом обеспечения возврата инвестиций в электроэнергетике могут стать фундаментальные изменения моделей рынка, позволяющие включать в заявку в РСВ или КОМ не только свои реальные затраты, но и инвестсоставляющую. Но надо помнить, что это приведёт к существенной волатильности цены. В периоды спада потребления цена будет глубоко проваливаться, а в периоды роста потребления – существенно расти. При этом надо будет поверить, что при росте рыночной цены, без каких-либо обязывающих соглашений со стороны государства генкомпания разумно и добросовестно будут инвестировать в генерирующие активы. Поэтому вопрос к нашим дорогим читателям: готовы ли мы к таким существенным изменениям?



ВАСИЛИЙ КИСЕЛЁВ,
ДИРЕКТОР АССОЦИАЦИИ
«СООБЩЕСТВО ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ»:

Масштабные инвестиции потребителей в активы генераторов в рамках ДПМ не дали должного результата, поскольку и инструмент, и программа в целом – нерыночные, не увязаны с эффектами для потребителей и экономики. В итоге затраты на избыточные и нередко простаивающие энергоблоки не окупаются, а количество таких объектов в общем объёме программы оказалось существенным. Кроме этого, поставщики, вводя объекты по ДПМ, неохотно выводят старую неэффективную генерацию, которая формирует выгодные для них высокие цены.

Программа ДПМ была разовая и предполагала переход к рыночным инструментам. Но регуляторы, напротив, стали всё чаще использовать ДПМ как для отраслевых инвестиций, так и для других, не связанных с энергорынком инициатив. В итоге программа ДПМ помимо прямых последствий создала общесистемную проблему – вместо конкурентного энергорынка в отрасли складывается неэффективная распределительная система, действующая вне закона спроса и предложения, постоянно плодящая новые надбавки к цене электроэнергии и мощности поверх текущих платежей. Для полноты понимания ситуации, в которой оказались потребители, добавьте к этому поддержку перекрёстного субсидирования в тарифах электросетевого комплекса.

Необходимо делать выводы из этих системных ошибок. Источником для инвестиций в обновление и строительство генерации должно быть повышение эффективности генерации, а не дополнительные расходы потребителей. Результаты отборов проектов модернизации ТЭС показывают, что цена конкурентных отборов мощности обеспечивает обновление генерации без каких-либо доплат, никаких специальных инвестиционных инструментов не требуется. Рынок также способен давать инвестиционные сигналы для строительства генерации. Просто не нужно постоянно менять правила – если вы будете постоянно выдёргивать морковку, проверяя, растёт она или нет, она точно не вырастет. Отказ от ДПМ и прочих надбавок, а также долгосрочная стабилизация правил улучшат качество энергорынка, это стратегически выгодно самим поставщикам – привлекательная цена электроэнергии в общей сети может остановить неуклонное падение загрузки тепловых электростанций, наблюдаемое в последние годы.



АЛЕКСАНДР ИЛЬЕНКО,
ЧЛЕН ПРАВЛЕНИЯ АО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕЭС»,
ДИРЕКТОР ПО УПРАВЛЕНИЮ РАЗВИТИЕМ ЕЭС:

Благодаря вводу современных высокоманевренных парогазовых энергоблоков в рамках ДПМ повысились эффективность и экономичность работы ТЭС и появилась возможность вывести из эксплуатации почти 9,5 ГВт старой и неэффективной генерации на тепловых электростанциях, участвующих в программе ДПМ. Всего в рамках программы введено 67 парогазовых энергоблоков в объёме более 19 ГВт (74,5% от суммарных объёмов вводов ДПМ на ТЭС), в том числе более 20 крупных энергоблоков установленной мощностью 400 МВт и более.

Ещё один важнейший для энергетики эффект от программы ДПМ заключается в том, что строительство ранее никогда не эксплуатировавшихся в ЕЭС типов генерирующего оборудования потребовало развития нормативно-технологической базы в сфере основных требований к новому генерирующему оборудованию для его надёжной работы в составе энергосистемы. Документы советского периода имели ограниченный правовой статус и требовали актуализации, а корпоративные документы РАО «ЕЭС России» лишились правового статуса в 2008 году.

В процессе реализации программы ДПМ был формализован с учётом общемировой практики и включён в регламент оптового рынка процесс аттестации мощности – определения и фиксации установленной мощности генерации. На базе проектов ДПМ были сформированы типовые технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям, требования к схемам выдачи мощности нового генераторного оборудования и типовое задание для разработки схемы выдачи мощности.

В рамках реализации программы ДПМ проведено масштабное развитие сетевой инфраструктуры для обеспечения выдачи мощности электростанций, внесён значительный вклад в обеспечение надёжного электроснабжения потребителей, в частности, в Московской энергосистеме. Важным итогом программы стало сокращение вдвое числа регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения относительно аналогичного показателя 2010 года. И наконец, программа ДПМ дала толчок в развитии отечественных строительных отраслей и энергомашиностроения.

Все перечисленные итоги программы ДПМ помогли значительно повысить эффективность функционирования ЕЭС России. Что, в свою очередь, позволило начать в 2019 году масштабную модернизацию тепловой генерации, в процессе которой планируется обновить более 40 ГВт мощностей тепловых электростанций. ■

Михаил АНДРОНОВ: «Энергорынок должен искать золотую середину между качеством и ценой для потребителей»

2020 год, когда отмечается 100-летие плана ГОЭЛРО, может оказаться важным этапом на пути развития сбытового сегмента российского энергорынка. О планировавшемся, но не случившемся лицензировании энергосбытов, об обязательном внедрении интеллектуальных систем учёта (ИСУ) и необходимости преобразований для сохранения эффективности Единой энергосистемы (ЕЭС) «Энергия без границ» поговорила с главой одного из крупнейших игроков сектора – президентом компании «Русэнергосбыт» Михаилом Андроновым.

Более года регуляторы вели подготовку к лицензированию энергосбытовых компаний, которую планировалось запустить с 1 июля. В марте стало известно, что премьер-министр Михаил МИШУСТИН распорядился отменить лицензирование. Как участники рынка смотрят на ситуацию?

Первый раз норма о лицензировании была указана в ФЗ-35 «Об электроэнергетике» от 2003 года, она была фактически реализована в 2005 году и касалась проверки и контроля качества работы с населением. Причины введения были достаточно простыми, теми же, что, например, и в туристическом секторе. Лицензирование подразумевает возможность для лицензирующего органа отозвать документ в случае неисполнения каких-то нормативов, прервать таким образом работу «неисправляющейся» компании. Если туркомпания не обеспечивает нормальный режим поездок за границу, у неё отзывали лицензию. Лицензирование в сбытовом сегменте было признано ненужным и отменено в 2007 году. Но затем ситуация с нарушениями вновь стала обостряться, снова был поднят вопрос о необходимости перехода к разрешительному характеру работы.

При подготовке к лицензированию всегда возникает вопрос, кто его пройдёт, а кто – нет. Сейчас на рынке есть компании, у которых имеются «исторические» долги, сложившиеся при прежнем менеджменте и прежних собственниках, – вины нынешних управленцев в этом нет. По данным «Совета рынка», такие компании регулярно снижают долги на оптовом рынке. И генераторы, основные интересанты платёжной дисциплины, занимают в этом случае конструктивную позицию. Они видят, что менеджмент старается, делает всё возможное для расшивки долгов. Получит такая компания лицензию или нет? С точки зрения любых формальных показателей – вряд ли. Но в таком случае мы лишимся участника рынка, который на протяжении уже 3–4 лет снижает объём долгов, работает в интересах рынка. И конечно же, в такой ситуации отказ

в лицензии будет некорректным. Если допустить всех, тогда зачем нужна лицензия?

Получается, что мы могли не дать лицензию добросовестному участнику, у которого есть «исторический» долг, а игроку, который формально соответствует критериям, но допускает какие-то нарушения, – дасть.

Сколько денег в среднем должны были потратить сбытовые компании при подготовке к лицензированию?

Расходы каждой компании формируются индивидуально. Есть общие требования, которые уже были выполнены крупными игроками рынка, но требовали вложений со стороны малых и средних компаний. Например, это личный кабинет для каждого потребителя на сайте, кол-центр, наличие достаточного числа пунктов очного обслуживания граждан и т. д. У нас есть прекрасный пример системы «Мои документы», которая улучшила жизнь москвичей и теперь внедряется по всей стране, – система одного окна, функционал на сайте «Госуслуг». Всё это работает достаточно чётко и хорошо. Может быть, руководство Минэнерго посмотрело и сказала: «Так должно быть и со сбытами». И мы согласны с этим.

У нас сейчас закончился большой инвестиционный цикл в энергетике: за последние 12–15 лет было вложено много денег, в основном в ДГМ-генерацию, в сети. В целом надёжность энергоснабжения улучшилась. У нас нет мегаотключений, какие были в 1990-е. В 2000-х ЧУБАЙС говорил о проблемах с подключениями, с надёжностью – сейчас этого нет. Россия в лидерах по этим показателям. Теперь, конечно же, хочется, чтобы это возросшее качество работы энергетиков дошло и до потребителей, потому что они не встречаются с генераторами, с сетями. Они встречаются со сбытом. И где-то до сих пор видят интерфейс «бабушка в окошке», а где-то у клиентов есть и электронный кабинет, и прочие современные инструменты. Я считаю, что это правильно, это улучшит качество жизни граждан, независимо от того, где они живут: в пределах Садового кольца или за 5000 км от него.





Александр КРЯЖЕВ / РИА «Новости»

Другой вопрос – сколько это стоит. И как найти золотую середину между затратами на обновление, которые так или иначе лягут на потребителя, и необходимым функционалом. Если он будет избыточный, то и потребитель заплатит избыточно. При этом планировалось, что качество обслуживания, наряду с долгами перед оптовым рынком, станет основанием для отзыва лицензии. Предполагавшиеся к внедрению требования были достаточно жёсткими, поэтому их пришлось бы выполнять всем участникам рынка, тратить деньги. Надо понимать, что вложение денег не означает автоматических улучшений для наших клиентов. Внутри компании мы не называем их потребителями, потому что это слово используют и в другом значении, близком к «нахлебнику». Для нас они клиенты, а клиент всегда прав. Мы готовы развиваться, повышать качество работы и спектр услуг. Но нужно ли навязывать клиентам качество и стоимость услуг, в которых он не заинтересован?

И всё же: каков порядок расходов на подготовку к лицензированию для крупных сбытовых компаний – десятки миллионов рублей, сотни?

Сотни. Первоначальные нормы, в частности по центрам очного обслуживания, выглядели галактическими. Минэнерго предлагало распространить московские стандарты на всю страну, не учитывая разного уровня запросов и концентрации потребителей. Были острые дискуссии, вносились корректировки. Но в целом это сотни миллионов рублей, и, конечно, как бы мы ни хотели, заплатил бы за это потребитель.

То есть все расходы на лицензирование предполагалось включить в сбытовую надбавку, в тариф?

Другого источника у нас нет. На мартовской конференции ФАС в Сочи было много дискуссий. Позиция ФАС – внимательно изучить вопрос включения затрат на лицензирование в тариф, потому что эти расходы реально есть. Но лицензионные требования должны были быть выполнены к 1 июля, и все руководители, с которыми я общался, активно этим занимались, вкладывали деньги. Фактически это были авансовые вложения за счёт собственных или заёмных средств.

Как вы оцениваете систему контроля и отзыва разрешений у сбытов, которая предполагалась в рамках лицензирования?

Мы имеем систему ГИС ТЭК, в которой есть все данные, систему мониторинга «Совета рынка», который также анализирует данные по розничному рынку. То есть мы передаём все данные уже в два места. Зачем создавать третью точку сбора одной и той же информации в рамках лицензирования? Необходимо использовать тот инструментарий, который уже есть, не дублировать его.

Ещё один вопрос, который мы поднимали в рамках законодательства о надзорной деятельности: ведомство, которое выпускает требования, не может быть ведомством, которое контролирует их выполнение и выдаёт лицензии. Исходя из этой логики и подходя к вопросу ответственно, Минэнерго не может заниматься выдачей и отзывом лицензий. Этот вопрос – вопрос разделения функций – уже поднимался в рамках рабочей группы по реализации механизма «регуляторной гильотины» в сфере энергетики, куда я вхожу.

Изначально предлагали эту функцию отдать. Либо наделить функциями по лицензированию НП ГП и ЭСК, которое является достаточно авторитетной профессиональной некоммерческой организацией, по аналогии как это сейчас реализовано с саморегулируемыми организациями (СРО), объединяющими субъекты предпринимательской деятельности в определённой отрасли производства товаров. Либо делать это на базе «Совета рынка», который является редким примером площадки, где предпринимаются конструктивные попытки учесть интересы не только всех участников рынка (генераторов, потребителей, сбытов), но и государства как законотворца.



ВЕДОМСТВО, КОТОРОЕ ВЫПУСКАЕТ ТРЕБОВАНИЯ, НЕ МОЖЕТ БЫТЬ ВЕДОМСТВОМ, КОТОРОЕ КОНТРОЛИРУЕТ ИХ ВЫПОЛНЕНИЕ И ВЫДАЁТ ЛИЦЕНЗИИ. ИСХОДЯ ИЗ ЭТОЙ ЛОГИКИ И ПОДХОДА К ВОПРОСУ ОТВЕТСТВЕННО, МИНЭНЕРГО НЕ МОЖЕТ ЗАНИМАТЬСЯ ВЫДАЧЕЙ И ОТЗЫВОМ ЛИЦЕНЗИЙ. ЭТОТ ВОПРОС – ВОПРОС РАЗДЕЛЕНИЯ ФУНКЦИЙ – УЖЕ ПОДНИМАЛСЯ В РАМКАХ РАБОЧЕЙ ГРУППЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ МЕХАНИЗМА «РЕГУЛЯТОРНОЙ ГИЛЬОТИНЫ» В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ

Здесь присутствуют чиновники ФАС, Минэкономразвития и Минэнерго. Представитель профильного министерства входит в Наблюдательный совет. Более того, «Совет рынка» по законодательству отчитывается Минэнерго, но это независимый орган, ориентированный на исправное функционирование рынка в интересах всех участников. Сейчас «Совет рынка» лишает права доступа на рынок те сбытовые компании, которые нарушают график платежей и т. д. Механизм уже работает, орган мог бы не просто лишать права доступа на опт, но и отозвать лицензию. И всё. То есть лицензия – это право работать с клиентами, а право покупки на оптовом рынке – это доступ к источникам энергии, продаваемой клиентам. Тогда бы мы получили возможность решать обе связанные задачи на одной площадке.

«Россети», выполняющие функции ГП на Северном Кавказе, объявили о намерении подписать соглашения с генераторами о реструктуризации накопленной задолженности. Как в секторе оценивают этот шаг?

Отмечу, что «Россети» пока не подписали бумаг, а сообщили, что «договорились» их подписать. Эта информация была озвучена в «Совете рынка». Минэнерго удалось убедить «Россети», которым принадлежат и сети, и ГП в этом регионе, в необходимости взять на себя солидарную ответственность за свои «дочки» на Северном Кавказе. Это очень правильный шаг. Считаю, что Павел Анатольевич ЛИВИНСКИЙ взял на себя непростую, но очень важную для рынка работу. И безусловно, в случае успеха он попадёт в историю. Посмотрим, как будет развиваться ситуация, ждём подписания соглашений. Мы говорим о цифровизации, о современных инновационных технологиях, но в регионах СКФО, где идёт ежегодный прирост задолженности, это пока, конечно, не работает.

При нормализации ситуации с платежами на Северном Кавказе регионы станут интересны для игроков сбытового сегмента?

Пока я не вижу, кто их может купить. Вероятно, сначала их надо отдавать кому-то для нормализации финсостояния, ликвидации неплатежей. Понимаю, что это непростая задача, но её нужно решать, учитывая специфику регионов.

С 1 июля к ГП должна перейти ответственность за электросчётчики в многоквартирных домах, к «Россетям» – за приборы остальных потребителей. В ближайшие годы «аналоговые» счётчики должны быть заменены цифровыми. В конце прошлого года президент Владимир ПУТИН подписал закон, позволяющий включать расходы на «умные» приборы в тариф. Всё ли готово к началу их внедрения?

У нас до сих пор нет чётких требований по функционалу «умных» счётчиков, который определит их стоимость.

В целом переход на интеллектуальный учёт – это, конечно, шаг вперёд. Опыт нашего акционера (итальянской Enel. – Прим. ред.), который реализовывал подобную программу в Италии лет 15 назад, показывает: система себя оправдывает – упрощает жизнь клиентам, повышает собираемость платежей и т. д. Кроме того, ИСУ позволяет вести более гибкую тарифную политику и через неё управлять потреблением. Люди и предприятия сами могут планировать своё потребление, проводить часть процессов вне пиковых периодов, в моменты минимальных цен на энергию. Это работает даже для



ПОКА МЫ ЖИВЁМ В ОСНОВНОМ ПО ПРИНЦИПУ «ЗАТРАТЫ ПЛЮС», А ЭТО НИКАК НЕ РЫНОК, А КАКОЙ-ТО СУРРОГАТНЫЙ КОММУНИЗМ. ЭНЕРГЕТИКУ НАДО ПОЛНОСТЬЮ ПЕРЕВОДИТЬ В ПЛОСКОСТЬ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РАЦИОНАЛЬНОСТИ. ЭТО РАБОТА, КОТОРУЮ ВЕДЁТ ФАС, И МЫ СТАРАЕМСЯ ЕЙ ПОМОЧЬ

граждан, которые включают стиральные и посудомоечные машины по ночам, потому что так выгоднее. Когда люди получают многоставочный тариф, цифровой счётчик, позволяющий контролировать потребление, нагрузка становится более прогнозируемой, вся система начинает работать более эффективно. Фактически это управление спросом «снизу», делающее энергосистему более сбалансированной. На первом этапе инвестиционного цикла в России мы решали проблемы дефицита, работали над повышением надёжности, доступности новых подключений. Теперь важно другое: надёжность – это деньги, супернадёжность – это большие деньги. Нужно найти баланс. Сюда же завязывается управление спросом, когда потребитель сам решает, что для него важнее – 100%-ная надёжность или экономия от корректировки графика нагрузки. У клиента появляется выбор, и это работает, в том числе в целях балансировки системы.

В январе НП ГП и ЭСК опубликовало предложения по корректировке системы ИСУ, предложив фактически включить расходы на «умные» счётчики в МКД в региональные программы повышения энергоэффективности, а для остальных приборов в зоне своей ответственности разрешить продление сроков эксплуатации за счёт проверок. Вы поддерживаете это предложение?

Я поддерживаю позицию НП ГП и ЭСК. Если мы хотим ставить счётчики, которые соответствуют новым требованиям, дайте нам хотя бы год, чтобы мы их произвели. Производители в России есть, но выпускаемая ими продукция очень отличается. Нам бы хотелось, чтобы приборы делались под требования, которые будут утверждены правительством. Это позволит минимизировать расходы, отказаться от избыточного функционала и не тратиться на него. Но отсрочка нужна – вводить правила за три месяца до вступления в силу новых норм нельзя. Обязанность возникает с 1 июля, а сейчас март, и требований по функционалу до сих пор нет. С регуляторами пока идёт обсуждение этого вопроса. ■

24 | Суд да дело: в интересах дела

Решения судебных органов довольно часто имеют важное значение для очень многих участников рынка. Иногда своё слово говорит даже Конституционный суд Российской Федерации. Правовое управление ассоциации «НП «Совет рынка» подготовило обзор наиболее интересных и прецедентных судебных актов за 2019 год по спорам в электроэнергетике. О трёх из них мы решили рассказать на страницах «Энергии без границ».

С Конституцией не поспоришь

Суть: владелец сетевого оборудования, не получивший статус территориальной сетевой организации на следующий период регулирования, обратился в Конституционный суд РФ с заявлением о проверке конституционности пункта 6 Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг.

По мнению заявителя, этот пункт ограничивает имущественные права собственника объектов электросетевого хозяйства, препятствуя возмещению его затрат на обеспечение перетока электрической энергии и извлечению прибыли из указанной деятельности.

КС РФ рассмотрел жалобу и пришёл к следующим выводам. Территориальная сетевая организация оказывает услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной электрической сети, и соответствует утверждённым критериям отнесения

владельцев объектов электросетевого хозяйства к ТСО.

Если же организация перестаёт отвечать критериям ТСО и не предпринимает действий по восстановлению данного статуса, то она переходит в разряд потребителей электрической энергии. После утраты статуса ТСО организация обязана как потребитель электрической энергии продолжать эксплуатацию принадлежащих ей объектов электросетевого хозяйства и не вправе препятствовать перетоку электрической энергии потребителям и требовать за это оплату.

В пункте 6 Правил недискриминационного доступа говорится не только о запрете на получение собственниками объектов электросетевого хозяйства дохода от этой деятельности, но и о запрете на возмещение им расходов, которые они несут при её осуществлении. Это ограничение связано с публичной значимостью объектов электросетевого хозяйства и само по себе направлено на защиту прав потребителей электрической энергии.

Следовательно, оспариваемое нормативное положение по своему конституционно-правовому смыслу в системе действующего правового регулирования не противоречит Конституции РФ в той мере, в какой оно исключает для собственника объектов электросетевого хозяйства получение дохода от деятельности по обеспечению перетока электрической энергии.

Вроде бы вопрос исчерпан. Но Конституционный суд в решении этого вопроса пошел несколько глубже. Он учел, что собственники объектов электросетевого хозяйства перетока электрической энергии, не получая дохода от этой деятельности, всё же несут определённые затраты. Например, они обязаны оплачивать стоимость потерь, возникающих при эксплуатации принадлежащих им объектов электросетевого хозяйства, несут расходы по содержанию этих объектов.

Возложение этих расходов исключительно на собственников объектов электросетевого хозяйства, по мнению Конституционного суда, не соответствует конституционным критериям ограничения конституционных прав граждан и требует установления правового механизма возмещения данных расходов, отвечающего принципам справедливости и соразмерности.

Конституционный суд РФ поручил Правительству Российской Федерации установить правовой механизм возмещения указанных расходов.

Верховный суд: как рассчитывать неустойку

Суть: ТСО обратилась в Арбитражный суд города Москвы с иском к энергосбытовой компании о взыскании законной неустойки по договору оказания услуг по передаче электрической энергии и мощности, начисленной в связи с нарушением обществом Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг и договора порядка и сроков оплаты оказанных услуг. При этом на момент взыскания неустойки основной долг был уже полностью погашен.

Решением Арбитражного суда города Москвы с энергосбытовой компании в пользу ТСО неустойка была взыскана частично. При исчислении неустойки суд применил учётную ставку банковского процента, действующую на дату вынесения решения. Постановлением 9-го арбитражного апелляционного суда решение суда первой инстанции было изменено: с энергосбытовой компании в пользу ТСО взыскана полная сумма неустойки.

Энергосбытовая компания обратилась в Верховный суд РФ с кассационной жалобой, в которой, ссылаясь на нарушение судами норм материального права, просила отменить постановление апелляционного суда и изменить решение суда первой инстанции.

Судебная коллегия по экономическим спорам Верховного суда РФ отменила судебные акты и направила дело на новое рассмотрение в суд первой инстанции по следующим основаниям.

При вынесении постановления суд апелляционной инстанции не учёл правовую позицию Верховного суда Российской Федерации о невозможности начисления неустойки на авансовые платежи, если это прямо не предусмотрено договором.

При этом суд первой инстанции неверно определил ставку расчёта пени. Поскольку в данном деле долг фактически был оплачен до вынесения судебного решения, при расчёте неустойки подлежит применению ключевая ставка Центрального банка Российской Федерации, действовавшая на день фактической оплаты долга.

Согласовать схему – обязан

Суть: ТСО обратилась в Арбитражный суд города Москвы с заявлением о признании недействительным решения Наблюдательного совета ассоциации «НП «Совет рынка» о направлении официального предупреждения о необходимости устранения препятствий доступу крупного потребителя на оптовый рынок, а также публикации соответствующей информации на официальном сайте ассоциации.

Арбитражные суды первой и апелляционной инстанций установили, что требования ТСО не подлежат удовлетворению. И вот почему. Для получения права на участие в торговле на оптовом рынке субъект оптового рынка должен получить доступ к услугам администратора торговой системы оптового рынка, предоставив администратору соответствующие документы. В частности, однолинейную схему присоединения к внешней электрической сети, согласованную с собственником или иным законным владельцем сетевых объектов, к которым технологически присоединён заявитель.

В случае если владелец электрических сетей отказывается от заверения однолинейной схемы, такая схема признаётся согласованной, если заявителем подана жалоба в Конфликтную комиссию при Наблюдательном совете ассоциации «НП «Совет рынка».

При этом, в соответствии с уставом ассоциации, к исключительной компетенции Наблюдательного совета относится направление в адрес субъекта электроэнергетики официального предупреждения о необходимости устранения препятствий доступу организации на оптовый рынок электроэнергии и мощности и публикация информации на официальном сайте партнёрства.

Арбитражные суды установили, что ТСО отказывалась согласовать фрагмент однолинейной схемы крупного потребителя в сечении с гарантирующим поставщиком, ссылаясь на отсутствие на данной схеме точек поставки электроэнергии, расположенных в ином сечении.

Конфликтной комиссией при Наблюдательном совете ассоциации установлено, что включение спорных точек поставки в направленный для согласования фрагмент однолинейной схемы приведёт к искажению информации о граничных элементах в данном сечении и к нарушению требований договора о присоединении. Поэтому требования ТСО были признаны неправомерными, а отказ в согласовании – необоснованным.

Эту позицию ассоциации поддержали арбитражные суды трёх инстанций. ■



С надеждой на будущее накопление

 Александра
БЕЛКИНА

Системы хранения электроэнергии в последние годы стали одной из самых обсуждаемых тем в отрасли. С их развитием свои чаяния связывают и потребители, и «зелёные» генераторы, и сетевые, инфраструктурные компании. Ожидается, что накопители смогут сгладить пики потребления, повысят надёжность работы сетей, помогут выровнять график загрузки генерации, поспособствуют развитию распределённой энергетики, а также позволят солнечным и ветровым электростанциям полноценно работать в составе энергосистем. Ключевыми для развития накопителей в России остаются вопросы стоимости таких проектов и отсутствие нормативной базы, тормозящее развитие технологий. Цены накопителей на мировом рынке постепенно снижаются, а регуляторы в этом году проводят технические испытания, которые помогут прописать «нормативку».

Накопители электроэнергии можно разделить на пять групп: механические, тепловые, химические, электрохимические и электрические, говорится в «Прогнозе развития энергетики мира и России – 2019» Центра энергетики Московской школы управления «Сколково» и Института энергетических исследований РАН. Авторы исследования отмечают, что наиболее распространённый способ промышленного хранения электроэнергии – механические системы, в первую очередь – гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС). Они обеспечивают 99% мировых мощностей по хранению (160,3 ГВт). Однако всё более активно начинают

применяться другие технологии – в 2018 году в мире было введено почти 2 ГВт ГАЭС и более 3 ГВт альтернативных систем накопителей. На сегодняшний день ключевым вопросом является стоимость хранения энергии: хотя она и остаётся в целом высокой, снижение идёт быстрыми темпами.

«Литийионные батареи (доминирующая на сегодня «альтернативная» технология хранения энергии) уже подешевели более чем в четыре раза с 2010 года. Так же кратно – более чем в три раза – подешевели ванадиевые проточные батареи», – сообщается в «Прогнозе развития энергетики мира и России – 2019».

Литийионные батареи (доминирующая на сегодня «альтернативная» технология хранения энергии) уже подешевели более чем в четыре раза с 2010 года. Так же кратно – более чем в три раза – подешевели ванадиевые проточные батареи

В нём отмечается, что к 2040 году ожидается снижение приведённой стоимости хранения энергии (LCOS, учитывает также динамику капитальной стоимости установки накопителей) при помощи литийионных батарей с примерно \$300 за 1 МВт·ч в 2017 году до \$90, ванадиевых проточных батарей – до \$36, свинцово-кислотных батарей – с \$1,1 тысячи до \$346.

В России эффективность применения накопителя сегодня зависит от региона и, в меньшей степени, от индивидуального профиля потребления, поясняет руководитель направления регулирования энергорынков VYGON Consulting Николай ПОСЫПАНКО. По его словам, в отдельных регионах страны накопители уже окупаются за 5–7 лет при текущем уровне цен на системы мегаваттного класса в \$500–600 за 1 кВт·ч.

«Если говорить о массовом рынке – то наиболее востребованы литиевые накопители, их отличает простота установки и обслуживания. В промышленных применениях литиевые накопители всё ещё уступают по экономической эффективности ГАЭС. Если цена на литиевые накопители снизится вдвое, они могут стать стандартом при проектировании новых административных и жилых зданий, поскольку позволяют серьёзно снизить нагрузку на электросетевую инфраструктуру, а значит, стоимость техприсоединения, которая в мегаполи-

сах легко может превысить 30–50 млн рублей за 1 МВт», – считает г-н ПОСЫПАНКО.

В ассоциации «НП «Совет рынка» отмечают, что сложно однозначно говорить о привлекательной цене накопителей, потому что их окупаемость зависит от множества условий, в том числе цен на рынке электроэнергии и мощности, услуг на передачу, которые заметно варьируются в зависимости от региона. При этом в регуляторе фиксируют, что системы накопления энергии постепенно становятся доступными для энергокомпаний и участников энергорынков, расширяются сферы их применения в различных секторах. Особенно заметно удешевление электрохимических технологий хранения, появляются поставщики решений «под ключ» как достаточно крупных систем, так и накопителей для бытового использования.

«В некоторых случаях они уже вполне окупаемы на сроках 5–10 лет. Безусловно, меры поддержки со стороны государства, например, в виде налоговых льгот или льготных условий финансирования, могли бы повысить привлекательность таких проектов. Но недопустимо применять меры поддержки, субсидируемые остальными участниками рынка, так как электроэнергетика и так уже перегружена различными видами перекрёстного субсидирования и надбавок. Накопители должны повышать эффек-



тивность электроэнергетики, а не наоборот», – предупреждают в регуляторе.

По мнению «Совета рынка», учитывая цены на электроэнергию и мощность и стоимость хранения энергии в России, в ближайшие несколько лет более предпочтительными будут проекты, реализуемые потребителями и направленные на достижение производственных целей (например, оптимизацию графика потребления) или повышение надёжности электроснабжения, а не использование накопителей для торговли на оптовом и розничных энергорынках.

Системы хранения энергии у промышленных потребителей в России уже используются, пока в основном как резервные источники питания и реже – для поддержания качества электроэнергии, сообщили «Энергии без границ» в «Сообществе потребителей энергии».

«С учётом роста цен и тарифов на электроэнергию в ЕЭС, с одной стороны, и падения стоимости систем хранения энергии, с другой, промышленные потребители в ближайшие годы начнут активно использовать



накопители также для сокращения пиковых нагрузок и платежей за электроэнергию. По нашим подсчётам, окупаемость таких проектов выйдет на привлекательный для промышленности уровень в ближайшие два-три года», – считают в «Сообществе потребителей».

При этом потребители указывают, что снижение цен по мере развития технологий подводит накопители к порогу рентабельности и экономической эффективности для всё большего числа проектов. Так, в первом квартале прошлого года в профильном исследовании Bloomberg указывалось, что минимальная LCOS мощных 100-мегаваттных накопителей (400 МВт·ч), актуальных для промышленности, находится на отметке \$187–190. Аналогичное исследование, проведённое Lazard на рынке США в четвёртом квартале 2019 года, показало снижение нижней границы более чем на 15%, «вилка» составила \$165 – \$305. Впрочем, в России о таких расценках пока только мечтают, реальный ценник в нашей стране пока находится выше отметки в \$200, сетуют потребители.

В «Совете рынка» видят потенциал применения накопителей, по мере повышения их доступности, для снижения топливных затрат на тепловых и газовых станциях, управления потреблением и агрегации спроса. В мире развитие накопителей в большей степени связано с электромобилями, солнечной и ветровой генерацией. Новым электро-станциям, работающим на основе ВИЭ, необходимо выравнивать график своей работы, чтобы полноценно участвовать в работе энергосистем и не требовать значительного объёма резервирования. В «Совете рынка» считают, что в России применение накопителей «зелёной» энергетикой «станет востребованным тогда, когда система перейдёт к «технологически нейтральным» требованиям,



то есть будет допускать возможность участия в конкурентных отборах мощности или оказания системных услуг для объектов любых типов».

В регуляторе считают, что для раскрытия потенциала накопителей необходимо разрешить их применение во всех секторах оптового рынка, а также на розничных рынках, в том числе дать возможность участвовать в рынках специализированных системных накопителей (не только ГАЭС), которые могут быть полезны энергосистеме для выравнива-

ния цен и управления режимом, например, в регионах с ограничениями на переток.

«Однако важно понимать, что этот потенциально самый масштабный и эффективный сегмент применения систем накопления энергии не будет развиваться в условиях искажённых ценовых сигналов, как из-за перекрёстного субсидирования, так и из-за «сглаживания» цен», – подчеркивают в «Совете рынка».

Николай ПОСЫПАНКО считает, что, если не появятся новых спецпрограмм поддержки накопителей в отечественной энергосистеме, аккумуляторы будут активно применять на розничном рынке: они уже позволяют снизить оплату мощности в часы пикового потребления региона и сэкономить на технологическом присоединении, ограничив максимальную мощность, например, офисного центра. Потенциал этого рынка он оценивает в 1 ГВт·ч ёмкости в год, что сопоставимо с сегментом распределённой генерации.

При этом, по мнению эксперта, надо с осторожностью подходить к регулированию работы накопителей.

«Снимая барьеры, которых на розничном рынке де-факто нет, надо постараться не отложить развитие систем накопления энергии в потенциально привлекательных нишах. Например, накопители в электрических сетях могут стать важнейшим элементом оптимизации

В «Совете рынка» полагают, что владельцы систем хранения энергии должны иметь возможность осуществлять свою деятельность наравне с другими субъектами оптового и розничных энергорынков



состава оборудования – снижения мощности и повышения утилизации трансформаторной мощности и распределительных сетей. Если нормативно приравнять накопители к источникам генерации, можно ненароком на уровне

федерального закона запретить совмещение этой деятельности с услугой по передаче», – поясняет ПОСЫПАНКО.

В «Совете рынка» полагают, что владельцы систем хранения энергии должны иметь возможность осуществлять свою деятельность наравне с другими субъектами оптового и розничных энергорынков. Требования к техническим параметрам накопителей должны применяться к тем, кто решит участвовать в рынке мощности (требования по аттестации и готовности для участия в конкурентном отборе мощности) и рынке системных услуг (регуляторная база уже предоставляет возможность оказания услуг по обеспечению системной надёжности с помощью накопителей).

В отличие от использования в энергосистеме, никакого особого дополнительного регулирования для применения накопителей «за счётчиком» на предприятиях не требуется, уточняют в «Сообществе потребителей энергии».

«Внутри предприятия есть своё сетевое хозяйство и уже нередко свои электростанции, с появлением систем хранения есть возможность создавать промышленный микрогрид – предприятия могут балансировать потребление и производство электроэнергии, создавая относительно ровный график потребления электроэнергии и мощности из внешней сети», – рассказали в «Сообществе».

С учётом планов российских властей по введению платы за резерв сетевой

мощности выравнивание графика нагрузки позволит предприятиям либо чётко просчитать необходимый резерв, либо вовсе отказаться от него.

Разработкой технических и функциональных требований к работе накопителей в Единой энергетической системе России сейчас занимается рабочая группа «Системного оператора» (СО) и компании «Хевел». Как поясняли в СО в конце 2019 года при запуске проекта, к 2025 году доля ВИЭ в энергосистеме достигнет 2,4%, а установленная мощность – почти 6 ГВт (против 1,4 ГВт ВИЭ и доли в 0,6% в конце прошлого года). Больше половины новой «зелёной» генерации будет сосредоточено в Объединённой энергосистеме Юга, поэтому возник вопрос об их работе в составе энергосистемы. Одним из решений, обеспечивающих эффективную интеграцию ВИЭ, по мнению «Системного оператора», является применение промышленных систем накопления энергии.

Как сообщили «Энергии без границ» в «Системном операторе», в настоящее время рабочая группа разрабатывает ряд общеобязательных технических требований к накопителям. Требования не сфокусированы на использовании систем хранения исключительно в качестве дополнительных элементов ВИЭ-генерации для стабилизации её режимов, поэтому сценарии использования накопителей при соблюдении общеобязательных требований будут зависеть от решений собственников этого оборудования, подчеркивают в СО.

На основе разработанных требований до сентября 2020 года планируется провести натурные испытания, по итогам которых требования могут быть доработаны, рассказал представитель компании «Хевел». По его словам, испытания планируется провести на Бурзянской СЭС в Башкирии, где установлены крупнейшие в России промышленные системы накопления электроэнергии общей ёмкостью 8 МВт·ч, а также на Кош-Агачской СЭС в Республике Алтай. На обеих станциях установлены литийионные накопители энергии на основе литий-железо-фосфата. ■



30 | Прекрасный план

Элла
ЗАХАРОВА

100 лет назад был принят план ГОЭЛРО и сделан первый шаг к электрификации России. С этого момента развитие страны не только в области энергетики, но и во множестве других направлений пошло столь быстро, что не будет преувеличением назвать это чудом.

ЧТО В ОСНОВЕ?

Промышленная революция в Российской империи шла полным ходом. Так что электростанции в нашей стране имелись – не менее трёх десятков. Правда, только у тех, кто мог и хотел себе это позволить, поэтому и системы никакой не было: напряжение и частота вырабатываемого тока у каждой станции были разными.

Научная мысль России также не отставала от общемировых темпов. В Санкт-Петербурге в 1892 году было создано Электротехническое общество, регулярно проводившее съезды и обсуждавшее самые передовые идеи в области электро-, тепло- и гидротехники. На этих съездах высказывались идеи, созвучные будущему плану ГОЭЛРО. Однако чтобы осуществить их, необходимо было консолидирующее начало – например, со стороны государства. Но увы... Сначала Первая мировая война, а затем и революция затормозили движение прогресса на полном ходу.

У новой же страны, образовавшейся на мировой карте, не было фактически ничего: шла Гражданская война, заводы и фабрики, отобранные у прежних владельцев, не работали, весь уклад жизни был разрушен. Зато были гигантские запасы полезных ископаемых, сравнимые разве что со столь же гигантскими амбициями нового правительства по изменению всего мироустройства. Но если с мироустройством всё вышло не так, как прогнозировал Владимир Ленин, то потенциал электрической энергии он оценивал верно.

КАК ШЛА РАБОТА?

23 января 1920 года: Ленин знакомится со статьёй Глеба Кржижановского «Задачи электрификации промышленности» и отправляет автору записку, начинающуюся словами: «Великолепно». В записке также содержится просьба – разработать план, «здание пролетариату», которое увлекло бы народные массы яркой, но вполне научно обоснованной перспективой: «За работу-де, и в 10–20 лет мы Россию всю, и промышленную, и земледельческую, сделаем электрической».

Через неделю статья Кржижановского выходит в газете «Правда», в феврале им издаётся брошюра «Основные задачи электрификации России». Идея пошла в народ.

24 февраля 1920 года: была создана комиссия ГОЭЛРО – Государственного плана электрификации России, которую возглавил Глеб Кржижановский. Ленин настаивал на том, чтобы план был готов уже



Тот самый «томик»
плана ГОЭЛРО

Фотохроника ТАСС



РИА «Новости»

Глеб Кржижановский – друг и соратник (с 1893 года) Ленина по революционной деятельности, учёный, автор русского текста песни «Варшавянка» («Вихри враждебные...»)

через два месяца, однако такое было совсем уж нелепо, и работа комиссии продолжалась до декабря.

Для сотрудничества в ней были привлечены лучшие энергетические умы страны: А. В. Винтер, И. Г. Александров, Г. О. Графтио, Р. Э. Классон, К. А. Круг, А. А. Горев, Л. К. Рамзин, Б. И. Угримов, М. А. Шателен, Б. А. Флоренский.

В отличие от председателя, Глеба Кржижановского, революционную деятельность эти люди в большинстве своём не вели и большевистских идей не разделяли. Однако в полной мере были патриотами России и желали, чтобы страна поскорее восстала из хаоса. Кроме того, при прежнем режиме многим из них не удавалось реализовать свои идеи – то конкуренты не давали, то мешали... религиозные деятели.

Например, инженер Генрих Графтио предлагал проект по обеспечению Санкт-Петербурга дешёвой энергией (1,4 коп/кВт), для чего надо было построить гидроэлектростанцию на реке Волхов. Но владельцы паровых станций (3 коп/кВт) не дали этому проекту осуществиться.

А о самом Кржижановском епископ Самарский в 1913 году с тревогой писал графу Орлову-Давыдову в Неаполь – воротитесь, мол, граф, защитите свои владения от инженера-богоотступника и прожектера Самарского технического общества, проектирующих в Жигулёвской местности плотину и электрическую станцию.

Энергетика и планирование – две основные страсти Кржижановского. В 1909 году он написал свою первую работу «О природе электрического тока», заведовал Московской кабельной электросетью, руководил строительством электростанций (как до революции, так и в советское время), основал в 1930 году Энергетический институт АН СССР. Кржижановский был первым председателем Госплана, выдвинул идею пятилетки – плана развития народного хозяйства на 5 лет вперёд.

И работу комиссии ГОЭЛРО он сумел организовать так, что и сегодня эти принципы выглядят более чем эффективными: поэтапный график, персонализированные задачи для каждого члена комиссии со строго определёнными сроками, летучки для решения текущих вопросов, еженедельные заседания для отчётов о проделанной работе, издание бюллетеней для информирования общественности.

В итоге к **декабрю 1920 года** появился план, предусматривающий как восстановление объектов, разрушенных в годы войны и революции, так и постройку новых – а именно трёх десятков электростанций, рассчитанный на 10–15 лет. Страна была поделена на 7 районов – Северный, Приволжский, Центрально-промышленный, Уральский, Южный, Кавказский, Сибирь и Туркестан. В каждом планировалось построить от трёх до шести ТЭС и ГЭС, суммарная рабочая мощность которых составляла бы 1,42 млн кВт, установленная – 1,75 млн кВт.

Для каждого из этих районов были разработаны свои планы, учитывающие специфику региона, и в первую очередь то, какие природные ресурсы там можно было добыть, какие производства целесообразнее было бы там построить и какими транспортными путями туда добираться.

22 декабря 1920 года: на VIII Всероссийском съезде Советов Ленин представил делегатам план. Продемонстрировав 650-страничный «томик» – плод трудов комиссии по ГОЭЛРО, Ленин выразил надежду, что присутствующие этих объёмов не испугаются, и назвал его «нашей второй программой партии».

Съезд проходил в Большом театре, осветить который удалось в тот вечер только ценою отключения электричества почти для всех остальных московских потребителей. На сцене была установлена карта, на которой светились (!) будущие электростанции. Этот исторический момент запечатлел на своём монументальном – 4 на 2 с половиной метра – живописном полотне «В. И. Ленин у карты ГОЭЛРО» художник Леонид Шматко.

Делегаты съезда приняли план с огромным энтузиазмом. И второй, после установления Советской власти, шаг к коммунизму – электрификация всей страны – был почти сделан.



Грандиозное полотно Леонида Шматко «В. И. Ленин у карты ГОЭЛРО», 1957 год

ПЕРЕВЫПОЛНЕН!

УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО СРАВНЕНИЮ С 1913 ГОДОМ:

- По плану ГОЭЛРО – в 4,5 раза
- К 1932 году – в 7 раз

УВЕЛИЧЕНИЕ ВВП:

- По плану ГОЭЛРО – в 1,8 раза
- К 1930 году – в 2,5 раза
- К 1935 году – в 5,8 раза

ЧТО В ИТОГЕ?

Вышло всё так, как было запланировано, что удивительно само по себе – казалось, даже странам более богатым и куда более стабильным в те годы такое было не под силу. Потом они, конечно, подтянулись – создали для себя подобный план. Но первой была всё-таки Россия.

Нет, вышло даже лучше: план ГОЭЛРО был выполнен досрочно. А высоковольтные линии электропередачи стали частью единой системы, и районы получили возможность делиться друг с другом электроэнергией. Но главное – электрификация открыла путь индустриализации: если до революции оборудование для электростанций (и многое другое промышленное оборудование) закупалось за границей, то теперь оно могло и стало производиться внутри страны. И не только производиться, но и проектироваться, потому что для новых, небывалых объектов требовалось и новое оснащение.

Одновременно с постройкой электростанций происходило полное развитие районов, в которых они возводились: улучшалась транспортная доступность – ведь к месту строительства надо было подвозить материалы и людей. Людям надо было где-то жить, питаться, учиться, отдыхать, поэтому шло жилищное и инфраструктурное строительство.

Так как на стройках ГОЭЛРО (а затем и для работы на электростанциях) требовались не только простые рабочие, но и квалифицированные специалисты, развилась система образования – начиная с рабфактов и техникумов, заканчивая новыми институтскими факультетами и вузами.

Зажглось электричество и в жилых домах. Световой день благодаря этому увеличился, и у людей появилась возможность читать, учиться, слушать радио. Словом, жизнь стала приобретать черты, знакомые и нам – привычные, необходимые, без которых дальнейшее развитие страны, всех и каждого из её жителей было бы невозможным. ■



Праздник света: в крестьянском доме зажглась электрическая лампочка, и жизнь людей стала меняться на глазах

Включить Всё

☛ Станислав
ПАХОТИН

При этом ещё каких-то 120 лет назад это устройство ещё даже не изобрели. Его появлению, по легенде, мир обязан спору двух технических гениев: Томаса Эдисона и Николы Теслы. Руководитель лаборатории пообещал её сотрудникам 50 тысяч американских долларов, если ему удастся конструктивно усовершенствовать электрические машины постоянного тока.

Вскоре сербский изобретатель представил 24 разновидности машин, новый коммутатор и регулятор. Эдисон всё одобрил, но в вознаграждении отказал, заметив, что эмигрант не разбирается в американском юморе. Тесла уволился, не потерпев оскорблений. Некоторые полагают, что именно у Теслы Эдисон позаимствовал идею розетки, которую представил на одной из выставок. Но доказывать первенство в этом вопросе Тесла не стал. Да и патент на прибор получил совсем другой человек. Впрочем, если бы Тесла вовремя обратился в бюро по защите патента, история розетки пошла бы совсем по другому пути. Спор американского и сербского новаторов точно предопределил «биографию» прибора – одного отца-основателя у неё не было никогда.

Спустя 6 лет после начала использования электричества в бытовых условиях компании изготавливали 85 видов устройств. Однако использовать их было

В середине марта в Волгограде прошла одна из самых крупных региональных выставок в сфере электроники и электротехники «ЭЛЕКТРО. Энергосбережение-2020». Не обошлась она и без стендов, посвящённых «умным» бытовым электроприборам: счётчикам, контроллерам, выключателям и розеткам. Их форма, устройства, функции уже давно интересуют не только инженеров, но и дизайнеров. Уже недалёк тот день, когда та же розетка с сим-картой или Wi-Fi-датчиком станет таким же привычным атрибутом нашей повседневности, как и смартфон или SMART TV.



Никола Тесла



Томас Альва Эдисон

трудно. К сети устройства подключались напрямую, потому они стояли как мебель и их нельзя было никуда убрать. Тогда электророзетка и получила распространение. Запатентовал её американский изобретатель Харви Хаббелл в 1904 году (U.S. patent No. 774,250). При этом Хаббелл не только запатентовал изобретение, но и добился принятия единого стандарта. У Хаббелловского изделия штыри представляют собой плоские фигурные пластины и соответствующей формы разъёмы в розетке.

Отметим, что первые розетки не были приспособлены для закрепления на стене. Подобный им тип разъёмов дождался наших дней – например, в виде розеток на бытовых удлинителях. Монтировать розетки на стену стали чуть позже, а ещё позже, при переходе к скрытой проводке – в углубление в стене. Эти изменения были связаны с тем, что первоначально электричество приходило в уже существующие здания, проводка устраивалась по поверхности стен. С другой стороны, низкое качество изоляции проводников, подверженность её старению требовали иметь возможность визуально контролировать и по мере надобности обслуживать и заменять провода и места их соединений.

Сейчас же используются провода, имеющие низкое сопротивление и высокую долговечность. Это и позволило в большинстве перейти к использованию внутренней проводки.

С момента выдачи патента на изобретение Хаббелла до идеи объединения в одном корпусе более чем одной розетки прошло 14 лет. В 1918 году основатель компании Matsushita Electric Коносокэ Мацусита вышел на японский рынок с двойной розеткой. Такое решение позволяло упростить монтаж и сэкономить место на стене.

Следующей важной вехой в истории развития электрических розеток стало изобретение Альбертом Бюттнером розетки с заземляющим контактом (Schuko – сокращённый вариант Schutzkontakt.). Патент на это изобретение вступил в силу в 1926 году. Спустя несколько лет Филипп Лабре изобрёл вилку-штекер и розетку, в которых пользовалось заземление.

Впоследствии адаптация изобретений Хаббелла и Бюттнера к национальным стандартам энергосистем привела к появлению различного типа розеток и штепселей. Так, плоские контакты имеют распространение в США, Японии, Великобритании, Израиле. Большинство европейских стран использует формат Schuko, который был представлен в Германии в 1920-х годах. Любопытно, что в этой стране фазы подавались на два контакта, напряжение составляло 110 В относительно земли на каждом. Линейное напряжение – 220 В. В результате автоматы в сети предусматривались двухполюсные.



 Россия
 и Европа:
самый
привычный
для нас вид
розеток



 США



 Великобритания



 Австралия

Свои вариации этой схемы были предложены инженерами Франции, Дании и Швейцарии. Это добавляет их устройствам свои собственные изворотливые завитки. К счастью, стандарт Euro Plug, используемый для многих устройств, гарантирует, что путешественники не будут испытывать проблем, перемещаясь между странами. Сегодня эта система используется в более чем 40 государствах, включая большую часть континентальной Европы. В свою очередь, в Австралии и Китае наиболее распространён тип розеток питания под наклонные вилки. Всего же сегодня на планете известно 20 типов штепсельных разъёмов.

Но несмотря на всё их разнообразие, именно розетки стали одним из первых бытовых устройств, на котором начали отрабатывать концепцию «Интернета вещей» (IoT-технологии). По заверениям инженеров, «умная» розетка – устройство эффективное. Но не следует ожидать от неё невозможного. Основные функций у прибора две: отключение и включение, всё остальное выполняется дополнительным оборудованием – датчиками, таймерами и контроллерами. Поэтому перед покупкой продвинутой модели следует убедиться, что она обладает нужными вам характеристиками. И не нужно впадать в другую крайность – покупать продвинутую модель лишь для включения/выключения простейшего бытового прибора. ■



1 МАРТА

АРБУЗОВ Вячеслав Петрович (1970 г.), акционер, член Совета директоров АО «Зарубежэнергопроект»



МИННИХАНОВ Рустам Нургаалиевич (1957 г.), президент Республики Татарстан — председатель Совета директоров ПАО «Татнефть»



ТРУТНЕВ Юрий Петрович (1956 г.), заместитель председателя правительства Российской Федерации — полномочный представитель президента РФ в Дальневосточном федеральном округе, председатель Совета директоров ПАО «Русгидро»

2 МАРТА

ЧЕРЁМУШКИН Константин Михайлович (1971 г.), руководитель Западно-Уральского управления Ростехнадзора

7 МАРТА

НИКИПЕЛОВ Андрей Владимирович (1968 г.), член правления ГК «Росатом» — генеральный директор АО «Атомэнергомаш»

8 МАРТА



МЕЛЬНИЧЕНКО Андрей Игоревич (1972 г.), неисполнительный директор, член Совета директоров ОАО «Сибирская угольная энергетическая компания» (СУЭК)

9 МАРТА



ГУЦЕРИЕВ Михаил Сафарбекович (1958 г.), председатель Совета директоров АО «Нефтяная компания «Нефтиса» — председатель Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»

САДЬКОВ Виталий Витальевич (1959 г.), председатель Совета директоров ГК «Римера»



КОРЕШЕВ Александр Анатольевич (1978 г.), генеральный директор ООО «Интер РАО — Управление электрогенерацией»

ДЯТЛОВ Роман Евгеньевич (1979 г.), генеральный директор ООО «Газпром энерго»

10 МАРТА

ЗУБИЦКИЙ Евгений Борисович (1968 г.), президент ООО «УК «Промышленно-металлургический холдинг»

ПЕТРОВ Сергей Владимирович (1956 г.), генеральный директор АО «Атомэнерго-ремонт»

11 МАРТА

БОЛЬШАКОВ Юрий Александрович (1948 г.), директор ФГУП «Научно-технический и сертификационный центр по комплексной защите информации «Атомзащитаинформ»

ЗОЛОТОВ Кирилл Вадимович (1970 г.), генеральный директор ОАО «Газпром-трубинвест»

12 МАРТА

ЭБЗЕЕВ Борис Борисович (1975 г.), председатель правления — генеральный директор ПАО «МРСК Юга»

14 МАРТА

КУТУМОВ Виктор Викторович (1972 г.), генеральный директор управляющей компании ЗАО «Энергоатом-инжиниринг»
МОЛОДЦОВ Кирилл Валентинович (1968 г.), помощник руководителя Администрации президента РФ

16 МАРТА

КУЙВАШЕВ Евгений Владимирович (1971 г.), губернатор Свердловской области

17 МАРТА



БЕЛОУСОВ Андрей Рэмович (1959), первый заместитель председателя правительства Российской Федерации



МАРУНОВ Андрей Юрьевич (1964 г.), директор Уфимской ТЭЦ-2 — филиала ООО «Башкирская генерирующая компания»

ШУКАЙЛОВ Михаил Иннокентьевич (1958 г.), генеральный директор АО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК)

18 МАРТА

КРЮКОВ Олег Васильевич (1954 г.), член правления — директор по государственной политике в области радиоактивных отходов, отработавшего ядерного топлива и выведения из эксплуатации ядерных и радиационно опасных объектов ГК «Росатом»

21 МАРТА

ШЕЙБАК Юрий Владимирович (1953 г.), заместитель генерального директора — директор кузбасского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ — 2020

Март

ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

22 МАРТА

АФОНИН Юрий Вячеславович (1977 г.), первый заместитель председателя Комитета ГД РФ по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям

ПУМПЯНСКИЙ Дмитрий Александрович (1964 г.), председатель Совета директоров ОАО «Трубная металлургическая компания»



ЦУКАНОВ Николай Николаевич (1965 г.), полномочный представитель президента РФ в Уральском федеральном округе

23 МАРТА

КОРСУНОВ Павел Юрьевич (1971 г.), заместитель председателя правления ПАО «ФСК ЕЭС»

24 МАРТА

МИХАЙЛОВ Владимир Евгеньевич (1959 г.), генеральный директор ОАО «НПО по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (НПО ЦКТИ)

26 МАРТА



МУРОВ Андрей Евгеньевич (1970 г.), председатель правления ПАО «ФСК ЕЭС», член Совета директоров ПАО «Россети»

1 АПРЕЛЯ



НИКОЛАЕВ Андрей Александрович (1973 г.), директор Костромской ГРЭС и Ивановских ПГУ — филиалов АО «Интер РАО — Электрогенерация»

КОНЫШЕВ Дмитрий Владимирович (1977 г.), генеральный директор — главный конструктор АО «Электропривод»

2 АПРЕЛЯ

РАДАЕВ Валерий Васильевич (1961 г.), губернатор Саратовской области



ПЕЛЫМСКИЙ Олег Анатольевич (1962 г.), генеральный директор АО «Томская генерация»

НИКОЛАЕВ Николай Петрович (1970 г.), председатель Комитета ГД РФ по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям

3 АПРЕЛЯ

ПЕТРИКЕВИЧ Дмитрий Владимирович (1972 г.), вице-президент — исполняющий обязанности директора по производству ОАО «Фортум», директор филиалов «Урал» и «Западная Сибирь»

САДОВНИЧИЙ Виктор Антонович (1939 г.), ректор Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова

5 АПРЕЛЯ

МАКАРОВ Игорь Викторович (1962 г.), президент Международной группы компаний «АРЕТИ»

ключевых персон топливно-энергетического комплекса России.

Апрель

ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

ТОЛОЧЕК Евгений Викторович (1975 г.), президент ПАО «НК «Роснефть»

ФЕДУН Леонид Арнольдович (1956 г.), член Совета директоров ПАО «ЛУКОЙЛ», член Комитета по стратегии, инвестициям и устойчивому развитию Совета директоров, вице-президент по стратегическому развитию

7 АПРЕЛЯ
АЛЕКСАНДРОВ Анатолий Александрович (1951 г.), ректор Московского государственного технического университета им. Н. Э. Баумана



МАТВИЕНКО Валентина Ивановна (1949 г.), председатель Совета Федерации Федерального собрания Российской Федерации

ШРЁДЕР Герхард (1944 г.), председатель Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»

9 АПРЕЛЯ
ГОЛУБОВ Дмитрий Аркадьевич (1972 г.), генеральный директор ГУП МО «Мособлгаз»



ИБЛЕВ Евгений Геннадьевич (1972 г.), генеральный директор ООО «КВАРЦ Групп»

БОНДАРЕНКО Анастасия Игоревна (1978 г.), статс-секретарь — заместитель министра энергетики Российской Федерации

10 АПРЕЛЯ
БОНДАРЧУК Андрей Сергеевич (1977 г.), председатель Комитета по энергетике и инженерному обеспечению администрации г. Санкт-Петербурга

ПЕТРОВ Юрий Александрович (1947 г.), первый заместитель председателя Комитета ГД РФ по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям

КИТАЕВ Владислав Николаевич (1978 г.), руководитель протокола Администрации президента РФ

11 АПРЕЛЯ
КАСПАРОВ Орест Сетракович (1973 г.), заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию РФ

СМОЛИН Владимир Владимирович (1963 г.), заместитель руководителя Федеральной службы по надзору в сфере природопользования РФ

12 АПРЕЛЯ
ТОКМАЧЁВ Сергей Александрович (1970 г.), директор Заинской ГРЭС — филиала АО «Татэнерго»



КОДИН Александр Викторович (1971 г.), генеральный директор ПАО «Томскэнергосбыт»

ЛЕОНТЬЕВ Игорь Викторович (1966 г.), генеральный директор ОАО «НИПОМ»

14 АПРЕЛЯ
ОДИНЦОВА Людмила Викторовна (1964 г.), директор Саратовской ГЭС — филиала ПАО «Русгидро»

ЧЕФРАНОВ Михаил Эдуардович (1965 г.), управляющий директор «Белгородской генерации» — филиала ПАО «Квадра»



ВОРОБЬЁВ Андрей Юрьевич (1970 г.), губернатор Московской области

15 АПРЕЛЯ
ПОПОВ Александр Николаевич (1976 г.), генеральный директор ОАО «Энергомашинно-строительный альянс»

16 АПРЕЛЯ



АЮЕВ Борис Ильич (1957 г.), председатель правления АО «СО ЕЭС» — председатель Российского национального комитета «СИГРЭ», член Совета директоров ПАО «Интер РАО»

ГАЗГИРЕЕВ Юшаа Орснакиевич (1958 г.), член Комитета ГД РФ по энергетике

17 АПРЕЛЯ
ДАШКОВ Роман Юрьевич (1976 г.), главный исполнительный директор нефтегазовой компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» («Сахалин Энерджи»)

СЕДЕЛЬНИКОВ Олег Львович (1952 г.), генеральный директор ОАО «Машиностроительный завод» («Элемаш»)

19 АПРЕЛЯ
ПОВАРОВ Владимир Петрович (1957 г.), заместитель генерального директора — директор Нововоронежской АЭС — филиала АО «Концерн Росэнергоатом»

БАДИН Андрей Николаевич (1974 г.), директор Серовской ГРЭС — филиала ПАО «ОГК-2»

20 АПРЕЛЯ
БЕСЧЁТНЫЙ Владимир Михайлович (1953 г.), генеральный директор ОАО «Каменскгаз»

ЛОКТЮШОВ Владимир Михайлович (1960 г.), начальник Управления Алтайского края по промышленности и энергетике

ПАШНИН Пётр Анатольевич (1977 г.), генеральный директор ООО «Мечел-Энерго»

21 АПРЕЛЯ
РУДЕНКО Сергей Михайлович (1961 г.), директор «Амурской генерации» — филиала АО «Дальневосточная генерирующая компания»

22 АПРЕЛЯ
ЗЯЗИН Владимир Анатольевич (1960 г.), генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоград нефтепереработка»

ФРОЛОВ Александр Германович (1983 г.), директор нижегородского филиала ПАО «Т Плюс»

23 АПРЕЛЯ
БУРКОВ Александр Леонидович (1967 г.), губернатор Омской области



СЕЛЕЗНЁВ Кирилл Геннадьевич (1974 г.), генеральный директор, член Совета директоров ООО «РусХимАльянс»

ТАХАУТДИНОВ Шафагат Фахразович (1946 г.), помощник президента РТ по вопросам нефтяной промышленности, член Совета директоров ПАО «Татнефть»

24 АПРЕЛЯ
КАЗАЧЕНКОВ Андрей Валентинович (1980 г.), первый заместитель генерального директора ПАО «Русгидро»

25 АПРЕЛЯ
ДЕНИСОВ Константин Иванович (1960 г.), заместитель генерального директора ГК «Росатом»



ШЕРБАКОВ Алексей Анатольевич (1960 г.), генеральный директор ПАО «Саратовэнерго»

26 АПРЕЛЯ



НИКИТИН Александр Валерьевич (1976 г.), глава администрации Тамбовской области

27 АПРЕЛЯ
ПОНОМАРЁВ Алексей Петрович (1965 г.), директор Уфимской ТЭЦ-4 — филиала ООО «Башкирская генерирующая компания»

28 АПРЕЛЯ
СТРЕЛЬЦОВ Сергей Викторович (1959 г.), генеральный директор «МЭС Северо-Запада» — филиала ПАО «ФСК ЕЭС»

ЕГОШИН Сергей Николаевич (1968 г.), первый заместитель генерального директора — главный инженер АО «Тюменьэнерго»

29 АПРЕЛЯ
ДОЛМАТОВ Олег Витальевич (1978 г.), заместитель руководителя Федеральной службы по надзору в сфере природопользования РФ

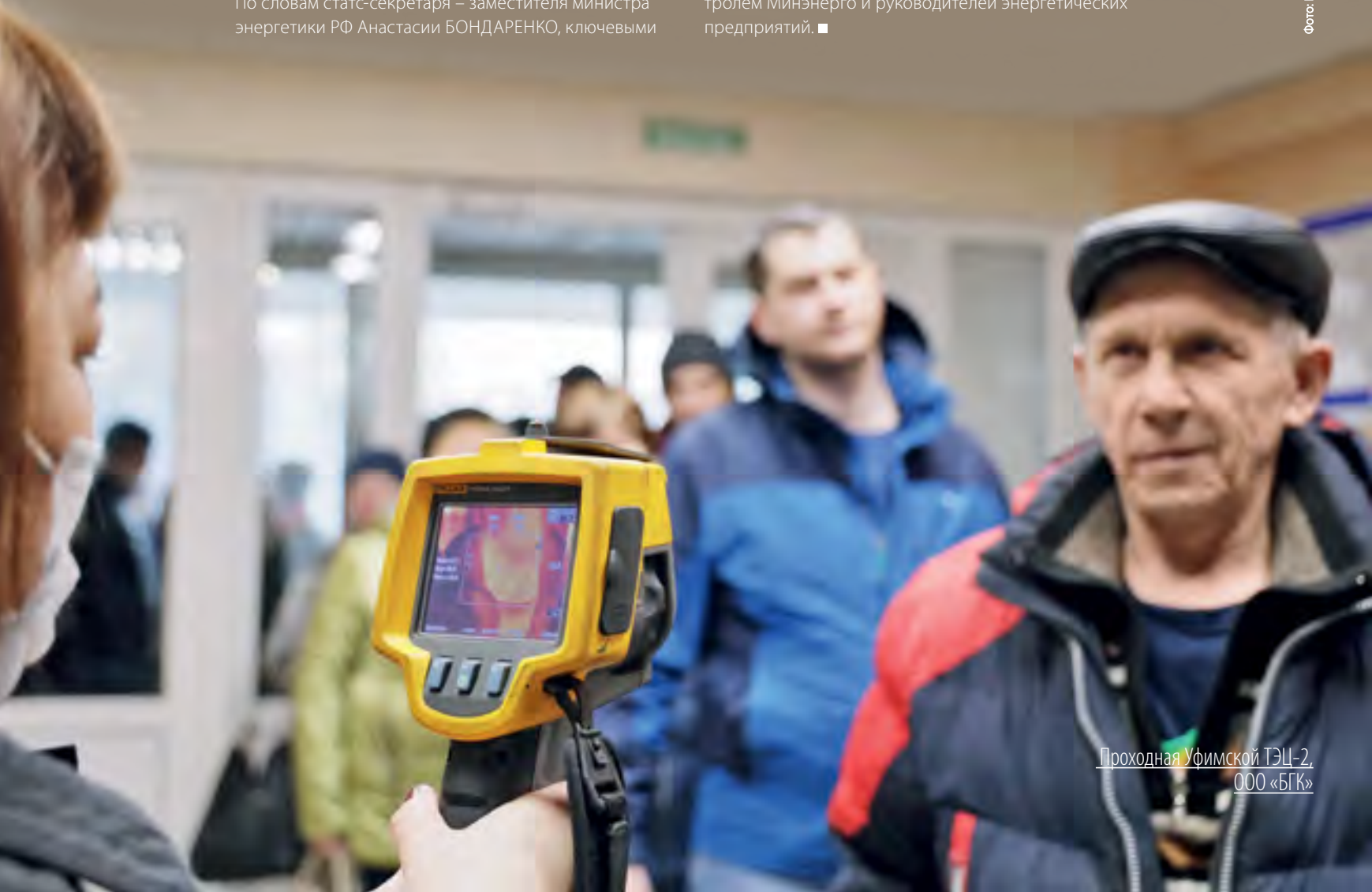
30 АПРЕЛЯ
КРАСНЫХ Борис Адольфович (1950 г.), председатель научно-технического совета Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ

36 | Энергетики контролируют ситуацию

О траслевые компании максимально быстро и ответственно отреагировали на угрозу распространения нового коронавируса. На предприятиях введены строгие меры контроля за здоровьем персонала, созданы штабы оперативного реагирования, утверждены планы работы по предупреждению распространения COVID-19. По словам статс-секретаря – заместителя министра энергетики РФ Анастасии БОНДАРЕНКО, ключевыми

компаниями принимаются быстрые, централизованные решения по организации работы во всех многочисленных филиалах и дочерних обществах. Задача надёжного обеспечения российских граждан электроэнергией выполняется качественно и в полном объёме. А энергоснабжение социальной и банковской инфраструктуры, ЦОД, организаций здравоохранения и других urgentных служб находится под особым контролем Минэнерго и руководителей энергетических предприятий. ■

Фото: Руслан АХМЕТЯРЕВ



Проходная Уфимской ТЭЦ-2,
ООО «БГК»

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

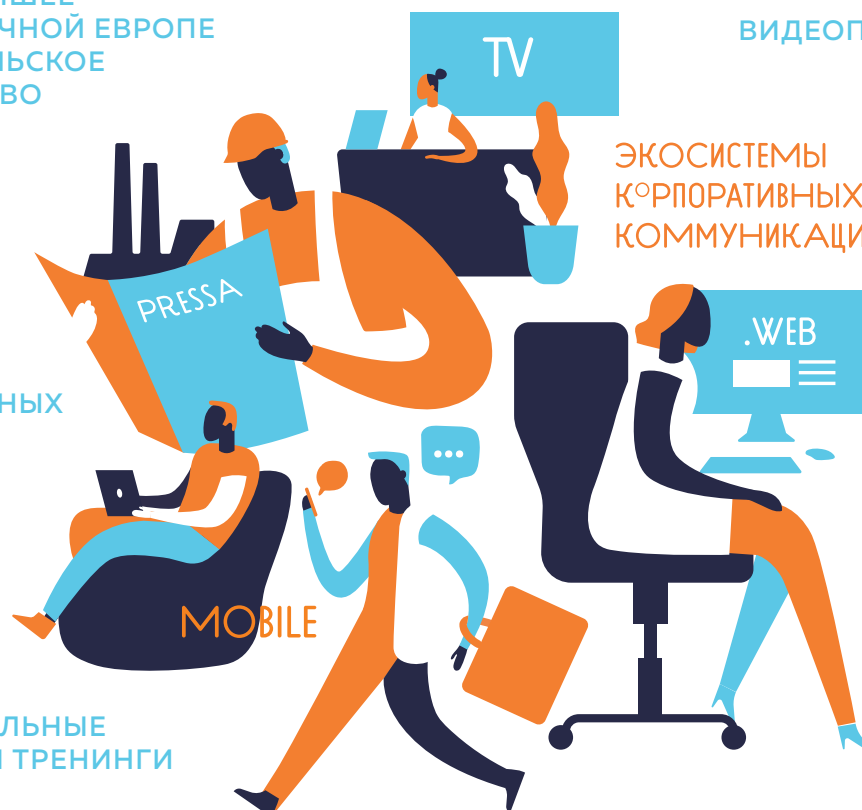
ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

DIGITAL-АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
МОСЭНЕРГО
АТОМЭНЕРГОМАШ
МРСК ЦЕНТРА
МРСК УРАЛА
ЛЕНЭНЕРГО
ТГК-1
ЮНИПРО
МОЭСК
МОСЭНЕРГОСБЫТ
ФСК

ЛУКОЙЛ
РОСНЕФТЬ
ГАЗПРОМ НЕФТЬ
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ
СТРОЙГАЗМОНТАЖ
СУЭК
БАШНЕФТЬ
ДТЭК
ЭНЕРГОПРОМ
СТНГ
ГАЗПРОМ ПХГ
ЯМАЛ СПГ
ШТОКМАН

Видео

РУСГИДРО
СУЭК
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

Веб-издания

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
АТОМЭНЕРГОМАШ
ПЕРЕТОК.РУ

Мобильные приложения

ИНТЕР РАО

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

Пресса, книги, сувенирка, видео, годовые отчеты, инфографика, обучение

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

ИНТЕР  РАОЕЭС

119435, Российская Федерация, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2
Тел.: +7 (495) 664-88-40 | Факс: +7 (495) 664-88-41
www.interrao.ru, editor@interrao.ru