

ЭБГ

Инфографика

*Программа
модернизации ТЭС*

14

Эксперт-клуб

Долговой вопрос

16

Термоядерный синтез

*Зачем человечеству воспроизводить
процессы, происходящие на Солнце*

32

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

ВИЭ фиксируют неопределённость

Инвесторы в зелёную энергетику просят поддержки, но говорить о реализации всех заявленных проектов уже точно не приходится

стр. 8



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендинг
страниц

Портрет
компаний
и её
вакансий

раздел
**ВАКАНСИИ
В ЭНЕРГЕТИКЕ**
на сайте peretok.ru

ПОДРОБНОСТИ:

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

Уважаемые читатели!

Р

оссийская экономика живёт уже новой, санкционной реальностью. Разрыв логистических цепочек и трудности с импортом, исход из России западных компаний и резкое ужесточение ситуации в финансовом секторе, прежде всего рост ключевой ставки, неминуемо отражаются и на отечественной электроэнергетике.

Первыми под удар ожидаемо попали проекты, наименее связанные с решением проблем собственно энергетики: вслед за дискуссией о судьбе мусоросжигательных заводов «Ростеха» на рынке развернулось активное обсуждение перспектив солнечной и ветровой генерации. Западные техпартнёры оставляют отечественных инвесторов в сложной ситуации: Минэнерго предлагает поставить программу ДПМ ВИЭ 2.0 на паузу до середины 2024 года, инвесторы говорят, что это убьёт созданные производства ВИЭ-компонентов и просят о всесторонней поддержке. [О первых жертвах санкций и трудностях отечественной зелёной энергетики читайте в «Теме номера».](#)

Ситуация в сегменте традиционной генерации выглядит более спокойной, но и здесь без проблем не обходится. О шагах, которые необходимо предпринять для сохранения стабильности энергосистемы, – в «коллективном интервью» топ-менеджеров сектора: собрали для вас самые актуальные комментарии регуляторов, энергетиков и потребителей в кулуарах энергоконференции газеты «Ведомости».

В конце прошлого года была поставлена очередная запятая в многолетней истории энергодолгов Северного Кавказа – «Россети» и генераторы согласовали компромиссные условия расчётов на ОРЭМ до 2027 года. Ситуация с неплатежами стала выглядеть намного лучше уже в марте, когда уровень расчётов в СКФО превысил 93% при квартальном показателе 58,3%. Сложившуюся ситуацию с задолженностью в отрасли в целом обсудили со специалистами в рубрике [«Эксперт-клуб».](#)

В традиционном разделе [«Регион»](#) на этот раз рассказ об энергосистеме Приволжья, в рубрике [«Технологии»](#) – обзор типового проекта модернизации 300-мегаваттного блока, реализованного «Интер РАО» на Костромской ГРЭС и ставшего первенцем программы модернизации ТЭС. В свежем номере вы также найдёте обзор технологий термоядерного синтеза, на разработку которых правительство в марте выделило дополнительные 5 млрд рублей, важнейшие новости энергетики и другую полезную и интересную информацию.

С уважением,
редакция журнала «Энергия без границ»



←
0604 **главные события в России**06 **главные события в мире**08 **тема номера**

ВИЭ фиксируют неопределённость

Достигнутый благодаря демпингу сетевой паритет ВИЭ и традиционной генерации в России, и без того бывший единичным

↓ 08

*случаем, в новых условиях стал недостижим. Инвесторы в зелёную энергетику перечисляют меры поддержки, но говорить о реализации всех заявленных проектов уже точно не приходится.*14 **инфографика**

Программа модернизации ТЭС

16 **эксперт-клуб**

Долговой вопрос

После ковидного 2020 года одной из задач энергетиков в 2021 году было сокращение

14 →

*долгов потребителей. По большей части с этим удалось справиться, а под конец года даже нашлось новое решение для многолетних должников – республик Северного Кавказа. О ситуации с долгами и необходимых шагах в работе по взысканию попросили рассказать экспертов отрасли.*22 **интервью**

Отрасль способна справиться с проблемами

В периоды турбулентности всегда вырастает спрос на прогнозы специалистов. Первые оценки новой реальности, насущные проблемы и необходимые корректировки вектора развития отрасли обсуждались в начале апреля на энергетической конференции газеты «Ведомости». «Энергия без границ» собрала «коллективное интервью» из наиболее интересных цитат регуляторов, энергетиков и потребителей.

← 16



28 регионы

Промышленный
регион
с большой водой

*Рассказываем об энергетике Приволжского
федерального округа.*

30 технологии

Модернизация
энергоблока
300 МВт
Костромской
ГРЭС



↑
30

32 NB

Термоядерный синтез

*Зачем человечеству воспроизводить процессы,
происходящие на Солнце.*

34 календарь дней рождения ключевых лиц ТЭК России в январе – феврале

36 фото номера

Регулятор подсчитал
востребованность ТЭС



↑
32

←
28



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
№ 1 (72) АПРЕЛЬ 2022

12+

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@interra.ru

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

Редакционный совет
ПАО «Интер РАО»:
Павел ОКЛЕЙ, член правления –
руководитель блока
производственной деятельности
Александра ПАНИНА,
член правления – вице-руководителя
блока трейдинга
Сергей ПИКИН, директор Фонда
энергетического развития
Юрий ШАРОВ, член правления –
руководитель блока инжиниринга

→
03

коммуникационная группа
MEDIALINE

105082, г. Москва, ул. Большая
Почтовая, д. 43-45, стр. 3, этаж 3,
ком/рм 1/1-11
Тел.: +7 (495) 640-08-38; 640-08-39
www.mlgr.ru
E-mail: info@mlgr.ru
Генеральный директор:
Людмила ВАСИЛЬЕВА

Фото: пресс-служба компаний Группы
«Интер РАО», «Росконгресс», ТАСС,
Shutterstock

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

Типография: «Периодика»
(ИП Борзунов)
Адрес: 105066, Москва,
ул. Доброслободская, д. 14/2

Цена свободная

В РОССИИ

2,2%

составил рост спроса на электроэнергию в России в I квартале, в марте – 3%

Две громкие новости начала года оказались корпоративными.

Сразу после новогодних каникул стало известно, что РЖД всё же удалось найти покупателя на ТГК-14, которую железнодорожная монополия не могла продать много лет. Как сообщил «Коммерсантъ», неизвестная на энергорынке Дальневосточная управляющая компания, принадлежащая бывшему вице-губернатору Приморского края Виктору Мяснику, выкупила 92% акций ТГК-14 у структур РЖД и НПФ «Благосостояние». По словам источников «Коммерсанта», новый владелец может быть связан с Группой «Синара».

Чуть менее сенсационно выглядела ещё одна сделка, о заключении которой стало известно в последний день января, так как информация о возможной покупке «Квадры» «Росатомом» начала распространяться на уровне слухов ещё в прошлом году. Продавец – «Онэксим» Михаила Прохорова – пытался избавиться от актива с 2011 года. Почти 82,5% акций генератора, по информации источника «Интерфакса», были проданы «Росатому» за 26 млрд рублей (общая оценка компании – около 31,5 млрд рублей). В недалёком будущем за счёт вывода ТЭС «Росатом» может увеличить долю АЭС в первой ценовой зоне, полагают на рынке. Вероятная цена сделки оказалась существенно выше капитализации «Квадры» (чуть менее 16 млрд рублей вечером 31 января). В 2008 году структуры г-на Прохорова заплатили 26 млрд рублей за первоначальные 48% «Квадры». Впоследствии собственник довёл пакет до 82,47%, который и продал сейчас за те же 26 млрд рублей.

Новости о третьей долго обсуждаемой продаже пришли **в марте**: Федеральная антимонопольная служба разрешила совладельцам ЛОЭСК купить 92,84% голосующих акций БЭСК, которая на 90,47% принадлежит АФК «Система». При этом с 2014 года в рамках судебного разбирательства действует ограничение на проведение сделок с акциями БЭСК (АФК отмечала, что не является стороной процесса). Непосредственно магистраль-



8,8

млрд рублей до конца 2023 года «Россети» беспроцентно заняли своей северокавказской «дочке» для расчётов с генераторами в рамках повторного решения о реструктуризации долгов на ОРЭМ

ными активами БЭСК (но не самой компанией) в прошлом интересовалась ФСК, напоминает «Интерфакс».

Второй большой блок важных новостей связан с отраслевыми мерами реагирования или поддержки.

Так, например, **в середине марта** «Совет рынка» разрешил рассчитываться на ОРЭМ через Систему передачи финансовых сообщений Центробанка. Правительство приняло решение отвязать расчёт пеней и штрафов за несвоевременную оплату ЖКУ от ключевой ставки ЦБ, выросшей до 20%: в 2022 году за основу будет браться ставка в 9,5% годовых, действовавшая на 27 февраля. Минэнерго

отказалось от плановых проверок готовности компаний к ОЗП и разрешает компаниям принимать решение о переходе с плано-предупредительного ремонта оборудования на ремонт по тексостоянию по упрощённой процедуре.

Для поддержки энергокомпаний правительство одобрило комплекс мер, среди которых, в частности, введение моратория на штрафы и пени за сдвиг сроков реализации проектов по отраслевым программам (ДПМ ВИЭ, КОММОД); приостановка требования

о том, чтобы стоимость инвестпроектов энергокомпаний не превышала объёмы финансовых потребностей, которые рассчитаны по укрупнённым нормативам типовых технологических решений; неприменение тарифных последствий в 2022–2023 годах в отношении сетевых компаний за неисполнение инвестпрограмм; упрощение процедур госзакупок и закупок компаний с государственным участием; оперативная поддержка системообразующих организаций

До 2035

года Правительство РФ продлило поддержку ВИЭ на розничном энергорынке

Правительство увеличило водные платежи на 2022–2023 годы ниже плана, экономия при этом составит

1,7 млрд рублей



(Минэнерго предложило расширить перечень таких предприятий ТЭК с 112 до 126 компаний).

Среди отраслевых рисков, которые отмечали и эксперты, и профильные ассоциации, на первом месте стоят проблемы с эксплуатацией энергоблоков на иностранных парогазовых установках (ПГУ) при возникновении дефицита импортных запчастей или невозможности сервисного обслуживания. Как передавал «Коммерсантъ», Совет производителей энергии (СПЭ) в связи с этим предложил составить график вывода и консервации ПГУ-блоков, а также определить степень влияния станций с импортными газотурбинными установками (ГТУ) на надёжность энергорайонов и региональных энергосистем. При этом генераторы попросили отменить штрафы за ускоренный вывод неэффективных объектов, включая и станции, построенные по ДПП. По мнению СПЭ, необходимо провести ускоренную сертификацию неоригинального оборудования и создать общий виртуальный обменный склад запчастей. Также генераторы считают, что заменить европейских поставщиков могут страны, которые не поддержали санкции Запада. В Минэнерго пояснили, что рассматривают все поступающие предложения.

Говоря о запасе прочности, имеющемся у отрасли, министр энергетики Николай Шульгинов в третьей декаде марта заявил, что в России на ГТУ приходится 22 ГВт, большая часть из которых (13 ГВт) не выработала и половину нормативного ресурса, поэтому на ближайшие годы вопрос о необходимости замены не является актуальным. По его словам, в стране достаточные резервы генерирующих мощностей – около 40,8 ГВт на 2023 год и почти столько же на 2024 год (40 ГВт). Для нивелирования негативного влияния на режимы работы энергосистемы в энергорайонах с большой долей газовых турбин «Системный оператор» и Минэнерго решили изменить графики ремонтов генерации и сетей и предусмотреть меры по экономии ресурса отдельных ПГУ с высокой наработкой.

«В настоящее время отечественные производители энергетического машиностроения развёртывают серийное производство отечественных газовых турбин большой и средней мощности, в 2027 и 2028 годах будут реализованы проекты по вводу в работу российских парогазовых установок с суммарным объёмом мощности 1,6 ГВт, предусматривающие установку девяти локализованных в России газовых турбин различных мощностных рядов», – напомнил г-н Шульгинов.



Николай Шульгинов

кадры



Премьер-министр РФ Михаил Мишустин в марте подписал постановление, которым увеличил число возможных заместителей у министра энергетики с пяти до шести. Кроме того,

теперь Минэнерго может иметь до 12, а не до 10 департаментов в своём составе.

Предыдущую реорганизацию Минэнерго г-н Мишустин провёл в конце 2020 – начале 2021 года: вместо Александра Новака, ставшего вице-премьером, новым министром был назначен Николай Шульгинов, число заместителей главы Минэнерго было сокращено с восьми до пяти за счёт выбывших Андрея Черезова, Анатолия Тихонова и Антона Инюцына. К моменту последних перестановок пост замминистра занимали Пётр Бобылев, Анастасия Бондаренко, Евгений Грабчак, Павел Сниккарс и Павел Сорокин.

В начале апреля г-н Сорокин стал первым замминистра (ранее первого заместителя у г-на Шульгинова не было). Пётр Бобылев перешёл на должность директора департамента угольной промышленности, а пост замглавы министерства вместо него занял Сергей Мочальников, руководивший до этого департаментом внешнеэкономического сотрудничества и развития топливных рынков.

Чуть позднее Минэнерго объявило о корректировках в своей структуре. В частности, образован новый департамент развития газовой отрасли; за счёт перераспределения имеющихся вакансий созданы департаменты углепрома и международного сотрудничества взамен упразднённого департамента внешнеэкономического сотрудничества и развития топливных рынков.



05

В МИРЕ



1. Казахстан

Казахстан – в энергорынке ЕАЭС

Президент Казахстана Касым-Жомарт Токаев в марте подписал закон о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе (ЕАЭС) в части формирования общего электроэнергетического рынка (ОЭР), передал ТАСС. Таким образом, страна ратифицировала протокол об общем энергорынке.

Протокол был подписан в Нур-Султане 29 мая 2019 года. Его целью является создание ОЭР ЕАЭС путём интеграции национальных рынков электроэнергии Армении, Белоруссии, Казахстана, Киргизии и России.



Maykova Galina / Shutterstock.com, Vladimir Tretyakov / Shutterstock.com



2. Киргизия

Киргизии нужны ГЭС

Киргизия в ближайшие годы намерена преодолеть энергокризис и работает над тем, чтобы стать экспортёром электроэнергии, заявил президент республики Садыр Жапаров.

«У нас по-прежнему очень высокий уровень потребления по всей стране. За последние 15 лет не строились такие подстанции и РЭС (районные электрические сети. – Прим. ред.). Сегодня мы всё ещё импортируем электроэнергию. Мы не строили ГЭС, отныне вопрос строительства станций будет приоритетным, и в ближайшие годы мы преодолеем энергетический кризис», – сказал президент.

Садыр Жапаров отметил, что ведётся усиленная работа над тем, чтобы Киргизия из импортирующей электроэнергию страны стала экспортирующей.

«Мы изменили политику в энергосистеме. Мы собираемся сделать ещё много изменений в ближайшую пятилетку. Сейчас наши отечественные инвесторы построят ГЭС мощностью до 100 МВт. У нас более 200 мест в стране, в которых мы будем строить малые и крупные гидроэлектростанции. Мы предоставляем широкие возможности для всех потенциальных инвесторов и готовы оказывать государственную поддержку», – сказал г-н Жапаров.



Как передавал «Интерфакс», ранее министр энергетики Казахстана Болат Акчулаков сообщал, что, учитывая особенности национальных рынков, сторонами достигнута договорённость сохранить существующие национальные электроэнергетические рынки, в том числе рынки мощности.

Также предусматривается поэтапное формирование и развитие общего электроэнергетического рынка союза на основе параллельно работающих электроэнергетических систем государств-членов и осуществление торговли электроэнергией между субъектами государств-членов с учётом энергетической безопасности. Формирование общего рынка союза открывает возможности хозяйствующим субъектам осуществлять торговлю электроэнергией между собой в рамках заключённых договоров.



3. Узбекистан

Причины блэкаута

Специальная комиссия, расследовавшая энергоаварию, случившуюся в январе в энергосистемах Казахстана, Узбекистана и Киргизии, пришла к выводу, что причиной происшествия стало замыкание в энергосистеме Узбекистана, сообщила пресс-служба казахстанской компании по управлению электрическими сетями KEGOC со ссылкой на решение комиссии.

В состав специальной комиссии координационного диспетчерского центра «Энергия» (КДЦ «Энергия») входили представители системных операторов энергосистем Казахстана, Узбекистана, Киргизии, отметили в KEGOC.



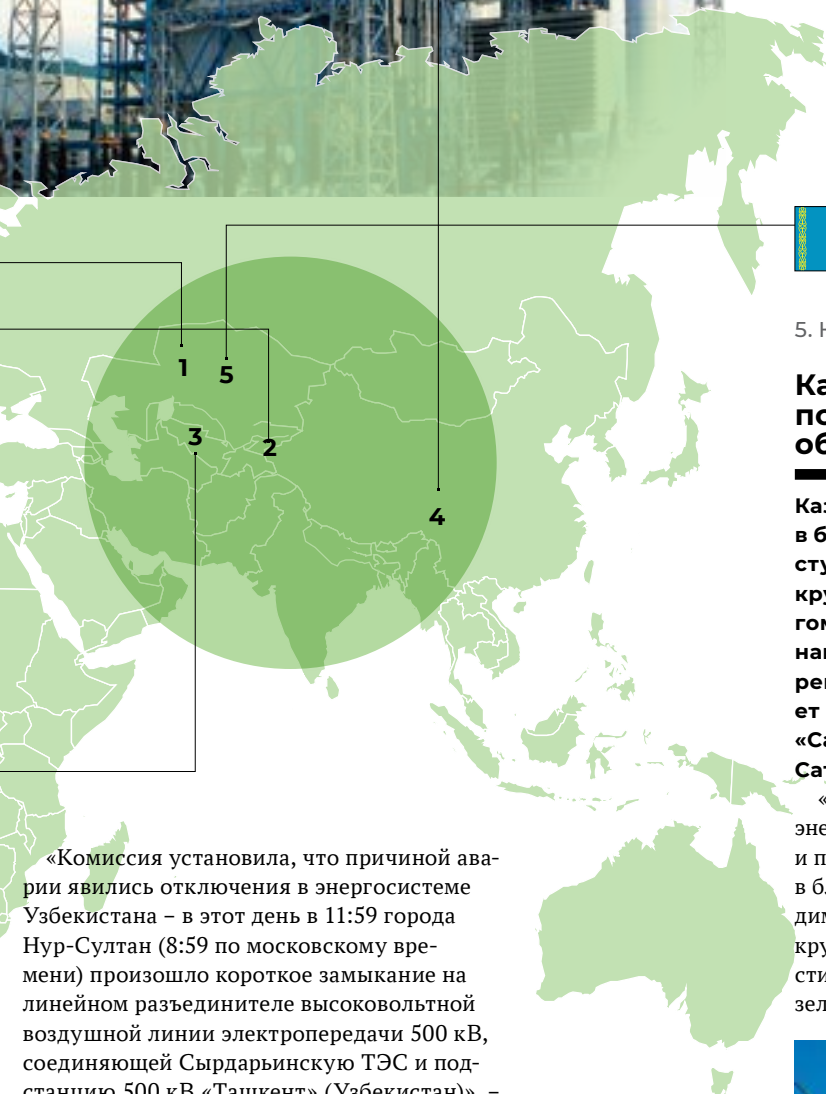
4. Китай

Китай продолжает наращивать спрос

Потребление электроэнергии в Китае, считающееся одним из основных параметров оценки экономической активности в стране, в феврале выросло на 16,9% относительно того же месяца прошлого года и достигло 623,5 млрд кВт•ч, сообщило Государственное управление по делам энергетики.

В том числе спрос на электричество со стороны населения повысился на 24,8%, до 122 млрд кВт•ч, передавал «Интерфакс».

В январе – феврале потребление электроэнергии в стране выросло на 5,8% относительно аналогичного периода годом ранее и составило 1,35 трлн кВт•ч, приводит данные ведомства агентство «Синьхуа». По итогам 2021 года спрос на электричество в стране повысился на 10,3%, до 8,31 трлн кВт•ч.



5. Казахстан

Казахстан подумывает об АЭС

Казахстану необходимо в ближайшее время приступить к строительству крупного источника энергии, наиболее эффективным решением будет АЭС, считает председатель госфонда «Самрук-Казына» Алмасадам Саткалиев.

«Исходя из прогнозного энергобаланса потребления и производства электроэнергии, в ближайшее время необходимо перейти к строительству крупного источника мощности на юге страны. Исходя из зелёной повестки, с нашей точки

зрения, наиболее эффективным решением будет строительство АЭС», – цитирует «Интерфакс» г-на Саткалиева.

В свою очередь, посол РФ в Казахстане Алексей Бородавкин подтвердил готовность российской госкорпорации «Росатом» построить АЭС в республике.

«Госкорпорация «Росатом» готова стать подрядчиком строительства АЭС в Казахстане, о необходимости которой уже не раз заявлял президент Токаев», – сказал г-н Бородавкин в интервью «Независимой газете». В декабре 2021 года Алексей Бородавкин уже заявлял, что решение о строительстве АЭС для Казахстана будет правильным, республика не прогадает, если выберет в подрядчики «Росатом».

«Комиссия установила, что причиной аварии явились отключения в энергосистеме Узбекистана – в этот день в 11:59 города Нур-Султан (8:59 по московскому времени) произошло короткое замыкание на линейном разъединителе высоковольтной воздушной линии электропередачи 500 кВ, соединяющей Сырдарьинскую ТЭС и подстанцию 500 кВ «Ташкент» (Узбекистан)», – говорится в сообщении казахстанской компании.

Выводы спецкомиссии в целом подтверждают первоначальную информацию KEGOC о причинах блэкаута. 28 января казахстанский оператор сообщал, что массовое отключение электроэнергии в Казахстане 25 января было связано с коротким замыканием в электросети Узбекистана.



07

ВИЭ фиксируют неопределённость

текст: Василий Балалаев

Достигнутый благодаря демпингу сетевой паритет ВИЭ и традиционной генерации в России, и без того бывший единичным случаем, в новых условиях стал недостижим. Инвесторы в зелёную энергетику перечисляют меры поддержки, но говорить о реализации всех заявленных проектов уже точно не приходится.

Российская энергетика только начинает реагировать на невиданные западные санкции и адаптироваться к новой реальности. Трудности наверняка возникнут у всех компаний сектора и смежных игроков. В сегменте традиционной генерации энергетики видят риски при эксплуатации иностранных ПГУ, но теоретически частичное замещение здесь возможно за счёт оборудования из Китая, Индии и Ирана. Модернизационные проекты в рамках КОММод ориентированы на внутренних поставщиков, но и тут вероятны задержки и просрочки

из-за проблем логистики и поставок. Однако глобальных проблем в генерации не ожидается, заверяют регуляторы, обсуждая оперативные решения. Более неоднозначной выглядит ситуация в сегменте зелёной генерации, где в сентябре после отбора проектов ветростанций (ВЭС) инвесторы с гордостью объявили о достижении сетевого паритета. Финская Fortum, предложившая руками своей «дочки» минимальную цену с поставкой в 2027 году, объявила об остановке новых проектов в связи с ситуацией на Украине «до дальнейшего уведомления». Формулировка оставляет шансы на возврат ВИЭ-игрока в Россию, но инфляционная динамика уже рушит согласованную экономику проектов с паритетной ценой. Сейчас стоит вопрос о дальнейшем присутствии на российском энергорынке крупных иностранных компаний, во многом двигавших зелёную тему. Санкции Запада отправили российские «дочки» Fortum, Uniper и Enel

в самостоятельное финансовое плавание. На этом фоне они останавливают инвестиции, а владельцы «Юнипро» и «Энел Россия» официально подтвердили намерение избавиться от активов в РФ.



О критических трудностях и необходимости поддержки первыми заговорили ВИЭ-инвесторы, зависимые как от внешнего финансирования, так и от иностранных технологических партнёров



Санкции, очевидный скачок инфляции и исход западных компаний в конце февраля – начале марта неизбежно отразятся на всех секторах экономики. О критических трудностях и необходимости поддержки первыми заговорили ВИЭ-инвесторы, зависимые как от внешнего финансирования, так и от иностранных технологических партнёров. В прошлом году показалось, что сектор, много лет пытающийся развиваться за счёт энергорынка, наконец-то достиг рубежного результата. В сентябре, на первом отборе проектов ВЭС (вводы в 2025–2027 годах) в рамках второй программы поддержки зелёной генерации (ДПМ ВИЭ 2.0), минимальные заявки «Фортума» составили 1717 рублей за 1 МВт•ч прогнозной выработки. «В наших самых смелых фантазиях мы видели сетевой паритет в 2030 году», а по ветрогенерации он сложился «уже сейчас», отмечал тогда глава «Совета

рынка» Максим Быстров: минимальные заявки «Фортума» на 2027 год оказались сопоставимы с прогнозной ценой энергии на ОРЭМ по итогам конкурентного отбора мощности (КОМ) на 2026 год. Правда, в среднем цена отобранных на 2027 год ВЭС оказалась существенно выше «минималок» и составила 2701 рубль. Глава «Фортума», забравшего три четверти разыгрывавшейся квоты (1,39 из 1,85 ГВт), Александр Чуваев тогда признавал, что снижение цен на отборе ниже «одноставки» «было тактикой», сектор всё ещё нуждается в поддержке, то есть в реальности пока не готов к прямой рыночной конкуренции при текущих ценах. Но в Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) осенью указывали, что самые эффективные из заявленных проектов ВИЭ уже обеспечивают более дешёвую выработку, чем парогазовые установки (ПГУ).

«Почти произошло то, ради чего создавалась 10 лет российская возобновляемая энергетика», – заявляли в АРВЭ осенью. Но уже в начале марта, за пять лет до ввода «паритетных» ВЭС, АРВЭ фактически уведомила, что не сможет реализовать проекты с заявленными ценовыми параметрами на фоне роста ключевой ставки ЦБ до 20% и санкционной ситуации. Как передавал «Коммерсантъ» 4 марта, в АРВЭ попросили кабмин минимум на два года освободить их от штрафов за срывы запуска новых станций. Речь идёт об объектах на 4,5 ГВт, запланированных к вводу в 2022–2027 годах; штрафы по ДПМ при просрочке на два года аналитик «ВТБ Капитала» Владимир Скляр оценил в 41 млрд рублей.

В текущих условиях невозможно планировать реализацию капиталоемких инвестпроектов, говорят в АРВЭ: возможный рост капиталовложений по текущим правилам программы не будет компенсирован платежами за мощность. В ассоциации говорят о «серьёзной неопределённости по большей части факторов»: курсу рубля, ключевой ставке, доступности иностранных экспертов. Помимо этого, реализация проектов в рамках ДПМ подразумевает дальнейшую локализацию производства ВИЭ-оборудования, которая пока не является 100-процентной, а также обеспечение экспорта оборудования российского производства под угрозой дополнительных штрафов. Выполнить эти обязательства будет затруднительно, причём сложности возникнут и с доставкой иностранного сырья и оборудования,



так что экспортные обязательства нужно корректировать, признавали в АРВЭ.

Критичность для российских ВИЭ-компаний проблем с техническими партнёрами стала понятна в течение нескольких дней. Датский Vestas, поставляющий «Фортуму» ветроустановки для ДПМ-проектов, объявил об отказе от новых контрактов с российскими заказчиками и приостановке строительства четырёх ВЭС в РФ. До этого на сайте «Фонда развития ветроэнергетики», реализующего проекты «Фортума» и Vestas, было размещено разъяснение, в котором сообщалось, что ввод в эксплуатацию ветропарков в Самарской и Волгоградской областях, а также СЭС в Калмыкии планируется «завершить в соответствии с заявленными планами». После заявления Vestas «Интерфакс» со ссылкой на датские СМИ уточнял, что производитель останавливает проекты ВЭС «Новоалексеевская» (17 МВт, Волгоградская область), «Гражданская», «Ивановская» и «Покровская» (суммарно 236,6 МВт, Самарская область). Речи о реализации проектов ВЭС, отобранных прошлой осенью (и позволявших рассуждать о достижении сетевого паритета), сейчас уже не идёт.

К Vestas присоединились и другие иностранные производители ВИЭ, в частности Siemens Gamesa. Кроме того, «Энел Россия» ещё в начале февраля, до введения санкций, отказалась от строительства в Ставропольском крае ветропарка «Родниковский» на 71,25 МВт за €90 млн. Право на его возведение компания выиграла на отборе ещё в 2019 году и должна была ввести в первой половине 2024 года.

В середине марта «Коммерсантъ» сообщил, что Минэнерго предлагает установить особый режим начисления штрафов за задержку вводов объектов по программе модернизации старых ТЭС и новой ВИЭ-генерации «для недопущения резкого роста штрафных санкций», а правительство наделить возможностью вносить изменения в сроки начала и окончания поставки мощности проектов, прошедших конкурсные отборы.

Отмена штрафов за просрочку ввода ВИЭ на любой срок также не решает проблему: невозможность достройки и запуска станций из-за технологических трудностей не позволяет рассчитывать на получение денег по ДПМ. Кроме того, по заявленным ценам, очевидно, не будет сходиться расчётная экономика проектов, предполагающих доходность инвесторов в 12% при ставке ОФЗ на уровне 8,5%.



Центробанк РФ, борясь с инфляцией, уже повысил ключевую ставку до 20%. Для проектов ДПМ ВИЭ, как считают в АРВЭ, нужно обсуждать возможности «компенсации колебаний курса рубля до окончания инвестиционной фазы проектов», а также «учёта изменения стоимости заёмного финансирования из-за резкого роста ключевой ставки ЦБ и снижения рейтинга РФ до ССС-». Теоретически эти расходы мог бы взять на себя бюджет, но подобные решения выглядят сейчас маловероятными – у правительства достаточно более сиюминутных задач, указывают в секторе. Пока кабмин по просьбе АРВЭ отложил до декабря второй отбор ДПМ ВИЭ 2.0, который должен был пройти в июне. 21 марта вице-премьер Александр Новак сообщил, что сейчас Правительство РФ готовит изменения в законодательство, которые позволят корректировать сроки ввода проектов модернизации (КОММод) и ДПМ ВИЭ. При этом многие эксперты полагают наиболее рациональным решением в условиях текущих ограничений аннулировать результаты конкурсов для тех компаний,

Отмена штрафов за просрочку ввода ВИЭ на любой срок не решает проблему: невозможность достройки и запуска станций из-за технологических трудностей не позволяет рассчитывать на получение денег по ДПМ



которые ещё не приступили к строительству и не готовы вести его на согласованных условиях.

«Ф

ортум» оказался крупнейшим игроком в сегменте ветропарков: партнёрские структуры на прошедших отборах ДПМ получили право построить ВЭС суммарной мощностью около 3,4 ГВт (вводы до 2027 года), что равно всем плановым вводам ветростанций в рамках первой программы ДПМ ВИЭ. Потеря столь значимого участника, задававшего ценовой тренд, с большой долей вероятности приведёт к остановке развития ветрогенерации.

Флаг мог бы подхватить «Росатом», забравший на осеннем отборе оставшуюся от «Фортума» четверть квоты по ВЭС – 460 МВт. Но техпартнёром ветроэнергетического дивизиона госкорпорации («Новавинд») выступает голландская Lagerwey. Предполагалось, что в рамках расширения сотрудничества она передаст технологии производства ВЭС мощностью 4,5 МВт в дополнение к уже производившимся установкам на 2,5 МВт. Теперь подобные инвестиции запрещены в рамках европейских санкций. Но 23 марта замглавы «Новавинда» Егор Гринкевич заявил, что структура «Росатома» не планирует сдвигать сроки реализации ВЭС-проектов. «Никаких сдвигов не планируется. Не могу сказать, что у нас есть проблемы. У нас есть сложности, они понятны. У нас нет никаких отказов (от сотрудничества. – Прим. ред.), есть вопросы, которые приходится решать», – заявил он. Комментариев из сегмента солнечной генерации пока не поступало, предполагается, что ситуация здесь может быть чуть менее острой, так как уровень локализации несколько выше. Но остальные проблемы, в том числе финансовые, для СЭС так же актуальны, как и для ВЭС.

П

о итогам Красноярского экономического форума (КЭФ) АРВЭ в своём телеграм-канале делала вывод, что «общемировая ESG-повестка не уйдёт из России вслед за западными компаниями». Но в приведённых тезисах топ-менеджеров (цитаты из публикации журнала «Эксперт») эта повестка выглядит весьма своеобразно. Глава металлургического бизнеса En+ Евгений Никитин говорит о необходимости строить большие ГЭС в Сибири, упирая на важность проекта в Кузбассе, где велика доля «грязной» угольной генерации. Примерно о том же –

гендиректор угольного СУЭК (контролирует СГК) Степан Солженицын: «Граждане будут видеть, что воздух стал чище, сбросы в водоёмы сократились, а отходы пустились в оборот, а не легли на полигон, термин ESG станет простым и понятным». Такой подход в условиях возможного снижения потребления (по прогнозу «ВТБ Капитала», –2,6% спроса при –9% ВВП; Минэнерго пока продолжает ждать роста по итогам года на 1–1,5%) скорее подталкивает заниматься экологизацией и оптимизацией структуры действующей генерации, чем строительством новых ВЭС и СЭС с непонятным ценником и открытым вопросом поставки оборудования.

«Хотя ESG – это глобальный фреймворк оценки, он также имеет огромное значение на локальном рынке. И мне кажется, что сейчас, в связи с новыми обстоятельствами, компании в России должны обратить внимание на ESG в локальном разрезе», – отметила на том же КЭФ управляющий директор RAEX-Eurore Светлана Гришанкова.

Эксперты в энергетике уверены, что создать на локальном рынке спрос на те же ВИЭ как элемент ESG не удастся. Принципиальным для зелёной генерации может стать уже продекларированный Минэнерго отказ целей по декарбонизации. Перечисляя для кабмина возможные меры поддержки ТЭК, министерство признало, что электроэнергетика и другие подведомственные ей сектора в условиях санкций уже не смогут выполнить заявленные планы по снижению эмиссии CO₂ к 2050 году.

«В связи с происходящими в текущий момент геополитическими и экономическими изменениями заложенные ранее в стратегических документах решения по энергопереходу могут потребовать пересмотра и переориентирования», – говорится в ответах вице-преьера Александра Новака на вопросы депутатов Госдумы, с которыми ознакомился «Интерфакс». Ряд ключевых решений по энергопереходу заложен в Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года и в Стратегии социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года.

П

од вопросом и дальнейшая судьба системы зелёных сертификатов, которая должна была стать одним из инструментов спроса на энергию ВИЭ. Крупнейшим оператором этих бумаг в период создания интегрированной обще-



→

11

российской системы стала международная платформа I-REC. С декабря 2020 года по февраль 2022 года было выпущено 3,725 млн сертификатов (3,72 млрд кВт•ч), из которых 73% уже погашены (деньги за неиспользованные бумаги, по данным «Ъ», не вернут). Фактически речь идёт об объёмах, превышающих половину выработки ВЭС и СЭС в прошлом году (5,87 млрд кВт•ч). В РФ регистрация генератора на пять лет стоила 75 тысяч рублей, выпуск сертификата – 2 рубля за 1 МВт•ч. В реестре I-REC были зарегистрированы 86 электростанций в РФ (в основном СЭС, ВЭС и несколько ГЭС). Сбербанк даже разрабатывал маркетплейс для торговли сертификатами I-REC на своей блокчейн-платформе.

В начале марта I-REC ушёл с российского рынка вслед за другими западными компаниями. В «Совете рынка» отметили, что российские компании имеют альтернативу в виде заключения свободного двухстороннего договора с зелёным генератором. Закрытие международной платформы «может стать дополнительным стимулом по ускорению создания национальной системы обращения зелёных договорных инструментов в электроэнергетике», считают в регуляторе. В Минэнерго сообщают, что согласительные процедуры по внесённому в кабмин законопроект о низкоуглеродных сертификатах уже проведены.

Но наличие нормотворческих перспектив никак не меняет ситуацию со спросом на эти бумаги. Ранее среди ключевых покупателей бумаг I-REC в России были или компании, озабоченные зелёным имиджем на международном уровне (ИКА, Сбербанк), или российские экспортёры («Полус», РУСАЛ), в значительной степени ориентированные на европейский рынок и готовившиеся к введению трансграничного углеродного регулирования в ЕС. Для обеих категорий дальнейшие имидживые траты на озеленение потребления за счёт ВИЭ не выглядят первоочередными задачами. Каких-либо стимулов заниматься зелёной повесткой для малого и среднего бизнеса, не интересовавшегося ей ранее, также не просматривается.

Вместе с тем санкционное давление и позиция иностранных инвесторов также влияют на ситуацию в сегменте традиционной генерации. Во-первых, встаёт вопрос поставки запчастей для иностранных турбин, в которых теперь отказывают их производители, хотя, возможно, и не все (так, GE сообщила,

что продолжит поставку медоборудования первой необходимости и поддержку существующих энергоуслуг для населения).

По данным Минэнерго, в России газотурбинные установки (ГТУ) составляют порядка 8% (22 ГВт), большая часть из которых (13 ГВт) не выработали и половину нормативного ресурса.

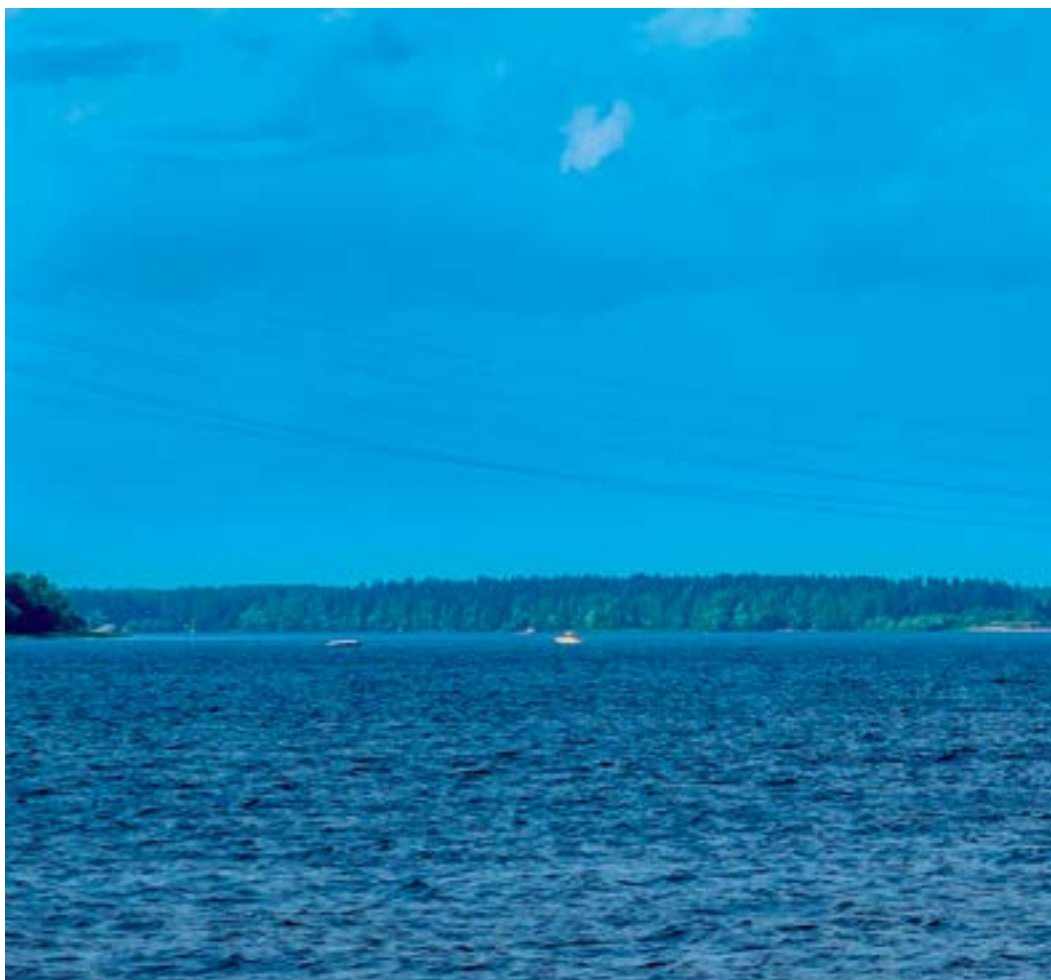
«Поэтому на ближайшие годы вопрос о необходимости их замены не является актуальным, – заявил Николай Шульгинов. – В стране достаточные резервы генерирующих мощностей – порядка 40,8 ГВт на 2023 год и почти столько же на 2024 год (40 ГВт). Таким образом, надёжность работы энергосистемы России будет обеспечена. Для нивелирования влияния на режимы работы в энергорайонах с большой долей газовых турбин «Системным оператором» и Минэнерго России будут производиться изменения графиков ремонтов генерирующего и сетевого оборудования, а также иные мероприятия по экономии ресурса отдельных ПГУ с высокой наработкой».

На российские разработки как на альтернативный выход совместно указывают



imago-images.de / TACC, Zuma / TASS

В любом случае уход из России обернётся для всех трёх иностранных инвесторов в электроэнергетике существенными убытками



Минэнерго и Минпромторг. Уровень отечественных производителей турбин, котлов и электромашин позволяет «производить на территории страны практически всю линейку для энергетики», заявили в начале марта в Минпромторге. Чиновники обещают, что в России должны заработать инновационные газовые турбины ГТЭ-65, ГТЭ-170 (проекты «Силовых машин») и ГТД-110М (её производит ОДК «Ростеха»).

Второй значимый момент – возможные изменения в структуре собственности в российской энергетике. В марте руководители Fortum, Uniper и Enel с разной степенью конкретности признали, что намерены покинуть российский рынок, расставшись с российскими активами «Фортума» (семь ТЭС мощностью 4,67 ГВт), «Юнипро» (пять ГРЭС – 11,2 ГВт) и «Энел Россия» (три ГРЭС – 5,6 ГВт) соответственно.

Глава финской компании Маркус Раурамо заявил, что Fortum будет «продолжать сокращать присутствие в тепловой генерации в России».

«В конце прошлого года Uniper начал процесс продажи «Юнипро»; в связи со сложившейся ситуацией этот процесс временно приостановлен и будет возобновлён, как только это станет возможным», – сообщил немецкий концерн, долгое время отказывавшийся подтверждать наличие переговоров о продаже генерации.

Итальянская Enel уйдёт с российского рынка в течение нескольких месяцев, заявил 21 марта гендиректор группы Франческо Стараче. «Я думаю, что мы, к сожалению, будем вынуждены свернуть свою деятельность (в РФ. – Прим. ред.)», – сказал он.

Каким образом иностранные собственники смогут выйти из своего российского бизнеса в условиях санкционных, фондовых и банковских ограничений – не совсем понятно. Наиболее радикальный способ избавления от российских активов уже продемонстрировала «дочка» южноафриканского холдинга Naspers. Компания Prosus, оценивавшаяся в \$6 млрд, приняла решение списать 27-процентный пакет ВК стоимостью \$700 млн. Однако запад-

ные энергетики о готовности к таким экономически невыгодным шагам пока не заявляли. Теоретически станции «Фортума», «Юнипро» и «Энел Россия» могли бы быть проданы «поштучно» российским генераторам. Но в любом случае уход из России обернётся для всех трёх компаний существенными убытками. По расчётам «ВТБ Капитала», при продаже доли «Энел Россия» (56,43%) по последней цене торгов Enel потеряет 96% своих первоначальных инвестиций (\$1,5 млрд). Доля Uniper в «Юнипро» (83,73%) тогда же оценивалась в \$829 млн, потеря первоначальных инвестиций составит 88% без учёта выплаченных дивидендов.

«Технически оплата за пакеты могла бы пойти на расчёты закупаемый этими компаниями российский газ в условиях ограничений на вывод капитала. Однако почему такие активы должны быть интересны в текущих условиях российским госкомпаниям, неясно. Экономическая волатильность сместила фокус на органические инвестиции, нежели сделки M&A», – отмечает аналитик «ВТБ Капитала» Владимир Складар.

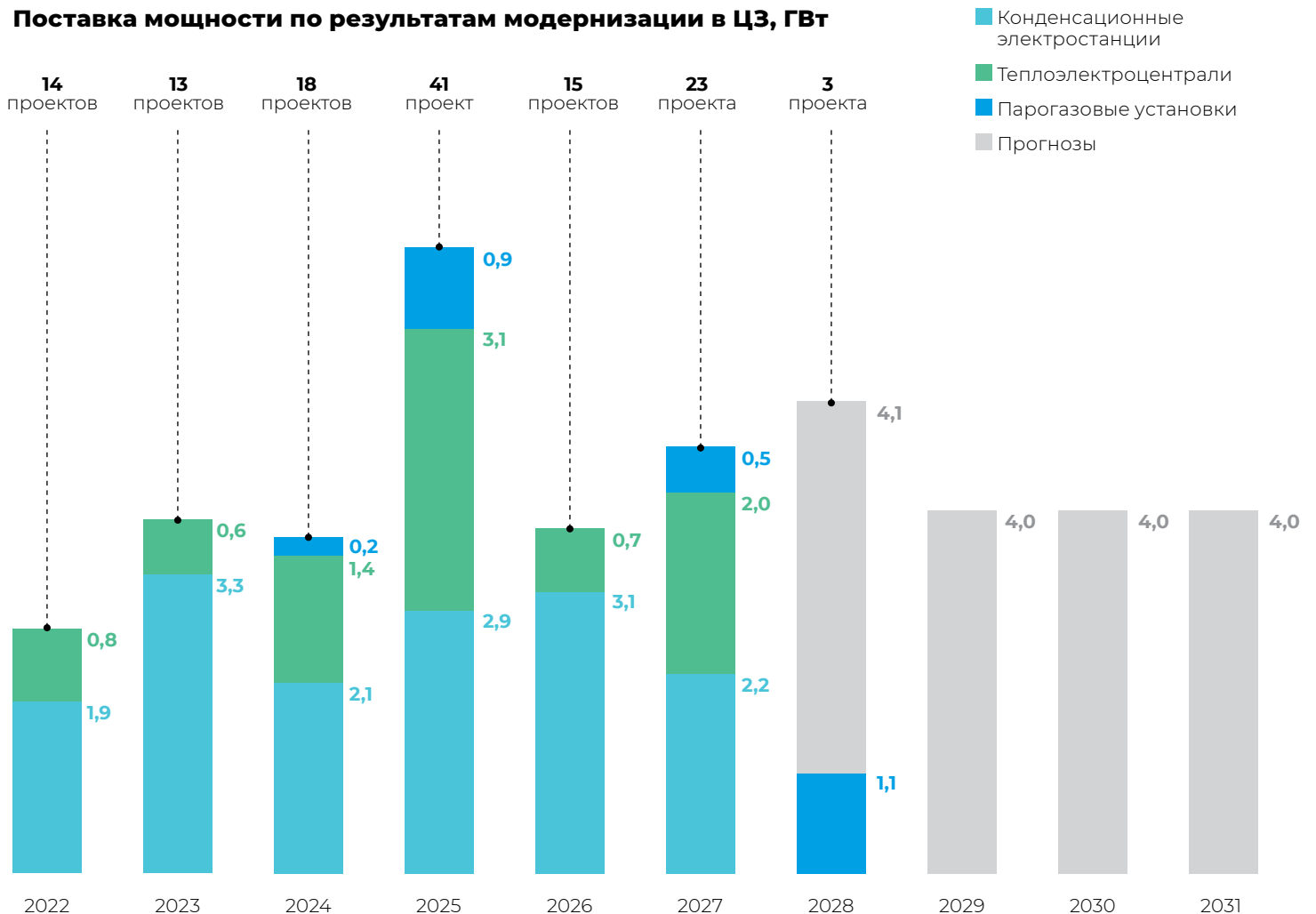




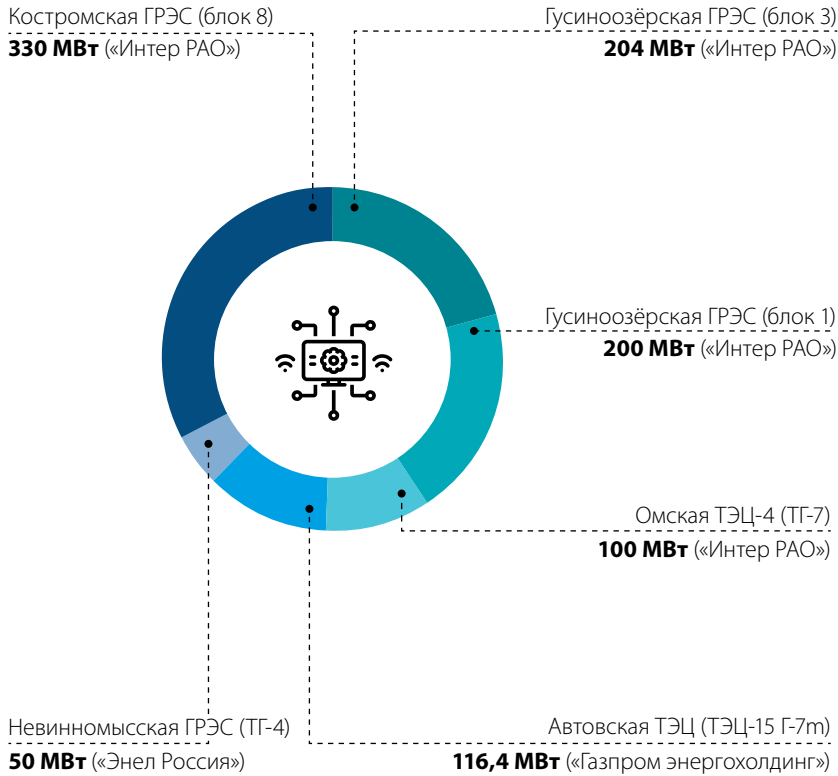
Программа модернизации ТЭС

В 2022 году в работу начали возвращаться первые энергоблоки тепловых электростанций, прошедшие модернизацию в рамках общероссийской программы.

Поставка мощности по результатам модернизации в ЦЗ, ГВт



Завершены 6 проектов модернизации на 1000,4 МВт



62%

объёмов программы модернизации уже отобрано по результатам проведённых отборов

66 млрд

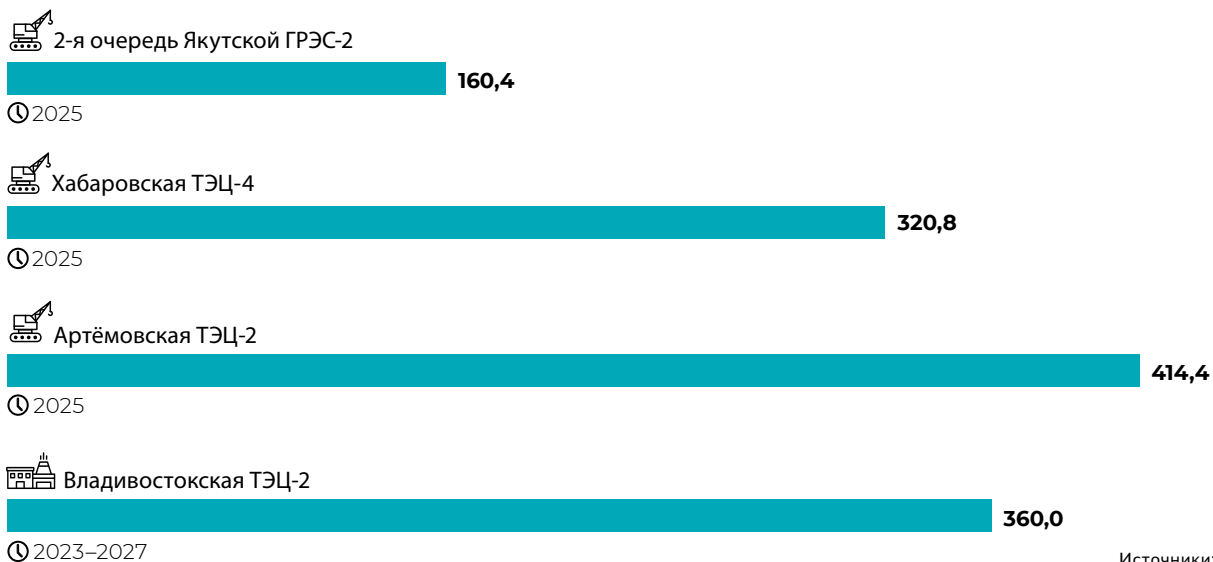
рублей – экономия в рамках КОММод, всего отобрано проектов на 420 млрд рублей



15

Модернизация в неценовых зонах – проекты «РусГидро» на Дальнем Востоке (предварительные параметры)

Строительство
 Модернизация
 Мощность, МВт
 Год ввода



Источники:
СО ЕЭС, Совет рынка, «РусГидро»

ДОЛГОВОЙ ВОПРОС

После ковидного 2020 года одной из задач энергетиков в 2021 году было сокращение долгов потребителей. По большей части с этим удалось справиться, а под конец года даже нашлось новое решение для многолетних должников – республик Северного Кавказа. О ситуации с долгами и необходимых шагах в работе по взысканию попросили рассказать экспертов отрасли.

Наталия Заикина,
заместитель председателя правления –
начальник управления мониторинга и контроля
ассоциации «НП «Совет рынка»

Илья Бахмутский,
заместитель начальника департамента правового
обеспечения Ассоциации гарантирующих поставщиков
и энергосбытовых компаний

Ассоциация «Совет производителей энергии»



Наталия Заикина

Последние несколько лет фокус внимания в вопросе платёжной дисциплины на оптовом рынке был направлен прежде всего на расчёты гарантирующих поставщиков Северного Кавказа, Калмыкии и Тывы и поиск вариантов их стабилизации.

Начав 2021 год с размером задолженности на оптовом рынке 6,6 млрд рублей (без учёта задолженности лишённых статуса субъекта оптового рынка энергосбытовых компаний) и подписанными соглашениями о реструктуризации задолженности гарантирующих поставщиков Северного Кавказа, оптовый рынок прожил в новых условиях со 100%-ной оплатой текущих обязательств до мая 2021 года, когда подписанные соглашения были расторгнуты в связи с нарушением гарантирующими поставщиками их условий. Соответственно, во второй половине 2021 года в задолженность на рынке вернулись старые долги и возобновился рост неплатежей, обеспечив прирост задолженности на 14 млрд рублей к концу 2021 года.



Список лишённых статуса субъектов оптового рынка в августе 2021 года пополнили гарантирующие поставщики в республиках Карачаево-Черкессии, Кабардино-Балкарии и Калмыкии с задолженностью 3,3 млрд рублей. Начиная с 2022 года суммарная задолженность на оптовом рынке составила 86,4 млрд рублей, из которой на долю лишённых статуса субъекта оптового рынка энергосбытовых компаний приходится 68,5 млрд рублей.

В результате уровень расчётов на ОРЭМ по итогам 2021 года составил 99,4%, снизившись на 0,5% по сравнению с 2020 годом. Без учёта расчётов гарантирующих поставщиков Северного Кавказа, Калмыкии и Тывы остальные покупатели рассчитались на ОРЭМ в полном объёме.

2022 год начался на оптовом рынке с новой попытки стабилизировать ситуацию с расчётами проблемных регионов Северного Кавказа, где функции гарантирующих поставщиков в настоящее время выполняют территориальные сетевые компании: в декабре 2021 года решением Наблюдательного совета ассоциации «НП «Совет рынка» были закреплены принципиальные договорённости по урегулированию

задолженности «Чеченэнерго» и «Россети Северный Кавказ».

Важно отметить, что в новых соглашениях между генерирующими компаниями и гарантирующими поставщиками одним из обязательных условий является утверждение к 1 января 2023 года региональных программ экономического развития предприятий энергетики и ЖКХ. С этими программами связывают надежды как на улучшение ситуации на розничных рынках, так и на более долгосрочный характер данных соглашений.

На розничных рынках ситуация в 2021 году не только стабилизировалась, но и продемонстрировала вектор на улучшение. После достаточно тяжёлого для отрасли 2020 года (локдауны, стагнация экономики, снижение энергопотребления) в 2021 году потребители рассчитались лучше, чем в ковидном и доковидном периодах (99,6% в 2021 году против 99,1% в 2019 и 2020 годах). Впервые в истории рынков уровень расчётов на рознице опередил аналогичный показатель на ОРЭМ. Драйверами такого тренда прежде всего стали расчёты населения (+1,9 п. п., до показателя 99%) и предприятий ЖКХ (+1,6 п. п., до 97%), что связано с восстановлением

На розничных рынках ситуация в 2021 году не только стабилизировалась, но и продемонстрировала вектор на улучшение. Впервые в истории рынков уровень расчётов на рознице опередил аналогичный показатель на ОРЭМ

потребительской активности в стране и прекращением с 1 января 2021 года моратория на взыскание неустойки за просрочку оплаты коммунальных ресурсов. Ускорение роста промышленного производства в стране также дало свой вклад в расчёты промышленных потребителей (+0,4 п. п., до 100,2%). В целом по итогам 2021 года задолженность розничных потребителей достигла 289,4 млрд рублей.

За исключением республик Северного Кавказа, остальные регионы можно отметить только с положительной стороны. Если и имеются отклонения показателей расчётов от среднероссийского уровня (99,6%) по субъектам РФ, то они не носят критичного характера и не превышают 2,5%. Оборачиваемость просроченной задолженности на розничном рынке в целом по ЕЭС России составляет менее одного месяца, что также свидетельствует об улучшении платёжной дисциплины.

Справедливости ради надо отметить и республики Северного Кавказа, где при очень низком уровне расчётов предприятий ЖКХ (34,4%) средний показатель

расчётов тем не менее вырос на 4,6 п. п., до 84,6%.

Мы также отмечаем сохранение тенденции на стабилизацию отношений между сбытовыми и сетевыми организациями по расчётам за услуги по передаче электроэнергии. Высокий уровень расчётов за услуги по передаче электроэнергии в 2021 году (+0,8 п. п., до 100,1%), исполнение заключённых соглашений о реструктуризации, снижение числа компаний – нарушителей индикатора энергосбытовой деятельности, характеризующего расчёты за услуги по передаче электроэнергии, а также снижение совокупного объёма разногласий (2,5 млрд рублей) говорят о том, что в ряде проблемных регионов компании взяли курс на выстраивание конструктивных и долгосрочных партнёрских отношений. Правда, сохраняется ряд регионов, где решение по урегулированию задолженности за услуги по передаче электрической энергии и стабилизации расчётов с сетевыми компаниями ещё не найдено, но надеемся, что в текущем году эти проблемы потеряют свою актуальность.

Совокупная задолженность за услуги по передаче электроэнергии снизилась на 4,3 млрд рублей в прошлом году и по состоянию на 1 января 2022 года равна 97,8 млрд рублей. Средняя оборачиваемость совокупной задолженности за услуги по передаче составляет менее одного месяца. Но в отдельных регионах этот показатель ещё остаётся на уровне более трёх месяцев, а в единичных случаях – и более года.

Сохранению позитивного тренда во взаимоотношениях энергосбытовых компаний (ЭСК) и территориальных сетевых организаций (ТСО) должны способствовать обсуждаемые в настоящее время изменения в нормативные правовые акты, подготовленные в рамках выполнения плана мероприятий (дорожной карты) по развитию системы контроля энергосбытовой деятельности субъектов оптового рынка, утверждённого Правительством Российской Федерации 1 июня 2021 года. Они предусматривают установление системы показателей финансовой дисциплины, отражающих исполнение гарантирующими поставщиками и сбытовыми организациями обязательств по оплате услуг по передаче электрической энергии, а также включение долгов за услуги по передаче электрической энергии в реестр задолженности, формируемый при проведении конкурса на присвоение статуса гарантирующего поставщика (ГП).



Илья Бахмутский



дна из ключевых проблем на протяжении многих лет – неплатежи за энергоресурсы ГУПов и МУПов,

а также государственных и муниципальных бюджетных учреждений, относящихся к неотключаемым потребителям.

В большинстве случаев хронические неплатежи за энергоресурсы приводят к банкротству таких организаций с образованием на их имущественной базе новых компаний, реализующих аналогичный сценарий накопления долгов и последующего банкротства.

Необходимо прямое закрепление в законодательстве субсидиарной ответственности публично-правового образования по обязательствам создаваемых им государственных и муниципальных унитарных предприятий, а также бюджетных учреждений. При этом считаем, что должны привлекаться к ответственности и должностные лица, отвечающие за управление муниципальной и государственной собственностью.

Также необходимы изменения в закон о банкротстве – сейчас поставщики энергоресурсов несправедливо находятся в одной очереди кредиторов неотключаемого должника наравне с прочими участниками гражданского оборота, которые могут выбирать своих контрагентов, исходя из критериев платёжеспособности и добросовестности, а также прекращать договорные отношения с ними в случае нарушения обязательств.

В отличие от указанных лиц поставщики энергоресурсов в силу публичного характера договора энергоснабжения не могут отказаться от заключения договора с неплательщиком, а также не имеют возможности защитить свои права путём расторжения договора или прекращения поставки энергоресурсов – административные органы накладывают

289,4

млрд рублей
достигла задолженность
розничных потребителей
по итогам 2021 года

запрет на ограничение энергоснабжения неотключаемых потребителей.

Поэтому считаем справедливым повысить очерёдность удовлетворения требований кредиторов неотключаемого должника, возникающих из публичных договоров.

Ещё одной проблемой при банкротстве неотключаемых должников является проблема их текущего потребления. Так, оплата такого потребления в пользу поставщиков энергоресурсов зачастую не расценивается в судебной практике как расходы на проведение мероприятий по недопущению катастроф либо гибели людей, что является необходимым основанием для преимущественного удовлетворения требований поставщиков энергоресурсов перед любыми другими требованиями кредиторов по текущим платежам.

Существование указанной проблемы подтвердил Конституционный суд РФ в Постановлении № 4-П от 3 февраля 2022 года, указав, что Федеральному законодателю и Правительству Российской Федерации надлежит незамедлительно принять меры к устранению неопределённости нормативного содержания абзаца пункта 2 статьи 1 Федерального закона № 134 «О несостоятельности (банкротстве)» и ввести правовой механизм, который обеспечивал бы – с учётом характера осуществляемой должником деятельности и характеристик эксплуатируемого им опасного производственного объекта – на основе нормативно определённых критериев (либо на основе заключения уполномоченного

86,4

млрд рублей
составила суммарная
задолженность на ОРЭМ
на начало 2022 года

97,8

млрд рублей –
задолженность за услуги
по передаче электроэнергии
на 1 января 2022 года

федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности) установление обстоятельств, исходя из которых должна определяться реальность угрозы наступления перечисленных в указанной норме опасных последствий.

До внесения соответствующих норм при применении указанной нормы, согласно позиции Конституционного суда, необходимо исходить из того, что осуществление поставки энергоресурсов по договору, заключённому в рамках обычной хозяйственной деятельности должника, не может само по себе считаться препятствием для применения указанных норм при наличии обстоятельств, свидетельствующих о реальной угрозе возникновения техногенных и (или) экологических катастроф либо гибели людей вследствие прекращения или ограничения поставок данных энергоресурсов. Все неустраняемые сомнения по вопросу о наличии или отсутствии указанных обстоятельств применительно к опасным производственным объектам должны толковаться в пользу их наличия. Также указано на право конкурсных управляющих и Арбитражного суда обращаться в Ростехнадзор в целях компетентной оценки названным органом рисков техногенной и (или) экологической катастрофы либо гибели людей в случае прекращения деятельности организации-должника.

Ещё одним механизмом могла бы стать компенсация из федерального бюджета публичным энергоснабжающим организациям убытков, которые возникают из-за невозможности прекратить поставку энергоресурсов неотключаемым потребителям при наличии у них существенной задолженности.

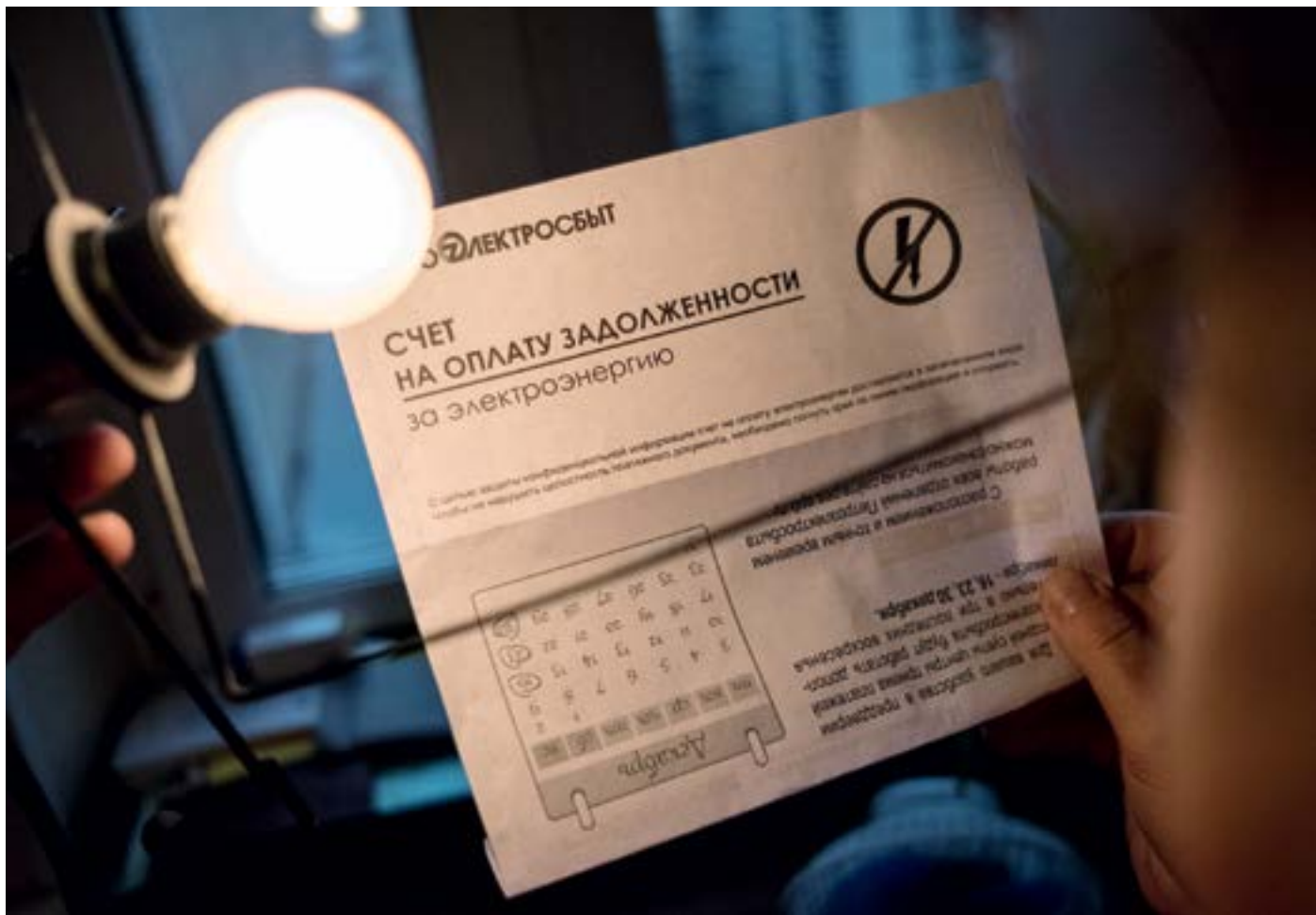
Механизм компенсации убытков широко применяется для возмещения кредитным организациям недополученных доходов по кредитам, выданным по льготным ставкам региональным операторам по обращению с ТКО, резидентам Арктической зоны для реализации инвестпроектов, подрядным организациям на досрочное исполнение контрактов по объектам капитального строительства, сельскохозяйственным товаропроизводителям и другим организациям.

Ещё одна по-прежнему актуальная проблема – неплатежи со стороны сетевых компаний в части оплаты потерь.

Необходим механизм оплаты котлодержателем потерь, возникающих в сетях территориальных сетевых организаций (ТСО), из средств, которые



По итогам 2021 года, без учёта расчётов гарантирующих поставщиков Северного Кавказа, Калмыкии и Тывы, остальные покупатели рассчитались на оптовом рынке электроэнергии и мощности в полном объёме



котлодержатель должен уплатить таким организациям за оказанные ими услуги по передаче электрической энергии.

В рамках действующей котловой модели оплаты услуг по передаче ГП заключает договор оказания услуг по передаче электроэнергии только с одной сетевой организацией-котлодержателем, а договоры купли-продажи потерь – с каждой ТСО в отдельности, в результате чего основная масса денежных обязательств ГП формируется перед котлодержателем, а денежные требования формируются по отношению к каждой отдельной ТСО. Последние как раз зачастую и не оплачивают гарантирующим поставщикам потери, мотивируя это тем, что котлодержатель не расплатился с ними за услуги по передаче электроэнергии.

В такой системе договорных отношений ГП не имеет возможности использовать предусмотренный ГК РФ способ исполнения своих денежных обязательств перед котлодержателем путём зачёта своих требований по оплате потерь к нижестоящим ТСО (так как обязательства не являются встречными).

Наше предложение по решению проблемы – использовать конструкцию договора в пользу третьего лица (ст. 430 ГК РФ). Это позволяет сократить число сделок, опосредующих отношения котлодержателя, смежной ТСО и ГП, и, как следствие, сократить издержки сторон, в том числе связанные с взаимным истребованием соответствующей задолженности в судебном порядке.

Такой механизм может быть внедрён и применяться до того, как будет принят разрабатываемый Минэнерго России проект ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» о системообразующей ТСО, которая будет иметь эксклюзивное право оказывать потребителям услуги по передаче электроэнергии и собирать деньги за эти услуги. После принятия соответствующих изменений мы предлагаем возложить на системообразующую ТСО обязанность оплачивать потери в сетях прочих ТСО, с использованием которых она оказывает потребителям услуги по передаче.

Также актуальна проблема роста задолженности управляющих компаний.

Ограничение нормативом объёма коммунальных услуг на общедомовые нужды и переход к определению нормативов на ОДН расчётным методом, не отражающим реальный объём потребления, привели к отсутствию у УК источников для оплаты всего объёма ОДН (в части сверхнормативного объёма) и неконтролируемому росту убытков РСО.

При этом меры воздействия на УК за неплатежи по ОДН ограничены. При банкротстве долги управляющей компании, как правило, не удаётся взыскать из-за отсутствия на балансе ликвидного имущества и активов.

Минстроем России были разработаны два проекта постановлений, которыми предусматривается приоритетный порядок определения нормативов на ОДН аналоговым методом, а также порядок перерасчёта платы за ОДН по итогам года по показаниям общедомовых приборов учёта, которые позволят улучшить платёжную дисциплину в ЖКХ.

Постановлением Правительства РФ от 3 февраля 2022 года № 92 приняты изменения в акты Правительства РФ по вопросам предоставления коммунальных услуг и содержания общего имущества в многоквартирном доме, которыми утверждён такой порядок перерасчёта платы за ОДН.

Ещё есть недостаток правового регулирования, из-за которого недобросовестные учредители УК, имеющие задолженность и лишённые лицензии на управление МКД, могут создавать новые УК, получать лицензию на управление теми же многоквартирными домами и беспрепятственно повторно накапливать задолженность.

Согласно складывающейся судебной практике РСО, которая после банкротства предыдущей УК приняла потребителей на обслуживание через прямые договоры, не вправе отказать в заключении договора новой управляющей компании, выбранной решением общего собрания собственников помещений в МКД, в силу публичного характера договора ресурсоснабжения. При таком подходе переход потребителей на прямые договоры с РСО происходит на непродолжительный срок, что не оказывает существенного эффекта на снижение задолженности.

Предлагаем предусмотреть в ЖК РФ норму о том, что смена управляющей организации не влечёт автоматическое расторжение заключённых ранее прямых договоров энергоснабжения с потребителями.

Необходим механизм оплаты котлодержателем потерь, возникающих в сетях ТСО, из средств, которые котлодержатель должен уплатить таким организациям за оказанные ими услуги по передаче электроэнергии



225,5

млрд рублей
по итогам 2021 года достигла дебиторская задолженность на рынке тепла



Совет производителей энергии

Проблема задолженности в сфере ЖКХ является одной из наиболее острых и актуальных, отметил министр строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации Ирек Файзуллин на коллегии Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации 17 февраля.

Ассоциация «Совет производителей энергии» отмечает, что на рынке тепловой энергии дебиторская задолженность по состоянию на 1 января 2022 года увеличилась на 7,8%, или 16,3 млрд рублей, и составила 225,5 млрд рублей.

Долги по бухгалтерской отчётности второго полугодия 2021 года составляют почти 1,4 трлн рублей. Из них население и исполнители услуг – это 901 млрд, бюджетные потребители – 48 млрд, прочие промышленные потребители – почти 432 млрд.

При этом накопленная дебиторская задолженность составляет 30% от всей потреблённой тепловой энергии за 2020 год. В результате роста неплатежей происходит недофинансирование, то есть уменьшение физического объёма ремонтов, реконструкции, нового строительства.

Отрасль способна справляться с проблемами

В периоды турбулентности всегда вырастает спрос на прогнозы специалистов. Первые оценки новой реальности, насущные проблемы и необходимые корректировки вектора развития отрасли обсуждались в начале апреля на энергетической конференции газеты «Ведомости». «Энергия без границ» собрала «коллективное интервью» из наиболее интересных цитат регуляторов, энергетиков и потребителей.

Павел Сниккарс, заместитель министра энергетики России

Электроэнергетика работает стабильно, наблюдается рост потребления, никаких предпосылок к росту аварийности нет, идёт подготовка к отопительному сезону 2022–2023 годов. Есть ряд вызовов, в частности, корреляции ремонтных программ с (финансовыми. – *Прим. ред.*) возможностями компаний, над которыми мы думаем и работаем. Сама инвестпрограмма говорит о том, что инвестиции могут быть сделаны и затем компенсированы за счёт тарифа. То есть компании не готовы брать на себя никакие риски, связанные с работой на рынке. Они боятся, что в последующем средства не будут учтены, так как цены

закупок изменились. Но мы не видим здесь никакой проблемы: стоимость товара больше, значит, сделаешь работ меньше; возможность для корректировки есть. Но от нас требуют каких-то дополнительных подтверждений. Давайте жить в реальности, нормативка тут никак не ограничивает компании. Она лишь увеличивает риски невозврата средств через тариф – примите решение и работайте, или не работайте.

У нас сложилось базовое отношение к энергетике «по остаточному принципу»: да, она является обеспечивающей отраслью, но она максимально интегрирована в другие сферы экономики и сама является большим потребителем – металлопродукции, электроэнергетического и машиностроительного оборудования,

топлива и т. д. В 2021 году стоимость металлов, угля серьёзно выросла, но разве это отразилось на ценах на электроэнергию? На рынках ЕС наблюдается большая волатильность, а у нас цена из-за повышения курса рубля наоборот снижается: сейчас цена за 1 МВт на Nord Pool в Германии – €259, в России – €22. И в нашем извечном диалоге о дороговизне электроэнергии жизнь всё расставила по своим местам, больше не нужно ничего объяснять.

С другой стороны, глава комитета по энергетике Госдумы Павел Завальный говорит, что нельзя увеличивать тарифы. Но как энергокомпании в текущих условиях будут покрывать операционные затраты при 20-процентной ставке ЦБ? Допзатраты на подорожавшее





оборудование, кассовые разрывы будут закрываться за счёт пересмотра инвестпрограмм, иного пути нет – ФОТ и налоги сократить не удастся. Хватит ли этого запаса, чтобы закрыть все возникающие «дырки» в бюджетах? Я вас уверяю, по ряду компаний – нет. Поэтому мы говорим, что соразмерно и поэтапно должны расти и затраты энергетиков, к этому нормально нужно относиться. Если затраты выросли, то их нужно компенсировать, чтобы отрасль и дальше функционировала. Отрасль должна быть обеспечена средствами. Пока архитектура принятых решений (в т. ч. по кредитованию системообразующих предприятий ТЭК на год под 11%) говорит об избирательном и «оперативно-помогающем» подходе, а в энергетике нужен более системный подход, учитывающий тарифную ситуацию.

Да, сейчас будет сокращаться цикл принятия любых решений, так как внешние обстоятельства меняются быстрее. Проблемы неизбежно будут возникать, но отрасль способна с ними справиться. Как и несколько лет назад, Минэнерго настаивает на том, что нельзя финансировать одни отрасли за счёт других.

Первоочередная задача, и «Совет рынка» нас в этом поддерживает, в условиях высокой турбулентности не сломать то, что мы строили восемь лет. Вторая цель – максимально освободить компании от лишних издержек, в которых они объективно не виноваты. Именно в этой логике принималось решение об отсрочке штрафов по ДПМ ВИЭ и КОММод. Одновременно нам надо сохранить нормальные параметры для развития отрасли в дальнейшем.

Виталий Королёв, заместитель руководителя Федеральной антимонопольной службы России

Сейчас в электроэнергетике есть вопросы, которые необходимо обсудить и думать, как осуществлять в дальнейшем регулирование соответствующих отраслей. Мы видим, что достаточно стабильно работает рынок РСВ, который из года в год показывает динамику цен, сопоставимую с инфляцией. Мы также видим, что несмотря на значительный рост цен на сырьё и оборудование в последнее время, радикальных изменений здесь не произошло. Хотя отдельные изменения по ценовым зонам наблюдаются уже сейчас: Федеральная антимонопольная служба (ФАС) направила запросы (СГК и в «Совет рынка». – Прим. ред.) для того, чтобы прояснить ситуацию с ростом

Павел Сниккарс:

Сейчас цена за 1 МВт на Nord Pool в Германии – €259, в России – €22. И в нашем извечном диалоге о дороговизне электроэнергии жизнь всё расставила по своим местам, больше не нужно ничего объяснять

цен во второй ценовой зоне (Сибирь), связанным с ценовыми заявками производителей энергии, работающих на угольном топливе.

Отдельно отметил бы вопросы, связанные с необходимой реакцией сектора, который сейчас, возможно, наиболее подвержен трансформации – это электросети и их тарифное регулирование. Мы считаем, что коллегам-сетевикам, как и генераторам, необходимо сейчас оказывать поддержку со стороны государства. И, конечно же, основной мерой будет являться субсидирование кредитных ставок для пополнения оборотных средств. Правительством принято соответствующее решение: ставка для системообразующих компаний будет просубсидирована (до 11% годовых на 12 месяцев. – Прим. ред.).

Что касается дополнительных мер, то правительством уже принято решение об отказе от отрицательных тарифных последствий за неисполнение инвестпрограмм в 2022–2023 годах. Это вопрос, связанный с удлинением сроков поставок, изменением логистических цепочек, прежде всего, для электросетевых компаний.



Теперь предусмотренные штрафные санкции (при неисполнении инвестпрограмм. – *Прим. ред.*) применяться не будут и ухудшения положения компаний при регулировании не произойдёт. Средства (сохраняемые тарифные. – *Прим. ред.*) могут пойти на те первоочередные меры, которые определяют для себя сетевые компании.

Также обсуждается продление срока исполнения инвестиционных программ. Очевидно, что их необходимо переориентировать на надёжность и бесперебойность, учитывая необходимость поддержания того уровня качества оказываемых услуг, к которому мы привыкли. Безусловно, и население, и промышленность должны продолжать получать их так же надёжно, как и сейчас. На это настроено всё регулирование и во многом работа правительства в настоящее время.

Принимаются значительные усилия, связанные с разработкой иных мер поддержки. Очевидно, нам нужно думать над тем, как далее внедрять долгосрочное тарифное регулирование. Я считаю, что несмотря на все сложившиеся обстоятельства, оно необходимо. Но при реализации решений о долгосрочном регулировании их нужно будет накладывать на имеющиеся изменения – рост ставки и целый ряд других вопросов, связанных с удорожанием сырья и оборудования. При этом мы понимаем,

что отрасль сугубо социальная, в связи с чем очень важно обращать внимание на изменения тарифов и нерегулируемой части энергорынка. ФАС за этим тщательно следит. Мы считаем, что те тарифы, которые установлены, позволяют компаниям уверенно работать. Но при этом напомним, что при тарифном регулировании все выпадающие доходы, все расходы, которые не покрываются тарифом, будут восполнены в последующие периоды тарифного регулирования и, соответственно, энергетические компании получают эти средства. А уже принятые решения, в частности в части субсидирования ставок, позволяют компаниям опереться на них в процессе работы.

Михаил Булыгин, директор по работе на рынке электроэнергии «Газпром энергохолдинга»

Действительно, в секторе есть сложности и ряд вопросов, связанных с КОММод, которые требуют оперативного, тактического и стратегического решения. Речь идёт как о проектах, которые уже реализуются, так и о тех, которые только запланированы. На прошедших отборах КОММод мы получили право реализовать 22 проекта (28% разыгранных). Каждый из них индивидуален и требует своего подхода, каждый раз это нетиповые решения.

А Ежегодная конференция газеты «Ведомости» в этот раз называлась «Российская энергетика: перезагрузка отрасли»

Александра Панина:

Под наибольшим риском оказались ПГУ, потому что в принципе вся остальная энергетика отечественная, абсолютное большинство деталей, оборудования, специалистов – это всё российское

Теперь мы в первую очередь видим удлинение сроков поставки оборудования, и это может привести в целом к сдвигу сроков реализации проектов. Поэтому, как нам кажется, сейчас по линии Минпромторга и, возможно, Минэнерго необходим жёсткий контроль за поставщиками оборудования для соблюдения минимизации задержек в поставках. В настоящий момент – это основной вопрос. Естественно, мы понимаем, что если сроки поставки будут срывать, нам нужны будут подвижки по срокам вводов. Знаем, что министерство энергетики ведёт интенсивную работу в этом направлении.

Отдельная тема, не менее важная, и даже более острая сейчас: это эксплуатация ПГУ, вопросы функционирования действующих парогазовых установок, нормативные сроки по которым либо уже закончились, либо приближаются к рубежным 100 тысячам часов работы. Мы столкнулись с беспрецедентной ситуацией, когда цепочки поставки и обслуживания частично нарушены. При этом все ПГУ в стране – это оборудование западных компаний (General Electric, Siemens). Так, в нашем парке 18 различных блоков, и мы не можем сказать, что это одинаковые установки. Каждый блок также требует отдельного решения. Мы подготовили перечень первоочередных мер, которые, как нам кажется, надо реализовывать. Они лежат в сфере ответственности министерства промышленности, которое должно очень оперативно перенастроить цепочки производства оборудования. Должны быть разработаны государственные программы поддержки сталелитейных комплексов металлургических предприятий. Нужно концептуально определять принципы эксплуатации действующих ПГУ в дальнейшем. Мы сформулировали несколько основных тезисов. Необходимо разработать номенклатуру и способы производства жаропрочных сталей, которые использовались в энергооборудовании – без этого никуда. Второе – это оснастка. У нас может быть производство стали, но не будет номенклатуры каких-то сопутствующих частей, а без них работа невозможна. Поэтому в кратчайшие сроки должны быть разработаны государственные программы, которые позволят либо импортозамещать, либо с нуля создавать оборудование, которое уже используется энергетиками. А пока нужны какие-то системные решения, которые позволяли бы это оборудование бережно эксплуатировать.

Александра Панина, председатель наблюдательного совета ассоциации «Совет производителей электроэнергетики», члена правления «Интер РАО», руководитель блока трейдинга компании

Наибольшие риски сейчас складываются в сегменте современных парогазовых установок. В значительной степени остальной массив российской энергетики складывался в прошлом веке, абсолютное большинство деталей и оборудования здесь российские, и наши специалисты умеют с этим работать. Доля парогазовых установок, с которыми возможны сервисные сложности, в выработке электроэнергии в России не слишком велика. Тем не менее она значима, парогазовый сегмент остаётся у нас пока санкционно зависимым.

Что касается работы по модернизации ТЭС в рамках программы КОММод, то, я думаю, она будет продолжена, так как в новых условиях она, как минимум, сохраняет свою актуальность. Пока ПГУ для нас – импортное оборудование, нужно развивать российское – то есть тот же КОММод, в котором есть требование о 100-процентной локализации. Сейчас эта программа может оказаться опорной для сектора электроэнергетики. Безусловно, надо обсуждать и корректировать программу: анализировать объёмы, точки, рентабельность модернизации, возможно точно отказываться от каких-то проектов для экономии средств, тратить их на более рациональное обновление. Но базово проблема устаревания генерации никуда не исчезает, если ничего не делать, отрасль сама по себе молодеть не будет, и выработка паркового ресурса действующих блоков продолжит расти.

Важно понимать, что любые кризисные явления приводят к инфраструктурным вложениям, такие инвестиции в сложный период необходимы экономике, так как они способствуют её росту и в большем объёме транслируются в рост ВВП. Поэтому реализовывать программу КОММод нужно: она нужна и энергетике и смежным отраслям, и экономике в целом. Те проекты, что уже запущены, точно будут завершены. Те, что запланированы, наверное, будут реализованы: плюс в том, что оборудование для них уже локализовано. Главный вопрос и пожелание к Минпромторгу: чтобы наш промышленный комплекс самостоятельно справился с задачами производства, адаптировавшись к новым условиям. А наши планы в целом остаются в силе, хотя, возможно, где-то и будут корректировки отдельных проектов и сроков.



Институт экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ (апрель 2022 года):

Объём инвестиций в электроэнергетический сектор в размере 1% ВВП в год влечёт за собой рост выпуска в экономике в объёме около

2,5–2,6% ВВП.

Из них примерно 0,6–0,7% ВВП в год – это эффекты роста за счёт прироста выпуска в отраслях машиностроения и строительства



В части сроков существенные подвижки становятся более реальными, если у промышленности возникнут трудности при выполнении заказов энергетического сектора. Очевидно на фоне разгона инфляции и роста цен на сырьё и оборудование будет меняться и стоимость проектов. К этому надо быть готовыми, оперативно пересматривать планы и адаптироваться, но пока у сектора нет понимания – новые параметры до конца ещё не сформировались.

Михаил Харди́ков, глава энергетического дивизиона, финансовый директор En+ Group

З алог успеха – стабильность потребителей, которые дают деньги для развития энергетики. Кризис тяжелейший, и выход из него надо искать как можно быстрее. Сейчас об этом много говорится, и нам действительно предстоит переориентация на Восток, и Сибирь должна стать нашими воротами.

По нашему мнению, на уровне государства сейчас нужно заниматься, прежде всего, развитием инфраструктуры. Транспортная и аэропортовая, энергетическая инфраструктура должны стать частью развития Сибири как можно быстрее. Тот же Китай всегда акцентируется на этом: экономика рано или поздно начнёт расти, и в этот момент отсутствие инфраструктуры может оказаться серьёзным барьером. Нам необходимо определиться, что делать с транспортом. Мы поддерживаем проект развития Восточного полигона РЖД – узкие места надо расширять. Одно из таких есть и у нас – это железная дорога, проходящая через Братскую ГЭС. Она просто не осилит такое увеличение объёмов перевозки, так что надо решать вопрос о строительстве моста через Ангару в обход ГЭС, иначе это будет «бутылочное горлышко» для железной дороги. Также нужно выстраивать стратегию развития электросетей в едином ключе для регионов и объединённых энергосистем ЕЭС, чтобы понимать объём мощностей для развития экономики на Восток.

Экологическая повестка ушла на второй план, но не исчезла. Мы должны понимать, что на новых рынках от нас тоже спросят по поводу углеродного следа, Score 1, Score 2. Поэтому мы полагаем, что поддержка проектов крупных ГЭС всё равно должна остаться. И о проектах нужно думать уже сейчас с учётом длинного цикла строительства. Также считаем перспективным направлением развитие малого атома. Малые атомные реакторы, которые мы развиваем

совместно с «Росатомом», точно будут востребованы в отдалённых районах.

Ещё один важнейший момент – люди, которых надо сохранить в секторе. Мы вкладываем более 90 млн рублей ежегодно на программы партнёрства с вузами, чтобы готовить и сохранять кадры на местах. Тот же Братский госуниверситет пытается привлечь ребят, но у школ КРП по поступлениям в системообразующие вузы. Значит, нужно дать ему такой статус.

Нам нужно решить вопрос обеспечения расчётов – таким инструментом может стать цифровой рубль. Сейчас мы много слышим о переходе к расчётам в рублях. Но, по нашему опыту, многие китайские партнёры стали относиться к расчётам с нами гораздо настороженнее. Многие предлагают перейти на 100-процентное авансирование, что увеличивает наши риски – будет ли поставка, как забрать деньги, если её не будет? Аккредитивы могли бы стать таким рецептом, но мы пока не смогли открыть их в китайских банках.

РЖД предлагает ежеквартально индексировать свои тарифы, у металлургов растут цены. Одновременно для стабильности нужно обязательно не индексировать тарифы на энергоресурсы, которые мы поставляем как энергетики, и при этом ещё и разрешить за них не платить: пени, штрафы, неустойки и отключения как инструменты сбора платежей теперь недоступны. Тогда нужен долгосрочный кредит, понятная ликвидность, часть 20-процентной ставки должна субсидироваться, иначе мы не сможем развиваться. Большая часть бизнеса с 2014 года кредитруется по плавающим ставкам, и сейчас их фактически удвоили. У вас была ставка 10%, а сейчас в одностороннем порядке она повышается до 22–25%. Какой бизнес может развиваться по такой ставке, я не понимаю. Сейчас, спасибо банкам, «кэш-вая» ставка (используемая для расчёта процентов. – Прим. ред.) будет снижена до 10–12%, остальное они начислят, а мы заплатим когда-нибудь потом. Но заплатим. И речь идёт о многих миллиардах рублей, которые непонятно откуда взять.

Светлана Никонова, первый заместитель генерального директора по развитию и взаимодействию с регионами и государственными органами «Квадры», директор проектного офиса «Развитие активов» в «Русатом Инфраструктурные решения» (РИР)

Д ва года назад, в первую волну пандемии при объявлении локдауна, мы вместе с крупными теплоснабжающими

Михаил Харди́ков:

Нам действительно предстоит переориентация на Восток, и Сибирь должна стать нашими воротами

организациями на площадке Минстроя обсуждали проблемы, которые могут возникнуть в секторе из-за прекращения поставок оборудования в РФ. Составляли достаточно подробно перечень оборудования в тепло- и водоснабжении, не имеющего российских аналогов. Надо сказать, что это был достаточно широкий список. Сейчас, как я понимаю, проводится та же работа. И как мне говорят коллеги из Минстроя, этот перечень, к сожалению, не стал меньше: за два года ситуация не сильно изменилась, что действительно вызывает на нынешнем этапе большую озабоченность.

Я бы не сказала, что в сфере собственно теплоснабжения очень большая часть импортного оборудования, которая как-то сильно или критично влияет на обеспечение теплом и может привести к срыву сроков инвестиционных программ. Основная часть оборудования ещё советского производства, которое достаточно надёжно: наши специалисты уже научились разбирать его как автомат Калашникова с завязанными глазами и собирать обратно, и оно работает. Хотелось бы, чтобы позиции списка не имеющего отечественных аналогов оборудования были отработаны Минпромторгом совместно с российскими предприятиями, с тем, чтобы мы получили столь же надёжное оборудование, которое могло бы служить долгие



годы. Со своей стороны, внутри атомной отрасли, мы такую работу с нашими машиностроительными предприятиями уже ведём. У нас девять уже завершённых проектов ДПМ, сейчас РИР и «Квадра» реализуют шесть проектов КОММод. Естественно, мы видим риски, но пока поставщики оборудования подтверждают сроки по поставкам, которые предусмотрены договорами.

Владимир Тупикин, директор по энергетике и ресурсобеспечению «Сибура»

Рынок электроэнергии существует для того, чтобы воспроизводить в отрасли инвестиционный цикл, который позволяет ей развиваться. Именно таким, надеюсь, мы будем видеть энергорынок в ближайшее время. Предвосхищая вопрос о возможности перехода к регулированию энергоцен, скажу, что триггером для такого глобального изменения может стать падение потребления. Но мы надеемся, что значительного сокращения спроса в промышленности не произойдёт. Мы являемся апологетами рыночной системы, которая сейчас позволяет сектору находится в состоянии достаточно сдержанных реакций на кризис. Кризисные явления в энергетике ощущаются не

так, как, например, в промышленности, которая реагировала на беспрецедентные вызовы очень остро.

Ранее в ряде случаев промышленники предпочитали уходить в собственную генерацию в рознице, в подавляющем числе регионов проекты собственной генерации окупались. Сейчас против этого уравнения играют два фактора – цена оборудования и сервис. Поэтому мы полагаем, что, во-первых, потребители вместе с отраслью должны смещать фокус на надёжность поставок тепловой и электрической энергии. Во-вторых, нужна ценовая сдержанность: мы понимаем, что работаем в связке промышленность – энергетика и нам предстоит так работать и дальше. Брать на себя все риски и заниматься сейчас развитием собственной генерации нерационально.

Какие меры поддержки нужны потребителям? Часть ответа – прогнозируемые стабильные цены на энергоресурсы. Вторая часть – это системные меры поддержки, которые касаются всей промышленности. Очевидно, что со ставкой ЦБ 20% промышленность не будет развиваться. Решение кредитовать системообразующие предприятия на срок до года под 10–11%, безусловно, важный шаг и решает большое количество проблем, с которыми мы столкнулись в одночасье. У нас произошёл разрыв логистических цепочек, у компаний

возникают кассовые разрывы, и дополнительное кредитование здесь может помочь, особенно экспортёрам.

Возможно, на некотором этапе и в очень ограниченном количестве мы можем говорить о снижении экологических требований. Но опять же, мы являемся последовательными сторонниками ESG-повестки и понимаем, что эти меры могут быть лишь временными, чтобы бизнес почувствовал меньшую нагрузку.

Наше предложение о фиксации цен на внутреннем рынке, очевидно, релевантно не только для нефтехимиков. Мы понимаем, что ранее формулы цен рассчитывались по экспортному нетбэку, с оглядкой на стоимость продукта на внешних рынках. Но сейчас мы понимаем, что как энергетическая отрасль должна поддерживать платёжеспособный спрос промышленности, так и мы должны поддерживать своих потребителей в России и не дать им закрыть свои производства. В этом смысле поддержание цепочки платёжеспособного спроса критично. Поэтому мы предложили отвязать ценообразование в РФ от экспортных нетбэков. Одновременно с этим мы предлагаем и наше сырьё отвязать от экспортных ориентиров. Это будет означать, что создаётся новая цепочка себестоимости без глобальной флуктуации внутренних цен и зависимости от курсовых колебаний.

Промышленный регион с большой водой

текст: Ирина БОРШОВА

Приволжский федеральный округ включает в себя регионы объединённой энергосистемы (ОЭС) Средней Волги и пять регионов ОЭС Урала. Оперативные показатели в них во многом зависят от потребления крупных промышленных предприятий и колебаний уровня водности на Волжско-Камском каскаде гидроэлектростанций.

Суммарная мощность электростанций Приволжского федерального округа составляет около 46,4 ГВт – это почти 19% установленной мощности Единой энергосистемы России. К крупнейшим объектам генерации региона относятся, например, Балаковская АЭС «Росэнергоатома» (4 ГВт), Ириклинская и Пермская ГРЭС «Интер РАО» (мощность каждой – по 2,4 ГВт), Заинская ГРЭС «Татэнерго» (2,2 ГВт), а также такие крупные гидроэлектростанции «РусГидро», как Жигулёвская (2,49 ГВт), Саратовская (1,43 ГВт), Чебоксарская (1,37 ГВт).

Электросетевой комплекс в Приволжском округе насчитывает 2257 линий электропередачи класса напряжения 110–500 кВ и 1720 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций соответствующего уровня напряжения.

Одной из отличительных особенностей энергосистемы Приволжского округа является высокая доля гидрогенерации, которая составляет свыше 18%. На территории региона расположена большая часть ГЭС Волжско-Камского каскада. Объединение ГЭС в каскады увеличивает эффективность использования водных ресурсов. Волжско-Камский каскад – второй по мощности в России (после Ангаро-Енисейского), включает в себя 11 ГЭС суммарной мощностью свыше 10 ГВт, говорится в материалах «РусГидро». Именно сооружение крупных ГЭС Волжско-Камского каскада и дальних линий электропередачи 400–500 кВ позволило создать достаточный резерв высокоманевренных мощностей, что сыграло решающую роль в формировании Единой энергетической системы СССР и создании ЕЭС России.

В структуре установленной мощности генерации Приволжья, как и в стране в целом, самая большая доля прихо-

дится на тепловые электростанции. Так, в регионах ОЭС Урала высокоманевренное блочное оборудование позволяет ежедневно изменять суммарную загрузку электростанций в диапазоне от 5000 до 7000 МВт, а также отключать в резерв на субботу, воскресенье и праздники от двух до десяти энергоблоков суммарной мощностью от 500 до 2000 МВт. Эти уникальные возможности по регулированию частоты используются не только в интересах ЕЭС России, но и позволяют обойтись без каких-либо системных нарушений при вечернем спаде (скорость до 1200 МВт·ч) и утреннем росте (скорость до 1400 МВт·ч) электропотребления, вызванных одной из самых высоких в России долей промышленности в потреблении Урала. В ОЭС Средней Волги основа из тепловых электростанций и высокая доля ГЭС позволяют оперативно изменять генерацию в диапазоне до 5000 МВт как для регулирования частоты в ЕЭС, так и для поддержания величины транзитных перетоков с ОЭС Центра, Урала и Сибири.

Пути развития энергосистемы Приволжского округа с одной стороны, конечно, связаны с гидростанциями, однако это вызывает массу споров. Ещё с советских времён остались недостроенными водохранилища Чебоксарской и Нижнекамской ГЭС. Пуск первого гидроагрегата Чебоксарской ГЭС был осуществлён при пониженной отметке водохранилища (61 м) 31 декабря 1980 года. Для обеспечения навигации весной 1981 года уровень был повышен до промежуточной отметки в 63 м. Окончание работ по зоне затопления водохранилища до проектных 68 м было запланировано на 1987 год. В связи с недостаточным финансированием, неполной готовностью зоны затопления и незавершёнными работами по защите земель и населённых пунктов реализация проекта была приостановлена и до сих пор не завершена.



46,4 ГВт – суммарная мощность электростанций Приволжского округа, это почти 19% установленной мощности ЕЭС России



Похожая история и с Нижнекамским водохранилищем в Татарстане. Его уровень по проекту должен был составить 68 м для оптимальной загрузки Нижнекамской ГЭС (1,2 ГВт). Однако в 1990-е годы уровень был оставлен на отметке 62 м, чтобы предотвратить затопление 90 тысяч гектаров сельхозземель. В 2002 году Татарстан, Башкирия и Удмуртия подписали трёхстороннее соглашение о режиме эксплуатации водохранилища на отметке 63,3–63,5 м.

«РусГидро», которой принадлежит Чебоксарская ГЭС, и владеющее Нижнекамской ТЭС «Татэнерго» неоднократно выступали с инициативой поднять уровни водохранилищ до проектных отметок. В разное время с ними соглашались в различных органах власти. Дело в том, что текущий заниженный уровень водохранилищ не позволяет полноценно использовать их регулируемую функцию, что может быть критично во время паводков – и несколько раз о необходи-

мости достройки водохранилища говорили как раз в периоды маловодья или, наоборот, половодья, когда отсутствие или обилие воды создавало проблемы. Немаловажным аспектом является судоходство. Так, как рассказывал «Коммерсантъ», специалисты не раз отмечали негативное влияние из-за отсутствия глубоководного участка на Волге между шлюзами Чебоксарской и Нижегородской ГЭС, поясняя, что из-за низкого уровня воды к тому же произошла эрозия русла Волги, что ещё сильнее уменьшило судоходные глубины.

Поднятие уровня водохранилища означает затопление части земель, а в постсоветский период зарезервированные земли вошли в хозяйственный оборот, частично были застроены, поэтому до сих пор предложения энергетиков о доведении водохранилищ до проектных отметок вызывают очень сильное сопротивление. Последний раз тема поднималась в 2020 году, когда

«Татэнерго» предложило поднять уровень Нижнекамского водохранилища на 70 см, до 64 м (то есть ниже проектных 68 м), для увеличения загрузки ГЭС и решения проблемы судоходства. Однако из-за рисков подтопления против выступили соседние Удмуртия и Башкирия.

Развитие генерации в регионе в ближайшие годы будет связано с проектами модернизации. Свою программу комплексной модернизации много лет реализует «РусГидро», которая, по данным «Системного оператора», в 2023–2028 годах проведёт обновление четырёх гидроагрегатов Нижегородской ГЭС. В тепловом сегменте будет вестись реализация общероссийской программы модернизации ТЭС. Конкурсные отборы уже прошли инвестпроекты на таких электростанциях, как Ириклинская, Пермская, Кармановская, Заинская ГРЭС, Пермская ТЭЦ-9, Казанская ТЭЦ-2, Самарская ТЭЦ и др.

Модернизация энергоблока 300 МВт Костромской ГРЭС

4 января 2022 года по команде «Системного оператора ЕЭС» в сеть был включён энергоблок № 8 Костромской ГРЭС «Интер РАО». Он стал одним из первенцев федеральной программы модернизации ТЭС, проекты в которую отбираются в рамках открытого конкурса (КОММод). Мощность блока, введённого почти 50 лет назад, выросла на 10%, парковый ресурс обнулён и продлён ещё на четверть века. При этом модернизация позволила улучшить экономические и экологические показатели генерации. Типовой проект обновления в дальнейшем будет реализовываться и на других электростанциях «Интер РАО» в рамках программы КОММод.



Ключевые параметры проекта после модернизации:

▲ 10%
рост мощности
блока
(до 330 МВт)

▲ 4,2%
увеличение
расхода свежего
пара на турбину
(до 990 тонн в час)

▼ 5,4%
снижение
удельного расхода
пара на выработку
энергии
(до 2,98 кг
на 1 кВт•ч)

▼ 3,4%
уменьшение
удельного
расхода теплоты
на выработку
энергии
(до 1848,7 ккал
на 1 кВт•ч)

▼ 3,75%
снижение
удельного расхода
условного топлива
на выработку
энергии
(до 302 грамм
условного топлива
на 1 кВт•ч)



В рамках программы КОММод на Костромской ГРЭС планируется модернизировать все восемь энергоблоков по 300 МВт. Таким образом, установленная мощность этой станции «Интер РАО» после обновления вырастет на 240 МВт – с 3,6 ГВт до

3,84 ГВт

6 блок № 8 Костромской ГРЭС мощностью 300 МВт был введён в эксплуатацию 27 июня 1973 года. Начав на старте с удельного расхода условного топлива (УРУТ) в 330 грамм на 1 кВт•ч, в дальнейшем энергетики смогли снизить показатель до 313,74 грамма. До конца 2020 года блок выработал более 65 млрд кВт•ч (потребление всей Костромской области в течение 22 лет), отработав в ЕЭС более 290 тысяч часов при парковом ресурсе в 220 тысяч часов. Полная выработка ресурса и предложенный типовой проект обновления позволили включить блок в программу модернизации одним из первых.

Подобные энергоблоки на 300 МВт являются основным и самым массовым типом генерирующего оборудования, установленным на производственных объектах группы «Интер РАО». К началу 2019 года в компании было 28 таких блоков, введённых в эксплуатацию в 1960–1970-х годах и полностью выработавших свой ресурс. Проект обновления, реализация которого началась на блоке № 8 Костромской ГРЭС в январе 2021 года, является типовым техническим решением и опробован на ряде электростанций России и СНГ.

Для замены основных ресурсопределяющих частей использовано российское оборудование производства «Силовых машин». В рамках модернизации заменены цилиндр высокого давления турбины, цилиндр среднего давления

с промежуточным перегревом пара, а также проведён ряд сопутствующих работ. Изменилась схема парораспределения, частично заменено оборудование котлоагрегата.

В цилиндре высокого давления использованы реактивные ступени (применено так называемое реактивное облопачивание – оно позволяет улучшить обтекание рабочих лопаток и снизить выходные потери, из-за чего КПД может увеличиться на 5–8% в зависимости от типа турбин, отмечают специалисты Уфимского государственного авиационного технического университета).

«Для оценки эффективности проведённой реконструкции мы сравнили основные показатели работы турбоагрегата до и после модернизации, – рассказывает директор филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» Андрей Николаев. – Так, по результатам тепловых испытаний, выполненных специализированной наладочной организацией, удельный расход теплоты на выработку электроэнергии (основной показатель экономичности. – Прим. ред.) модернизированной турбины снизился на 3,4%. Снижение УРУТ после модернизации составляет 10,5 грамма на 1 кВт•ч. Такие показатели говорят о выборе правильных технических решений и высоком качестве их реализации в ходе модернизации турбины К-330-23,5-8МР. Окончательные выводы ещё предстоит сделать по результатам эксплуатации обновлённого энергоблока на протяжении этого года».



Модернизация в цифрах:



43
технологических
решения
реализованы для
улучшения технико-
экономических
показателей турбины



468 тонн
оборудования
демонтировано



471 тонна
оборудования
смонтирована



69 тонн
вспомогательных
трубопроводов
заменено



9,5 км
нового кабеля
проложено
для контроля
параметров
работы
турбоагрегата

Термоядерный синтез

текст: Николай Алейник

В марте 2022 года Правительство РФ распорядилось выделить 5 млрд рублей на разработку технологий управляемого термоядерного синтеза. Открытия в этой сфере могут приблизить человечество к тому, чтобы воспроизвести процессы, происходящие на Солнце, в земных условиях и обеспечить человечество безграничной чистой энергией на тысячелетия вперёд.

Управляемый термоядерный синтез – реакция, противоположная ядерному делению, питающему современные АЭС, – на протяжении 70 лет остаётся несбыточной мечтой физиков со всего мира. Термоядерная энергия не сопряжена с побочными явлениями вроде выброса CO₂ или радиоактивных отходов, требующих строительства дорогостоящих хранилищ. Всё, что нужно для её получения, – два изотопа водорода: дейтерий и тритий, причём потенциальный источник энергии будет занимать в сотни раз меньше места, чем любая солнечная или ветровая электростанция.

В самом общем виде суть реакции управляемого термоядерного синтеза в следующем: дейтерий и тритий (атомы водорода с двумя и тремя нейтронами в ядре) искусственно сталкиваются на огромной скорости, сближаясь до расстояния одного атомного ядра и образуя новое, более тяжёлое ядро. В результате с атомов слетает электронная оболочка, газ дейтерия и трития переходит в состояние плазмы. При этом высвобождается огромное количество энергии.

Сейчас освоено два способа столкновения атомов: их разгон в торообразных

реакторах при помощи магнитного поля (термоядерный синтез с магнитным удержанием плазмы) и разогрев сверхмощными лазерными пучками крошечных мишеней, содержащих дейтерий и тритий (инерционный термоядерный синтез).

При инерционном синтезе топливо удерживается собственными силами инерции: при его быстром и равномерном нагреве образовавшаяся плазма успевает прореагировать до разлёта. В одном из последних экспериментов это выглядело так: 500-тераваттная лазерная установка (размером с три футбольных поля) «стреляет» всей своей мощью в резонатор, преобразующий лазерные лучи в рентгеновские, которые, в свою очередь, нагревают крошечную топливную «таблетку» с дейтерием и тритием размером 4,6 мм и образуют раскалённую точку диаметром с человеческий волос, выработавшую более 10 квадриллионов ватт термоядерной энергии за 100 триллионных секунды. Энергия, выделенная этой «таблеткой», составила 70% от энергии рентгеновских лучей, разогревавших её.

При термоядерном синтезе с магнитным удержанием плазмы, как видно из названия, плазма удерживается магнитными полями и без контакта с ёмкостью, в которой она находится. Для магнитного захвата плазмы используется торообразная конфигурация магнитного поля (похожа на кольцо, в котором магнитные поля идут по контуру) или конфигурация магнитного зеркала (линейная, незамкнутая форма, в которой линии магнитного поля сближаются вблизи торцов, создавая «пробку» для заряженных частиц).

До сих пор ни термоядерным синтезом с магнитным удержанием, ни инерционным способом не удалось решить одну из ключевых проблем – количество энергии, затраченной на удержание плазмы в стабильном состоянии, всегда оставалось несопоставимо больше энергии, полученной в результате реакции. Термоядерный синтез на Солнце возможен благодаря огромной гравитации, удерживающей плазму, в земных же условиях для этого нужны магнитные поля или лазеры невероятной мощности.

Впрочем, в последнее время дело, кажется, начало сдвигаться с мёртвой



В мае прошлого года в НИЦ «Курчатовский институт» был запущен токамак Т-15МД – термоядерная установка, построенная в России и не имеющая аналогов в мире по техническим параметрам

точки. Одни учёные заявляют, что разработали термоядерный реактор, позволяющий удерживать плазму и получать из неё больше энергии, чем затрачено на удержание. Другие анонсируют десятикратное снижение нагрева материалов в ключевых компонентах термоядерной установки. В погоне за мечтой о фактически безграничной и безотходной энергии находятся и несколько крупных частных компаний. Инвестиции в термоядерный синтез насчитывают сотни миллионов долларов. При этом ряд учёных сомневается, что эти технологии в скором времени могут стать коммерчески рентабельными, а инерционному синтезу, по некоторым оценкам, и вовсе предстоит путь длиной по меньшей мере в полвека.

При этом извлечение достаточного объёма энергии – лишь одна из многочисленных проблем, стоящих перед учёными. В их числе – извлечение и конвертация тепловой энергии и разработка материалов, способных длительное время выдерживать экстремальные температуры термоядерного синтеза.

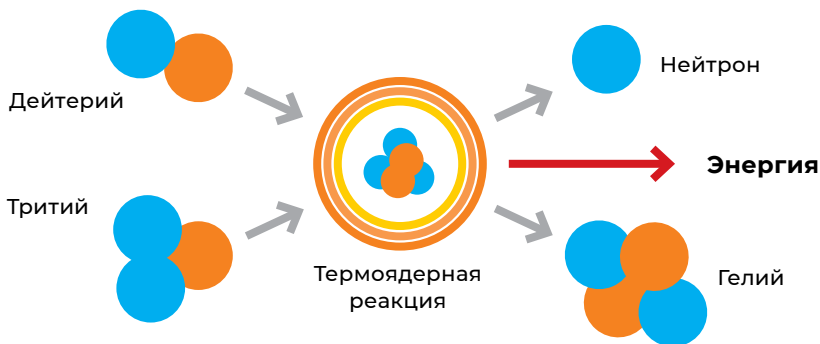
Россия является одним из основоположников и мировых лидеров в разработке технологии термоядерного синтеза. Предложение об использовании управляемого термоядерного синтеза для промышленных целей и конкретная схема с использованием термоизоляции высокотемпературной плазмы электрическим полем были впервые сформулированы советским физиком Олегом

Лаврентьевым в 1950 году. Эта работа послужила катализатором для исследований. В 1951 году физики Андрей Сахаров и Игорь Тамм представили модифицированную схему. Они разработали теоретическую основу термоядерного реактора, в котором плазма тороидальной формы держится за счёт магнитного поля и таким образом достигаются необходимые для термоядерного синтеза условия.

На основе этих разработок три года спустя была построена первая «тороидальная камера магнитная» (по первым слогам трёх слов её сначала называли «токамаг», но потом для благозвучия последнюю букву заменили на «к»). В 1968 году в Советском Союзе на токамаке удалось разогреть плазму до 11,6 млн градусов по Цельсию.

Токамаки прошли множество модификаций и сегодня считаются одной из наиболее эффективных технологий управляемого термоядерного синтеза. В мае прошлого года в российском Национальном исследовательском центре (НИЦ) «Курчатовский институт» был запущен токамак Т-15МД – модифицированная версия реактора Т-15, работавшего в институте с конца 1980-х, и первая за последние 20 лет новая термоядерная установка, построенная в России. По техническим параметрам Т-15МД не имеет аналогов в мире.

Уникальность мегаустановки – в сочетании высокой мощности с компактными размерами. Это стало возможно благодаря целому ряду новых технологий, разработанных учёными Курчатовского института.



Термоядерная энергия не сопряжена с побочными явлениями вроде выброса CO₂ или радиоактивных отходов, требующих строительства дорогостоящих хранилищ

→

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

апрель

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	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								

1 апреля



Николаев Андрей Александрович
1973 г.
директор Костромской ГРЭС и Ивановских ПГУ – филиалов АО «Интер РАО – Электрогенерация»

2 апреля



Пельмский Олег Анатольевич
1962 г.
генеральный директор АО «Томская генерация»

3 апреля

Садовничий Виктор Антонович
1939 г.
ректор Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова

4 апреля



Маслов Алексей Викторович
1981 г.
член правления – руководитель блока стратегии и инвестиций ПАО «Интер РАО»

Разумов Дмитрий Александрович
1974 г.
директор филиала «Удмуртский» ПАО «Т Плюс»

5 апреля

Макаров Игорь Викторович
1962 г.
президент Международной группы компаний «АРЕТИ»

Толочек Евгений Викторович
1975 г.
президент ПАО «НК «РуссНефть»

6 апреля



Афанасьев Сергей Владимирович
1980 г.
генеральный директор АО «Единый информационно-расчётный центр Ленинградской области»

Видман Андрей Владимирович
1979 г.

директор филиала ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного»

Кутепов Андрей Викторович
1971 г.

председатель Комитета Совета Федерации по экономической политике



Сергеев Максим Евгеньевич
1977 г.
генеральный директор ООО «Интер РАО – Экспорт»

7 апреля

Александров Анатолий Александрович
1951 г.
президент Московского государственного технического университета имени Н. Э. Баумана



Матвиенко Валентина Ивановна
1949 г.
председатель Совета Федерации РФ



Шрёдер Герхард
1944 г.
председатель Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»

9 апреля



Бондаренко Анастасия Борисовна
1978 г.
статс-секретарь – заместитель министра энергетики РФ



Илев Евгений Геннадьевич
1972 г.
генеральный директор ООО «КВАРЦ Групп»

Сазонов Сергей Михайлович
1956 г.
генеральный директор АО «Объединённая энергостроительная корпорация»

11 апреля

Каспаров Орест Сетракович
1973 г.
заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию РФ

12 апреля

Дмитриев Кирилл Александрович
1975 г.
генеральный директор РФПИ, член Совета директоров ПАО «Россети»



Силуанов Антон Германович
1963 г.
министр финансов РФ

13 апреля



Кодин Александр Викторович
1971 г.
генеральный директор АО «Томскэнерго-сбыт», ООО «Единый информационно-расчётный центр Томской области»

14 апреля



Вексельберг Виктор Феликсович
1957 г.
председатель Совета директоров фонда «Сколково», председатель Совета директоров АО «Группа компаний «РЕНОВА»

Одинцова Людмила Викторовна
1964 г.
директор Саратовской ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»

Чефранов Михаил Эдуардович
1965 г.
управляющий директор филиала «Белгородская генерация» ПАО «Квадра»

15 апреля



Хмарин Виктор Викторович
1978 г.
председатель правления – генеральный директор ПАО «РусГидро»

16 апреля



Аюев Борис Ильич
1957 г.
член Совета директоров ПАО «Интер РАО»

17 апреля

Дашков Роман Юрьевич
1976 г.
главный исполнительный директор нефтегазовой компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» («Сахалин Энерджи»)

19 апреля

Поваров Владимир Петрович
1957 г.
заместитель генерального директора – директор Нововоронежской АЭС – филиала АО «Концерн Росэнергоатом»

20 апреля

Пашнин Пётр Анатольевич
1977 г.
директор филиала «Мордовский» ПАО «Т Плюс»

21 апреля

Руденко Сергей Михайлович
1961 г.
директор «Амурской генерации» – филиала АО «ДГК»

22 апреля

Фролов Александр Германович
1983 г.
директор филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

23 апреля

Тахаутдинов Шафагат Фахразович
1946 г.
член Совета директоров ПАО «Татнефть», помощник президента Республики Татарстан

24 апреля



Москвитин Александр Петрович
1974 г.
генеральный директор ООО «Энергосбыт Волга»

25 апреля

Денисов Константин Иванович
1960 г.
заместитель генерального директора Госкорпорации «Росатом» по безопасности

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

май

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	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					

26 апреля



Андронов Михаил Сергеевич
1969 г.
президент ООО «Рус-энергосбыт»

27 апреля

Пономарёв Алексей Петрович
1965 г.
директор Уфимской ТЭЦ-4 – филиала ООО «БГК»

29 апреля

Яковлев Юрий Владимирович
1952 г.
заместитель генерального директора Госкорпорации «Росатом» по государственной политике в области безопасности при использовании атомной энергии в оборонных целях

30 апреля

Красных Борис Адольфович
1950 г.
председатель научно-технического совета Ростехнадзора России

3 мая



Брихо Самир
1958 г.
председатель Совета директоров АО «СУЭК»

4 мая



Лифшиц Михаил Валерьевич
1963 г.
председатель Совета директоров АО «РОТЕК»



Соломин Вячеслав Алексеевич
1975 г.
исполнительный директор En+ Group

5 мая



Рубцов Антон Сергеевич
1985 г.
директор Департамента нефтегазового комплекса Минэнерго РФ

6 мая

Пидник Артём Юрьевич
1983 г.

генеральный директор ПАО «Россети Северо-Запад», исполняющий обязанности генерального директора «Россети Янтарь»

7 мая



Кулапин Алексей Иванович
1970 г.
генеральный директор ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго РФ

8 мая



Мордавченков Евгений Николаевич
1979 г.
директор ООО «Башэнерготранс»

9 мая

Данилов-Данильян Виктор Иванович
1938 г.
научный руководитель Института водных проблем РАН, член-корреспондент РАН

Мамаев Геннадий Александрович
1953 г.

генеральный директор АО «Электромашиностроительный завод «Лепсе»

Середа Михаил Леонидович
1970 г.

первый заместитель генерального директора ООО «Газпром экспорт», генеральный директор ООО «Газпром трейдинг»

10 мая

Любимов Юрий Сергеевич
1977 г.

член правления, первый заместитель генерального директора ПАО «РусГидро»

11 мая



Бажаев Муса Юсупович
1966 г.
президент АО «Группа Альянс», президент ООО «Русская Платина»

13 мая

Муллагалиев Илдус Рафисович
1973 г.
директор Нижнекамской ГЭС – филиала АО «Татэнерго»

14 мая



Шабарин Денис Евгеньевич
1972 г.
генеральный директор АО «Единый информационно-расчётный центр Петроэлектросбыт»

18 мая



Шульгинов Николай Григорьевич
1951 г.
министр энергетики РФ

20 мая

Кулаев Андрей Викторович
1971 г.
управляющий директор филиала «Смоленская генерация» ПАО «Квадра»

22 мая



Хазиев Раузил Магсумянович
1959 г.
генеральный директор АО «Татэнерго»

24 мая

Кузнецов Сергей Владимирович
1969 г.
директор ООО «ЕвроСибЭнерго – Гидрогенерация»

Маковский Игорь Владимирович
1972 г.
генеральный директор ПАО «Россети Центр» – управляющей организации ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Шепелев Вячеслав Владимирович
1976 г.
директор Зейской ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»

25 мая

Мерзлякова Галина Витальевна
1958 г.
ректор Удмуртского государственного университета

26 мая

Добров Сергей Вячеславович
1966 г.
директор филиала «Коми» ПАО «Т Плюс»

Пешков Изяслав Борисович
1936 г.
председатель учёного совета ОАО «Всероссийский научно-

исследовательский проектно-конструкторский и технологический институт кабельной промышленности»

27 мая



Екимова Элина Николаевна
1975 г.
генеральный директор ПАО «Саратовэнерго»

28 мая



Богданов Владимир Леонидович
1951 г.
генеральный директор ПАО «Сургутнефтегаз»



Воложанин Дмитрий Евгеньевич
1975 г.
директор ассоциации «Совет производителей энергии»

Кузнецов Алексей Владимирович
1977 г.
министр природных ресурсов и экологии Свердловской области

29 мая

Бусоргин Владимир Алексеевич
1955 г.
директор филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс»

Зюзин Игорь Владимирович
1960 г.
председатель Совета директоров ПАО «Мечел»

31 мая

Филатов Сергей Николаевич
1960 г.
управляющий директор филиала «Орловская генерация» ПАО «Квадра»

Фролов Андрей Евгеньевич
1974 г.
генеральный директор ООО «РусГазАльянс»



35

В 2021 году средневзвешенный коэффициент востребованности генерирующего оборудования ТЭС в ценовых зонах оптового энергорынка составил 70,7%, подсчитал в апреле «Системный оператор».

Средний коэффициент востребованности ПГУ –

96,2%

Средний коэффициент востребованности ГТУ –

54,7%



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
РОССЕТИ ЦЕНТР
РОССЕТИ УРАЛ
РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО
ТГК-1
ЮНИПРО
МОСЭНЕРГОСБЫТ
ФСК

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

РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ
РЕГИОН

Видео

РУСГИДРО
СУЭК
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

Веб-издания

РОССЕТИ
РУСГИДРО
АТОМЭНЕРГОМАШ
ПЕРЕТОК.РУ

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

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

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

