

ЭБГ

Эксперт-клуб

16

*Прогноз
для отрасли*

Дмитрий Орлов –

20

*о развитии энергосбытового бизнеса
«Интер РАО»*

Тенденции

24

Консолидация ТСО

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Итоги года

2021 год закрепил
зелёный тренд
в энергетике
и запустил
новые дискуссии
об устройстве
энергорынка

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!

В

декабрьском номере журнала, который вы держите в руках, традиционно подводим итоги года. На фоне предыдущего 2021-й оказался вполне успешным для отрасли. Экономика приспособилась к пандемии и начала восстановительный рост, который в том числе привёл к росту спроса на электроэнергию. Положительно на увеличении потребления сказались также сильные холода зимой и летняя жара. Об итоговом прогнозе, а также о других важных показателях – в рубрике **«Инфографика»**.

В **«Теме номера»** рассказываем о ключевых тенденциях в отрасли. 2021 год стал годом усилившегося влияния глобальной экологической повестки на страновые энергорынки, он ещё не изменил сектор, но дал старт дискуссиям о том, как должна меняться российская электроэнергетика. На обсуждение правительство дало весь следующий год, перенесло проведение двух основных конкурсов – отбора мощности и отбора проектов модернизации ТЭС.

Профессиональное сообщество понимает, что корректировки не ограничатся только сроками конкурсов или отдельными механизмами, меняющаяся ситуация на экспортных рынках может потребовать изменения структуры всей отрасли. С другой стороны, решения по итогам ноябрьской конференции ООН в Глазго оказались мягче, чем прогнозировалось, и это даёт надежду на более комфортные условия энергоперехода. О том, какие факторы будут определяющими для электроэнергетики и каковы прогнозы её развития, говорим в рубрике **«Эксперт-клуб»**.

События на оптовом рынке часто оставляют в стороне вопросы розницы, между тем в этом секторе немало интересных новостей. О работе энергосбытового направления, его задачах, о планах дальнейшей цифровизации рассказывает заместитель генерального директора, руководитель блока розничного бизнеса «Интер РАО» Дмитрий Орлов.

Продолжаем в этом номере рубрику **«Регионы»** и рассказываем об энергетике Южного федерального округа. Также, как обычно, собрали самые интересные отраслевые новости страны и мира, а в рубрике **«NB»** решили вспомнить историю электрических гирлянд.

С наступающими праздниками! Счастья и здоровья вам и вашим близким!

С уважением,
редакция журнала «Энергия без границ»



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

Итоги года

2021 год укрепил зелёный тренд в энергетике и запустил новые дискуссии об устройстве энергорынка.

↓
0814 **инфографика**

Главные цифры
уходящего года

16 **эксперт-клуб**

Прогноз для отрасли

Следующий год станет годом обсуждения корректировок на российском энергорынке: формально к 2023 году власти должны определиться, какие изменения будут внедрены на рынке мощности. При этом глобальная повестка призывает к серьёзной перестройке отрасли. Попросили отраслевых экспертов поделиться своими прогнозами.

20 ↓

20 **интервью**

Дмитрий Орлов:
«Интер РАО»
создала реальный
образ цифрового
энергосбыта»

О новых точках роста, создании сети ЕИРЦ, увеличении доли рынка и масштабных проектах цифровизации беседуем с заместителем генерального директора, руководителем блока розничного бизнеса «Интер РАО» Дмитрием Орловым.

24 **тенденции**

В сетях консолидации

Устав от роста аварийности в распредсетях, Минэнерго движется к ужесточению требований и консолидации ТСО, компании ожидаемо против и поддерживают идею ФАС о внедрении эталонных тарифов.

28 **регионы**

Рассказываем
об энергетике Южного
федерального округа

←
24



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 – врио руководителя
блока трейдинга
Сергей ПИКИН, директор Фонда
энергетического развития
Лариса СИЛКИНА, заместитель главы
представительства Electricité de France
в России
Юрий ШАРОВ, член правления –
руководитель блока инжиниринга

коммуникационная группа
MEDIA LINE 

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», 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: ООО «Типография
«Печатных Дел Мастер»
Адрес: 109518, г. Москва,
1-й Грайвороновский пр-д, д. 4

Цена свободная

30 технологии

Парогазовая
установка

32 НВ

Праздничные
огни

*Рассказываем об истории и рекордах
электрических гирлянд.*

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

36 фото номера

Снегопады и ливни
одновременно
в шести из восьми
федеральных округов
привели к массовым
отключениям
энергоснабжения



В ноябре несколько интересных с точки зрения тенденций отраслевых новостей принесло всероссийское совещание по подготовке к отопительному сезону.

Минэнерго решило подступить к новому этапу регулирования ВИЭ-генерации. Как сообщил глава ведомства Николай Шульгинов, к следующему осенне-зимнему периоду (ОЗП) планируется разработать отдельную методiku по оценке готовности работы ВИЭ в ОЗП.

Предправления «Совет рынка» Максим Быстров на совещании поднял тему улучшения платёжной дисциплины на розничном рынке и перед сетевыми компаниями. Среди названных им

мер – включение долгов перед сетями в конкурсную массу задолженности при проведении конкурса на статус гарантирующего поставщика (ГП).

На фоне роста цен, в частности на металлопродукцию, Минэнерго и генераторы на совещании говорили о необходимости роста тарифов по уровню фактической, а не прогнозной инфляции: заложенное сейчас плановое увеличение не превышает 4%, фактическая инфляция пробила отметку в 8%, а цены на металлургическую продукцию поднялись на десятки процентов. Изменение подхода к тарифообразованию необходимо оформить в кратчайшие сроки, с тем чтобы учесть его при определении ставок, вступающих в силу с 1 июля 2022 года.



В декабре вопрос о достаточности тарифов стал звучать в связи с ростом цен на уголь.

Власти Омской области из-за резкого роста цен на уголь, используемый в котельных, и массовых отказов поставщиков топлива исполнять контракты обратились в Минстрой и Минэнерго РФ, а также в прокуратуру и областное управление ФАС. Причём региональная прокуратура ещё в середине ноября сообщила о проведении проверки из-за риска срыва поставок угля в разгар отопительного сезона. Ситуация после этого не нормализовалась. В энергетической комиссии Омской области сообщили, что выросшие из-за цен на топливо экономически обоснованные расходы могут быть включены в тариф на тепло, но только в следующем расчётном периоде.

5–6

лет понадобится для завершения работы по созданию водородных турбин в РФ, сообщил глава Минпромторга Денис Мантуров



Николай Шульгинов



4

млрд кВт·ч составляет прогноз энергоэкспорта из РФ в Китай в 2021 году – это рекорд, в среднем поставлялось 3,15 млрд кВт·ч

478

МВт

ветрогенерации в трёх регионах запустило СП «Фортума» и «Роснано» – это крупнейший одномоментный ввод ВИЭ-мощностей в российской энергетике

Пожалуй, самая важная регуляторная новость ноября – утверждение параметров окупаемости проектов модернизации и строительства ТЭС в регионах Дальнего Востока (в том числе для электрификации Восточного полигона).

Норма доходности в 12,5%, установленная для шести проектов «РусГидро» и одного проекта СГК общей мощностью 2,4 ГВт и стоимостью более 337 млрд рублей, известна уже больше года. Зато стало понятно, какую долю расходов возьмут на себя потребители Дальнего Востока – до 10% от суммарных платежей за мощность обновлённых ТЭС. На покупателей энергии первой ценовой зоны придётся около 80%, остаток оплатят потребители Сибири.

В начале декабря собрание акционеров «Юнипро» приняло решение направить на промежуточные дивиденды 12 млрд рублей, обещанные менеджментом компании в случае успешного пуска ДПМ-блока Берёзовской ГРЭС в мае. «Фортум» наращивает расчёты с акционерами и по итогам трёх кварталов отдаст им всю чистую прибыль за период – почти 19,3 млрд рублей. Совдир «Т Плюс», напротив, предложил сократить промежуточные дивиденды на 30%. Сэкономленные 1,2 млрд компания намерена вложить в модернизацию теплосетей.

«Россети», представившие весьма позитивную отчётность по МСФО по итогам девяти месяцев, практически сразу предупредили рынок, что годовые результаты будут хуже из-за значительного объёма бумажных списаний. Однако это никак не влияет на показатели холдинга, значимые для инвесторов. Почти столь же формальное событие – смена гарантирующего поставщика Тывы (регион на РД) из-за долгов перед генераторами. «Совет рынка» лишил «Тываэнергосбыт» статуса участника оптового энергорынка, ГП компания перестанет быть с момента назначения преемника – им наверняка станет «Тываэнерго», которая, как и «Тываэнергосбыт», входит в периметр Группы «Россети». Правда, у нового ГП больше реального имущества, на которое можно наложить взыскание, что делает событие не таким уж формальным для поставщиков энергии. Одновременно сетевой холдинг продолжает решать проблему неплатежей со стороны «ТНС энерго» и, получив контроль в его Совете директоров, второй раз за год меняет там генерального директора. Новым руководителем стал депутат заксобрании Карелии от «Единой России» Олег Доценко, возглавляющий местный энергосбыт с 2006 года и позднее вместе с компанией перешедший в «ТНС энерго».

К концу года появились новости о создании общего энергорынка ЕАЭС, который обсуждается с 2014 года.

Глава российского регулятора – ассоциации «НП Совет рынка» – Максим Быстров сообщил, что в 2022 году страны – участники союза выберут общую площадку для торговли электроэнергией.

«Рынка мощности, я думаю, пока не будет на общем рынке», – сказал он. На общем рынке электроэнергии предполагается создать два механизма торговли. «Будут расторговываться срочные контракты, скорее всего, на бирже. И будет расторговываться спотовый рынок – рынок «на сутки вперёд» (РСВ) по электроэнергии», – отметил г-н Быстров.

поручения



Президент РФ Владимир Путин поручил правительству актуализировать Энергетическую стратегию с учётом глобальных трендов,

в том числе процесса декарбонизации, расширив горизонт планирования до 2050 года и предусмотрев поэтапное увеличение низкоуглеродных и безуглеродных источников энергии в энергобалансе страны. Срок исполнения поручений, данных по итогам совещания по вопросам развития ТЭК, – 15 апреля 2022 года.

Кроме того, говорится в поручениях, с текстом которых ознакомился «Интерфакс», к 1 октября 2022 года необходимо разработать и утвердить госпрограмму «Энергосбережение и повышение энергоэффективности» до 2035 года, увязав её с Низкоуглеродной стратегией до 2050 года.

Президент также поручил правительству утвердить планы по строительству электросетей для объединения энергосистем Востока и Сибири к июлю следующего года. К июлю кабмин должен проработать возможность распространения на Дальний Восток «механизмов конкурентного рыночного ценообразования» на электроэнергию и мощность.

До 1 июля 2022 года правительство должно подготовить план строительства в России ГЭС «с целью сохранения низкоуглеродного энергобаланса электроэнергетики». Кроме того, документ предлагает для повышения эффективности работы объектов ВИЭ и управляемости в ЕЭС проработать к марту следующего года планы по строительству ГАЭС в объёме до 5 ГВт «с определением площадок для их строительства».

В части конкретных проектов в сфере гидроэнергетики кабмин вместе с региональными властями к февралю следующего года планирует рассмотреть целесообразность возобновления проекта Крапивинской ГЭС в Кемеровской области.

→

05

На COP26 договорились сократить потребление угля

«Интерфакс»



Делегации почти 200 стран по итогам конференции ООН по климату (COP26) согласовали глобальное соглашение, которое призывает к более быстрому снижению выбросов парниковых газов и обещает развивающимся странам финансовую помощь для адаптации к изменениям климата.

Соглашение оказалось мягче, чем первоначально предполагалось: достигнутые договорённости пока не позволяют ограничить глобальное потепление 1,5 градуса Цельсия по сравнению с доиндустриальным уровнем. В то же время страны

взяли на себя обязательство обновить до конца 2022 года национальные цели по снижению выбросов парниковых газов к 2030 году.

Подписанное в Глазго соглашение впервые в явном виде фиксирует договорённость о сокращении потребления угля. Развитые страны, согласно договорённости, возьмут на себя обязательства по предоставлению развивающимся странам финансовой помощи в сумме как минимум \$100 млрд в год, удвоят меры по адаптации этих государств к изменениям климата. Настоятельно рекомендуется реализовать эту инициативу до 2025 года.



1. ЕС

Доля АЭС в Европе к 2050 году составит 15%

ПРАЙМ

Около 15% электроэнергии в Евросоюзе в 2050 году будет вырабатываться с помощью ядерной энергии, считает Еврокомиссия (ЕК).

Сейчас ядерная энергетика является наиболее распространённым низкоуглеродистым источником, обеспечивающим базовую нагрузку, необходимую для стабильности электросети, сообщила еврокомиссар по энергетике Кадри Симсон. Она отметила, что в ближайшее время в продление срока службы атомных энергоблоков должно быть вложено 45–50 млрд евро. В противном случае, согласно анализу ЕК, около 90% действующих реакторов будут остановлены около 2030 года, именно в тот момент, когда «они будут необходимы больше всего».

При этом г-жа Симсон сообщила, что ради сохранения примерно той же мощности ядерной генерации, что и сегодня, более 10 государств ЕС планируют инвестировать в новые мощности к 2050 году около 400 млрд евро.



2. Индия

Индия из-за грязного воздуха приостановила угольные ТЭС

«Интерфакс», ТАСС



В середине ноября индийские власти вынуждены были принять решение о временном закрытии школ и остановке части угольных электростанций в столице страны из-за сильнейшего загрязнения воздуха. По данным ВОЗ, концентрация вредных веществ в воздухе в Нью-Дели в несколько раз превышает безопасный уровень.

В начале ноября, выступая на климатической конференции в Глазго, премьер-министр Индии Нарендра Моди заявил, что страна будет добиваться углеродной нейтральности к 2070 году. Уже к 2030 году Индия доведёт объём генерации на ископаемых видах топлива до 500 ГВт, а также «на 50% удовлетворит энергетические потребности за счёт возобновляемых источников энергии».

К 2024 году в Индии будет введено девять новых атомных энергоблоков; правительство одобрило сооружение ещё 12 реакторов суммарной мощностью 9 ГВт, сообщил в декабре госминистр индийского правительства Джитендра Сингх. По данным Международного энергетического агентства, в 2020 году доля угля в энергобалансе Индии составила 44%, нефти и газа – 31%, на биомассу пришлось 13%, остальные 12% распределяются между другими источниками энергии: ВИЭ, АЭС и т. д.



5. Китай

Китай снизит УРУТ угольных ТЭС до 300 г к 2025 году

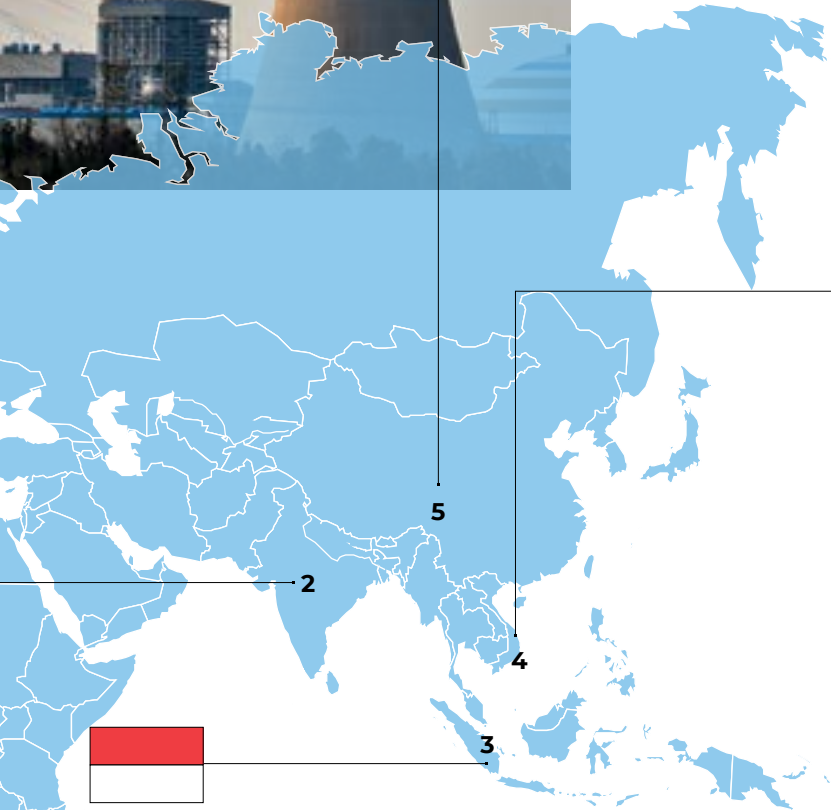
Renen.ru

Китайские власти утвердили «План трансформации и модернизации угольных электростанций по всей стране», предполагающий сокращение и повышение эффективности генерации этого типа в рамках движения к углеродной нейтральности. Согласно документу, потребление угля на 1 кВт·ч вырабатываемой электроэнергии (УРУТ) к 2025 году должно снизиться до 300 г. В 2005 году этот показатель составлял 370 г, в 2020 году – 305,5 г.

В период «четырнадцатой пятилетки» (2021–2025 годы) объём реновации составит не менее 350 ГВт угольных мощностей. Ещё около 200 ГВт угольных ТЭС

будут модернизированы для повышения их гибкости при резервировании ВИЭ.

Сейчас установленная мощность угольной генерации в Китае превышает 1 тысячу ГВт, в ближайшие годы КНР планирует построить ещё около 260 ГВт угольных мощностей. Власти КНР обещают до 2025 года «ограничивать рост потребления угля», а в 2026–2030 годах начнут постепенно сокращать само потребление. Ряд экспертов полагает, что, даже добившись углеродной нейтральности (декларируется в 2060 году), страна продолжит использовать угольную генерацию, но оснастит её системами улавливания и хранения углерода.



4. Вьетнам

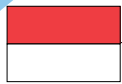
Корейцы и японцы построят во Вьетнаме угольную ТЭС

Reuters

Вьетнам в декабре начинает строительство угольной электростанции с ультрасверхкритическими параметрами пара Vung Ang II мощностью 1,2 ГВт. Строительство угольной генерации в стране стартует, несмотря на всеобщие призывы к поэтапно-

му отказу от ископаемых видов топлива и переходу на возобновляемые источники энергии.

Основные доли в проекте стоимостью \$2,2 млрд принадлежат японской Mitsubishi Corporation и южнокорейской Korea Electric Power. ТЭС должна начать коммерческую выработку в III квартале 2025 года. В конце прошлого года государственный Japan Bank for International Cooperation (JBIC) предоставил кредит на сумму до \$636 млн для строительства электростанции во Вьетнаме.



3. Индонезия

В Индонезии 7 ГВт СЭС оборудуют накопителем на 12 ГВт·ч

PV Tech

Консорциум во главе с сингапурской Sunsear Group подписал меморандум по проекту строительства энергокомплекса в Индонезии. Он будет состоять из солнечных электростанций (СЭС) суммарной мощностью 7 ГВт и систем накопления электроэнергии (СНЭ) совокупной энергоёмкостью более 12 ГВт·ч.

СЭС и накопители разместят на островах архипелага Риау, в состав комплекса также войдёт плавучая СЭС на острове Батам мощностью 2,2 ГВт. По подводным кабелям часть индонезийской энергии будет экспортироваться в Сингапур. К 2035 году остров планирует увеличить импорт до 4 ГВт, что составит треть его прогнозного потребления. Проект в Индонезии позволит покрывать 20–25% потребностей Сингапура в импорте.



Итоги года

текст: Марина Коцубинская

2021 год закрепил зелёный тренд в энергетике и запустил новые дискуссии об устройстве энергорынка.

3

начительно выросшее влияние глобальной повестки стало ключевой тенденцией 2021 года в российской электроэнергетике. Всё же в силу технических особенностей мирового рынка электроэнергии не существует, и, например, события в США или Германии могли иметь лишь опосредованное влияние на энергорынок в РФ. Но в этом году свои коррективы внесла климатическая политика. В середине июля Еврокомиссия представила план EU Green Deal, который предполагает сокращение вредных выбросов в атмосферу на 55% к 2030 году по сравнению с 1990 годом. Одной из мер этого плана стал механизм углеродного регулирования (Carbon border adjustment mechanism, CBAM). Его суть заключается в том, что с импортных товаров

с высоким углеродным следом, то есть выше установленных ЕК эталонных значений, при ввозе в Евросоюз будет взиматься плата за каждую «лишнюю» тонну CO₂. В список товаров вошли алюминий, железо, сталь, удобрения, цемент и электроэнергия. Пошлины на их ввоз будут вводиться поэтапно с 2023 по 2026 год, размер платы будет рассчитываться в зависимости от объёма углеродного следа конкретной продукции.

Институт проблем естественных монополий оперативно подсчитал, что под регулирование механизма может попасть российский экспорт на \$9 млрд в год, а прямые потери российских экспортёров с учётом прямых и косвенных выбросов могут составить \$2,3 млрд в год. Однако сначала в CBAM будут учитываться только прямые выбросы

при производстве товаров. Детали механизма пока находятся в проработке.

Член правления и врио руководителя блока трейдинга «Интер РАО» (российский оператор экспорта и импорта электроэнергии) Александра Панина в сентябре поясняла, что, исходя из проекта регламента CBAM, для экспорта электроэнергии есть три сценария. В первом, самом негативном, ЕС может посчитать углеродоёмкость российской энергии на уровне своей традиционной генерации (и стоимость экспортной энергии при сложившихся ценах на тонну CO₂ вырастет на €35 за 1 МВт•ч при цене на оптовом энергорынке в РФ около €33). Второй вариант, более мягкий, – применение показателей углеродоёмкости электроэнергетики страны-импортёра либо отдельного региона. Платёж за выбросы будет меньше, чем в первом

8





«ВТБ Капитал» отмечает, что борьба с выбросами приведёт к росту цен для конечных потребителей на продукцию внутри России

варианте, но всё равно может достичь €150 млн в год. Третий вариант – индивидуальный учёт фактических выбросов CO₂ при выработке импортируемой энергии. В таком сценарии, если экспортёр заключит договор поставки электроэнергии с ВИЭ-генерацией, налог будет равен нулю.

В ноябре Россия утвердила собственную Низкоуглеродную стратегию, в целевом сценарии которой планируется сократить выбросы парниковых газов до 2050 года на 60% от уровня 2019 года, а к 2060 году достичь углеродной нейтральности. План мероприятий по реализации стратегии сейчас разрабатывает Минэкономразвития, оценивавшее в начале ноября необходимые для снижения выбросов инвестиции в 88,8 трлн рублей. «ВТБ Капитал» в конце ноября в исследовании «ESG и декарбонизация» подсчитал, что инвестиции могут составить 102,7 трлн рублей. При этом, согласно исследованию, борьба с выбросами приведёт к росту цен для конечных потребителей на продукцию внутри России. Сильнее всего может подорожать электроэнергия – на 28%.

Надо отметить, что почти весь год велись разговоры о том, что реализация климатической повестки неизбежно приведёт к постепенному отказу от угольной генерации. Соответствующих решений, в частности, ожидали от прошедшей в ноябре 26-й конференции ООН по

изменению климата в Глазго (COP26). Однако принятое по её итогам соглашение оказалось мягче, чем первоначально предполагалось. В нём говорится о необходимости «постепенно сокращать» использование угля, тогда как первоначально планировалось призвать к тому, чтобы «прекратить» его использование.

Российская Низкоуглеродная стратегия в целевом сценарии также не предусматривает отказа от угольной генерации. В ней говорится, что следует максимально использовать потенциал снижения эмиссии парниковых газов в угольной энергетике, в том числе за счёт полного перехода на наилучшие доступные технологии, поддержки инновационных и климатически эффективных технологий сжигания угля, повсеместного замещения низкоэффективных котельных объектами когенерации, широкого стимулирования развития и применения технологий улавливания, использования и захоронения парниковых газов.

Несмотря на довольно мрачные прогнозы о будущем угольной отрасли, весь год она чувствовала себя более чем хорошо. Холодная зима 2020–2021 годов и последовавшее потом жаркое лето вместе с постковидным восстановлением экономики разогнули потребление электроэнергии и потребность в топливе для электростанций. В итоге цены на газ и уголь стали расти уже в начале года, а вслед за ними росли и цены на электроэнергию в США и Европе. Дальнейшая ситуация этому только благоприятствовала. Например, в ЕС долго держалась маловетренная погода, снизившая выработку зелёной энергии ветряками, а Китай отказался от закупок австралийского угля и ужесточил экологические требования к угледобыче внутри страны. Перечислять причины роста цен в этом году можно почти бесконечно, в какой-то момент их поддержал даже спор Франции и Великобритании из-за правил ловли рыбы около Нормандских островов.

На фоне всех происходящих событий стоимость газа и угля постоянно обновляла рекорды. Как отмечали РИА «Новости», в первых числах августа расчётная цена ближайшего фьючерса на газ в Европе составляла около \$515 за 1 тысячу кубометров, к концу сентября показатель вырос более чем вдвое. Исторический максимум – \$1937 – был достигнут 6 октября, после этого цены





на газ начали снижаться, откатившись за \$750, но затем снова выросли, закрепившись на уровне около \$1000.

В конце лета к аномальному росту также перешли и цены на уголь. По подсчётам Института проблем естественных монополий (ИПЕМ), средняя цена энергетического угля на мировом рынке в августе 2021 года увеличилась в 2,4 раза по сравнению с августом 2020 года – с \$50,14 до \$168,75 за тонну. Пик роста пришёлся на октябрь, когда и в Европе, и в Китае стоимость угля превышала \$300 за тонну.

В отличие от цен на газ, цены на уголь ударили и по потребителям внутри РФ. Некоторые поставщики угля просто разорвали контракты с российскими потребителями, чтобы увеличить более выгодные экспортные поставки. В августе министр энергетики Николай Шульгинов говорил о проблемах с закупкой и доставкой угля для дальневосточных тепловых электростанций. Ситуация с закупками в итоге нормализовалась,

а вот доставка продолжает вызывать вопросы. В середине ноября на всероссийском совещании по подготовке к отопительному сезону глава «РусГидро» Виктор Хмарин предложил стимулировать поставки угля для нужд своих ТЭЦ на Дальнем Востоке за счёт соответствующего увеличения доли экспорта для угольных компаний: «У нас будет предложение, если будет возможность, рассмотреть внесение в протокол (совещания. – Прим. ред.) формулировки такого содержания: необходимо разработать механизм предоставления преференций угледобывающим компаниям по увеличению доли экспорта по железной дороге в зависимости от объёмов поставки угля для нужд тепловой генерации в ДФО с ценообразованием в рамках тарифных решений».

Всё же, несмотря на текущий высокий спрос на уголь, в российском энергосекторе не сомневаются в сокращении объёмов угольной генерации. Минэнерго прогнозирует, что её доля



144

млрд рублей было распределено по итогам первой волны отборов ДГПМ ВИЭ 2.0 из заложенных до 2035 года 360 млрд рублей



в общем объёме выработки электроэнергии к 2035 году снизится до 9,5%, а к 2050 году – до 4,5% с нынешних 12,8%. Собеседники ЭБГ в отрасли говорят, что уголь как топливо для ТЭС, вероятно, останется в сибирских и дальневосточных регионах, в которых доставка газа будет стоить слишком дорого, в остальных регионах угольные ТЭС либо перейдут на газ, либо закроются. Большая доля угольной генерации в будущем несёт риски дополнительных расходов на оплату выбросов CO₂ для экспортёров, поэтому в её сохранении мало кто заинтересован, отмечает источник в одной из генерирующих компаний. В качестве примера он приводит компанию «РусГидро», которая в рамках программы модернизации ТЭС реализует четыре проекта газовой генерации на Дальнем Востоке. Однако надо сказать, что в том же регионе для энергоснабжения Восточного полигона РЖД «РусГидро» построит ещё четыре угольных энергоблока.

Ещё одна внутрироссийская тема, на которую может повлиять глобальная климатическая повестка, – это корректировка механизма конкурентного отбора мощности (КОМ) и программы модернизации ТЭС (КОММод). В конце октября вышло постановление правительства, сократившее сроки КОМ до четырёх лет, КОММод – до пяти лет, что позволило сдвинуть проведение очередных конкурсов. Этим же постановлением премьер-министр Михаил Мишустин поручил Минэнерго представить предложения по совершенствованию механизмов КОМ и КОММод в срок до 1 января 2023 года.

По словам источника ЭБГ в одном из отраслевых регуляторов, при корректировке рынка мощности надо подумать и об учёте экологических требований, и об участии в КОМ зелёной генерации. Александра Панина в октябре в кулуарах «Российской энергетической недели» поясняла, что среди прочего обсуждается введение дополнительных критериев в КОММод, например, снижение выбросов CO₂ в результате реализации проектов.

Тогда же Николай Шульгинов заявил, что программу модернизации надо продлить после 2031 года, сделав акцент на когенерации и парогазовом цикле – это необходимо для повышения эффективности и снижения углеродного следа российской генерации. Ряд участников рынка при этом подчёркивают, что регуляторам не стоит откладывать в долгий ящик реализацию проектов с ПГУ.

На сегодняшний день в рамках программы модернизации были отобраны только семь проектов, предусматривающих установку ПГУ. Два из них утвердила правкомиссия по электроэнергетике (блок 850 МВт на Заинской ГРЭС «Татэнерго» и надстройку газовой турбины на 155 МВт на Нижнекамской ТЭЦ «Татнефти»), ещё пять были выбраны в этом году на конкурсе проектов модернизации ТЭС с использованием российских газовых турбин. Отбор прошли проекты «Интер РАО» (четыре турбины мощностью 150–190 МВт будут установлены на Каширской ГРЭС), ОГК-2 (три турбины 100–130 МВт на Новочеркасской ГРЭС) и «Т Плюс» (две турбины 65–80 МВт на Саратовской ТЭЦ-2 и Пермской ТЭЦ-14). «Интер РАО» и «Т Плюс» будут использовать разрабатываемые турбины «Сильных машин», «Газпром

энергохолдинг» – турбины ГТД-110М ОДК (входит в «Ростех»).

В сентябре на запуске проекта модернизации Каширской ГРЭС глава «Интер РАО» Борис Ковальчук пояснил, что «Силмаш» гарантирует сроки производства и поставки турбины, качество её работы. По его словам, основная финансовая ответственность в случае срыва сроков поставки придётся на производителя оборудования.

В секторе зелёной энергетики в России в 2021 году главной новостью стал запуск второй программы поддержки за счёт энергорынка – ДПМ ВИЭ 2.0 – и результаты первого отбора. Споры об объёме программы велись долгие и весьма ожесточённые, в результате он составил 360 млрд рублей (с учётом перенесённых из первой программы квот на 2023–2024 год по солнечной генерации). Механизм отбора был изменён. От оценки капзатрат на реализацию проекта регуляторы перешли к критерию эффективности мощностей – они отбираются по одноставочной цене, учитывающей затраты на строительство и обслуживание станций.

По результатам первой волны отборов, завершившейся в сентябре, прошли 69 проектов, а из 360 млрд рублей, заложенных под оплату ДПМ ВИЭ 2.0 в платежах оптового энергорынка (ОРЭМ) до 2035 года, распределено около 40% средств (144 млрд рублей). Глава «Совета рынка» Максим Быстров, подводя предварительные итоги конкурса, заявил, что они уже позволяют говорить о достижении «сетевой паритета» по сектору ветряной генерации: на фоне конкуренции минимальная цена сложилась на уровне меньше 1717 тысяч рублей за 1 МВт•ч, а это, «на минуточку, та цена, которую мы прогнозируем вообще на рынке». «В самых наших смелых фантазиях мы видели сетевой паритет в 2030 году», – отмечал г-н Быстров. Самые дешёвые заявки были поданы «Фортумом» в партнёрстве с датским производителем Vestas. Благодаря снижению цен на конкурсе объём ввода ВЭС и СЭС в рамках программы вырастет с 6,5 до 8 ГВт, прогнозируют в Минэнерго.

Очень громко в 2021 году зазвучала тема зелёных сертификатов. Законопроект, регулирующий их работу, Минэнерго разработало и внесло в кабмин в 2020 году, но он так и не



принят. Между тем спрос на подтверждение экологичности потреблённой энергии есть, и предложение активно следует за ним. Зелёные сертификаты (популярным в России стал международный образец I-REC) выпустили такие крупные игроки рынка, как «РусГидро», En+, «Хевел», «НоваВинд» и др. При этом, как правило, продавец и покупатель заключают свободный двусторонний договор (СДД) на приобретение электроэнергии. Минэнерго, которое предлагает внедрить не собственно зелёные сертификаты, а сертификаты происхождения электроэнергии, поясняло, что разработанный законопроект не будет ограничивать форму сертификатов, но призван исключить их двойные продажи. Между тем система учёта уже начала формироваться. В декабре «Совет рынка» приступил к разработке системы координации зелёных инструментов на ОРЭМ. Пока что она планируется как добровольная. В ней будут учитываться объёмы производства электроэнергии на возобновляемых и низкоуглеродных источниках энергии, возникающие при этом зелёные права, их последующая передача с помощью зелёных инструментов, а также реализация потребителями, пояснял «Совет рынка» в своём Telegram-канале.

Среди интересных интриг этого года – электрификация второго этапа расширения БАМа и Транссиба. В конце 2019 года Минэнерго РФ сообщило, что для электроснабжения железной дороги может понадобиться новая генерация на Дальнем Востоке, в Сибири планировалось ограничиться сетевым строительством. В середине 2020 года в министерстве заявили, что дополнительные генерирующие мощности всё же могут понадобиться в Бодайбинском энерго-районе Иркутской области. В итоге решили остановиться на этой точке, а также построить энергоблоки на 450 МВт на Нерюнгринской ГРЭС, на 280 МВт на Партизанской ГРЭС (оба проекта – «РусГидро») и модернизировать Приморскую ГРЭС Сибирской генерирующей компании (СГК, входит в СУЭК Андрея Мельниченко).

Мощность необходимой генерации в Бодайбинском районе – 456 МВт. Изначально планировалось, что конкретный инвестиционный проект будет выбран на технологически нейтральном конкурсе (то есть закрыть потребность в энергоснабжении может любой объект – тепловая,

В декабре «Совет рынка» приступил к разработке системы координации зелёных инструментов на ОРЭМ

гидроэлектростанция, электросети или зелёная генерация). Условия и механизм конкурса обсуждались почти год. Главными претендентами были En+ Group с проектом Тельмамской ГЭС, СУЭК с угольной генерацией и «Интер РАО» с газовой. Однако в октябре в Минэнерго заговорили о том, что времени на строительство ГЭС не хватит и поэтому надо отказаться от технологической нейтральности в условиях конкурса. Это решение утвердила правкомиссия по электроэнергетике. Конкурс должен пройти до конца этого года, а сроки ввода ТЭС правкомиссия сдвинула на шесть месяцев, до 1 января 2026 года.

Одной из самых больших надежд в начале года выглядели попытки решить проблему долгов республик Северного Кавказа, Тывы и Калмыкии, оказавшиеся, впрочем, безуспешными. В 2020 году «Россети», выполняющие также энергосбытовые функции в этих регионах, подписали с поставщиками оптового энергорынка (ОРЭМ) соглашения о реструктуризации долгов. Договорённости позволяли остановить ежегодный прирост долгов на 7 млрд рублей и реструктуризировать на четыре – пять лет 9 млрд рублей накопленных долгов. «Россети» обязались вносить 100% текущих платежей на оптовый энергорынок, то есть фактически доплачивать



из своих средств разницу между счетами генераторов и сборами в рознице.

В январе в «Россетях» сменилось руководство, пост главы компании занял Андрей Рюмин, а в марте гарантирующие поставщики большинства республик остановили текущие платежи на ОРЭМ. Исключениями стали Чечня и Тыва. Через три месяца соглашения о реструктуризации были разорваны, реструктурированная задолженность снова стала просроченной. После этого начались длительные переговоры о возможности заключения нового соглашения. В середине ноября на всероссийском совещании по подготовке к отопительному сезону Александра Панина, возглавляющая также набсовет Совета производителей энергии, попросила Минэнерго выступить арбитром в переговорах, так как стороны не могут пока что сблизить свои позиции.

В оплотившаяся надежда года – это произошедшее в мае возвращение на энергорынок многострадального блока № 3 Берёзовской ГРЭС, построенного «Юнипро» по ДПМ в конце 2015 года и сгоревшего через несколько месяцев. На протяжении пяти лет восстановление 800 МВт мощности было ключевым проектом генкомпании. Достаточно сказать, что из-за последней – месячной – задержки пуска, который планировался на апрель, компания недосчиталась более 1 млрд рублей платы за мощность. Однако после удачного перезапуска энергоблок почти не участвовал в производстве электроэнергии. Гендиректор компании Максим Широков пояснял, что решение о включении в работу того или иного энергоблока принимает

«Системный оператор». В результате производство электроэнергии на Берёзовской ГРЭС в II квартале упало в 2,8 раза по сравнению с I кварталом, а в III квартале было равным нулю. Какой бы ни была загрузка ГРЭС, запуск блока № 3 всё же позволил «Юнипро» выйти на выплату дивидендов в этом году на запланированном уровне в 20 млрд рублей.

На этом фоне в конце мая Reuters со ссылкой на свои источники сообщил, что германская Uniper, которой подконтрольна «Юнипро», в поиске путей сокращения выбросов рассматривает возможность продажи своих российских электростанций и провела переговоры по этому вопросу с «Интер РАО» и другими потенциальными покупателями. Один из источников сказал, что вопрос не в том, состоится ли сделка, а когда она произойдёт. В июле предправления Uniper Клаус-Дитер Маубах заявил, что компания сохраняет интерес к российскому рынку и не планирует его покидать, наоборот, ищет новые сферы для развития. Однако в сентябре источники «Интерфакса» сообщили, что Uniper всё же рассматривает продажу российской «дочки» целиком или по частям. По их словам, со стороны «Юнипро» исходит инициатива избавления от активов в традиционной генерации (в том числе отдельных электростанций) и перехода

в возобновляемую и водородную энергетику. Одним из претендентов на покупку активов «Юнипро» назывались структуры Андрея Мельниченко. Дальнейших новостей, правда, не было.

Две другие потенциальные сделки M&A, о которых говорили в 2021 году, очевидно, передвигаются на следующий год. Во-первых, это энергокомпания «Квадра», слухи о продаже которой ходят несколько лет. В июне о переговорах сообщил «Газпром энергохолдинг», тогда же впервые появилась информация об интересе к «Квадре» со стороны «Росэнергоатома». Сейчас источники говорят уже о переговорах с атомщиками, обсуждается цена. Второй актив «на продажу» – «Русэнергосбыт» (одна из крупнейших в РФ энергосбытовых компаний, основным клиентом которой является РЖД). В августе ФАС удовлетворила ходатайство входящего в «Газпром энергохолдинг» «Мосэнерго» о приобретении у «Группы ЕСН» Григория Берёзкина и итальянской Enel 100% сбыта, но с рядом предписаний. О самой сделке пока не сообщалось.

→



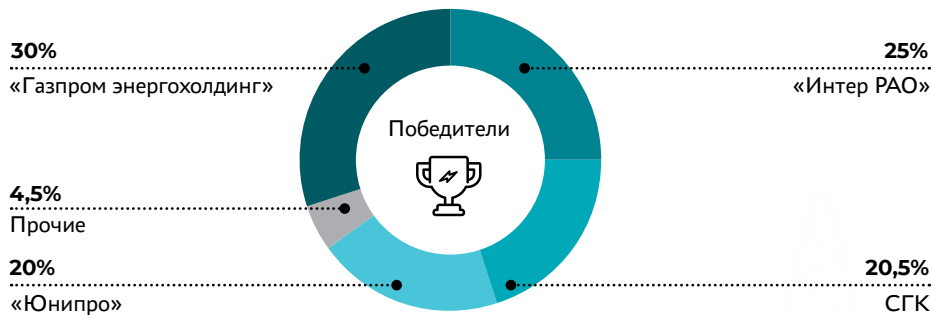
Электроэнергетика-2021: главные цифры

Динамика потребления электроэнергии (млрд кВт·ч)



Отбор проектов модернизации ТЭС (2027 год)

⚡ Объем отбора – **4,2 ГВт**

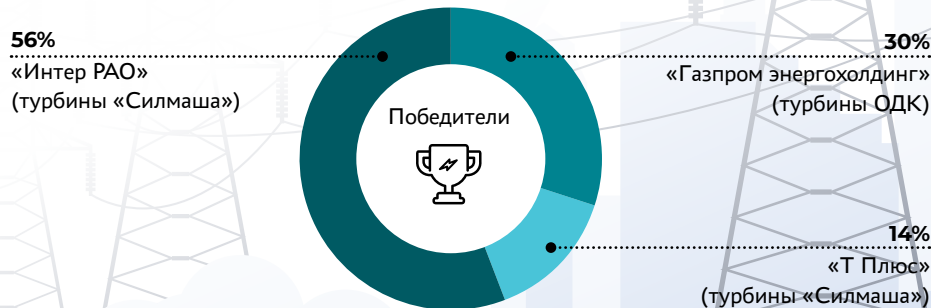


3348 МВт

новых генерирующих мощностей будет введено в эксплуатацию в 2021 году, из них около 1200 МВт – ВИЭ-генерация

Отбор проектов модернизации ТЭС с отечественными ПГУ (2027–2028 годы)

⚡ Объем отбора – **1,6 ГВт**



1897 МВт

энергомощностей будет выведено из эксплуатации по итогам года

14 электростанций

уже реализуют проекты модернизации по итогам предыдущих отборов

ДПМ ВИЭ 2.0: результаты первого отбора

Солнечные электростанции



775 МВт
(вводы в 2023–2024 годах)

Победители:

«Юнигрин Пауэр»,
«Новая энергия»,
«Солар Ритейл»

Средняя цена:

4,3–5,3 руб/кВт·ч

Ветровые электростанции



1851 МВт
(вводы в 2025–2027 годах)

Победители:

«Ветропарки ФРВ»,
«ВетроОГК-2»

Средняя цена:

2,7–2,8 руб/кВт·ч

Малые гидроэлектростанции



96 МВт
(вводы в 2025–2027 годах)

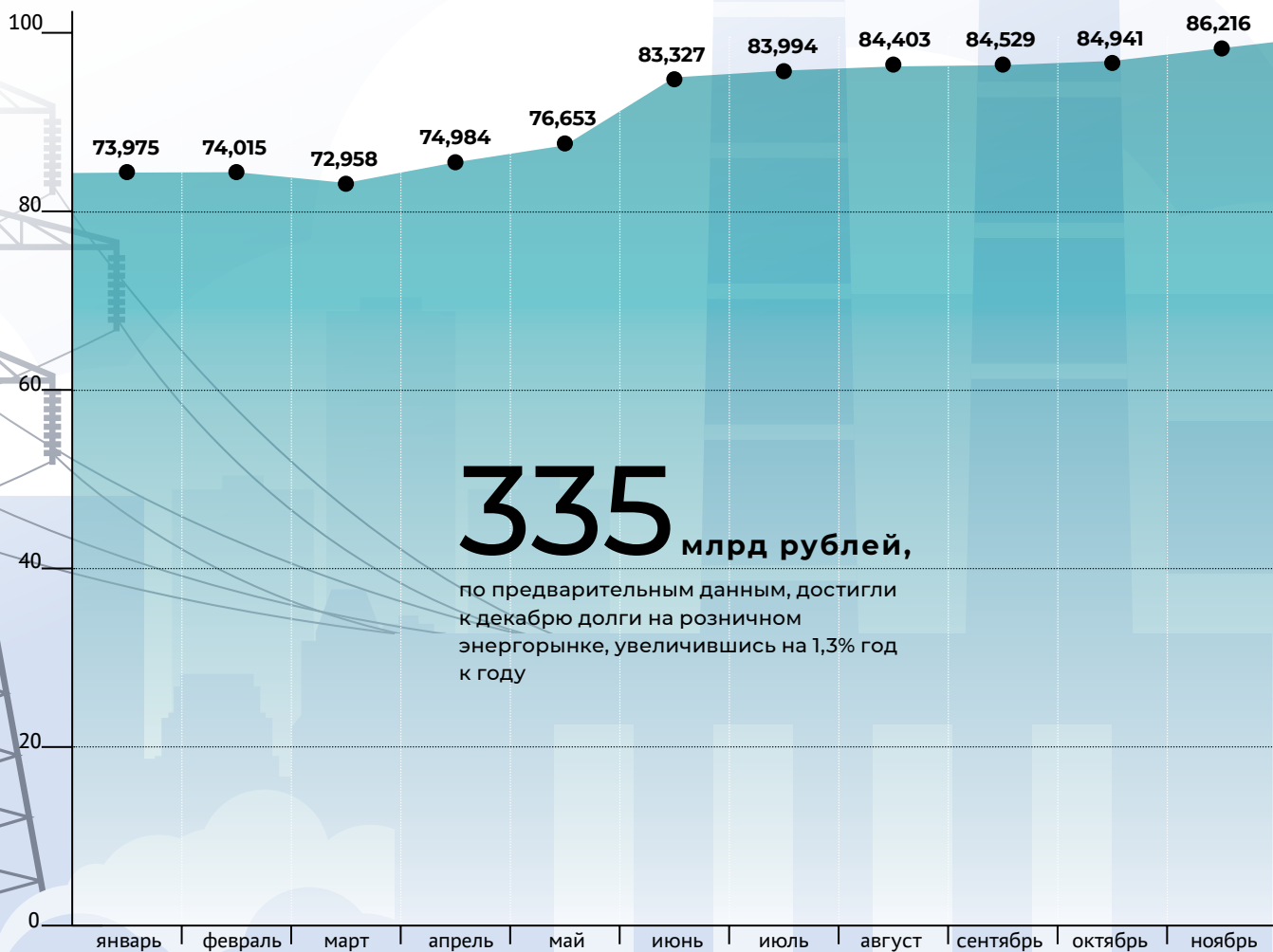
Победители:

«РусГидро»

Средняя цена:

7,7–7,9 руб/кВт·ч

Динамика долгов на оптовом энергорынке (с учётом договоров цессии), млрд рублей



ПРОГНОЗ ДЛЯ ОТРАСЛИ

**Следующий год
станет годом
обсуждения
корректировок
на российском
энергорынке:
формально
к 2023 году
власти должны
определиться, какие
изменения будут
внедрены на рынке
мощности.
При этом глобальная
повестка призывает
к серьёзной
перестройке
отрасли. Попросили
отраслевых
экспертов
поделиться своими
прогнозами.**

Николай Посыпанко,
руководитель направления регулирования энергорынков
VYGON Consulting

Владимир Скляр,
глава департамента электроэнергетики
и устойчивого развития «ВТБ Капитал»



Николай Посыпанко

Климат становится ключевой темой в мировой повестке, глобальные инвестиции в возобновляемые источники энергии (ВИЭ) в три раза опережают традиционную генерацию, и набирают популярность дискуссии о том, устоит ли энергорынок в нынешнем виде, когда ископаемого топлива не будет. Будет ли потребитель платить за резервы, гибкость, только за сети или же энергия станет бесплатным общественным достоянием? Найдёт ли Россия свой путь? Будущее угадать практически невозможно, но поразмышлять о нём – занятие всегда интересное.

Актуальный уровень технологического развития человечества пока предлагает две парадигмы энергетики будущего без прямых выбросов парниковых газов. Первая полностью основана на атомной энергетике (АЭС), вторая – на зависящих от погоды солнечных (СЭС) и ветроэлектростанциях (ВЭС).

Экономически более доступны АЭС (3,5–5 руб/кВт·ч в базовом режиме), но экологические и геополитические аргументы противников мирного атома звучат громче, и это подталкивает планету на ВИЭ-водородный путь.

Переход на полное покрытие спроса за счёт ВИЭ более сложен: график выработки будет неравномерным – на протяжении сезонов, в течение суток и даже внутри часа и минут, а значит, ВИЭ необходимы компенсирующие накопители энергии. Решить эту задачу могут, например, мембранные проточные накопители или водородные топливные элементы. Так, ВИЭ будет работать в комплексе с накоплением энергии в процессе электролиза воды и её возвратом в энергодолг за счёт топливных элементов. Это позволит достичь 100% декарбонизации энергетики, но киловатт-час для конечного потребителя в такой системе будет стоить 20 рублей.



Новые технологии топливных элементов, водородных турбин, электрохимических проточных накопителей потребуют интенсивной поддержки государств, в том числе в виде гарантированной оплаты мощности

Оптимальное сочетание возобновляемой энергетики и технологий накопления зависит от локации, микса возобновляемых технологий (ветер, солнце), вероятных профилей выработки и потребления. Минимум цены сложится, например, при 2,5–3-кратном превышении выработки ВИЭ над годовым потреблением. В такой системе будущего установленные мощности в шесть–семь раз превысят пиковые, и около трети выработки будет «лишней». Если спотовый рынок (РСВ) сохранится, то цена во времени будет определяться в сложном балансе спроса, доступности выработки, переменных издержек, стоимости перепусков оборудования, пропускной способности сетей и наличия свободной ёмкости накопителей. В те 25% часов, когда выработки ВИЭ всё же будет недостаточно, «замыкать» рынок будут топливные элементы на зелёном водороде.

Водород, полученный электролизом из бесплатных излишков выработки, обойдётся в \$5/кг, и ценовая заявка топливного элемента при КПД 55% составит \$270/МВт•ч, или 20 руб/кВт•ч, без учёта компенсации CAPEX и оплаты услуг хранилища водорода. К слову, это сопоставимо с топливными издержками газовой генерации при цене на газ в \$1000 за тысячу кубометров.

По пути к этой целевой модели на энергорынках заработают не только ВЭС и СЭС, на праздник рискуют успеть ещё и угольные станции, поскольку их вряд ли сразу задушат даже трёхзначные цены на выбросы парниковых газов. Но новые технологии топливных элементов, водородных турбин, электрохимических проточных накопителей потребуют интенсивной поддержки государств, в том числе в виде гарантированной оплаты мощности.

Цены на энергорынках в будущем могут оказаться подвержены влиянию неожиданных факторов. Дело в том, что в декарбонизирующейся экономике спрос на водород со стороны металлургии, химии, транспортного сектора превысит потребности энергетики. В такой модели цена водорода получит иные внешние экономические ориентиры – альтернативные топлива в транспорте, новые технические решения в металлургии, производственные цепочки в химии. И эти ориентиры, в отсутствии регулирования, отразятся на рынке электроэнергии. Например, это произошло в 2021 году, когда цены на газ тестировали уровни \$2000 за тысячу кубометров, на которых останавливались производства аммиака, и вместе



«Угрозу» введения углеродного налога необходимо использовать как возможность для модернизации мощностей и инфраструктуры рынка, в том числе трансформировать КОММод

с котировками газа росли цены на уголь и электроэнергию.

Вообще роль регулятора в развитии энергетики сложно преуменьшить, особенно в России, где низкие цены на газ, электро- и теплоэнергию не позволяют развернуться инновационным энергоэффективным решениям ни на стороне оптовой генерации и электросетей, ни у конечных потребителей.

Одним из наиболее важных шагов по развитию отечественного энергорынка в ближайшие год-два с учётом всех описанных выше условий и возможных сценариев должен стать возврат к трёх- или четырёхлетнему горизонту в КОМ, вкупе с интеграцией и адекватным учётом в этом сегменте оптового рынка ВИЭ-генерации, накопителей и механизма управления спросом demand response. Пауза в отборах КОМ и КОММод до 2023 года, как результат, позволит сосредоточиться на выборе оптимального пути для электроэнергетики России в новом контексте низкоуглеродного развития.

Также необходима проработка механизмов платы за выбросы парниковых газов для генерации: «угрозу» введения углеродного налога необходимо использовать как возможность для модернизации мощностей и инфраструктуры рынка, в том числе трансформировать часто критикуемый механизм КОММод и подход к планированию и развитию электрической сети.

Ещё одной задачей должно стать появление новых СДД (свободные двусторонние договоры на поставку электроэнергии. – Прим. ред.) – реальных поставочных контрактов для новой генерации ВИЭ. Это необходимый ответ на реальный спрос промышленности и бизнеса на декарбонизацию, и, если его не предложить, новая ВИЭ-генерация будет построена на розничном рынке или вообще за те же средства, только в виде климатических проектов за рубежом.



Владимир Скляр

К традиционным задачам государства в электроэнергетике – надёжности энергообеспечения и экономической минимальной цене на электричество – добавляется новая задача декарбонизации. Детальное изучение плана Минэкономразвития указывает, что именно сектор электроэнергетики является одним из локомотивов запланированного снижения выбросов экономикой – наряду с поглощающей способностью лесов и снижением выбросов метана.

Однако конфликт целей заложен в их неравномерном стимулировании. Если первые две задачи закреплены системой финансовых кнутов и пряников – целевые показатели в тарифах «Росетей», система платы за мощность, договоры ДПМ для нераспространения высоких цен на весь сектор, то у экологического компонента влияние ограничено лишь заявлениями о достижении страной углеродной нейтральности к 2060 году.

Очевидно, многие инициативы дают понимание общего движения к полноценной системе углеродного ценообразования в России – это и Сахалинский эксперимент, и система верифицированной отчётности по выбросам CO₂, и закон о климатических проектах, и система лицензирования аудиторов и регистраторов углеродных единиц, и многие другие. Тем не менее в электроэнергетическом планировании климатический аспект пока оставался вторичным фактором выбора проектов. Настало время этому измениться.

Основополагающей целью социально-экономического низкоуглеродного развития России является поощрение



В электро-энергетическом планировании климатический аспект пока оставался вторичным фактором выбора проектов – настало время этому измениться



экономического роста как фактора процветания населения страны. Ограничительная природа международного климатического законодательства снижает перспективы роста для российской промышленности, отодвигая на второй план её конкурентность по себестоимости, в том числе из-за цен на электроэнергию. Взрывной темп роста свободных двусторонних договоров с низкоуглеродными поставщиками является лучшим доказательством такой смены предпочтений потребителей. Существенная доля атома и гидроэнергии в балансе на данном этапе вполне сможет удовлетворить растущий спрос. Однако стоит понимать, что отборы КОММод со сроком обязательств по поддержанию работоспособности достигают 15 лет, и генераторы и регулятор должны задуматься, насколько модернизированные паросиловые, а уж тем более угольные, станции будут нужны системе по мере приближения этапа более амбициозной национальной декарбонизации в 2030–2040-х годах. В этих условиях кажутся верными, с нашей точки зрения, следующие подходы к формированию регуляторных требований к проектам в секторе.

Учитывая восприятие платежей по надбавкам как некий «инвестиционный ресурс», стоит усилить конкуренцию между технологиями для достижения более оптимальных для экономики цен декарбонизации. Последние отборы ДПМ ПГУ показали существенное ценовое отставание российских производителей ПГУ от европейских конкурентов. При этом результаты аукциона ДПМ ВИЭ потрясли сектор достижением фактически уровня сетевого паритета. Если экологическая повестка ставится государственной задачей, ввод углеродного коэффициента для объектов тепловой генерации – как прокси на возможную будущую цену на CO_2 – с одновременным вводом принципа технологической нейтральности и объединением конкурсов ДПМ ВИЭ и КОММод выглядит логичным шагом для ускорения процессов декарбонизации с соблюдением ограничений по росту конечного тарифа.

Учитывая опасения «Системного оператора» касательно роста доли ВИЭ, а также тренд на нарастание ценопринимающей генерации (атом, гидро, ВИЭ), нам кажется правильным трансформировать рынок мощности в рынок системных услуг и обязать для участия ВИЭ в технологически нейтральных

конкурсах учитывать расходы на покупку своей мощности как страховку от волатильности производственного графика.

Следует обеспечить привлекательность проектов распределённой ВИЭ-генерации для промышленных потребителей как дополнительный источник роста ВИЭ-мощностей в стране, способ снижения углеродного следа для экспортёров, поддержку ВИЭ-производителей.

Важен ввод целевых квот на выбросы как инструмент формирования инвестиционных стратегий российских электроэнергетиков и мотивация при выборе будущих проектов инвестирования и M&A.

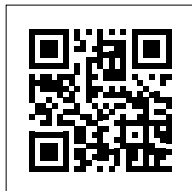
Российскому сектору электроэнергетики придётся пройти 25-летний инвестиционный цикл, кардинально трансформирующий его ландшафт. Невозможность учёта требований к будущей энергосистеме сейчас грозит превратить КОММод в гиру на ногах экономики страны, существенно снижающую конкурентные преимущества российской индустрии. Экологичности пора обрести цену.



Учитывая восприятие платежей по надбавкам как некий «инвестиционный ресурс», стоит усилить конкуренцию между технологиями для достижения более оптимальных для экономики цен декарбонизации



Дмитрий Орлов: «Интер РАО» создала реальный образ цифрового энергосбыта»



Интервью на сайте
Peretok.ru



20

2021 год с самого начала поставил перед энергосбытовым бизнесом важные задачи. Во-первых, надо было преодолеть последствия кризисного 2020 года, во-вторых, активно началась установка интеллектуальных систем учёта электроэнергии. О том, как велась эта работа, а также о новых точках роста, создании сети ЕИРЦ, об увеличении доли рынка и о масштабных проектах цифровизации в интервью «Энергии без границ» рассказал заместитель генерального директора, руководитель блока розничного бизнеса «Интер РАО» Дмитрий Орлов.

– В ноябре этого года проект «Нева. Цифровой сбыт», который реализовали «Интер РАО» и входящая в её состав компания «Сигма», победил в номинации «Лучшее цифровое решение в электроэнергетике» премии ComNews Awards. В чём суть проекта? – Эта награда говорит о том, что «Интер РАО» первой в стране создала реальный образ цифровой энергос-

бытовой компании. Что это такое? Цифровой сбыт – это весь функционал сбытовой деятельности гарантирующего поставщика без человека, в нём все задачи, от и до, выполняются автоматически: заключение договора, начисление платежей, доставка квитанций и уведомления об их доставке, оплата, разнесение по лицевым счетам – всё, вплоть до направления уведомления

об ограничении энергоснабжения, если вдруг потребуется.

В целом это облик будущей сбытовой компании: мы уходим в онлайн. Перемены масштабные, они в том числе влекут за собой перепрофилирование персонала на более интеллектуальную и высокооплачиваемую работу.

И мы уже начали переводить на «цифру» Петербургскую сбытовую

компанию и «Орловский энергосбыт». Уже переведены две функции – заключение договоров и полный биллинговый цикл для юридических лиц. Но этого функционала явно не хватает, чтобы назвать сбыт цифровым, поэтому продолжаем работу, «пилотируем». И начинаем тиражировать на наших гарантирующих поставщиков.

– Какой эффект даст «Интер РАО» переход на цифровой сбыт?

– С одной стороны, это оптимизация наших затрат – здесь, думаю, всё понятно. С другой стороны, это минимизация наших ошибок, вызванных человеческим фактором. При этом, сокращая затраты и ошибки, мы ещё и получаем новые возможности для развития – можем предложить клиенту более качественный сервис, более широкий спектр услуг.

– Другие компании подобной работой занимаются?

– Конечно. Все сюда смотрят, все идут, но, наверное, с разной степенью успешности. Нам просто очень повезло, потому что в своё время мы взяли курс на унификацию и цифровизацию – сначала методологии, а потом биллинга. И в связи с этим мы оказались на шаг-два впереди, потому что сейчас коллеги, столкнувшись с цифровым сбытом, поняли, что без единой методологии процессов это нереально сделать.

– Что «Интер РАО» делает в части цифровизации энергосбытового бизнеса?

– Сейчас мы достаточно серьёзно работаем над двумя проектами. Первый – «Клиент онлайн». По сути, это витрина энергосбытовой компании или расчётного центра. Сейчас в Группе «Интер РАО» семь различных мобильных приложений и около 100 различных цифровых каналов коммуникации с клиентами. Мы хотим это всё упорядочить, сделать одну мощную, красивую, яркую, удобную площадку для клиентов. Естественно, сделав её такой, мы в том числе планируем на ней реализацию клиентских сервисов.

Это будет экосистема онлайн-каналов, включающая сайты и мобильные приложения. Человеку не нужно будет ходить в офис, всё можно будет сделать онлайн. Причём для этого даже необязательно будет проходить какую-либо авторизацию – она будет нужна только для того функционала, который требует идентификации пользователя. Помимо единого дизайна и интерфейса, мы будем наполнять эту систему максимально подробной информацией и инструкциями

по всем аспектам взаимодействия с клиентом. Элементы поддержки – чаты, чат-боты и т. п. – будут встраиваться в пользовательские сценарии и каналы коммуникации: телефон, электронное обращение, социальные сети, мессенджеры и другие. При этом, что важно, наша модель сервисов подразумевает более высокий уровень стандартов обслуживания, чем указано в правительственных нормативных документах.

Второе направление в цифровизации – маркетплейс. У нас уже есть определённые успехи: одна из наших компаний уже получила первую прибыль – правда, на сторонней маркетплейс-платформе, но тем не менее это первые успехи. Теперь мы делаем свой маркетплейс, чтобы эффективно использовать и партнёрские схемы, и какие-то собственные продажи уже в развитии личного кабинета.

Итого – два очень интересных цифровых проекта, на которые мы сейчас делаем ставку и будем над ними работать в продолжение направления цифрового сбыта.

– Какие именно услуги, товары вы продаёте в качестве коммерческих сервисов? Раньше ведь вы в основном продавали приборы учёта, а сейчас этих продаж нет в связи с необходимостью бесплатной для потребителей установки интеллектуальных счётчиков.

– Действительно, нам не удалось в полной мере заместить доходы от продажи счётчиков. Но тем не менее частичную диверсификацию уже провели. В 2019 году на своём пике прибыль от коммерческих сервисов вместе с продаж и установкой счётчиков составляла 1,3 млрд рублей. В прошлом году – около 600 млн рублей. Сейчас, в этом году, уже без счётчиков этот показатель приблизился к уровню 1,2 млрд рублей. На будущий год 1,6 млрд рублей планируем. Достаточно амбициозные цифры.

– За счёт чего?

– В первую очередь, конечно, это услуги энергоаудита и энергосервисов. Предприятия активно заказывают их, так как видят реальную экономию от этих сервисов – затраты на энергоресурсы у них снижаются в среднем на 10–15%. Также мы зарабатываем на оформлении документов: ускоренном заключении договоров, ускоренном оформлении необходимых допусков. На третьей строчке – выпуск единого платёжного документа. Это агентская схема, когда

Дмитрий Орлов:

Фронт-офис работы с физическим лицом однозначно должен перейти в ЕИРЦ.

мы привлекаем ресурсоснабжающие организации – водоканалы, теплоснабжающие, управляющие компании и т. д. – и включаем их услуги в нашу платёжку. По сути, в этом случае наши ГП выполняют часть функций будущих ЕИРЦ. Здесь лидер – Омская энергосбытовая компания, она только на этом заработала в 2021 году около 100 млн рублей.

– Вы ранее говорили, что намерены создать в стране сеть единых информационно-расчётных центров. Что она будет из себя представлять?

– Мы планируем, что уже в обозримом будущем такие центры возьмут на себя функцию ГП в части работы с физическими лицами – это выставление счетов и их доставка, заключение договоров, коммуникации с клиентами. Иными словами, фронт-офис работы с физическим лицом однозначно должен перейти в ЕИРЦ. Так записано в нашей стратегии. И соответственно, будем привлекать остальных ресурсников (и не только), работающих на территории, для включения их услуг в ЕПД.

– Сколько всего планируется создать ЕИРЦ?

– В идеале – в каждой зоне действия нашего гарантирующего поставщика. Сейчас у нас их пять, в 2022 году планируются ещё в Санкт-Петербурге. В ряде территорий это будет сделать непросто.

→

Например, на Алтае это сложно будет сделать, потому что всего в регионе четыре гарантирующих поставщика. Не так просто будет сделать во Владимирской области, потому что мы работаем только с сельским населением, в городах другие ГП.

Поэтому в нашей стратегии предусмотрена вторая ветка: в регионах, где мы не доминируем, делаем ЕИРЦ на базе нашего ГП и не выделяем юрицию. Например, как сейчас в Омске или в Орле.

– Какой вообще эффект даёт создание ЕИРЦ?

– Грандиозного экономического эффекта, честно скажу, мы там не ожидаем. ЕИРЦ – это в большей степени закрепление на территории, некий якорь, благодаря тому, что мы становимся незаменимыми. Представим себе ситуацию, что в каком-то будущем поменяется законодательство и энергосбытовой рынок станет высококонкурентным. Соответственно, тогда функцию гарантирующего поставщика смогут исполнять другие агенты. А ЕИРЦ и система интеллектуальных счётчиков в какой-то мере дают нам гарантию продолжения бизнеса.

– Система ЕИРЦ поможет бороться с основной проблемой ресурсоснабжающих организаций – с дебиторской задолженностью? Кто сейчас основные неплательщики?

– Собираемость по населению сейчас одна из самых низких, хотя ещё пару лет назад всё было наоборот. Если брать общий пул потребителей, то по промышленности мы собираем, как правило, 100%. По населению уровень собираемости – 99%, хотя ранее нам удавалось даже превышать 100% за счёт работы с дебиторской задолженностью. А в ЖКХ сейчас – 97,4%. Самая проблемная сфера – это как раз водоканалы. Поэтому мы, кстати, и развиваем систему ЕИРЦ – благодаря этому мы по крайней мере видим денежный поток от потребителей, то, что они собирают, проходит через нас, и уже нет возможности использовать деньги не по целевому назначению.

– Почему, на ваш взгляд, население стало меньше платить?

– Пандемия накладывает определённые сложности: люди сейчас не пускают к себе контролёров снять показания или электриков, которые приехали на отключения неплательщиков. Зачастую даже двери не открывают – говорят: «Вы нам сразу принесёте». Плюс свою роль сыграло прошлогоднее постановление

правительства, отменившее пени за просрочку платежей. И хотя оно уже прекратило своё действие, привычка не платить осталась.

– В абсолютных цифрах дебиторская задолженность сейчас какая? И какова её динамика?

– Она снижается! По нашим ожиданиям, по итогам 2021 года она снизится на 8 млрд рублей и составит 58 млрд рублей. Можно сказать, что фактически мы нивелировали прошлогоднее влияние пандемии. И это повод для оптимизма.

Очень радует нас в этом году Минобороны. Оно практически погасило просроченную задолженность и обещает в декабре частично оплатить даже авансовый платёж. Такое на моей памяти впервые.

– Какие направления развития энергосбытового сегмента вы считаете приоритетными в ближайшие годы?

– 2021 год – первый год реализации нашей среднесрочной стратегии. И я хочу отметить несколько наших достижений, которые определяют нашу работу на будущие годы.

Во-первых, у нас на проектную мощность выходят два ЕИРЦ – томский и башкирский. Во-вторых, мы выиграли конкурс по красногорскому ГП в Московской области, причём выиграли за очень хорошие деньги – 180 млн рублей, срок окупаемости достаточно комфортный – чуть более четырёх лет.

Ещё одно направление – объединённый расчётный центр, ОРЦ. У нас весь функционал, связанный с расчётами, сейчас централизован и оптимизирован. Это привело к тому, что 383 человека выполняют функции, которые раньше делали 855 человек. У нас окупаемость по ОРЦ – три с половиной года вместо запланированных пяти лет. Экономия, получаемая от проекта в горизонте 10 лет, планируется на уровне 3 млрд рублей.

Мы планируем уже в 2022 году начать снижать цены расчётных услуг, что тоже очень важно, и тренд на снижение затрат за счёт автоматизации и цифровизации будет продолжаться. В итоге наши дочерние общества начнут получать от этого значимую экономию.

В уходящем году мы запустили крупный проект нашей цифровизации – «Интер РАО Онлайн». Задачи данного проекта – перевести все цифровые каналы взаимодействия с клиентом на единую платформу, а также наполнить их коммерческими сервисами. Планиру-



Наталья Селивёрстова / РИА «Новости»

Дмитрий Орлов:

Весь функционал, связанный с расчётами, сейчас централизован и оптимизирован. Экономия, получаемая от проекта в горизонте 10 лет, планируется на уровне

3 млрд рублей.

ется уже запуск нескольких интересных продуктов.

Также мы завершаем работу по полной централизации контактного центра. У нас некоторые дочерние общества до сих пор пользовались своими контактными центрами.

И, как я уже говорил, амбициозные задачи по развитию коммерческих сервисов.

– Доля «Интер РАО» на розничном рынке на сегодня превышает 18%. Планируете её увеличивать? Каков целевой ориентир?

– У нас стратегическая задача – более 20% к 2025 году, в идеале – 25%. Конечно, мы планируем либо в конкурсах на получение статуса ГП участвовать, либо совершать M&A-сделки.

– Вы будете развивать независимые энергосбытовые компании (НЭСК) Группы, которые работают с промышленными предприятиями?

– В стратегии развития розничного бизнеса для НЭСК прописано развитие через «подхват» потребителей как с внешнего рынка, так и от наших гарантирующих поставщиков. И «РН-Энерго», и «Петро-электросбыт» в этом направлении успешно работают: рост полезного отпуска за год вырастет, по предварительным данным, на 1,3 млрд кВт•ч.

Но с учётом конкуренции на этом рынке мы работаем с очень низкими сбытовыми надбавками. Это не значит, что мы будем отказываться от всего направления, но в какой-то мере, может быть, переформируем работу и больше будем ориентироваться на сохранение наших потребителей, нежели на захват на других территориях. Мы сейчас просчитываем различные варианты.

Плюс через НЭСК мы хотим продвигать продажи зелёной электроэнергии, а также зарядку электромобилей. В этом направлении, кстати, очень эффективно как НЭСК работает «Мосэнергосбыт».

– «Мосэнергосбыт», как известно, в этом году договорился о поставках зелёной энергии со Сбербанком. Хотя подобные услуги компания начала предлагать ещё в 2011 году. Как продвигается сейчас это направление?

– К нам обращаются многие потребители, особенно потребители с иностранным участием, сетевые фирмы – просят зелёные сертификаты. Мы в двух направлениях сейчас работаем. Для некоторых заключаем СДД – свободные двусторонние договоры с поставщиками зелёной энер-

гии, в частности с «РусГидро». И начали двигаться в рамках I-REC. Когда «Мосэнергосбыт» станет оператором зелёных сертификатов I-REC, будем предлагать их клиентам. Есть также идея предложить покупку зелёных сертификатов населению – части граждан важно участвовать в проектах, связанных с экологией.

– Какой эффект дают продажи зелёной энергии?

– Это немаржинальная история, с финансовой точки зрения ею можно даже пренебречь. Но это важная имиджевая история – мы вместе с потребителем и можем поставлять ему необходимую зелёную электроэнергию. Объём таких продаж по СДД в 2021 году – 200 млн кВт•ч. В следующем году, конечно, этот объём будет больше, плюс добавятся продажи сертификатов I-REC – через «Мосэнергосбыт» все наши ГП начинают входить в эту систему.

– Как вы смотрите на перспективу ухода потребителей в микрогенерацию или распределённую генерацию?

– Мы не упускаем этих потребителей, заключаем договоры с ними. Пытаемся зайти в этот сегмент как исполнители: если потребитель принял решение строить свою генерацию, то давайте мы это сделаем – построим ему сами, ведь у «Интер РАО» есть большой инженеринговый и строительный опыт. Но вообще, конечно, нельзя нагружать оптовый рынок таким количеством непрофильных надбавок – и мусорные ТЭС, и ДФО... Тренд на уход потребителей с ОРЭМ тревожный.

Что касается сбыта энергии, которая выработана распределённой генерацией, то мы уже «подобрали» всю распределённую генерацию Башкирии, а в Московском регионе и за пределами нашего присутствия эту работу уже ведёт «РН-Энерго».

– Гарантирующие поставщики «Интер РАО» начали установку умных счётчиков электроэнергии? Каким образом идёт эта работа?

– Конечно, исполнение федерального закона началось. Сформированы инвестиционные программы, финансирование частично уже заложено в тарифно-балансовых решениях. Соответственно, сейчас идёт освоение средств, выделенных на 2021 год (это более 4,5 млрд рублей), формирование бизнес-планов и тарифных решений на 2022 год.

Однако пока многие вопросы ещё не решены на нормативном уровне, в том числе есть масса вопросов по крипто-

защите, что может серьёзным образом увеличить стоимость самих интеллектуальных приборов учёта.

– В таком случае какие счётчики сейчас устанавливаются: умные или старой модификации?

– В разных регионах по-разному. Законодатель в 2021 году оставил право выбора, в результате некоторые регионы пошли по пути установки сразу интеллектуального учёта, а некоторые регионы решили ставить дешёвый учёт. Со следующего года такого выбора уже не останется – мы везде с 1 января 2022 года будем ставить только умные приборы учёта.

– Какой объём инвестпрограммы по интеллектуальному учёту на следующий год?

– Огромный. Только на приборы, системы и т. д. – уже около 6,5 млрд рублей. Я говорю только о тех цифрах, которые заложены в тарифно-балансовые решения.

– Есть ли в наличии интеллектуальные счётчики под такой огромный объём установки?

– К концу этого года многие энергосбытовые компании столкнулись с тем, что их нет. Но благодаря нашей заблаговременной работе в этом направлении приборы были заказаны, и сейчас они хотя и с опозданием, но поступают в наши компании. Однако я знаю коллег, которые сейчас просто не могут купить счётчики и выполнить требования закона.

– Какой эффект вам даёт внедрение интеллектуальных систем учёта?

– У нас целый ряд плюсов. Во-первых, мы видим чёткое потребление по каждому клиенту. Мы видим не просто месячное потребление, а почасовое, тем самым можем делать какие-то предложения по оптимизации этого потребления, по выбору нового тарифа, если таковые будут. Иными словами, появляется простор для создания умного дома.

Во-вторых, у нас постепенно уходят в небытие разногласия с управляющими компаниями по общедомовым нуждам. Сейчас приборы в каждую секунду показывают потребление. И уходят, опять же, разногласия с сетевыми организациями относительно уровня потерь энергии.

И третья важная история: вместо рутинной технической работы, связанной с обходом и снятием показаний приборов учёта, мы сможем переориентировать персонал на более ответственную, более интеллектуальную и высокооплачиваемую работу.

→

В сетях консолидации

текст: Александра Белкина

Устав от роста аварийности в распредсетях, Минэнерго движется к ужесточению требований и консолидации ТСО, компании ожидаемо против и поддерживают идею ФАС о внедрении эталонных тарифов.

Случившийся прошлой зимой перелом в динамике аварийности в распредсетях, который объяснялся ростом числа погодных аномалий, продолжился и в этом году. По итогам десяти месяцев число аварий на линиях 6–110 кВ выросло на 12%, а в пяти регионах прирост превысил 100%. Минэнерго, заявляя о высоких рисках нарушения энергоснабжения у 83% территориальных сетевых организаций (ТСО), вновь призывает регионы заняться буксующей консолидацией компаний сектора. Министерство хочеткратно увеличить «размерные» требования к сетевым организациям, а также вносит законопроект о «системообразующих ТСО», на базе которых будет проводиться консолидация. Мелкие игроки сетевого рынка не согласны с аргументами чиновников и заявляют, что малые ТСО могут оказываться более результативными даже с учётом эффекта масштаба у конкурентов. В качестве альтернативы «административной» консолидации они предлагают внедрение эталонных тарифов и создание саморегулируемой организации (СРО).

Тренд на рост аварийности в российском распределительном комплексе проявился во время прошлого осенне-зимнего периода (ОЗП). Из-за аварий на линиях низкого напряжения объём отключенной электроэнергии в ходе ОЗП увеличился в 2,6 раза (до 1,3 ГВт), длительность отключений – на 19%, а численность обесточенных

жителей – в 2,3 раза (до 2,3 млн человек). В качестве причин Минэнерго указывало высокий уровень износа, ненадлежащее техобслуживание, низкий уровень аварийных работ, а также возросшую частоту экстремальных погодных явлений.

Распределительный комплекс продолжает «портить картинку» и в этом году. За десять месяцев аварийность в генерации снизилась на 0,8% (2422 случая), в сетях 110 кВ и выше – на 3,5% (11 638 случаев), доложил в середине ноября на совещании по подготовке к ОЗП замглавы Минэнерго Евгений Грабчак. Но на ЛЭП 6–110 кВ в январе – октябре произошло на 12%

больше ЧП, чем годом ранее (93 273). В пяти регионах рост числа аварий на линиях низкого напряжения превысил 100%: абсолютным рекордсменом стала Магаданская область (361%), следом расположились Дагестан (226%), Тверская область (156%), Северная Осетия (135%) и Москва (101%).

В этом году впервые рост аварийности на сетях низкого напряжения произошёл и у крупнейшего игрока сектора – госхолдинга «Россети»: число аварий в январе – октябре увеличилось на 19,5%. Более стремительную динамику продемонстрировала только казанская «Сетевая компания» (+67,1%). Выступая на совещании по подготовке к ОЗП, глава «Россетей» Андрей Рюмин не стал комментировать рост аварийности, но сообщил, что холдинг в этом году увеличил траты на техобслуживание и ремонты при подготовке к зиме на 2% (до 71,5 млрд рублей), физический объём работ вырос на 6%. Для сравнения: у «РусГидро» аварийность увеличилась на 5,5%, у прочих ТСО – на 5,2%.

«Подтверждаем, что уровень аварийности за десять месяцев 2021 года не ниже значений 2020 года; по отдельным регионам, например, в СКФО – значительно выше, – заявили позднее в пресс-службе «Россетей». – Однако это связано





100%

превысил рост аварийности на линиях 6–110 кВ в январе – октябре в пяти регионах РФ, среди которых и Москва

не с фактическим резким ухудшением состояния электросетевых объектов, а в большей степени с совершенствованием систем и способов учёта данных об отключениях».

Сейчас госхолдинг занимается цифровизацией своих сетей и налаживает автоматический сбор данных об отключениях, «наиболее объективные данные» по отключениям на всех классах напряжения будут собираться к 2023–2024 годам, заявили в «Россетях».

Пока вопросы у регуляторов вызывают данные «Оборонэнерго» и РЖД, отчитавшихся о снижении аварийности в этом году на 16,3 и 22,1%. В ряде случаев рост показателя происходит на фоне кампании по повышению прозрачности отраслевой отчётности, напомнил г-н Грабчак и обратил внимание руководства обеих компаний на «несоответствие их отчётности по аварийности общим трендам при сопоставимых условиях функционирования с другими компаниями сектора».

«С учётом высокого износа и факторов недофинансирования ремонтных и инвестиционных программ из-за недостатка тарифных источников рост аварийности в распределительном комплексе республик Северного Кавказа, отдельных регионов Северо-Запада, Дальнего Востока и Юга России понятен и предсказуем», – также сообщил замминистра.

Ситуацию сглаживает, но не спасает точечная реализация программ повышения надёжности. Недостаточно привести в порядок только сеть крупнейшей ТСО в регионе, нужно одновременно проводить консолидацию и сокращать объёмы бесхозных сетей, заявил Евгений Грабчак.

«Темпы консолидации сетей и ликвидации бесхоза пока остаются неудовлетворительными, – подчеркнул г-н Грабчак и отметил, что регионы не имеют чётких планов по бесхозным сетям. – Мы можем прийти к тому, что средства будут потрачены, в том числе тарифные, федеральные деньги, а существенного улучшения состояния сетевого хозяйства не произойдёт».

У регионов уже несколько лет достаточно полномочий для изгнания с рынка проблемных ТСО, но в этом не заинтересованы собственники сетей, которые бывают аффилированы с местными чиновниками. Косвенно это подтверждает статистика Минэнерго: из 78 компаний, не удовлетворяющих действующим критериям, по итогам тарифной кампании 2022 года лишены статуса лишь 38.

С 2015 года количество ТСО в России сократилось почти на 40%, но основные объёмы консолидации (как правило, через передачу оборудования в аренду «Россетям») пришлись на 2016 (150,54 тысячи у. е. оборудования) и 2019 годы (132,43 тысячи у. е.), а сейчас процесс фактически приостановился, заявил г-н Рюмин. В текущем году показатель составит менее 22 тысяч у. е., следует из его презентации. При этом в 2021 году количество ТСО, работающих в регионах присутствия «Россетей», выросло на 20 единиц. Глава Минэнерго РФ Николай Шульгинов отметил, что, по данным министерства, общее количество ТСО в этом году всё же сократилось на несколько десятков.

В рамках работы по стимулированию консолидации Минэнерго уже направило в кабмин обновлённые критерии для ТСО, которые в том числе увеличивают минимально допустимую протяжённость ЛЭП и трансформаторную мощность, а также исключают из расчёта арендованные сети, сообщил г-н Грабчак в середине ноября. Позднее в профильных Telegram-каналах появился неавторизованный протокол совещания у вице-преьера Александра Новака, в котором урегулированы разногласия при пересмотре критериев отнесения к ТСО. Согласно документу, протяжённость сетей и трансформаторная мощность с нынешних 15 км и 10 МВА должна поэтапно вырасти к 2026 году до 300 км и 150 МВА.

Процессу консолидации также должна способствовать разработанная Минэнерго методика оценки готовности объектов электроэнергетики к зиме, которая предполагает расчёт индекса надёжного функционирования и пересмотр балльной оценки.

«К сожалению, новая методика показала не слишком хорошие результаты (для ТСО. – Прим. ред.). В соответствии с проведённым расчётом, только 17% (277) ТСО имеют низкие риски и могут быть признаны готовыми к прохождению ОЗП (85 и более баллов из 100)», – отметил Евгений Грабчак. Из 1568 проанализированных ТСО 1291 (83%) имеет высокие риски (менее 85 баллов), а 237 не соответствуют минимальным требованиям и фактически не готовы к ОЗП. При этом в 1054 компаниях отмечен низкий уровень исполнительской дисциплины, указано в презентации г-на Грабчака.

После официального внедрения новой методики Минэнерго ожидает, что статуса ТСО, например, в Самарской области

→

25



Около **22** ТЫСЯЧ
составляет число бесхозных
электросетевых объектов в РФ

лишатся 54 из 57 организаций, в Краснодарском крае – 46 из 53, в Московской области – 52 из 64 ТСО. Вклад таких неэффективных ТСО в НВВ сектора в регионе составляет около 30% – эти деньги по назначению чаще всего не используются или используются неэффективно, сказал замглавы Минэнерго.

Инициативная группа малых ТСО считает, что введение дополнительных критериев создаёт необоснованные преимущества для отдельных участников сектора и нуждается в оценке ФАС, так как может попадать под действие закона «О защите конкуренции». В сетевом комплексе распределение НВВ между компаниями происходит в рамках «тарифного котла». «Первая волна консолидации по критериям 2015 года наглядно показала, что исключение более 1 тысячи ТСО (более 30%) на снижение тарифов не повлияло, поскольку котловая НВВ распределилась на оставшиеся ТСО в регионе», – говорит руководитель инициативной группы малых ТСО Даниэль Дмитриев.

Сейчас кабмин разработал проект, вводящий 5%-ную предпринимательскую прибыль при передаче энергии, что должно обеспечивать выплату дивидендов компаниям. Документ не предполагает роста предельных уровней тарифов по регионам, поэтому автоматически подразумевает сокращение части ТСО для финансирования новой (дивидендной) составляющей остающихся, считают в инициативной группе.

Надо отметить, что Минэнерго не говорит о снижении тарифов, речь прежде всего о повышении эффективности. Сегодня нередки случаи, когда аварии в мелких и бесхозных сетях устраняют крупнейшие электросетевые компании региона. У «Россетей» в 2020 – начале 2021 года было 330 таких случаев (из них 74 – ремонты на объектах других компаний, остальное – бесхоз).

Концепция консолидации Минэнерго предполагает, что в каждом регионе будет определена системообразующая ТСО. Она должна будет брать в аренду или выкупать оборудование у компаний,



Концепция консолидации Минэнерго предполагает, что в каждом регионе будет определена системообразующая ТСО

лишившихся статуса территориальной сетевой организации из-за несоответствия критериям. По-видимому, системообразующими в большинстве случаев станут структуры «Россетей», как наиболее крупные компании в регионах.

Небольшие игроки могут быть эффективнее крупнейших компаний, говорят в инициативной группе, приводя в пример Московскую область. На две крупнейшие компании – «Россети Московский регион» и «Мособлэнерго» – приходится 91,1% котловой НВВ. В 2020 году потери электроэнергии у них в сетях составили 8,74% и 12,52% соответственно, у малой ТСО «Казанская энергетическая компания», обеспечившей 100%-ную цифровизацию приборами учёта, – 4,63% при схожей структуре сетей. Кратный разрыв наблюдается также по годовым операционным затратам на условную единицу оборудования: по данным инициативной группы, для «Россетей» в Московской области показатель 2020 года находился на уровне 34,2 тысячи рублей, для «Мособлэнерго» – 23,2 тысячи рублей, для КЭК – 11,9 тысячи рублей.

Вместо ужесточения параметров экономической эффективности работы инициативная группа малых ТСО предлагает вводить давно анонсированные ФАС эталонные тарифы в сетях. Это вполне может уравнивать правила игры для больших и малых ТСО, так как последние часто недополучают средства на содержание своих сетей, считают в группе. Собеседник ЭБГ в секторе отмечает, что в условиях ограничения роста тарифов почти все компании недополучают запрашиваемые средства, а одной из претензий к ТСО является то, что часть из них аффилированы с местными элитами и получают высокую тарифную выручку при минимуме затрат.

В инициативной группе малых ТСО уверены, что внедрение «эталонов» среди прочего приведёт к снижению котловых тарифов во многих регионах, что заставит местные ТСО повышать свою операционную эффективность. Для технического контроля (надёжности сетей, оснащённости оборудованием и материалами, соответствия стандартам работы ТСО) группа предлагает ввести механизм саморегулирования, «который позволит осуществлять внутренний контроль деятельности сетевых организаций, а правильность работы самих сетевых СРО уже контролировали бы ФОИВы». В группе отмечают, что похожий механизм внедрён среди участников оптового рынка электроэнергии – это «Совет рынка». За нарушение законодательно установленных требова-

ний не надо уничтожать все малые сетевые организации, нужно вводить финансовую ответственность в отношении конкретных нарушителей: наказание рублём – самый прозрачный стимул для корректировки работы, полагают представители малых ТСО. Они напоминают, что этот тезис уже подтвердило применение инструментов антимонопольного контроля при наведении порядка в сфере техприсоединения.

Второй большой проблемный пласт работы в сетевом комплексе – бесхозные объекты, число которых в РФ составляет около 22 тысячи. Системообразующие ТСО, по задумке Минэнерго, будут принимать бесхоз в собственность, а также помогут частично застраховаться от появления новых бесхозных сетей. «Для улучшения ситуации с бесхозными сетями Минэнерго совместно с ФОИВами готовит поправки, облегчающие бюрократические нюансы процесса... Мелкие ТСО должны будут заключить с системообразующей договор аренды с отлагательными условиями: он будет вступать в силу, если небольшая компания не получит тариф на следующий год и не распорядится имуществом самостоятельно. Законопроект будет внесён в правительство до конца года», – сообщил в середине ноября Евгений Грабчак.

В инициативной группе малых ТСО отмечают, что у «Россетей» нет никакого экономического резона заниматься консолидацией бесхоза: объём полезного отпуска после такого шага не растёт, а техпотери и затраты на содержание сетей увеличиваются, что вынуждает менеджмент пересматривать другие расходные статьи. Малые ТСО, по словам представителя их группы, наоборот, заинтересованы в приёме бесхоза, так как это увеличивает их валовую выручку (НВВ крупных сетевых компаний обычно сокращается в первую очередь при установлении региональных тарифов на передачу).

Минэнерго всё же считает, что текущих темпов ликвидации бесхозных сетей недостаточно и процесс идёт слишком медленно – в целом по стране за прошлый год количество бесхоза снизилось на 22%. В некоторых регионах (Омская, Псковская области, Новая Москва, Дагестан) такая работа вовсе не проводится, говорил Евгений Грабчак. По данным «Россетей», с 2015 года «урегулирован статус» примерно 12,5 тысячи бесхозных электросетевых объектов (оформлены в собственность «дочек» «Россетей», муниципалитетов, других ТСО или демонтированы), ещё около 12 тысяч объектов «находятся в работе».



Жаркие рекорды и «зелёные» вопросы энергетики Юга

текст: Ирина Боршова

Энергосистема Южного федерального округа, видимо, в ближайшем будущем в какой-то мере станет экспериментальной площадкой. Во-первых, объёмы строительства зелёной генерации заставляют технических регуляторов задумываться о новых подходах. Во-вторых, южная жара всё же привела к сдвигам в графике энергопотребления, что тоже может потребовать своих корректировок.

Суммарная мощность электростанций Южного федерального округа – 17,8 ГВт. Самые крупные из них – это Ростовская АЭС (4 ГВт), Волжская ГЭС (2,7 ГВт) и Новочеркасская ГРЭС (2,3 ГВт). Электросетевое хозяйство округа насчитывает 1608 линий электропередачи класса напряжения 110, 330 и 500 кВ общей протяжённостью около 48,5 тысячи км, 1361 трансформаторная подстанция и распределительное устройство электростанций напряжением 110, 330 и 500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов более 91 тысячи МВА.

Южный округ давно находится под пристальным вниманием энергетиков. Проведение Олимпиады, присоединение Крыма – всё это требовало масштабного строительства генерации и электросетей. В итоговом протоколе совещания по подготовке энергетики региона к отопительному сезону 2021–2022 годов отмечалось, что высокие темпы развития сохраняются и влекут за собой сложную режимно-балансовую ситуацию.

В июле этого года в Объединённой энергосистеме (ОЭС) Юга (включает регионы Южного и Северо-Кавказского федеральных округов) впервые в истории российской энергетики максимум потребления мощности был достигнут летом, а не зимой. 19 июля на фоне сильной жары в регионе показатель достиг рекордных 17 145 МВт, что на 577 МВт выше предыдущего максимума, зафиксированного 21 января 2021 года. Рекорд долго не продержался – два следующих дня цифры обновлялись и росли. В итоге максимальное значение было установлено 21 июля на отметке 17 391 МВт.

«Это означает, что нам нужно менять подходы к подготовке к зиме и, возможно, проводить некоторые ремонты, наоборот, зимой, а не летом. Выходом

из этой ситуации, помимо мероприятий по улучшению платёжной дисциплины и принятию сбалансированных тарифных решений, является реализация отточенных программ повышения надёжности», – пояснял в октябре глава Минэнерго РФ Николай Шульгинов.

Если говорить о развитии традиционной генерации в регионе, то два наиболее заметных проекта – это строительство ТЭС «Ударная» «Ростеха» и модернизация Новочеркасской ГРЭС ОГК-2 (входит в «Газпром энергохолдинг»).

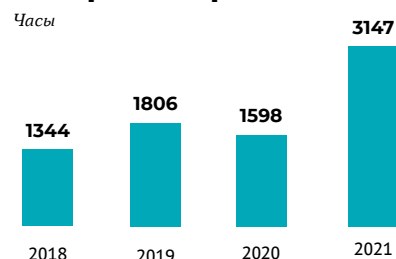
Изначально планировалось, что ТЭС «Ударная» начнёт работу в апреле 2021 года. Проект предполагал, что станция будет состоять из двух парогазовых установок (ПГУ) мощностью 225 МВт каждая и двух ГТУ по 25 МВт. Затем конфигурация была изменена: вместо планировавшихся двух малых установок будет одна отечественная газовая турбина большой мощности ГТД-110М. В связи с этим сроки ввода станции в эксплуатацию были сдвинуты на конец 2023 года.

Новочеркасская ГРЭС стала одной из электростанций, на которой в рамках программы модернизации теплогенерирующих мощностей будут установлены отечественные газовые турбины. Поставщиком станет ОДК «Ростеха». Между тем сейчас станция вызывает нарекания со стороны «Системного оператора» (СО ЕЭС), который заявил о необходимости разработать программу повышения надёжности её работы. На совещании по подготовке к отопительному сезону регулятор приводил график времени нахождения геноборудования Новочеркасской ГРЭС в аварийном ремонте за четыре года (взял период 1 января – 31 августа, в невисокосный год в нём 5832 часа).

Второй большой перспективный вопрос в регионе – это развитие генерации на основе возобновляемых источни-



График времени нахождения геноборудования Новочеркасской ГРЭС в аварийном ремонте



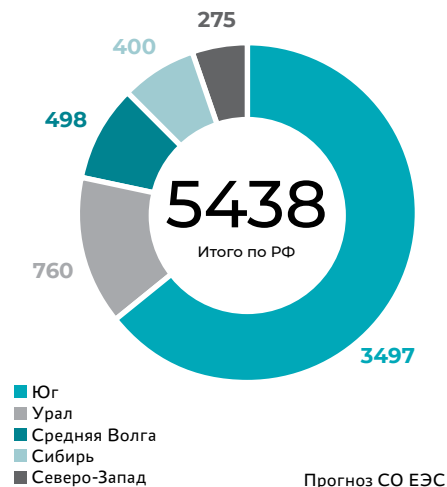
ков энергии (ВИЭ). В масштабе страны доля зелёной энергии в выработке остаётся крайне незначительной: 0,5% в Единой энергосистеме, или 5,3 млрд кВт·ч по итогам 11 месяцев. По установленной мощности показатель втрое выше: на ветровые электростанции (ВЭС) к 1 ноября пришлось 0,8% (1,976 ГВт), на солнечные (СЭС) – 0,72% (1,792 ГВт), но из-за погодозависимого характера ВИЭ доля выработки существенно меньше.

При этом в ОЭС Юга складывается уникальная ситуация – регион имеет



Распределение ВИЭ по энергосистемам на конец 2024 года

Мощность ВИЭ, МВт



лучшие в стране показатели инсоляции и, местами, ветропотенциала, что делает его самым привлекательным для ВИЭ-инвесторов. Возведение зелёной генерации идёт здесь наиболее интенсивно, в макрорегионе сосредоточено большинство проектов, строящихся по программе поддержки ВИЭ за счёт средств оптового энергорынка (ДПМ ВИЭ). Уже сейчас доля ВИЭ в установленной мощности ОЭС Юга (27 ГВт) с учётом крупных ГЭС и ВИЭ-генерации в Крыму превышает 30%, зелёная выработка в прошлом году составила около 23%.

Локализация ВИЭ на юге приводит к определённым режимным проблемам в ряде регионов. По международной классификации макрорегион находится на втором этапе развития зелёной генерации (доля в энергобалансе 3–13%), когда принципиально важным становится наличие эффективных регулирующих мощностей, которые могут компенсировать «погодные» провалы ВИЭ в период штиля и/или облачной погоды. На этом этапе регуляторы чаще всего вынуждены внедрять механизмы превентивного снижения нагрузки ВИЭ для балансировки энергосистемы. В ходе прошлого отопительного сезона диспетчеры ОЭС Юга



19.07.21

в ОЭС Юга впервые в истории российской энергетики максимум потребления мощности был достигнут летом

41 раз давали команды на ограничение выдачи мощности с электростанций, поскольку иными способами нельзя было обеспечить нормальные параметры режима, отчитывался «Системный оператор».

«С начала года фактическая почасовая нагрузка всех солнечных станций в ЕЭС России максимально отклонялась

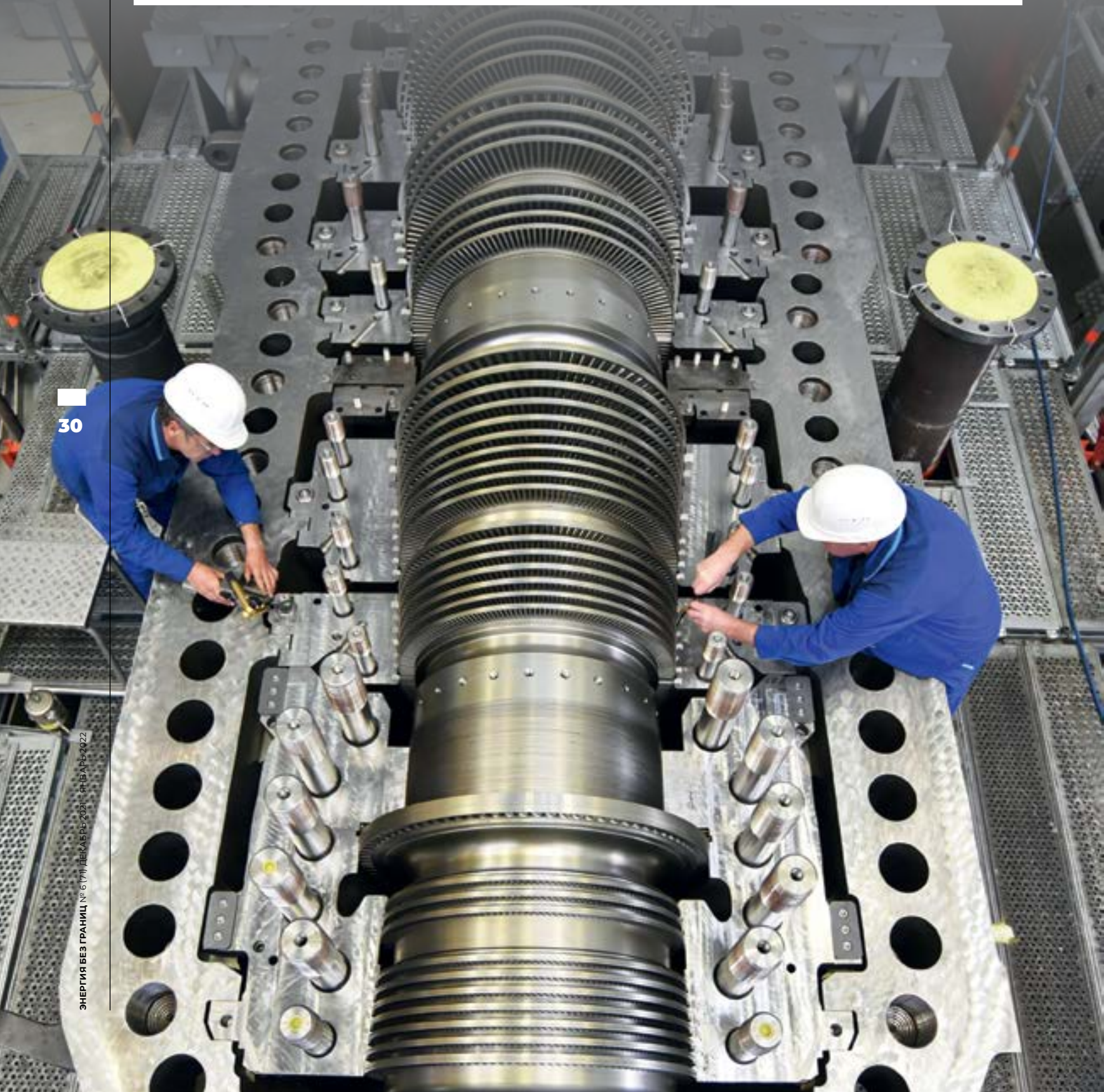
от плановой на 333 МВт, или на 30%, а ветровых – на 523 МВт, или на 42%. В процентном выражении это безумная цифра. Невозможно представить, чтобы вся наша тепловая генерация отклонялась даже на 10%, это привело бы к мгновенному развалу системы. Но в абсолютном значении отклонения ВИЭ пока незначительны», – рассказывал член правления СО ЕЭС Андрей Катаев в ноябре в интервью «Коммерсанту».

Чтобы урегулировать ситуацию, «Системный оператор» предлагает изменить правила ограничения ВИЭ при угрозе перегрузки сети. Пока что диспетчеры отключают все объекты пропорционально, после внесения поправок в регламенты сначала будет ограничиваться выдача мощности с новых объектов, которые построены в регионе позже остальных. В этом случае выручка новых объектов существенно снизится, и инвестору станет выгоднее строить объект в регионе, где нет ограничений. В Минэнерго изучают предложение, в «Совете рынка» в целом поддерживают. Представители зелёного сектора против и предлагают ориентироваться на КИУМ, а далее производить отключения условно «в алфавитном порядке».



Парогазовая установка

Если выбирать самую значимую технологическую новость 2021 года, то это, несомненно, долгожданный отбор проектов модернизации ТЭС, предполагающих установку газовых турбин российского производства. Рассказываем о том, как работают парогазовые установки и в чём их преимущества.



П

арогазовые установки, как видно из названия, состоят из двух частей, в основе которых – паровая и газовая турбины. Принцип работы газотурбинной установки (ГТУ) часто поясняют на примере авиадвигателей. Топливо (в данном случае газ) поступает в камеру сгорания, туда же подаётся сжатый компрессором воздух. Продукты горения на большой скорости движутся в сторону турбины и вращают её лопасти, дальше идёт выработка электроэнергии генератором. Но выхлопной газ после этого продолжает держать высокую температуру, поэтому его направляют на нагрев котлов с водой. Полученный пар подаётся на лопасти паровой турбины. После прохождения пар конденсируется. Если задача электростанции – только производство электроэнергии, то горячая вода охлаждается в градирнях. Если электростанция снабжает потребителей ещё и тепловой энергией, то горячая вода подаётся по трубам для отопления.

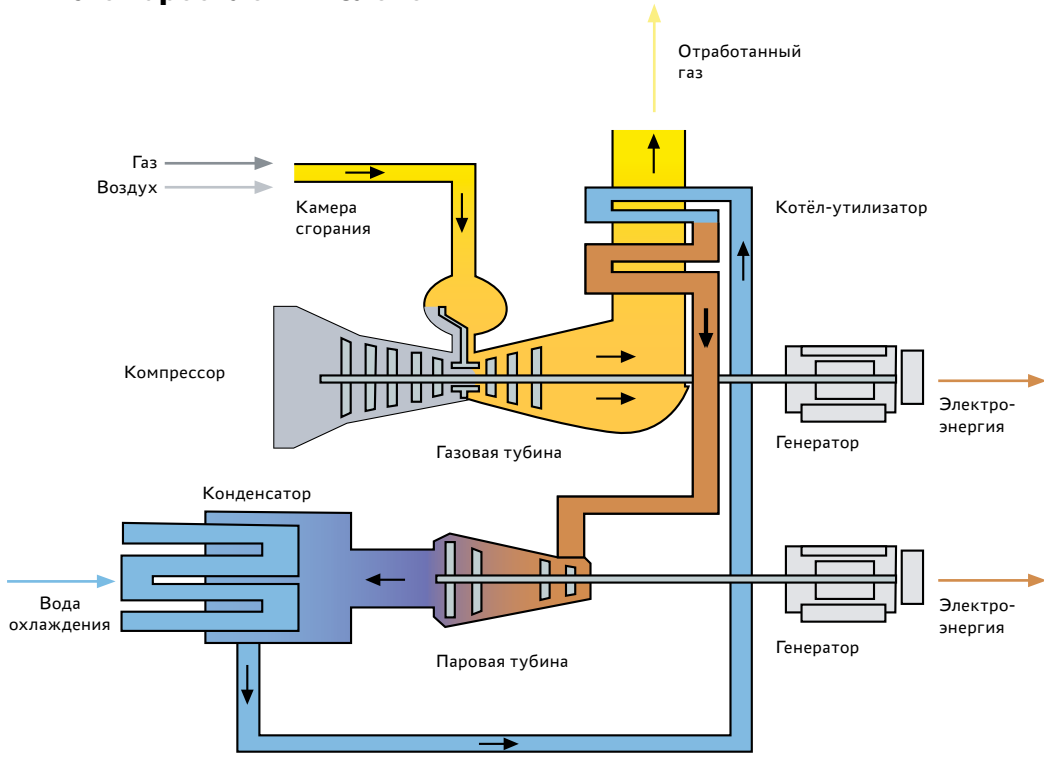
В целом паросиловые установки менее эффективны, чем парогазовые, потому

что топливо (основным обычно является уголь) при сгорании нагревает котёл, пар из которого вращает одну турбину. Дальнейшего использования продуктов горения, как в ПГУ, не происходит.

В России традиционно производилось оборудование для паросилового цикла. К разработке газовых турбин приступили в 90-е, но проект затянулся. Во время первой масштабной программы обновления отечественной генерации (ДПМ), стартовавшей в 2010 году, ПГУ были очень востребованы, но в основном зарубежных производителей. Российские турбины ГТД-110 производства совместного предприятия ОДК «Ростеха», «Роснано» и «Интер РАО» использовались в единичных случаях и вызвали нарекания.

Сегодня в рамках программы модернизации ТЭС производство турбин намерен развивать «Ростех», работы ведут также «Силовые машины», получившие большую часть проектов программы. Кроме того, с разной степенью локализации в России ведётся производство турбин Siemens и GE.

ПГУ с паросиловым блоком



преимущества



Экологичность:
природный газ является одним из самых чистых видов топлива



Экономичность:
снижение объёмов потребления топлива



Манёвренность:
возможность быстрого пуска и изменения нагрузки



Николай Посыпанко, руководитель направления регулирования энергорынков VYGON Consulting:

«КПД ПГУ с ГТУ большой мощности составляет от 50 до 63% при эффективности традиционного для России паросилового цикла в районе 35%. Экземпляры единичной мощностью 400–600 МВт позволяют работать в парогазовом цикле с рекордными КПД 62–63% – такие электростанции строят Siemens и GE за рубежом».

Праздничные огни

текст: Николай Алейник

Среди символов новогодних и рождественских праздников в прошлом столетии надёжно закрепились электрические гирлянды. Служив сначала украшением только ёлок в домах, они вскоре вышли на улицы городов. Постепенно гирлянды стали использовать не только как ёлочные декорации, но и как основу для световых инсталляций. Востребованными они оказались и для освещения вывесок и рекламных плакатов.

Гирлянды как сплетение разных элементов известны как минимум со времён Древнего Египта, тогда они состояли из ветвей и цветов. Рождественские традиции, похожие на современные, в том числе украшенная ёлка, сформировались в немецкой культуре в конце Средневековья. В Библии речи о ёлках нет, а ассоциация какого-либо торжества с деревом имеет языческие корни, но за несколько столетий люди придумали несколько легенд о рождественской ели – можно выбрать на свой вкус. По-видимому, ель как один из символов всё же пришла из рождественских мистерий, в которых она изображала райское дерево и украшалась в том числе яблоками. В XVII–XVIII веках к ёлочному убранству стали добавлять свечи. Крепили их с помощью булавок или горячего воска – подсвечники стали применять только в XIX веке. Слуги должны были следить, чтобы вся эта красота не спалила дома.

После создания электрических ламп изобретение гирлянд из них было

вопросом времени, и, как часто случается, об этом догадались несколько человек, но повезло не всем. В 1882 году помощник Томаса Эдисона, американец Эдвард Джонсон соединил между собой 80 маленьких электрических лампочек, которые были раскрашены в разные цвета: красный, синий и белый. На презентацию своего изобретения он пригласил журналистов, но они не заинтересовались демонстрацией. О новинке написала только одна детройтская газета, и, хотя массового распространения гирлянд тогда не получили, всё же это позволяет говорить о Джонсоне как об одном из их изобретателей. Больше повезло англичанину Ральфу Моррису. Он работал телефонистом и, видя цепочки электрических ламп в телефонных распределительных щитах, в 1895 году придумал развесить нити лампочек на ёлке. На этот раз идея широко разошлась. В пользу Джонсона, однако, говорит тот факт, что в том же 1895 году в США впервые рождественская ель с электрической гирляндой была установлена в Белом доме. Первое

серийное производство ламп для гирлянд наладила компания General Electric, но они были дорогими, и рождественские свечи использовали как украшение ещё несколько десятилетий – электрические огни окончательно вытеснили их только в 1930-х годах.

Журнал «Огонёк», выделяя главные изобретения XX века, причислил к ним также негаснущие лампочки для украшения деревьев. Первые электрогирлянды часто становились причиной возгораний. После пожара в Нью-Йорке в 1917 году 15-летний мальчик Альберт Садакка решил взять дело в свои руки – ему пришла идея замкнуть цепочку лампочек особым образом, что сделало гирлянду безопасной в использовании, рассказывает журнал. Подросток поделился идеями с отцом, в итоге зародился небольшой семейный бизнес по производству электрических ёлочных гирлянд. В первый год удалось продать всего 100 гирлянд ручной работы, на следующий год было решено покрасить лампочки в разные цвета. В результате Садакка





уже к своему совершеннолетию стал главой многомиллионной корпорации NOMA Electric Company, занимающейся производством электрических новогодних гирлянд.

В Советском Союзе, как рассказывает Центр образования Роспотребнадзора, первые гирлянды начали производить только в 1938 году, потому что во время Первой мировой войны, в 1916 году, Священный синод посчитал ёлку «немецким обычаем» и осудил её использование. Через несколько лет после Октябрьской революции, в 1924 году, власти запретили Рождество, считая его «поповским праздником». Только в конце 1935 года людям было разрешено официально праздновать Новый год с наряженными ёлками. В 1938 году в СССР начался массовый выпуск электрогирлянд, первая



модель называлась ЁГ-1. Это были обычные автомобильные лампы, припаянные к одному проводу, окрашенные лаками и красками. В конце 50-х годов появляются гирлянды-игрушки: внутри фигурки из толстого стекла закреплялась нить накаливания, а сама фигура вставлялась в цоколь, который был закреплён на проводе. В 60-х годах появилось крепление гирлянд при помощи прищепок, а среди декоративных элементов прижилось всё, что связано с космосом.

В 1938 году в СССР начался массовый выпуск электрогирлянд, первая модель называлась ЁГ-1

К настоящему времени гирлянды изменились как с технической стороны, так и внешне. Как правило, они стали неразборными и с очень маленькими лампочками, обрели блоки управления, которые задают разные режимы работы (очередность включения и выключения разных лампочек). Прорывом в освещении, который сказался и на гирляндах, стало использование светодиодных светильников. Светодиодные и волоконно-оптические гирлянды не представляют никакой угрозы с точки зрения пожарной безопасности и электробезопасности, могут быть использованы на морозе и даже в воде, напоминает нам всё тот же Роспотребнадзор. Однако высокие температуры гирлянды всё же не любят. Помимо внешних преимуществ, светодиодные украшения более экономичны и служат гораздо дольше.

Став повсеместно популярными и финансово доступными, гирлянды быстро превратились в предмет соревнований. Так, в Книгу рекордов Гиннеса внесена запись о самом масштабном украшении жилого дома – семья Ричардс в Австралии использовала для этого 29 км гирлянд, на которых было более 500 тысяч лампочек. Причём этот рекорд стал вторым для семейства – для первого попадания в Книгу им хватило примерно 330 тысяч ламп, но это достижение было «перебито», так что пришлось пойти на второй круг соревнований.

Самый большой в мире ёлочный шар – это тоже гирлянда, из которых собрана гигантская инсталляция. В Книгу рекордов Гиннеса он попал в 2016 году как «Самая большая светодиодная скульптура в мире». Шар устанавливается на Поклонной горе в Москве. Высота новогодней «игрушки» вместе с крепежом для нитки – 17 метров, диаметр – около 11 метров. Внутри шара оборудуется танцпол и устанавливаются динамики.

Экологические вопросы не обходят стороной и праздничные украшения. Как рассказала Газета.ru, власти Амстердама в этом году приняли решение об ужесточении правил украшения домов гирляндами перед Рождеством, чтобы снизить световое загрязнение, которое мешает сну людей и животных. Согласно представленному плану, местные жители смогут украшать здания только теми световыми гирляндами, которые имеют энергосберегающие лампочки. На ночь декорации надо будет отключать. Также хозяин дома должен будет уведомить муниципальные власти не менее чем за три дня до украшения своего дома, если его гирлянда превышает один квадратный метр фасада.



КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

январь

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						

1 января

Бикмурзин Азат Шаукатович
1969 г.

директор нефтегазохимического комплекса ПАО «Татнефть»



Луцкович Виктор Евгеньевич
1963 г.

генеральный директор ООО «Северная сбытовая компания»

Медведева Елена Анатольевна
1981 г.

директор Департамента оперативного управления в ТЭК Минэнерго РФ

Петросян Рачик Ашотович
1979 г.

директор по цифровой трансформации госкорпорации «Ростех»

Трембицкий Александр Вячеславович
1965 г.

руководитель Ростехнадзора РФ

2 января

Гойзенбанд Александр Аркадьевич
1980 г.

директор Нижегородской ГЭС филиала ПАО «РусГидро»

Дерипаска Олег Владимирович
1968 г.

предприниматель

Козлов Александр Александрович
1981 г.

министр природных ресурсов и экологии РФ

Яковенко Вадим Владимирович
1970 г.

руководитель Росимущества РФ

3 января

Мохначук Иван Иванович
1958 г.

председатель Российского независимого профсоюза работников угольной промышленности

Потанин Владимир Олегович
1961 г.

владелец и президент компании «Интеррос», президент и председатель правления ГКМ «Норильский никель»

Сунгуров Виталий Леонидович
1975 г.

генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» – «ОДУ Востока»

4 января



Опадчий Фёдор Юрьевич
1974 г.

председатель правления АО «СО ЕЭС»

Шувалов Игорь Иванович
1967 г.

председатель государственной корпорации развития «ВЭБ.РФ»

5 января

Радионова Светлана Геннадьевна
1977 г.

руководитель Росприроднадзора РФ



Шаскольский Максим Алексеевич
1975 г.

руководитель Федеральной антимонопольной службы

6 января

Моор Александр Викторович
1974 г.

губернатор Тюменской области

7 января

Назаров Виктор Николаевич
1974 г.

управляющий директор филиала ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»

Шемякин Николай Александрович
1974 г.

генеральный директор ООО «Мосэлектрощит»

8 января



Махнев Юрий Валерьевич
1984 г.

директор Стерлитамакской ТЭЦ – филиала ООО «БГК»

10 января



Митин Сергей Александрович
1974 г.

директор Пермской ГРЭС – филиала АО «Интер РАО – Электрогенерация»

11 января

Татриев Муслим Барисович
1980 г.

член Комитета ГД РФ по энергетике

12 января

Иматов Марсель Магсумович
1972 г.

генеральный директор АО «Холдинговая компания БоГЭС»

13 января

Лизунов Алексей Анатольевич
1971 г.

председатель правления – генеральный директор ПАО «ТГК-14»

14 января

Островский Алексей Владимирович
1976 г.

губернатор Смоленской области

15 января

Гладков Вячеслав Владимирович
1969 г.

губернатор Белгородской области

16 января

Иванов Михаил Игоревич
1981 г.

заместитель министра промышленности и торговли РФ

Сентюрион Юрий Петрович
1960 г.

генеральный секретарь Форума стран – экспортеров газа

18 января

Ситников Сергей Константинович
1963 г.

губернатор Костромской области

19 января

Текслер Алексей Леонидович
1973 г.

губернатор Челябинской области

20 января

Жвачкин Сергей Анатольевич
1957 г.

губернатор Томской области

Старовойт Роман Владимирович
1972 г.

губернатор Курской области

Фролов Дмитрий Иванович
1974 г.

заместитель руководителя Ростехнадзора РФ

21 января

Грачёв Павел Сергеевич
1973 г.

генеральный директор ПАО «Полус», независимый директор в советах директоров ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «РусГидро»

22 января

Голубев Евгений Геннадьевич
1973 г.

технический директор – главный инженер Псковской ГРЭС – филиала ПАО «ОГК-2»

Николаев Айсен Сергеевич
1972 г.

глава Республики Саха (Якутия)

Самородов Евгений Владиславович
1976 г.

управляющий директор филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»

24 января



Гурылёв Олег Юрьевич
1963 г.

директор Калининградской ТЭЦ-2 – филиала АО «Интер РАО – Электрогенерация»

Рябкин Владимир Анатольевич
1965 г.

генеральный директор ПАО «Россети Волга»

25 января

Салихов Салават Уралович
1978 г.

генеральный директор ООО «ЛОЦ «Энергетик»

26 января



Ковалёв Юрий Борисович
1968 г.

директор Кармановской ГРЭС – филиала ООО «БГК»

Проскурин Андрей Геннадьевич
1977 г.

генеральный директор АО «НИКИМТ-Атомстрой»

29 января

Рябов Дмитрий Владиславович
1967 г.

генеральный директор АО «ТЭК Мосэнерго»

30 января

Голубев Василий Юрьевич
1957 г.

губернатор Ростовской области



Шашмулин Михаил Вадимович
1959 г.

генеральный директор АО «Восточная энергетическая компания»

31 января



Миллер Алексей Борисович
1962 г.

председатель правления ПАО «Газпром» – заместитель председателя совета директоров ПАО «Газпром»

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

февраль

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													

1 февраля

Ольховский Гурген Гургенович

[1933 г.](#)

президент ОАО «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт»

Травников Андрей Александрович

[1971 г.](#)

губернатор Новосибирской области

2 февраля

Велихов Евгений Павлович

[1935 г.](#)

почётный президент ФГБУ «НИЦ «Курчатовский институт»

Кувшинников Олег Александрович

[1965 г.](#)

губернатор Вологодской области

3 февраля

Каменских Иван Михайлович

[1946 г.](#)

первый заместитель генерального директора – директор по специальным проектам ГК «Росатом»

Карапетян Станислав Сейранович

[1977 г.](#)

генеральный директор ООО «Интертехэлектро – Новая генерация»

Кашеваров Андрей Борисович

[1961 г.](#)

заместитель руководителя ФАС России

Цышевская Елена Витальевна

[1979 г.](#)

начальник Управления регулирования ТЭК и химической промышленности ФАС России

4 февраля

Володин Вячеслав Викторович

[1964 г.](#)

председатель Государственной Думы РФ

7 февраля

Галиуллин Радик Завитович

[1964 г.](#)

директор Казанской ТЭЦ-2 – филиала АО «Татэнерго»

9 февраля

Милотворский Владимир Эвальдович

[1964 г.](#)

генеральный директор ПАО «Магаданэнерго»

10 февраля

Бакурин Сергей Фёдорович

[1967 г.](#)

директор Шатурской ГРЭС – филиала ПАО «Юнипро»



Савельев Олег Юрьевич

[1976 г.](#)

генеральный директор ООО «МосОблЕИРЦ»

Чистяков Владимир Сергеевич

[1959 г.](#)

генеральный директор ООО «Тольяттинский трансформатор»

Чуваев Александр Анатольевич

[1960 г.](#)

исполнительный вице-президент корпорации Fortum, глава дивизиона «Россия», генеральный директор ПАО «Фортум»

11 февраля

Булавин Владимир Иванович

[1953 г.](#)

руководитель Федеральной таможенной службы

Шаронов Андрей Владимирович

[1964 г.](#)

член совета директоров ПАО «Россети»

12 февраля

Геккиев Заур Далхатович

[1961 г.](#)

член Комитета ГД РФ по энергетике

13 февраля

Владимиров Виктор Николаевич

[1956 г.](#)

директор Канской ТЭЦ Красноярского филиала ООО «СГК»

Ярин Андрей Вениаминович

[1970 г.](#)

начальник Управления Президента РФ по внутренней политике

14 февраля

Шубин Олег Никандрович

[1959 г.](#)

первый заместитель генерального директора – директор дирекции по ядерному оружейному комплексу ГК «Росатом»

15 февраля

Дережков Андрей Владимирович

[1968 г.](#)

директор Каскада Верхневолжских ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»

Руденя Игорь Михайлович

[1968 г.](#)

губернатор Тверской области



Человечкин Максим Юрьевич

[1969 г.](#)

директор Гусиноозёрской ГРЭС, филиала АО «Интер ПАО – Электрогенерация»

Шлегель Александр Эдуардович

[1951 г.](#)

заместитель генерального директора –

директор Красноярского филиала ООО «СГК»

16 февраля

Гладких Борис Михайлович

[1983 г.](#)

член Комитета ГД РФ по энергетике

17 февраля

Артюхов Дмитрий Андреевич

[1988 г.](#)

губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа

Вайно Антон Эдуардович

[1972 г.](#)

руководитель Администрации Президента РФ

Носов Сергей Константинович

[1961 г.](#)

губернатор Магаданской области

Роголёв Николай Дмитриевич

[1962 г.](#)

ректор НИУ «Московский энергетический институт»

Рукша Вячеслав Владимирович

[1954 г.](#)

заместитель генерального директора – директор дирекции Северного морского пути госкорпорации «Росатом»

Уваров Алексей Константинович

[1975 г.](#)

заместитель руководителя аппарата Правительства РФ

18 февраля



Полочанский Владислав Иосифович

[1973 г.](#)

генеральный директор АО «ТГК-11»

19 февраля



Ливинский Павел Анатольевич

[1980 г.](#)

директор Департамента энергетики аппарата Правительства РФ

Рудской Андрей Иванович

[1957 г.](#)

ректор Санкт-Петербургского государственного технического университета Петра Великого (СПбГПУ)

20 февраля

Абрамов Александр Григорьевич

[1959 г.](#)

председатель совета директоров EVRAZ plc

Либеров Александр Борисович

[1974 г.](#)

президент Siemens в России

Новиков Сергей Геннадьевич

[1962 г.](#)

статс-секретарь – заместитель генерального директора по обеспечению государственных полномочий и бюджетного процесса госкорпорации «Росатом»

21 февраля



Филатов Дмитрий Александрович

[1968 г.](#)

член правления – руководитель дивизиона «Снабжение» ПАО «Интер ПАО», генеральный директор ООО «Интер ПАО – Центр управления закупками»

22 февраля

Яновский Анатолий Борисович

[1957 г.](#)

помощник руководителя Администрации Президента РФ

23 февраля

Богомаз Александр Васильевич

[1961 г.](#)

губернатор Брянской области

Звегинцов Стефан Владимирович

[1968 г.](#)

глава Enel в России, генеральный директор ПАО «Энел Россия»

Мантуров Денис Валентинович

[1969 г.](#)

министр промышленности и торговли Российской Федерации

25 февраля

Устинов Владимир Васильевич

[1953 г.](#)

полномочный представитель Президента РФ в Южном федеральном округе

27 февраля

Кумпилов Мурат Каральбиевич

[1973 г.](#)

глава Республики Адыгея

Петрунин Николай Юрьевич

[1976 г.](#)

первый заместитель председателя Комитета ГД РФ по энергетике

Шафраник Юрий Константинович

[1952 г.](#)

председатель совета Союза нефтегазопромышленников России





В конце ноября – начале декабря непогода обрушилась сразу на несколько регионов России. Из-за снегопадов, ливней и сильных ветров, начавшихся 29 ноября и длившихся несколько дней, без электроэнергии остались

400 тысяч человек
 одновременно около
в 13 регионах Центрального, Южного, Северо-Западного, Приволжского, Северо-Кавказского и Дальневосточного федеральных округов. 2 декабря энергетики завершили восстановительные работы.

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

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