

ЭБГ

Интервью

Генеральный директор
«Воронежского трансформатора»
Игорь Иванов:
«Мы чувствуем себя крайне надёжно»

23

Генеральный директор
СТГТ Александр Лебедев:
«В ближайшие год-два
приоритет – сервис турбин»

27

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

И с газом, и с углём

Начиная с 2020 года сочетания самых разных факторов приводят к фиксации одного и того же вывода: зелёная энергетика в мире, конечно, активно развивается, но при этом растёт и число электростанций, использующих в качестве топлива уголь и газ

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!

П

рошлый год в российской электроэнергетике и смежных отраслях отметились крупными продажами целых предприятий, что в долгосрочной перспективе окажет существенное влияние на разработку новых отечественных технологий и оборудования. Одной из таких сделок стала покупка Группой «Интер РАО» у немецкой Siemens завода «Воронежский трансформатор» и 65%-ной доли совместного предприятия по сборке и сервису газовых турбин СТГТ (ещё 35% принадлежат «Силовым машинам»). О том, как сейчас работают заводы, и о дальнейших планах их развития в рубрике **«Интервью»** мы поговорили с генеральным директором «Воронежского трансформатора» Игорем Ивановым и генеральным директором СТГТ Александром Лебедевым.

Одними из главных тем начала года стали разработка и общественное обсуждение Схемы и программы развития электроэнергетических систем (СиПР ЭЭС) России. Это первый документ, созданный в рамках новой системы планирования в энергосекторе. Зачем он понадобился, как работает на практике и каким получился первый опыт, рассказали участники рубрики **«Эксперт-клуб»**. А в **«Инфографике»** мы собрали ключевые цифры из СиПР ЭЭС.

Вслед за изучением планов развития российской энергетики проанализировали также отраслевые планы и итоги в зарубежных странах. В целом угольная генерация никак не подстроится под многочисленные прогнозы и не торопится кануть в Лету – новые мощности продолжают исправно вводиться. Различные государства по всему миру планируют наращивать также объёмы газовых ТЭС. Подробнее сложившуюся ситуацию описали в **«Теме номера»**.

Запуск в России системы биржевой торговли золошлаковыми отходами и востребованность этого вторсырья изучаем в рубрике **«Тенденции»**. И, как обычно, собрали для вас самые интересные отраслевые новости страны и мира.

Редакция журнала «Энергия без границ»

→

01



←
04

04 главные события в России

06 главные события в мире

08 тема номера

И с газом, и с углём

Традиционная тепловая генерация, использующая газ и уголь, прирастает новыми мощностями и с надеждой смотрит в будущее

↓
08



14 ↓

12 инфографика

Цифры первых Схемы и Программы развития электроэнергетических систем (СиПР ЭЭС) России

14 эксперт-клуб

Вопрос планирования

СиПР ЭЭС стали первым документом, созданным в рамках новой системы планирования в энергосекторе. Зачем она понадобилась, как работает на практике и каким получился первый опыт, рассказали эксперты и участники отрасли



20 тенденции

Биржевой тест

В последние годы российские энергетики постепенно увеличивают объём реализации золошлаковых отходов угольной генерации и уже пробуют продавать их на бирже. Аналитики оценивают потенциал рынка вторичного использования золошлаков в 25 млн тонн в год, что больше текущего объёма их формирования в России (18 млн тонн), но в отвалах накоплено ещё 1,5 млрд тонн



↑
20



30



Учредитель и издатель:

ПАО «Интер РАО»

Энергия без границ,

№ 1 (78) АПРЕЛЬ 2023

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

Свидетельство о регистрации
ПИ № ФС77-54414 от 10.06.2013

Адрес редакции:

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

Главный редактор:

Владимир Александрович Князев

Шеф-редактор: Александр Кленин



Адрес издателя: 105082, г. Москва,

Рубцовская наб., д. 3, стр. 1, оф. 903

Тел.: +7 (495) 640-08-38;

640-08-39

www.mlgr.ru

E-mail: info@mlgr.ru

Генеральный директор:

Людмила Васильева

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

По вопросам рекламы

обращайтесь по тел.:

+7 (495) 640-08-38/39, доб. 150;

моб.: +7 (962) 924-38-21

Менеджер по рекламе:

Алла Перевезенцева,

a_perevezentseva@mlgr.ru

Отпечатано в ИП Роммелаер

Мария Олеговна

Адрес типографии: 107145, Россия,

г. Москва, Б. Головин пер., д. 11

Подписано в печать: 06.04.2023

Дата выхода в свет: 16.04.2023

Тираж: 1500 экз.

Распространяется бесплатно

12+

→

03



22 интервью

На замену импорту

В прошлом году Группа «Интер РАО» приобрела у немецкой Siemens завод «Воронежский трансформатор» и долю в 65% в СТГТ. О том, как сейчас работают заводы, и о дальнейших планах их развития «Энергия без границ» поговорила с генеральным директором «Воронежского трансформатора» Игорем Ивановым и генеральным директором СТГТ Александром Лебедевым

30 технологии

Водо-водяной энергетический реактор ВВЭР-1200 – флагманский продукт российской атомной отрасли

32 NB

Водородные города



←
22

34 календарь дней рождения ключевых лиц ТЭК России в апреле – мае

36 фото номера

Одной из основных забот энергетиков в отопительный сезон 2022–2023 года стал рост цен на уголь

↓
36



В РОССИИ

1,3%

составил рост энергопотребления в РФ в январе – феврале, рассказал министр энергетики Николай Шульгинов

Начало января ознаменовалось завершением процесса реорганизации ключевого сетевого холдинга России.

Процесс занял большую часть прошлого года: «Россети», ранее являвшаяся материнской компанией для магистральной ФСК, были переданы ей в подчинение вместе с ДВЭУК-ЕНЭС, Томскими и Кубанскими магистральными сетями. Мажоритарным акционером объединённой структуры, официальное название которой сменилось на ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», стало Росимущество (75% плюс одна акция).

В марте сохранивший свой пост глава «Россетей» Андрей Рюмин доложил премьер-министру РФ Михаилу Мишустину, что слияние «Россетей» и ФСК позволило сократить операционные расходы холдинга почти на 5 млрд рублей. Впрочем, этой экономии явно не хватает для реализации ключевого проекта госхолдинга – электрификации БАМа и Транссиба в рамках второго этапа расширения Восточного полигона РЖД. Увеличение пропускной способности железной дороги является стратегической задачей на фоне переориентации грузопотоков в восточном направлении. Инвестиции в сетевую инфраструктуру оцениваются «Россетями» в 250 млрд рублей. Оплатив первый этап (160 млрд рублей) за счёт собственных и заёмных средств, холдинг просит кабмин проработать источники финансирования второго этапа, сообщил г-н Рюмин. Ранее в качестве возможных источников денег назывались средства ФНБ или госсубсидия, докапитализация «Россетей» из бюджета или повышение сетевого тарифа.

Расширение Восточного полигона РЖД требует и новую генерацию. В феврале «Интер РАО» зарегистрировало в Ленске (Якутия) ООО «Новоленская ТЭС», которое займётся строительством паросиловой электростанции мощностью 550 МВт на востоке Сибири. Её ввод намечен на 2028 год и прописан в первых



схеме и программе развития электроэнергетических систем (СиПР ЭЭС) на 2023–2028 годы.

Обсуждение и утверждение этого документа стало одним из главных отраслевых событий **начала года**. Помимо прочего, в СиПР (подробнее о них смотри в рубриках «Инфографика» и «Эксперт-клуб») определены регионы с прогнозируемым дефицитом мощности – это прежде всего узел на границе Иркутской области, Забайкальского края и Бурятии. Мощностей Новоленской ТЭС для покрытия этого спроса будет недостаточно, поэтому «Системный оператор ЕЭС» (СО ЕЭС) считает наиболее целесообразным построить здесь ещё не менее 690 МВт. Минэнерго уже в июле планирует вынести на рассмотрение правкомиссии по развитию электроэнергетики техтребования для проведения соответствующего конкурса, который состоится до конца года.

Объём отбора на нём может оказаться даже выше прописанного пока в СиПР – до 1 ГВт, сообщил **в марте** на встрече

с Президентом РФ Владимиром Путиным вице-премьер Александр Новак. Одна из причин – обсуждающийся переход с угольного на электроотопление в части городов на востоке страны, где угольные котельные и печи в домах частного сектора формируют значительную часть выбросов в отопительный сезон. Решение экологических проблем потребует расходов и от сетевиков.

Мощность генерации на Курилах к 2026 году планируется увеличить с 30 до 50 МВт. Инвестиции в развитие энергетики с учётом инфраструктуры для СПГ составят

Р7 млрд

До **0,6–0,8%**

в 2022 году с 1% в 2021-м снизилась доля майнеров в энергопотреблении в РФ, подсчитали в Минэнерго



Так, перевод частного жилого сектора Кызыла (Тыва) с печного отопления на электрическое «Россети» предварительно оценили на сумму от 4,2 млрд до 7,6 млрд рублей. Подобное решение для Улан-Удэ (Бурятия) будет стоить уже 19 млрд рублей. Переход на электроотопление в качестве решения регулярно возникающей проблемы «чёрного неба» также обсуждали власти Хакасии и Красноярского края. Кроме того, финансовая поддержка потребуется и гражданам – г-н Новак предложил развернуть госпрограмму поддержки населения для перехода на электроотопление. Помощь, которую планируется оказывать в рамках проекта «Чистый воздух», может касаться закупки электроотопительных устройств

и котлов, технического присоединения дополнительной мощности.

Вторая потенциальная точка энергодефицита – юг России, выяснилось при утверждении первых пятилетних СиПР. Макрорегиону может потребоваться новая генерация вдобавок к строящейся ТЭС «Ударная». Потребление продолжает расти, на первом этапе СО ЕЭС предполагает решать проблему за счёт строительства новой ЛЭП-500 Тамань – Тихорецк, но дальнейший рост, вероятность которого, по оценке регулятора, велика, придётся закрывать новой генерацией, заявил в марте глава СО ЕЭС Фёдор Опадчий.

Знаковым для генерирующего сектора событием стало февральское решение Верховного суда РФ по делу Федеральной антимонопольной службы (ФАС) против «Т Плюс». Осенью 2021 года антимонопольщики обвинили генкомпанию в манипулировании ценами на рынке «на сутки вперёд» (РСВ) в феврале – апреле 2019 года. В ФАС посчитали, что ценовые заявки превышали фактические затраты на производство электроэнергии в среднем на 70–90%, «а в отдельных случаях – более чем в два раза». «Т Плюс» назвала

претензии необоснованными, заявив, что если отнормировать топливную составляющую, то рынок в единственном реально рыночном сегменте (РСВ) закончится, и обратилась в суд. Проиграв в первой инстанции, которая постановила, что генкомпания могут включать в цену заявки собственную рентабельность, а не выставлять обоснование цены по фактическим затратам, ФАС всё же выписала «Т Плюс» оборотный штраф в 846,5 млн рублей.

Спор стал принципиальным для всего сектора – в мае 2022 года аналогичное дело было возбуждено против СГК. «Т Плюс» прошла все инстанции, и 15 февраля «право на рентабельность» подтвердил Верховный суд. Одной из тем, активно обсуждавшихся в процессе разбирательства, стала методика определения расчёта обоснованных энергоцен для газовых и угольных ТЭС. Правительство поручало ФАС разработать её ещё к 1 мая 2011 года, документ устранил бы почву для конфликта между энергетиками и антимонопольщиками, но не принят до сих пор, отмечали эксперты и законодатели. После выигрыша «Т Плюс» дело сдвинулось с мёртвой точки – в начале марта ФАС опубликовала проект методики для общественного обсуждения.



05





1. Ирак

Надёжные связи

Управление по объединению энергосистем Совета сотрудничества арабских государств Персидского залива (Gulf Cooperation Council Interconnection Authority, GCCIA) заключило необходимые контракты для строительства электросетей между Ираком и странами-участницами совета. Сумма пяти договоров – \$220 млн, говорится в международном мониторинге «Системного оператора ЕЭС».

В состав GCCIA входят Бахрейн, Катар, Кувейт, ОАЭ, Оман и Саудовская Аравия. Будущее трансграничное соединение протяжённостью 295 км пройдёт от Кувейта до юга Ирака, пропускная способность на первом этапе составит 500 МВт, затем должна быть увеличена до 1,8 ГВт. Проект необходим для обеспечения надёжности электроснабжения в первую очередь южных районов Ирака, особенно порта Басра. В перспективе новые электросети позволят активизировать торговлю электроэнергией между странами.



Mohammed_ALAli/Shutterstock.com

Проект реализуется в развитие заключённого в июле 2022 года соглашения между Ираком и GCCIA о совместной работе энергосистем. Финансирование предоставляет GCCIA при участии Кувейтского фонда арабского экономического развития (KFAED) и Катарского фонда развития (QFFD).



2. Эквадор

ГЭС трещит по швам

В турбинах крупнейшей в Эквадоре ГЭС Coca Codo Sinclair, которая была построена китайской компанией Sinohydro и введена в эксплуатацию в 2016 году, за прошедшее время работы инженеры обнаружили более 17 тысяч трещин, сообщило РБК со ссылкой на статью The Wall Street Journal (WSJ). Энергетики винят в этом некачественную сталь, поставленную из КНР, и опасаются, что ГЭС выйдет из строя. В государственной коммунальной службе Эквадора заявили, что многочисленные попытки заделать трещины оказались безуспешными.

«Мы можем потерять всё. И мы не знаем, произойдёт ли это завтра или через шесть месяцев», – прокомментировал инженер из Университета Святого Франциска в Кито Фабрисо Йепес.

ГЭС оснащена восемью турбинами. Предполагалось, что после начала эксплуатации её мощность составит около 1,5 ГВт, что должно покрыть более половины потребности страны в электроэнергии.



2



3. Азербайджан

Арабский ветер

Министерство энергетики Азербайджана и компания ACWA Power из Саудовской Аравии в феврале подписали документы, которые предусматривают строительство в республике двух ветряных электростанций (ВЭС) суммарной мощностью 2,5 ГВт.

Как сообщил корреспондент агентства «Интерфакс-Азербайджан», подписаны исполнительный контракт о реализации проекта морской ВЭС мощностью до 1,5 ГВт, меморандумы о взаимопонимании по созданию ВЭС мощностью 1 ГВт на суше



5. Южная Корея

Плюс атом и ВИЭ

Новая энергетическая политика Южной Кореи, разработанная Министерством промышленности, торговли и энергетики, предусматривает рост доли атомной энергетики в энергобалансе страны с 26% в 2021 году до 32,4% к 2030 году и 34,6% к 2036-му, говорится в международном мониторинге «Системного оператора ЕЭС».

Ожидается, что мощность атомной генерации увеличится с 24,7 ГВт в прошлом году до 28,9 ГВт в 2030-м и до 31,7 ГВт в 2036 году. Прирост обеспечат запуск шести новых ядерных реакторов (энергоблоки 1–4 АЭС «Шин Ханул» и энергоблоки 5–6 АЭС «Шин Кори»), а также продление сроков эксплуатации 12 действующих реакторов.

Долю возобновляемой энергетики в энергобалансе страны планируется увеличить с 9% в 2021 году до 21,6% к 2030 году и до 30,6% к 2036-му. По итогам 2021 года наибольший вес в энергобалансе Южной



Кореи имели угольная и газовая генерации, на долю которых приходилось 33 и 31% соответственно. В рамках новой политики уголь должен уступить свои позиции до 19,7% к 2030 году и до 14,4% к 2036 году. Газовые электростанции потеснятся до 22,9% к 2030 году и до 9,3% к 2036-му.

Новые цели обусловлены планами Южной Кореи сократить выбросы парниковых газов на 40% к 2030 году по сравнению с уровнем 2018 года и достичь углеродной нейтральности к 2050 году.



4. Туркмения

Удвоение ПГУ

Туркмения планирует построить вторую ТЭС с комбинированным парогазовым циклом мощностью 1,6 ГВт. Как сообщило государственное информагентство страны, на которое ссылается «Интерфакс», планы строительства озвучил на заседании правительства вице-премьер Баймурад Аннаммедов. Президент Сердар Бердымухамедов одобрил это предложение.

Первая в Туркмении ТЭС с ПГУ мощностью также 1,6 ГВт была введена в эксплуатацию в сентябре 2018 года. Новая станция нужна для удовлетворения растущего спроса внутри страны и в государствах-импортёрах.

Сейчас туркменская электроэнергия поставляется в Афганистан, Узбекистан, Иран и Киргизию. Через два последних государства планируется увеличить экспорт в третьи страны. В 2022 году Туркмения прогнозировала экспорт на уровне 9 млрд кВт•ч, официальные итоги пока не опубликованы. Международное энергетическое агентство, не называя абсолютных цифр, оценило рост энергопоставок в 2022 году в 30% к уровню 2021 года.



и по развитию систем хранения (накопления) энергии.

«Совместная деятельность с ACWA Power важна не только для обеспечения новых мощностей для планируемого коридора зелёной энергии от Каспия до Европы, но и для сокращения выбросов углерода, ускорения энергетического перехода», – заявил министр энергетики Азербайджана Парвиз Шахбазов.

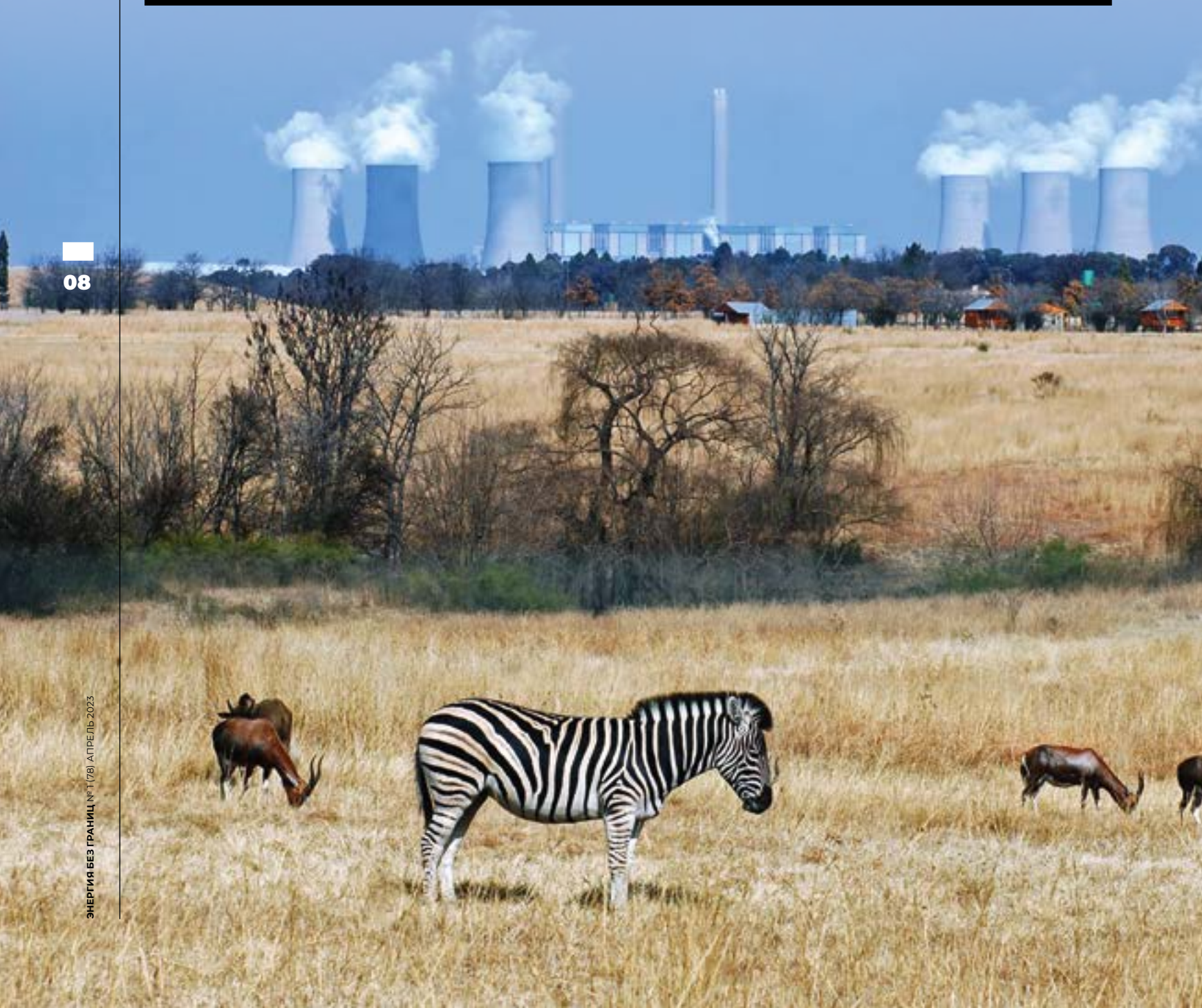
На сегодняшний день ACWA Power реализует в республике проект строительства ВЭС «Хызы-Абшерон» мощностью 240 МВт.



И с газом, и с углём

текст: Юрий Юдин

Начиная с 2020 года сочетания самых разных факторов приводят к фиксации одного и того же вывода: зелёная энергетика, конечно, активно развивается, но прогнозируемого скорого отказа от угольной генерации не происходит. В странах с высоким уровнем потребления угля продолжают вводиться большие объёмы новых электростанций. Газ тоже не спешит сдавать свои позиции одного из основных источников для производства электроэнергии, новые мощности измеряются сотнями гигаватт. На основании материалов ассоциации «Глобальная энергия» мы собрали обзор основных точек роста для этих традиционных видов топлива.





единственным регионом мира, где темпы строительства газовых электростанций в последние годы не сокращались, а ускорились, стала Африка. Согласно данным исследовательского центра Ember, объём ввода новых мощностей в мире в целом замедлился с 290 ГВт в 2011–2015 годах до 211 ГВт в 2016–2020 годах, в Азии – с 81 до 68 ГВт соответственно. В Африке же этот показатель увеличился с 25 ГВт в первой половине 2010-х годов до 28 ГВт в следующие пять лет.

По данным Global Energy Monitor (GEM), в середине прошлого года в мире в целом строилось 167,9 ГВт газовых электростанций. При этом объёмы создаваемых мощностей в Европе и Африке были практически одинаковыми, чуть меньше 10 ГВт, хотя стартовая база между двумя регионами существенно отличается. По данным ВР, доля газа в структуре генерации в Африке выросла с 20% в 2000 году до 41% в 2021-м. Это помогло ведущим странам региона завершить процесс электрификации. Но в Западной Африке около 40% потребления по-прежнему покрывают дизель-генераторы. Сенегал использует нефть для производства половины электроэнергии.

На рубеже нынешнего десятилетия в Африке сменились лидеры по вводу газовых мощностей. На долю Египта в первой половине прошлого десятилетия пришлось 53% новых вводов ТЭС этого типа, во второй половине – уже 63% (17,5 ГВт). Сейчас три четверти новых газовых электростанций континента строятся в Алжире (5,3 ГВт) и Ливии (2 ГВт) – это богатые ресурсами страны, доля которых в структуре газовых запасов континента составляет почти 30%,



По данным Global Energy Monitor, в середине прошлого года в мире в целом строилось

167,9 ГВт
газовых электростанций

а в фактической газодобыче – 44%, следует из «Обзора мировой энергетики» ВР.

При этом в ближайшее время, видимо, лидеры опять поменяются. Суммарная мощность африканских проектов в предынвестиционной стадии составляет 17,3 ГВт, из которых треть приходится на ЮАР. Остальные две трети распределены между Ливией (5,1 ГВт), Мозамбиком (2,6 ГВт), Анголой (1,8 ГВт) и Тунисом (900 МВт).

одной из точек роста для газа становится Южная Америка, где мощность генерации на этом виде топлива в ближайшие годы вырастет на 70%, подсчитали в GEM. Сейчас в регионе действуют 146 газовых электростанций общей мощностью 60,4 ГВт, при этом в фазе строительства находятся 13 объектов на 5,1 ГВт, а на предынвестиционной стадии – ещё 30 станций на 35,7 ГВт.

Местным лидером является Аргентина с 22,4 ГВт газовой генерации, которая обеспечивает чуть более 60% выработки электроэнергии в стране. Ресурсной базой является собственная газодобыча. По данным ВР, на долю Аргентины в 2021 году приходилась ровно четверть добычи газа в Южной Америке. При этом в стране также действуют два терминала по приёму сжиженного природного газа (СПГ). Но по темпам строительства новых ТЭС Аргентина, где идёт сооружение 275 МВт, уступает Бразилии.

Эта страна – пока что второй в регионе производитель электроэнергии из газа (14,2 ГВт мощностей). Доля газа в структуре генерации в 2021 году составила 14%, однако в ближайшие годы она может увеличиться более чем вдвое: помимо пяти строящихся электростанций на 2,9 ГВт, на предынвестиционной стадии находятся ещё 25 станций на 34 ГВт. Ввод новых мощностей будет во многом обеспечен за счёт повышения доступности сырья. По прогнозу бразильского Бюро энергетических исследований (ЕРЕ), добыча газа в стране увеличится с 20,4 млрд кубометров в 2021 году до 48,9 млрд кубометров в 2032 году.

Ещё 1,1 ГВт газовых ТЭС строится в Панаме, которая опирается на импортное сырьё: в стране действует один терминал по приёму СПГ мощностью 1,5 млн тонн в год. Новые газовые станции также возводятся в Колумбии, Никарагуа, Перу и на Кубе, однако суммарная мощность строящихся в этих странах объектов составляет лишь около 800 МВт.



Газовые электростанции пока что остаются вторым по популярности источником генерации в Южной Америке, отмечают в ассоциации «Глобальная энергия». Доля газа в структуре выработки в 2021 году составила 28,5%, тогда как доля гидроэлектростанций – 40,5%. На ветрогенераторы и солнечные панели пришлось 7,4 и 3% соответственно. Остальные 20,6% выработки сформировали атомные (2,1%), угольные (4,9%), мазутные и дизельные электростанции (8,3%), а также установки на биомассе (4,8%) и редких видах ВИЭ (0,5%).

Сейчас 33% действующих в мире газовых электростанций приходится на долю Северной Америки, на втором месте – Азия с 21%. Однако, согласно данным Global Energy Monitor, в ближайшие годы регионы могут поменяться местами: к августу 2022 года на долю Азии приходился 41% мощности строящихся газовых ТЭС, следом шли Ближний Восток (29%) и Северная Америка (12%).

В Азии в фазе строительства находятся 93 газовые электростанции мощностью 68,6 ГВт, на прединвестиционной стадии (оператор начал поиск инвестора, но ещё не приступил к строительству) – 86 ТЭС на 68,7 ГВт. Среди стран региона лидером остаётся Китай, где возводят 54 станции (31,8 ГВт), на прединвестиционной стадии находятся ещё 52 проекта (28,7 ГВт). В 2010–2021 годах объём выработки газовых ТЭС в стране увеличился почти в четыре раза – с 87 до 273 млрд кВт•ч в год, но их доля в структуре генерации остаётся незначительной и за 11 лет выросла с 1,8 до 3,2%, указывает ВР в своём «Обзоре мировой энергетики».

По итогам прошлого года доля Китая в общемировом вводе газовых ТЭС составила 26% (8 из 30,6 ГВт), свидетельствуют данные GEM. Остальные страны, нарастившие мощности в газовой генерации, можно разбить на три основные категории. Первую составляют богатые углеводородами государства Ближнего Востока и Африки, про которые мы уже рассказали, вторую – развивающиеся страны Южной и Восточной Азии, где продолжает расти спрос на газ в электроэнергетике. Так, Бангладеш ввёл в строй 1,2 ГВт газовых ТЭС, Пакистан – 1,3 ГВт. Увеличение спроса здесь обусловлено бурным экономическим ростом, который происходит на фоне демографического скачка. Также 1,3 ГВт газовой генерации запустил Таиланд, но здесь сыграл

другой фактор – постепенное сокращение использования угля.

К третьей группе относятся страны ОЭСР, которым ввод газовых ТЭС позволяет снизить углеродный след в электроэнергетике. В 2022 году США ввели в эксплуатацию 2,5 ГВт газовых ТЭС, Южная Корея – 1 ГВт, Германия – 0,8 ГВт, Италия и Япония – 0,5 и 0,2 ГВт соответственно. Эти показатели – отражение более долгосрочного тренда, в рамках которого баланс ввода мощностей в газовой генерации в странах ОЭСР является положительным, тогда как в угольной – отрицательным. И даже Китай, традиционный оплот угольной энергетики, до 2025 года намерен строго контролировать и ограничивать использование угля, а потом приступить к снижению. Поднебесная планирует достичь пика выбросов CO₂ до 2030 года, а к 2060 году – стать углеродно нейтральной.

Однако прошлый год показал, что с разговорами о скорейшем закате эры угля многочисленные эксперты снова поспешили. В той же КНР пока что угольная генерация по объёму вводов серьёзно опережает газовую. Напомним, газовые ТЭС

Одной из точек роста для газа становится Южная Америка, где мощность генерации на этом виде топлива в ближайшие годы вырастет на **70%**



в 2022 году приросли на 8 ГВт, а угольные – на 26,8 ГВт. В 2000–2021 годах в Китае было введено более 990 ГВт угольных электростанций (69% мирового объёма) при мощности энергосистемы страны в 2,38 тысячи ГВт по данным на 2022 год.

Кроме того, в стране резко выросли темпы одобрения проектов новых угольных ТЭС. Если в 2021 году разрешения на строительство получили станции общей мощностью 23 ГВт, то в прошлом этот показатель достиг 106 ГВт. К началу этого года в КНР на стадии строительства пребывало 115,5 ГВт угольных ТЭС, из них 45,2 ГВт приходилось на станции, сооружение которых началось в 2022 году.

Темпы закрытия угольных ТЭС при этом, наоборот, замедляются: если в 2021 году было выведено из эксплуатации 5,2 ГВт, то в прошлом – 4,1 ГВт. Это связано с тем, что малые или низкоэффективные ТЭС, которые полностью закрывались в 2010-х, теперь остаются в эксплуатации в качестве резерва. Чтобы избежать прироста выбросов CO₂, Поднебесная вводит большие объёмы зелёной генерации. Например, в 2021 году она обеспечила 52% прироста глобальной мощности ветряных электростанций

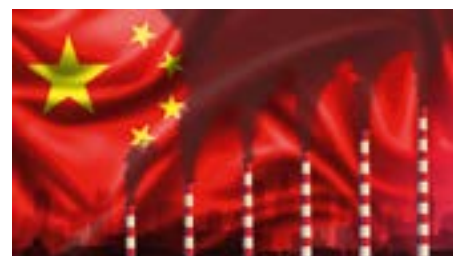
и 40% – солнечных панелей. В этом году, если состоятся все запланированные в стране вводы ВИЭ-мощностей, их общая мощность достигнет 920 ГВт, следует из данных Национального управления энергетики Китая.

Второй оплот угольной генерации и вторая после КНР страна мира по численности населения – Индия – также продолжает ориентироваться на традиционное для себя топливо. Уголь будет играть основную роль в энергобалансе страны как минимум до 2040 года, спрос на него ещё не достиг своего пика, заявил осенью министр угольной промышленности страны Пралхад Джоши. По данным октябрьского обзора World Energy Outlook Международного энергетического агентства (МЭА), в 2010–2021 годах потребление энергетического угля в Индии выросло на 54% – с 399 млн тонн в год до 614 млн тонн. Как указывает в своём обзоре ВР, доля угля в структуре выработки в Индии в 2021 году составила 74%, а в первом потреблении энергоресурсов – 57%. Средние показатели для стран

Азиатско-Тихоокеанского региона составляли 57 и 47% соответственно, а для мира в целом – 36 и 27%.

Базовый сценарий МЭА предполагает, что к 2030 году спрос на уголь в Индии увеличится ещё на 26%, до 773 млн тонн, а затем в течение 10 лет сократится лишь на 5%. При этом основной прирост будут обеспечивать новые угольные электростанции. По данным GEM, в середине прошлого года в Индии строили 17,3 ГВт угольных ТЭС, или 18% от общемирового объёма, на предынвестиционной стадии находилось ещё 25,7 ГВт (9% от мирового плана) – по этим двум показателям страна уступала только Китаю. Драйвером спроса на уголь в последние два десятилетия была урбанизация, уровень которой в Индии вырос с начала века с 28 до 35%.

Новая угольная генерация появляется и в соседних странах. Так, Пакистан в этом году запустил две ТЭС суммарной мощностью 1,6 ГВт. В прошлом году страна, построив 2,6 ГВт, заняла четвертое место в мире по темпам ввода угольных электростанций, уступив Китаю, Индии (3,5 ГВт) и Японии (3 ГВт). Первую пятёрку замкнул Вьетнам, где этот показатель достиг 1,9 ГВт.



Китай резко нарастил темпы одобрения проектов новых угольных ТЭС: если в 2021 году разрешения на строительство получили станции на 23 ГВт, то в прошлом –

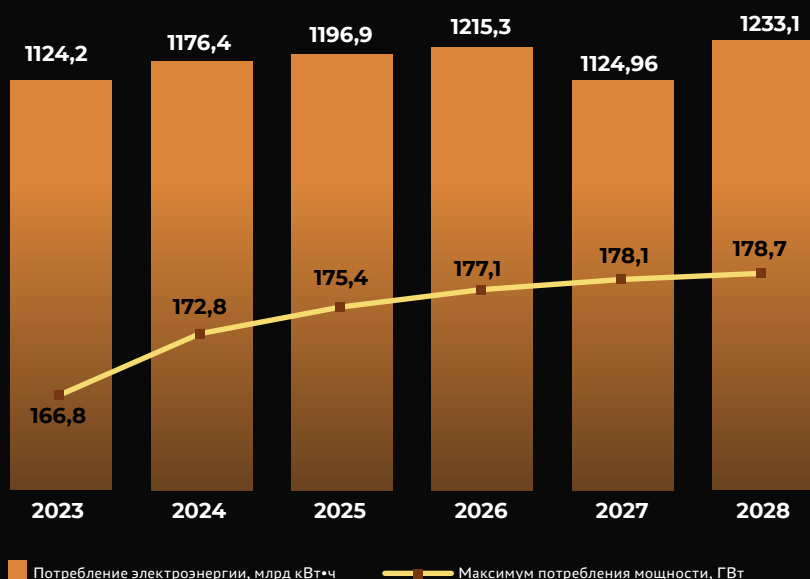
на **106** ГВт



Шестилетний горизонт

Основные цифры и прогнозы первых Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы.

Прогнозные потребления электроэнергии и мощности в ЕЭС России



■ Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч — Максимум потребления мощности, ГВт

1106,3

млрд кВт·ч составило потребление электроэнергии в ЕЭС в 2022 году, максимум потребления мощности – 158,9 ГВт

Среднегодовой прирост энергопотребления прогнозируется на уровне

1,8%,

максимум потребления мощности –

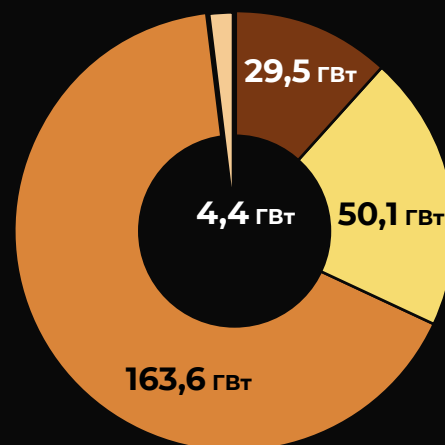
1,5%

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 1 января 2023 года –

247,6

 ГВт

Из них:



■ АЭС (11,9%) ■ ГЭС (20,2%)
■ ТЭС (66,1%) ■ ВИЭ (1,8%)

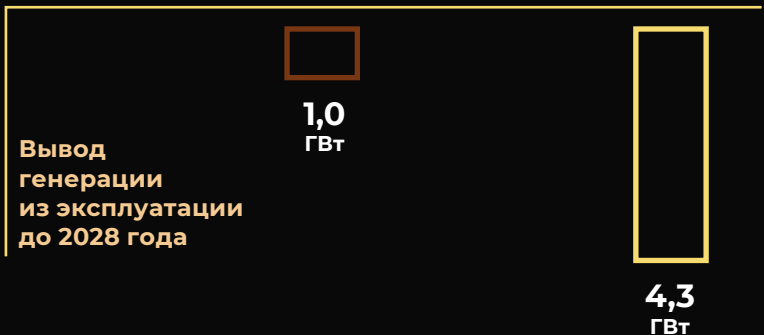
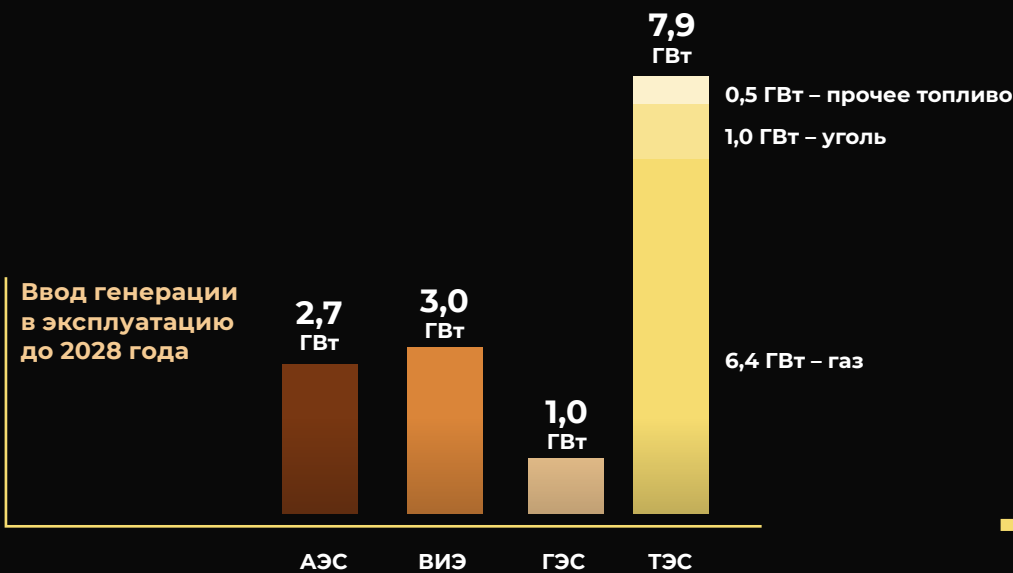
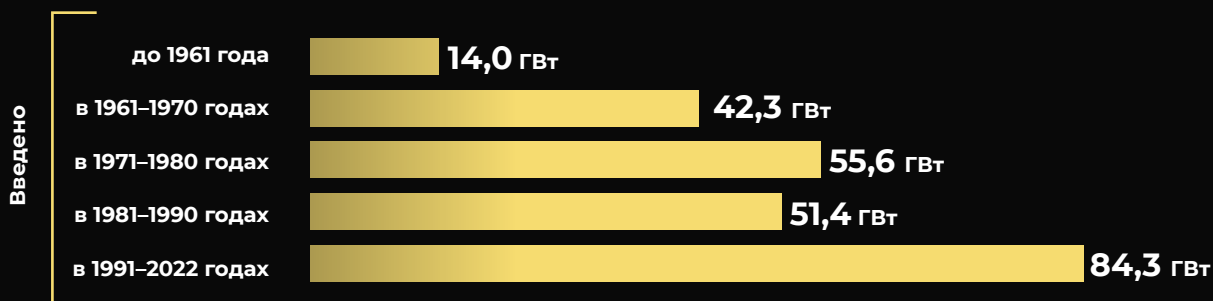
258,6

 ГВт

составит установленная мощность электростанций ЕЭС России к 2028 году



Возрастная структура генерирующего оборудования



На **1,45** ГВт
 до 2028 года мощность электростанций вырастет благодаря реконструкции, модернизации и перемаркировке

Одной из главных отраслевых тем начала года стало общественное обсуждение Схемы и программы развития электроэнергетических систем (СиПР ЭЭС) России. Это первый документ, созданный в рамках новой системы планирования в энергосекторе. Зачем она понадобилась, как работает на практике и каким получился первый опыт, «Энергии без границ» рассказали эксперты и участники отрасли.

ЭКСПЕРТЫ:

Михаил Бирюков, начальник департамента развития оптового рынка ассоциации «Сообщество потребителей энергии»

Максим Быстров, председатель правления ассоциации «НП Совет рынка»

Денис Пилениекс, директор по развитию ЭЭС – руководитель дирекции «Системного оператора»

Сергей Сасим, директор Центра исследований в электроэнергетике НИУ ВШЭ



Михаил Бирюков

Менять такие консервативные отраслевые процедуры не просто, но совместными усилиями регуляторов и участников отрасли нам это удалось. Превенная система перспективного планирования давно изжила себя, обновление обсуждалось и выработывалось несколько лет. Теперь Схема и программа развития электроэнергетических систем России (СиПР) стали более централизованным документом с обязательной процедурой общественного обсуждения и оценкой стоимости его реализации. Рассчитываем, что новый подход будет способствовать росту отраслевой эффективности, повышению качества и надёжности электроснабжения потребителей при оптимальной тарифно-ценовой нагрузке на экономику.

Пробный проект СиПР на 2023–2028 годы уже прошёл общественное обсуждение, и этот дебют, на наш взгляд, удался – ряд замечаний учтён при доработке документа.

Вместе с тем разработчикам СиПР стоит ещё раз оценить вопрос корректности использования агрегированных на уровне синхронных зон величин пикового



потребления мощности без их детализации по ценовым зонам или ОЭС. Такая агрегация, на наш взгляд, снижает прозрачность определения величин спроса на мощность при проведении конкурентных отборов мощности (КОМ), поскольку отбор проводится по ценовым зонам оптового энергорынка. Дополнительную сложность составляет определение будущего спроса с учётом планируемого присоединения неценовых зон оптового рынка к ценовым зонам. Сделать это исходя из представленных материалов по территориальным энергосистемам практически невозможно.

Смушает также отсутствие единообразия к учёту ВИЭ при формировании баланса мощности в энергосистеме. В проекте СиПР на 2023–2028 годы располагаемая мощность ВИЭ не учитывается при прохождении максимума потребления мощности и принимается равной нулю. При этом в пункте 83 утверждённой Методики проектирования развития энергосистем определён чёткий порядок учёта мощности объектов ВИЭ (СЭС и ВЭС). Кроме этого, в предложенном «Системном оператором» новом порядке определения генерирующей мощности для целей проведения долгосрочного отбора на основе вероятностного подхода мощность объектов ВИЭ (СЭС и ВЭС) учитывается в отборе исходя из объёма минимальной гарантированной прогнозной выработки в зимний период. По результатам моделирования итогов КОМ на 2027 год гарантированная поставка мощности ВИЭ была учтена, и объём отбираемой мощности в Первой ценовой зоне оптового рынка был снижен на 101 МВт. За отказом учесть в проекте СиПР на 2023–2028 годы поставки мощности от СЭС и ВЭС в ОЭС Юга, объём совокупной установленной мощности которой составляет

Менять такие консервативные отраслевые процедуры непросто, но совместными усилиями регуляторов и участников отрасли нам это удалось

более 3 ГВт, или около 11,2% в структуре генерации ОЭС Юга, последует риск появления «бумажного» дефицита мощности в отдельных энергорайонах с необходимостью увеличить пропускную способность сети или строить генерацию.

Подход в различных документах планирования должен быть единообразным, это касается учёта выработки ВИЭ, поставок розничной генерации, использования систем накопления электроэнергии, объёмов управления спросом, а также учёта экспорта/импорта электроэнергии и мощности.

Другой важный вопрос для проработки – прогнозируемый «Системным оператором» дефицит активной мощности в ряде энергорайонов юго-восточной части ОЭС Сибири и меры по его покрытию.

Основными факторами стремительного роста спроса на электроэнергию (мощ-

ность) и формирования дефицита генерирующей мощности в этих энергорайонах стало развитие Восточного полигона железных дорог, а также использование населением льготных тарифов на электроэнергию в коммерческих целях. Речь в основном идёт о майнинге криптовалют.

Строить энергоинфраструктуру довольно дорого. Поэтому, прежде чем переходить к строительству, целесообразно попытаться использовать иные, более экономичные меры для решения этой задачи. Нам представляется, что введение дифференцированных тарифов на электроэнергию для населения как одного из инструментов сокращения объёмов перекрёстного субсидирования позволит исключить нецелевое использование льготного тарифа, ограничить прогнозный рост спроса на мощность, будет способствовать снижению объёма региональных инвестиционных программ сетевых организаций и прогнозного дефицита генерирующей мощности, а также сокращению избыточной тарифно-ценовой нагрузки на прочих потребителей, включая бюджетных.

Для этого необходимо доработать Правила разработки СиПР, установив в них дополнительный критерий включения в проект схем и программ мероприятий по развитию электрических сетей в регионе, предусматривающий наличие графика сокращения перекрёстного субсидирования, утверждённого высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации, а также применение дифференцированных по объёмам потребления тарифов на электроэнергию для населения.

И наконец, последнее замечание. Прогноз роста электропотребления и спроса на мощность после 2025 года необходимо формировать на основе точных



прогнозных данных о социально-экономическом развитии. Руководствоваться действующими, но уже утратившими какую-либо актуальность прогнозами было бы неправильно, это может привести к искажению объёмов инвестиционных программ сетевых и генерирующих компаний и негативным экономическим последствиям. Какое замещающее неактуальные прогнозы решение можно было бы использовать в таких ситуациях – это ещё один вопрос для обсуждения. В сложившихся условиях для синхронизации темпов развития энергетической инфраструктуры целесообразно также актуализировать информацию о сроках и этапах реализации крупных инвестиционных проектов строительства промышленных и инфраструктурных объектов.



Максим Григорьев / Росконгресс

Максим Быстров

Планирование перспективного развития электроэнергетики, и в частности работа над Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики, является очень важной задачей. Конечным результатом становится формирование рациональной структуры генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающей перспективный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности в ЕЭС России.

Поскольку наша энергосистема единая, мероприятия по её развитию в отдельных регионах не должны друг другу противоречить или дублироваться. Принимая решение о строительстве линии или объекта генерации в отдельном регионе, очень важно иметь представление о планах «соседей» и степени готовности энергетической инфраструктуры к предполагаемым изменениям. Поэтому не думаю, что компетенции субъектов Российской Федерации по формированию региональных СИПР останутся невостребованными. Просто в данном вопросе некорректно мыслить категориями отдельных регионов. Правильнее мыслить

категориями наиболее рационального формирования единой энергосистемы с учётом оправданных и рациональных предложений отдельных её элементов.

Рациональная структура генерирующих мощностей создаёт ориентиры не только для электроэнергетики, но и для энергомашиностроения, а также других смежных отраслей на долгосрочную перспективу. Без соответствующего параллельного развития долгосрочные планы в электроэнергетике могут оказаться нереализуемыми.

Переход на централизованное планирование, безусловно, – правильный шаг в направлении повышения энергетической эффективности. Перед «Системным оператором», который является главным центром компетенций в части текущих и перспективных режимов работы энергосистемы, поставлена сложная и ответственная задача, которая, уверен, будет выполнена.

Для того чтобы структура генерации на долгосрочную перспективу была реализована и при этом могли быть достигнуты стратегические цели по развитию электроэнергетики, при её формировании необходимо учитывать такие важные задачи, как обеспечение энергетической безопасности страны, требования в области охраны окружающей среды, стратегии развития энергомашиностроения и другие, помимо минимизации затрат на обеспечение прогнозного потребления электроэнергии в ЕЭС России.

Рациональная структура генерирующих мощностей создаёт ориентиры не только для электроэнергетики, но и для энергомашиностроения, а также других смежных отраслей на долгосрочную перспективу



Также следует отметить, что при переходе на централизованное планирование важно сохранить рыночные принципы выбора конкретных технических решений и их исполнителей, позволяющие обеспечить минимизацию стоимостных последствий для конечных потребителей. На оптовом рынке для этого есть ряд инструментов, включая конкурсы на строительство необходимых объёмов генерирующих мощностей. Оценка стоимостных последствий важна также и при определении приоритетности и способа реализации предполагаемых электросетевых проектов. Поэтому будущие процессы по формированию долгосрочных схем и планов развития должны быть выстроены с учётом тесного взаимодействия между инфраструктурными организациями и участниками оптового рынка электрической энергии и мощности.

Полагаю, новая конфигурация системы планирования в электроэнергетике будет иметь огромное значение для развития энергосистемы, потому что решения стали приниматься единым компетентным органом при участии регуляторов, с учётом всей широты мнений и интересов потребителей, сетевого комплекса и регионов. И эти решения будут учитывать весь спектр тех перспективных задач, которые стоят в настоящее время и продолжают стоять в будущем перед российской энергетикой.



Денис Пилениекс

28

февраля Минэнерго России впервые утвердило ключевой документ новой системы планирования перспективного развития электроэнергетики – Схему и программу развития электроэнергетических систем России (далее – СиПР ЭЭС) на 2023–2028 годы. Несмотря на ряд незначительных упрощений переходного периода, уже разработанные СиПР ЭЭС можно смело воспринимать значительным шагом вперёд в направлении повышения качества разработки программных документов и прозрачности принятия технических решений в электроэнергетике. Это можно считать основным достоинством новой модели планирования перспективного развития отрасли в целом. По окончании переходного периода, с завершением формирования нормативно-правовой базы для её реализации, следует ожидать достижения основных целей трансформации старой системы планирования в полном объёме.

Мы ожидаем внесения изменений в Постановление Правительства РФ № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики». Вышедший приказ Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (зарегистрирован 16.03.2023) содержит требования к организации потока и объёму исходных данных для разработки программных документов новой системы перспективного планирования – генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и СиПР ЭЭС. Таким образом, формирование модернизированных информационных потоков и накопление статистической базы исходных данных будут способствовать дальнейшему повышению качества разработки программных документов.

Утверждённые СиПР ЭЭС послужат основой для формирования инвести-

ционных программ субъектов отрасли, а главное – обеспечивают однозначную классификацию назначения объектов с точки зрения решаемых ими задач и поиска способа (источника) финансирования их реализации.

В целом по итогам общественного обсуждения «Системным оператором» получены 2039 предложений по доработке СиПР ЭЭС. В том числе около 1100 предложений по включению в проект СиПР ЭЭС на 2023–2028 годы дополнительных электросетевых мероприятий; порядка 180 предложений, касающихся изменения состава, параметров или сроков реализации мероприятий по генерирующему оборудованию; около 150 предложений по корректировке сроков реализации электросетевых мероприятий и около 100 – по вопросам учёта инвестиционных проектов в СиПР ЭЭС. Кроме того, около 310 предложений касались общих или концептуальных изменений по документу и около 200 – прочих аспектов проекта документа. Также 340 предложений поступили от 42 уполномоченных исполнительных органов субъектов РФ.

Невключение или частичное включение в СиПР ЭЭС на 2023–2028 годы подавляющего большинства поступивших в ходе общественного обсуждения предложений связаны с тем, что по большей части эти инициативы были обусловлены непониманием правил разработки документов перспективного планирования. Между тем эта процедура однозначно регламентирована требованиями Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утверждённых Постановлением Правительства РФ от 30.12.2022 № 2556. Методологическая основа проектирования развития энергосистем сформирована новыми Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утверждёнными Приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286. Указанные документы являются обязательными для исполнения, отступать от их требований мы не можем. Ими и руководствовался «Системный оператор» при разработке проекта СиПР ЭЭС.

Например, одно из поступивших в рамках общественного обсуждения СиПР ЭЭС предложений касалось включения в СиПР ЭЭС информации о величинах максимального пикового потребления мощности по ценовым зонам оптового рынка или объединённым энергосистемам. Между тем требования к прогнозам потребления электрической энергии и мощности, формируемым при разработке СиПР ЭЭС, установлены главой 2 Методических



указаний по проектированию развития энергосистем. В соответствии с этими требованиями среднесрочный прогноз потребления должен разрабатываться для ЕЭС России и синхронных зон. Формирование прогнозов в отношении объединённых энергосистем не предусмотрено. Аналогично и максимальное пиковое потребление мощности по ценовым зонам оптового рынка не является предметом рассмотрения СиПР ЭЭС. Тем не менее для удобства практического использования результатов разработки СиПР ЭЭС в обосновывающие документы были добавлены показатели прогнозного спроса по ценовым зонам.

Что касается прогнозируемого авторами вопроса «снижения прозрачности порядка формирования резерва генерации», то в новой системе перспективного планирования формирование данного показателя осуществляется в рамках Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на основании расчётов балансовой надёжности, требования к которым установлены Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем. Эти изменения направлены на отказ от применения упрощённой системы расчёта резервов на основании нормированной величины, вызывавшей бесчисленные споры, к научно обоснованной расчётной методологии, основанной на определении резервов на базе вероятностной оценки отказов, статистических и прогнозируемых параметров работы генерирующего и электросетевого оборудования, то есть ровно в том объёме, который минимально необходим энергосистеме. Эта методология позволяет определять и наличие локальных дефицитов мощности, в рамках разработки СиПР ЭЭС на 2024–2029 годы расчёты балансовой надёжности будут выполнены.

Правила учёта в энергобалансе мощности электростанций, работающих на базе возобновляемых источников энергии, также чётко определены в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем. В силу негарантированности мощности ВИЭ (невозможность опираться на них как на полноценный гарантированный резерв мощности, который в нужный момент может быть не предоставлен) при формировании баланса мощности необходимо учитывать только тот уровень мощности, который может быть гарантированно обеспечен. В соответствии с текстом документа, учёт в балансах мощности таких электростанций ранжируется и осуществляется на основании информации об их фактической нагрузке, характерной для конкретного периода в зависимости от длительности периода их эксплуатации.



Но в любом случае это уже не ноль, а разумная величина компромисса между надёжностью и экономической целесообразностью новой генерации.

Ряд представленных к СиПР ЭЭС замечаний содержали предложения по включению в СиПР ЭЭС дополнительных генерирующих объектов. Между тем исчерпывающий перечень требований к объектам по производству электроэнергии, учитываемых в СиПР ЭЭС, установлен пунктом 59 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики. В частности, определено, что объекты из Генсхемы попадают в СиПР ЭЭС только в том случае, если в рассматриваемом периоде не проведён конкурентный отбор мощности и отсутствует инвестиционная программа субъекта энергетики. Инвестиционная программа ПАО «РусГидро» рассчитана на 10 лет и полностью перекрывает горизонт утверждённых СиПР ЭЭС, которые заканчиваются 2028 годом. Таким образом, включение в СиПР ЭЭС, например, Нижне-Зейской ГЭС, так же как и Балаклавской ГАЭС, сроки строительства которых

**Правительство РФ
наделило «Системный
оператор» всей пол-
ной ответственности
за принимаемые
технические решения,
и перепроверять их
нет необходимости**

пока точно не определены, не представляется возможным.

Со стороны АРВЭ прозвучало предложение о включении в СиПР ЭЭС генерирующих объектов на базе ВИЭ, выбранных по результатам конкурсных отборов на розничных рынках электрической энергии. Действительно, раньше эта информация включалась в соответствующие разделы упразднённых в новой системе планирования схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ. Теперь законодательство изменилось, и объекты не входят в установленный пунктом 59 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики перечень генерирующих объектов, учитываемых в СиПР ЭЭС. В новой модели планирования перспективного развития этот деловой процесс выделен в отдельную процедуру. В частности, законодательством установлено, что на уровне субъектов РФ будет формироваться отдельный реестр генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ. В него будут включаться результаты конкурсных отборов инвестиционных проектов по их строительству, а также для обеспечения преемственности инвестиционного процесса – результаты отборов, проведённых в предыдущие периоды. Формирование этого реестра будет осуществляться независимо от процедуры разработки СиПР ЭЭС.

Отдельный вопрос был связан с принципами формирования перечня энергорайонов, характеризующихся рисками выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений, влекущего необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности). Хочу отметить, что этот содержащийся в обосновывающих материалах к СиПР ЭЭС перечень подготовлен на основании расчётов, выполненных с использованием перспективных расчётных моделей энергосистем в соответствии с требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем. В обосновывающих материалах к СиПР ЭЭС приведены исчерпывающая информация, конкретные описания схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций, которые чреватые подобными рисками, указаны периоды и возможные нормативные возмущения. Предоставление более подробной информации по данному вопросу избыточно. Правительство РФ наделило «Системный оператор» всей полнотой ответственности за принимаемые технические решения, и перепроверять их нет необходимости.



Сергей Сасим

Насколько эффективным окажется новый подход к разработке СиПР ЭЭС РФ, покажет время. Однако существовавший подход, очевидно, не в полной мере решал задачу сбалансированности региональных запросов с развитием магистральной инфраструктуры. Это негативно отражалось на эффективности расходования инвестиционного ресурса в электроэнергетике и снижало экономические возможности субъектов оптового и розничного рынков.

Сегодня, когда активная фаза ввода генерирующих мощностей по программам ДПМ завершена, а в электросетевом комплексе внедрено долгосрочное тарифное регулирование, расширение сроков планирования – обоснованный и своевременный шаг. Учёт региональной специфики в виде направления в субъекты РФ проектов СиПР на рассмотрение унифицирует подходы к разработке региональных программ и создаёт возможности по стоимостной оптимизации итоговых технических решений. При этом повышаются требования к обоснованию планов по капитальным вложениям в распределительные сети, что:

- позволит оптимизировать тарифную нагрузку внутри региона, исключив избыточное строительство электросетевых объектов, не обеспеченное полезным отпуском;
- повысит синхронизацию инвестиционного развития распределительного и магистрального электросетевых комплексов.

С учётом потенциала по оптимизации ЕЭС, заложенного в новый подход к разработке СиПР, хотелось бы больше понимания относительно резервов и эффективности использования существующих мощностей. В частности, насколько велики резервы запёртых генерирующих мощностей? Кроме того, хотелось бы понимать уровень неравномерности графиков нагрузки

по ОЭС России. Поскольку в СиПР фигурируют планы по развитию ГАЭС, инвестиционный статус которых в современных условиях рынка электроэнергетики не определён и стоимость которых весьма высока, на мой взгляд, информация об уровне дефицита регулировочных мощностей по ОЭС была бы очень полезной. Также важным для понимания логики развития энергосистемы являются данные по уровню износа и загрузки электросетевой инфраструктуры. Сегодня данные по этим параметрам, предоставляемые на различных площадках, различаются кардинально. Верифицированные «Системным оператором» данные могли бы стать основанием для регулирующих органов федерального и регионального уровней при принятии тарифно-балансовых решений и внедрении новых стимулирующих подходов в практику тарифного регулирования.

Также хотелось бы надеяться, что новые подходы к планированию, предполагающие снижение разрозненности при подготовке СиПР ЭЭС, позволят сформировать подробную аналитическую базу, параметры которой будут доступны широкому экспертному сообществу. Уверен, это пошло бы на пользу содержательной проработке программ перспективного планирования и обогатило бы экономическую аналитику, заполнив информационные пробелы используемых в работе материалов.

В целом, на мой взгляд, в новой системе перспективного планирования учтён многолетний опыт составления СиПР и оптимизированные подходы отвечают задачам и вызовам, стоящим перед энергетической системой нашей страны.

Хотелось бы надеяться, что новые подходы к планированию, предполагающие снижение разрозненности при подготовке СиПР ЭЭС, позволят сформировать подробную аналитическую базу, параметры которой будут доступны широкому экспертному сообществу





Биржевой тест

текст: Александра Белкина

В последние годы российские энергетики постепенно увеличивают объём реализации золошлаковых отходов (ЗШО) угольной генерации и уже пробуют продавать их на бирже. В 2018 году как вторсырьё использовались 8,4% образываемых ЗШО, сейчас показатель вырос до 12% (2–2,4 млн тонн в год), а, согласно Энергостратегии, в следующем году должен составить уже 15%. Аналитики оценивают потенциал рынка вторичного использования золошлаков в 25 млн тонн в год, что больше текущего объёма их формирования в России (18 млн тонн), но в отвалах накоплено 1,5 млрд тонн.

В январе в России была запущена система биржевой торговли ЗШО. Первые лоты на электронную площадку «Российского экологического оператора» сформировало «Интер РАО». В ближайшее время туда же намерены выйти ещё два крупных генератора, имеющих угольные ТЭС – «Т Плюс» и «Сибирская генерирующая компания» (СГК).

В прошлом году СГК нарастила поставки золы-уноса (собирается на фильтрах дымовых газов) на 19%, до 588 тысяч тонн, и ждала формирования лотов именно по этому продукту, сейчас возможность такого «листинга» на бирже уже открыта. Это наиболее ценный вид ЗШО – он продаётся в среднем по 400 рублей за тонну, говорил исполнительный директор Национальной ассоциации развития вторичного

использования сырья (АРВИС) Никита Осокин. Смесь со шлаком из котлов стоит около 250 рублей.

При этом основной объём продаж ЗШО у СГК приходится на крупнейшую в России Рефтинскую ГРЭС (3,8 ГВт), работающую на экибастузских углях с зольностью 40–42%, ежегодно здесь сжигают 15 млн тонн угля и получают 4–4,5 млн тонн ЗШО. В прошлом году ГРЭС продала чуть более 10% отходов, почти 465 тысяч тонн, рассказывает директор станции Алексей Золотов. Но 2–3 года назад показатель составлял лишь 5–6%. Рост стал возможен как за счёт увеличения спроса со стороны имевшихся партнёров-потребителей, так и благодаря привлечению новых, которые пришли на Рефтинскую ГРЭС вслед за СГК (купила станцию в 2019 году). Продажи золы централизованы в рамках блока трейдинга, имеющего контрагентов и большой опыт реализации золы на сибирских станциях. Покупателями выступают производители разных видов бетона и других готовых строительных изделий и материалов, компании, выпускающие тампонажные смеси для нефтегазового сектора, на этих партнёров приходится около 90% продаж, отмечает г-н Золотов.

При плане продаж ЗШО в этом году в 500 тысяч тонн, СГК инвестирует средства в развитие транспортных подходов к ГРЭС. Проектная мощность установки отгрузки сухой золы составляет около 1 млн тонн в год, но этот объём делится пополам: по железной дороге (с длинным транспортным плечом) вывозится лишь 5–7%, основной объём приходится на автомобили, которые ежедневно доставляют более 1 тысячи тонн золы потребителям в Свердловской и Челябинской областях с коротким транспортным плечом. К 2035 году в СГК рассчитывают нарастить продажи ЗШО до 4 млн тонн в год и поставлять партнёром не менее 50% от образующихся отходов.

На развитие биржевой торговли рассчитывают и в «Т Плюс», хотя объёмы отходов угольной генерации в компании несколько ниже: в год образуется 51,5 тысячи тонн ЗШО, но с планами сокращения в среднесрочной перспективе; в отвалах накоплено 49,5 млн тонн. Пока основными покупателями ЗШО выступают производители кирпича и керамических изделий.

Развитие биржевого механизма торговли золошлаками даст положительный эффект для экологии и позволит сократить объёмы складирования таких отходов на отвалах, так как ЗШО требуют больших площадей для хранения, отмечает глава Общественного совета при Минприроды Александр Закондырин. По информации открытых источников, в стране работает более 170 угольных электростанций, площади полигонов ЗШО превышают 28 тысяч гектаров. Директор Центра исследований в электроэнергетике НИУ ВШЭ Сергей Сасим оценивает объём накопленных ЗШО в 1,5 млрд тонн.

При наращивании использования ЗШО как вторичного ресурса можно будет не только продавать весь объём свежесформирующихся золошлаков (18 млн тонн в год), но и сокращать старые отвалы. Российские энергетики могут выйти на ежегодные объёмы продаж в 15 млн тонн ЗШО до 2035 года, отмечает Никита Осокин из АРВИС. В СГК спрос со стороны дорожников и строительной отрасли оценивают в 25 млн тонн. Эту же цифру приводит Сергей Сасим, говоря о ежегодном потенциале вовлечения ЗШО, исходя из потребностей потенциальных покупателей на сформированных рынках. По его данным, больше других (свыше 14 млн тонн) могут забирать строители, в том числе только для производства цемента – 10,6 млн тонн. Для засыпки оврагов, карьеров и болот можно использовать ещё порядка 5 млн тонн ЗШО, а для пересыпки полигонов ТКО – 1,8 млн тонн. «Не уверен, что кратный рост



Российские энергетики могут выйти на ежегодные объёмы продаж

15
в ЗШО до 2035 года млн тонн

сбыта можно организовать при сложившемся уровне цен, но определённые шаги, снижающие транзакционные издержки, государство, безусловно, могло бы сделать», – говорит эксперт.

На федеральном уровне определённое движение есть, говорят энергетики. Помимо биржевой торговли идёт работа по линии «Росавтодора», подписываются меморандумы по использованию ЗШО в дорожном строительстве. Но здесь транспортные расходы достаточно значительны, и нужно заниматься учётом использования золы на этапе проектирования, проработать транспортное плечо, чтобы появлялись не только экологический, но и экономический эффект, отмечает Алексей Золотов.

«Необходимо думать над новыми способами вовлечения золы в хозяйственный оборот, которые позволили бы наращивать объёмы отгрузки, создавать соответствующие стимулы, хотя бы на уровне Уральского федерального округа. Возможно, это понижающие коэффициенты к железнодорожным тарифам, преференции и дотации для компаний, которые вовлекают золу во вторичный хозяйственный оборот», – говорит директор крупнейшей угольной станции страны.

При этом идея поддержки сектора ЗШО через искажение стоимости железнодорожных перевозок нравится не всем экспертам.

«Думаю, что успех развития рынка ЗШО должен опираться на повышение потребительской ценности самого продукта, обеспечиваемое открытиями в сфере использования золошлака. Государство же могло бы снизить бюрократические барьеры, расширив сферу применения золошлаков. Уже сегодня в рамках реали-

зации Комплексного плана по повышению объёмов утилизации ЗШО электростанций и котельных формируется нормативно-правовая база, в том числе в части внесения изменений в некоторые ГОСТы, которые позволили бы использовать этот материал в строительстве», – говорит директор Центра исследований в электроэнергетике НИУ ВШЭ.

Довольно эффективным может быть механизм «эффективного радиуса»: установление требований к обязательному использованию ЗШО или вторичного сырья при реализации проектов в рамках госконтрактов по строительству зданий, автомобильных дорог, рекультивации нарушенных земель в случае технической возможности и расположения объектов размещения ЗШО на расстоянии приблизительно 130 км от предлагаемого места реализации проектов, продолжает Сергей Сасим. Вообще, более широкое использование золошлаковых отходов в рамках реализуемых национальных проектов могло бы создать устойчивый спрос и повысить инвестиционную привлекательность рынка ЗШО.

При этом говорить о снижении топливных расходов в генерации не совсем корректно, хотя выручка от продаж ЗШО как вторресурса, по разным оценкам, может составлять в перспективе 5–8 млрд рублей в год (в текущих ценах). Реализация золы не делает уголь дешевле.

«Продажа золошлака – это перспективный межотраслевой бизнес, формирование которого происходит в отсутствие развитого рынка и возможности производителя влиять на цену. На сегодняшний день цену диктует потребитель, и энергетикам приходится продавать ЗШО в 2–3 раза дешевле альтернативных материалов, используемых на рынке. Это сильно сужает возможности для развития, ведь построение цивилизованного рынка – задача трудная и капиталоемкая. Налаживание сбыта ЗШО связано с существенными затратами на модернизацию системы золоудаления, логистики доставки продукции, складирования, маркетинг и т. д. Стоимостной потенциал должен стимулировать крупные компании к предпринимательским усилиям и поиску дороги к потребителю. Сегодня энергокомпании серьёзно инвестируют в научные изыскания по расширению возможностей использования ЗШО. Думаю, что успех этих изысканий приведёт не только к справедливому обогащению акционеров, оплативших эти исследования, но и к общественному выигрышу во многих областях нашей жизни – от металлургии до сельского хозяйства», – резюмирует эксперт.



На замену импорту

В октябре «Интер РАО» приобрело у Siemens завод «Воронежский трансформатор» и долю в 65% в СТГТ. Покупка трансформаторного завода даёт Группе синергетический эффект в связке с инжиниринговыми активами, которые занимаются в том числе сетевым строительством. А с приобретением СТГТ «Интер РАО» стало основным игроком сегмента обслуживания импортных газовых турбин. О том, как заводы работают сейчас и как будут развиваться, «Энергия без границ» поговорила с их генеральными директорами Игорем Ивановым («Воронежский трансформатор») и Александром Лебедевым (СТГТ).





Игорь Иванов: «Мы чувствуем себя крайне надёжно»

– Осенью у завода «Воронежский трансформатор» сменился собственник. Какие изменения в работе из-за этого произошли?

– Со стратегической точки зрения приоритетом новых акционеров в первую очередь является устойчивая работа предприятия и минимизация технических рисков. С начала марта и до октября прошлого года мы не имели права реализовывать продукцию. Завод не останавливался, мы доделывали старые «хвосты», которые остались от прежних контрактов: были небольшие контракты по Казахстану, Азербайджану; поставляли трансформаторы на Тайвань. Но нам было запрещено осуществлять операционную деятельность в Белоруссии и России, на основных наших рынках. В начале прошлого года мы имели доступ к немецким технологиям, к поставщикам из Европы и Северной Америки. Основная проблема, конечно, состоит в том, что раньше нам была доступна многая инфраструктура прежнего собственника, в первую очередь ИТ. Однако – хочу сделать комплимент в адрес нашего отдела закупок и инжиниринга – мы провели очень

хорошую работу по импортозамещению и неожиданно для себя открыли новые возможности в отечественной промышленности, например в химической. Даже потом задавали себе вопрос: почему всё это время эти вещи покупали в Германии, почему нельзя было делать изначально здесь, в России?

Критических, острых моментов уже не осталось. Всё, что не производится в России, успешно замещается поставщиками из Турции, Бразилии и Китая – проблема более-менее решена.

Сейчас также работаем с российскими ИТ-компаниями, которые занимаются автоматизацией: подписали контракт на проектирование системы управления испытательной станцией. Во втором полугодии хотим провести тендеры, приступить к закупке и поменять систему управления High Volt на отечественную, поскольку рисков, связанных с этой системой, достаточно много. Следующий этап – замена преобразователей частоты на станции. Нашли двух альтернативных поставщиков этого оборудования в России.



Остальное оборудование у нас в основном китайского происхождения, только линия для резки магнитных проводов ещё германская остаётся. Но здесь тоже нашли хорошего альтернативного поставщика в Китае, оборудование вдвое дешевле европейского. Мы посмотрели, что НЛМК уже покупал четыре такие линии для своего индийского филиала, они работают надёжно.

– Каково соотношение импортных и отечественных компонентов при производстве силовых трансформаторов?

– Полгода назад замеряли – 70% российских. Сейчас, думаю, уже около 80%.

– Как на заводе проходит замещение IT-инфраструктуры?

– Мы сейчас интенсивно внедряем «1С». Думаю, до конца июня внедрим ERP-систему (система планирования ресурсов предприятия. – Прим. ред.) «1С». Бухгалтерские модули, модули, связанные с финансовым учётом, уже работают. Решения «1С» полностью заменят SAP, весь необходимый функционал в них присутствует.

Как только завершим работу по инфраструктуре и «1С», во второй половине года мы, безусловно, вернёмся к вопросам автоматизации рутинных производственных и управленческих процессов.

– Что касается цифровизации производства, были какие-то решения от Siemens, которые надо замещать?

– Частично это был Siemens, частично – разработки наших сотрудников. Хочу сказать, что мы достаточно уверенно продемонстрировали, что по многим вопросам уже впереди немецких коллег. Но сами оболочки, программы, в которых писались приложения, – они, к сожалению, сейчас недоступны, и нам предстоит с IT-подразделениями «Интер РАО» найти им замену. Это не очень сложные, но нужные программы.

Самое элементарное – чтобы человек с помощью QR-кода мог подать своё рационализаторское предложение. Ещё мы применяли облачные решения для операционного контроля поступлений материалов и компонентов, чего невозможно было реализовать в SAP без её дополнительной модернизации за €300–500 тысяч, а мы спокойно выгружали эту арифметику в облако, а дальше в облаке уже писали все алгоритмы сами. Это самые простые вещи, которые надёжно работали и к которым мы, конечно, вернёмся.

– Произошли ли изменения в технологии изготовления трансформаторов?

– Знания – это то, что осталось с людьми, и то, что мы, безусловно, сейчас документируем, систематизируем и пытаемся перенести в новое программное обеспечение. Поэтому все решения, которые у нас были, у нас остались. Мы чувствуем себя крайне надёжно.

– Завод по-прежнему сохраняет основные виды продукции?

– Да, силовые трансформаторы напряжением до 330 кВ и мощностью от 10 до 250 МВА. Трансформаторы заказываются по индивидуальным спецификациям, поэтому почти каждый заказ – это новая инженерная разработка, новый дизайн.

– Продолжаете производство тяговых трансформаторов для локомотивов?

– Подразделение тяговых трансформаторов появилось во время локализации в России производства электровозов Siemens. Это был проект «Уральских локомотивов». Одним из компонентов также были приводы Siemens. В настоящее время «Уральские локомотивы» ищут других поставщиков приводов, и, как только появится сам привод, уже под него будем проектировать новые трансформаторы. Второй заказчик по тяговым трансформаторам – это «Трансмашхолдинг». По текущему контракту нам ещё осталось поставить несколько трансформаторов, будем прорабатывать и дальнейшее сотрудничество.

Мы хотим к июню закончить собственный дизайн первого тягового трансформатора. Последующие шаги – производство прототипа и его испытания в системе РЖД.

– Каково соотношение тяговых и силовых трансформаторов у вас?

– По выручке – один к пяти в пользу силовых.

– Не выгоднее оставить производство только силовых трансформаторов и отказаться от тяговых? Или они всё-таки хороший доход приносят?

– Просто так сдаваться, мне кажется, рано. Всё-таки есть накопленный опыт и компетенции – мы раньше производили трансформаторы и для Германии, и для Чехии.

– Какая ещё продукция есть у завода? У вас был интересный проект по изготовлению печного трансформатора для металлургии.

– Да, для Волгоградского трубного завода. Сейчас мы с ним продолжаем работать, ждём новый заказ. На Белорусском

Мы провели очень хорошую работу по импортозамещению и неожиданно для себя открыли новые возможности в отечественной промышленности

металлургическом заводе есть печные трансформаторы Tomini, но из-за санкций итальянцы отказываются принять оборудование на ремонт. Думаю, мы возьмёмся за ремонт такого трансформатора.

Так что это направление мы будем продолжать. Единственное, это требует больших интеллектуальных затрат конструкторов. Нам сначала хочется набрать более простых решений, чтобы заполнить производство, а потом будем уже заниматься более сложными инженерными проектами.

– Какова доля «Воронежского трансформатора» на российском рынке?

– 2022 год мы не анализировали из-за сложившейся геополитической ситуации. По итогам 2021 года оцениваем свою долю в целом на рынке силовых трансформаторов в 22%, а в обслуживаемом сегменте (потому что мы не участвуем в сегменте свыше 330 кВ) доходили до 28%.

– В прошлом году на сколько снизили производство?

– Если в 2021 году было произведено трансформаторов суммарно на 8 ГВА, то в 2022-м – на 4 ГВА. В этом году хотим выйти на отметку в 6 ГВА. Сейчас, после



прошлогодного вынужденного простоя, интенсивно набираем заказы, но есть определённая инерция: пока наберём заказы, пока запустим производство... Поэтому нам надо очень серьёзно поработать в области продаж. На следующий год мы себе ставим, конечно, более амбициозные цели.

– Российский внутренний рынок перенасыщен трансформаторной продукцией?

– Объём рынка – около 35 тысяч МВА в год, а производственные мощности, по нашим оценкам, составляют 90 тысяч МВА. Поэтому конкуренция в нашем сегменте очень высокая.

– На каких экспортных рынках работает завод?

– Прежде всего это Армения, Азербайджан, Белоруссия.

– Каким было соотношение поставок на внутренний и внешние рынки и каким видите его в дальнейшем?

– За рубеж обычно мы отгружали до 20% продукции, хотим удерживать эту планку. Думаю, что в Казахстане до 10 трансформаторов в год можно продавать

частным инвесторам (государственные энергокомпании обязаны покупать только у местных производителей). Может быть, откроется окно возможностей в Азербайджане. И конечно, продолжаем работать с Белоруссией.

Смотрим в сторону атомных проектов, мы выпускаем трансформаторы до 250 МВА, которые могут использоваться для собственных нужд электростанций. Там, где будут работать российские подрядчики, мы тоже можем продвигать свои продукты. У нас уже есть опыт работы на АЭС в Бангладеш. Надеемся развить этот успех.

– Завод сохраняет сервисное направление?

– Да, сервис и ремонты: начиная с таких вещей, как выезд на расследование аварии, и до капитальных ремонтов трансформаторов на заводе. Зависит от степени повреждения и поставленных задач – например, повысить мощность трансформатора.

– Какой доход приносит это направление?

– Сервис не является центром прибыли, поэтому многие заводы им пренебрегают.

Но с моей точки зрения, это очень хороший аргумент для развития отношений с ключевыми клиентами, поскольку они всегда чувствуют, что в любой беде ты рядом с ними. Когда четыре года назад мы встречались с представителями ФСК, «Россетей», был крайне положительный отзыв по сервису. Для эксплуатации это очень важно.

– Как в целом складывались взаимоотношения с «Россетями»?

– У ФСК в закупках трансформаторов года два-три назад у нас была самая большая доля. В последнее время доля в «Россетях» была порядка 15%. Но надо понимать, что раньше завод входил в контур иностранной компании, и мы чувствовали некоторую осторожность. Поэтому, я думаю, что со сменой собственника нам можно ждать только положительных изменений. Первые сигналы мы уже получили. Например, изготовление автотрансформатора напряжением 220 кВ и мощностью 125 МВА для реконструкции подстанции «Тайга» в Красноярском крае. Насколько я знаю, никто не брался произвести такой трансформатор в необходимые сроки. Сложность была в том, что нужно было успеть до закрытия

навигации на Енисее. Нам это удалось. С момента начала первой технологической операции на заводе до выпуска трансформатора прошёл всего месяц. Теперь в рамках того же проекта собираем второй трансформатор 220 кВ.

Надо сказать, в контуре Siemens мы были номер один по скорости сборки среди 13 заводов – производителей силовых трансформаторов. Если в Европе обычно никто меньше шести месяцев на изготовление трансформатора не берёт, то для нас 120 дней – это нормально.

– За счёт чего такая скорость?

– За счёт оптимизации производства и, самое главное, стандартизации комплектующих и материалов. Постарались свести всё в конструкцию с неким стандартным набором компонентов – насколько это возможно, конечно. Это серьёзно нас ускорило. Теперь это наше конкурентное преимущество.

– В среднесрочной перспективе какая у вас цель по объёму производства?

– За три года хотим увеличить объём до 9 МВА.

– Инвестиций в расширение это не потребует?

– Серьёзных – нет. Наверное, нам надо будет проинвестировать дополнительно ещё один вертикальный намоточный станок. Возможно, ещё один небольшой фрезерный станок для производства изоляции. Больше оборудования, даже

В контуре Siemens мы были номер один по скорости сборки среди 13 заводов – производителей силовых трансформаторов

если бы и хотели, уже сложно будет разместить.

Когда мы начинаем просчитывать издержки, в том числе наших конкурентов, то спрашиваем себя, выиграем ли в гонке по затратам в долгосрочной перспективе. Например, у кого-то завод 25 тысяч кв. метров, а у нас – 12 тысяч, но мы делаем те же объёмы, и при этом меньше расходов на отопление, уборку или ремонт крыши, допустим. Я думаю, что есть все шансы выиграть в этом соревновании с таким маленьким, но чётко работающим заводом.

– Вы сказали, что в том числе благодаря сотрудникам завода сейчас удаётся сохранить технологии производства. Как велась подготовка этих

специалистов и как будете теперь обучать новые кадры?

– У нас в штате опытные конструкторы, которые раньше работали на советских или российских заводах. Потом они долгое время обучались в Siemens, и уже здесь, в Воронеже, на производстве каждый раз проводился разбор ошибок или сопровождение немецкими конструкторами наиболее сложных проектов, что тоже элементы учёбы. Поэтому эти люди потихоньку набирались опыта и теперь учат других. Наши наставники имеют очень высокую квалификацию.

Кроме этого, пользуемся тематическими обучающими курсами. Например, отдельное обучение по сварке и международная сертификация сварщиков. Есть обучение от поставщиков оборудования: по переключающим устройствам или по газоанализаторам, по системам мониторинга и т. д. По управленческим компетенциям, мне кажется, будет немножко легче организовать обучение. Мы сейчас посмотрим на внешних поставщиков образовательных программ, Siemens тоже пользовался внешними и отечественными поставщиками.

– На заводе очень много молодых специалистов. Они приходят сразу после вузов?

– В том числе. Бывает и другая дорога. Я приветствую, когда ребята, которые имеют высшее образование, уже поработали на заводе рабочими и идут в конструкторы, например. Они совсем другими глазами смотрят на свою задачу и очень хорошо чувствуют вопросы, связанные с процессом производства.

– В вашем сегменте между компаниями высокая конкуренция за кадры?

– Очень. И конечно, мы были лакомым кусочком для того, чтобы «украсть» у нас технологии. Конечно, были кадровые потери, особенно когда восемь месяцев мы не могли сказать людям, что будет завтра. Но ушли только восемь из 50 конструкторов.

– В целом какой отток сотрудников у вас был и какие потребности сейчас в найме?

– Отток был не более 10%. В той ситуации, в которой мы оказались, считаю, что это более-менее неплохой результат. В нормальном состоянии в год сменяется около 5% работников. В прошлом году основной стержень команды остался на месте.

– Какова сейчас потребность в кадрах?

– Около 30 человек, из них в производственные подразделения нужны десять.





Александр Лебедев: «В ближайшие год-два приоритет – сервис турбин»



27

– Из-за ухода Siemens из России СТГТ ожидает увеличения числа сервисных договоров?

– Думаю, что вырастет в этом году и в последующие годы. В частности, наверное, с «Интер РАО» у нас будут новые контракты. Рассчитываем и на договорённости с другими генерирующими компаниями.

– Сколько сейчас у СТГТ сервисных контрактов?

– Несколько десятков. Как правило, все генераторы заключают долгосрочные контракты, обычно 12-летние. Именно поэтому нам сейчас сложно оценить, когда и как будет происходить рост числа контрактов.

– Вы считали, сколько газовых турбин Siemens работает в России?

– У нас в стране 42 турбины SGT5-2000E, максимальная мощность одной такой машины – 187 МВт. Кроме того, 17 более мощных турбин 4000F. Самое большое количество турбин обоих классов, E и F, установлено на электростанциях «Газпром энергохолдинга» – 20 штук. Затем следуют «Интер РАО» (17 турбин), «Т Плюс» (5),

«Фортум» (4), ТГК-2 (3), по две турбины – у СГК и «Сибура» и по одной – у «ЭЛС-Энерго» и «Юнипро».

Как видите, турбин довольно много, они все нуждаются в ремонтах, в обслуживании. Это серьёзный объём сервисных работ в первую очередь.

– Насколько подорожал сервис в прошлом году? Как сильно увеличилась стоимость запчастей, которые вы закупаете?

– Нельзя ответить одной цифрой. Рост цен на разные комплектующие был разным, некоторые запчасти подорожали вдвое. Но это не значит, что весь сервисный контракт так же увеличится в стоимости. Если идёт малая инспекция, то она требует в основном наших трудозатрат: мы проверяем контрольные приборы, автоматику. Для этого не требуется много запчастей, сама сервисная работа если и подорожала немного, то в пределах инфляции. Но конечно, если мы говорим о ремонте горячей части, то здесь рост цен заметен.

– Имеющиеся запасы запчастей на какой срок позволят вам осуществлять

сервисные контракты, и в том числе ремонты?

– На 2023 год уже понимаем, где что возьмём: что-то с нашего склада, что-то докупим. А на 2024 год продолжаем вести интенсивные переговоры. Мы не отказываемся от своих обязательств, но формат, структуру долгосрочных сервисных отношений, возможно, придётся менять. Уложиться в стоимость договоров трёх-четырёхлетней давности с новыми ценами на запчасти становится всё труднее и труднее.

Турбин довольно много, они все нуждаются в ремонтах, в обслуживании – это серьёзный объём сервисных работ

– Где берёте металл для наращивания лопаток в рамках сервиса?

– Пока что старые запасы. Параллельно мы ищем металлический порошок в российских институтах, которые работают с авиапромом. Порошки эти есть, они широко используются в авиадвигателях, в промышленных турбинах, которыми пользуется Газпром. Нам надо подобрать нужный состав и провести испытания.

– Сколько предприятий в мире делают компоненты для горячей части турбин?

– Немного, около пяти.

– Вы из какой страны получали?

– Мы получали от акционера, страна не указывалась.

– Вы уже что-то закупили в рамках параллельного импорта? Лопатки, другие элементы горячей части сможете так закупать?

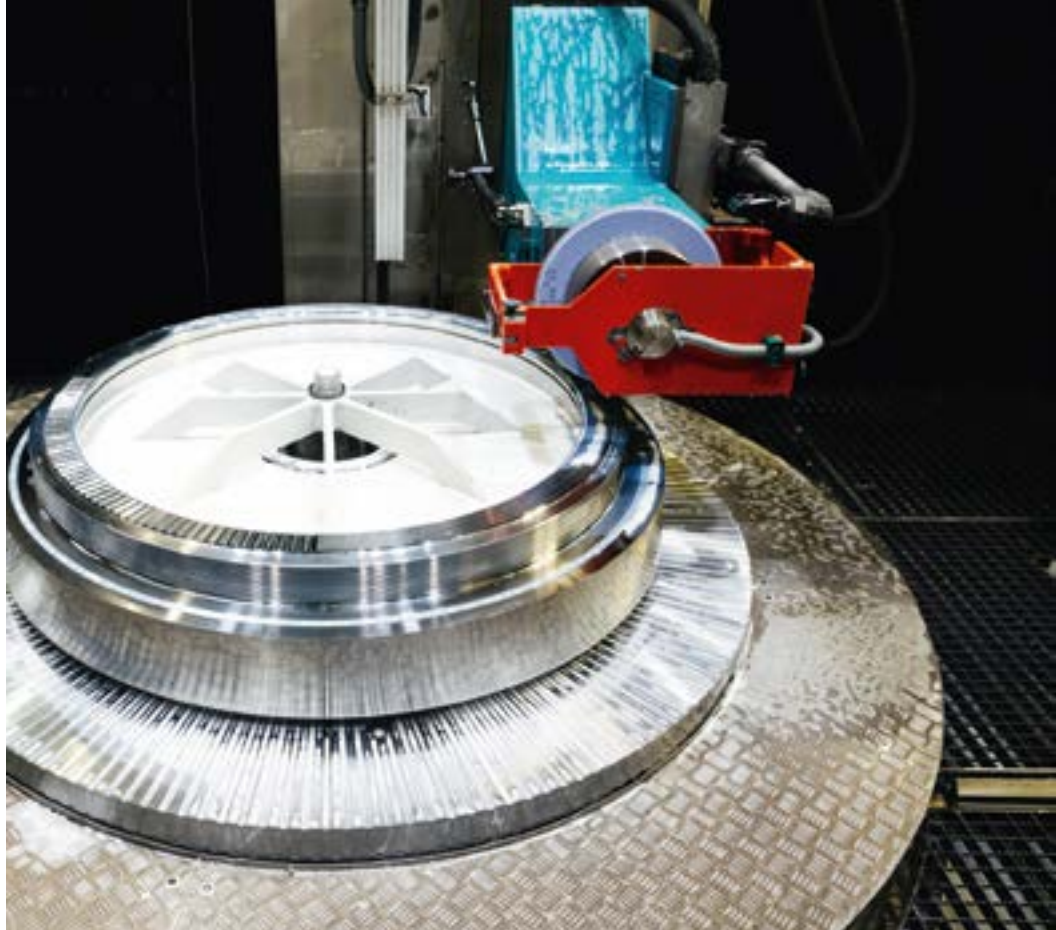
– Мы все возможности сейчас изучаем. Дело же не только в крупных компонентах. Раньше, чтобы соответствовать требованиям правительства по локализации и побыстрее повысить её процент, все предприятия, не только мы, делали акцент на крупногабаритных деталях, которые сразу давали большой прирост уровня локализации. А теперь нужны специфические материалы, специфические резьбы.

Сейчас для сервиса нужны «мелочи». Проблема даже не в том, что в России не могут что-то изготовить. Например, нам нужны металлические шпильки определённой длины и диаметра. Если прийти на какое-то предприятие, которое делает большие серийные упаковки, и сделать специфический небольшой заказ, то эти шпильки будут по стоимости если не полностью золотыми, то наполовину точно.

Нам нужна уникальная продукция, и параллельный импорт позволяет закупать её по приемлемым ценам на предприятиях, которые начали делать это когда-то по лицензии тех же GE, Siemens или ещё кого-то.

– Какие турбины выпускает СТГТ, и какие ещё услуги предоставляет предприятие?

– В продуктовой линейке у нас две турбины. Первая, E-класса, – не самая современная, но самая распространённая в мире, надёжная турбина. Мощность – 187 МВт. Вторая – более современная турбина F-класса мощностью немного более 300 МВт. Существуют разные версии таких турбин, в России и Белоруссии их установлено 19 штук. И наконец, у нас есть лицензия на турбину Mitsubishi-H100.



Пока в России их нет. По лицензии мы, признаться, ничего не делали, но лицензия принадлежит нам, она не отозвана и действует. Мы не теряем надежды каким-то полезным образом применить её в дальнейшем.

За 11 лет существования завода мы собрали 10 турбин E-класса, ещё для трёх изготовили компоненты, но по условиям контракта отправили их на сборку в Германию. Также мы изготовили 16 комплектов камер сгорания, осуществили 197 сервисных инспекций (ремонт, в том числе капитальные, инспекции горячего тракта – смотря что необходимо). Это регулярная процедура: первый серьёзный ремонт сейчас проводится после наработки около 30–40 тысяч часов. В году почти 9 тысяч часов, реально работают турбины 7 тысяч часов – значит, раз в четыре-пять лет требуется какой-то серьёзный ремонт.

Основной миссией нашего предприятия с самого начала была локализация производства газовых турбин. Она велась и продолжается в трёх направлениях. Во-первых, локализация самого производства: расширение круга операций по механической обработке, сборочному, сварочному производству – всего, что можно делать здесь, в цехе.

Во-вторых, локализация сервиса – сюда входят центр удалённого мониторинга работы турбин, цех восстановления лопаток и т. д. В частности, такая не очень

яркая, на первый взгляд, вещь – склад запчастей – стал очень важен, особенно в последнее время, когда запчасти стали проблемой не только в газовых турбинах, но и в любом импортном оборудовании. Дальновидные заказчики, которые покупали запчасти заранее и оставили у нас на ответственном хранении, нас очень уважают за этот склад. Мы занимаемся сервисом не только газовых турбин, но и оборудования парогазовых блоков – паровых турбин, генераторов. Поэтому в 2020 году мы открыли у себя сертифицированную, соответствующую отраслевым нормативам электролабораторию.

Третье направление – это локализация материалов и комплектующих. Без этого ничего не будет.

– Расскажите про цифровую часть турбины, систему управления. Сейчас вы пользуетесь программами Siemens, или у них тоже был сторонний поставщик? Нет ли рисков из-за применения иностранного ПО?

– Рисков вмешательства в работу нет: вся система управления построена так, что сигналы извне не проходят. Изначально при установке система сконструирована пассивной, чтобы с турбины можно было получить сигнал, а туда вмешаться нельзя. Программное обеспечение и обработка данных – это ещё рудименты немецких программ. Нужен соответствующий

конвертер, который переведёт эти сигналы в читаемый алгоритм для российского софта. Главное, что есть алгоритмы, которыми можно пользоваться, а исходящие от турбины сигналы надо просто перевести в другой формат. В России немало предприятий, которые готовы это делать и уже внедряют свои решения.

Кроме того, в рамках постановления правительства к 2025 году системы автоматического управления должны делаться на российском «железе» и с российским программным обеспечением. Мы начали эту работу ещё при прежних собственниках: выбрали и аттестовали поставщика софта и аппаратных средств.

– Нет проблем с заменой или ремонтами различных датчиков, которые установлены непосредственно на турбинах? В России они производятся?

– Действительно, на турбинах множество датчиков, контрольно-измерительных приборов и автоматики. Мы можем найти необходимое оборудование, аттестовать в институте Менделеева (Российский химико-технологический университет имени Д. И. Менделеева, аккредитованный Правительством РФ. – *Прим. ред.*) и установить на турбину. Нельзя сказать, что абсолютно всё можно заменить уже завтра, но автоматика не какая-то заоблачно-космическая, поэтому вопрос по мере необходимости решим.

– Получается, что СТГТ пока сосредоточится на сервисе газовых турбин, а вопрос производства отложен на неопределённый срок?

– В ближайшие год-два приоритет – сервис. Про изготовление турбин мы не можем сказать наперёд. Это зависит от того, как

будет развиваться программа модернизации ТЭС, какая концепция будет сформирована в целом по отрасли. Например, как и когда будет развиваться энергетика Дальнего Востока.

– В 2018 году локализация производства турбин на СТГТ достигла 62%. А какой процент сейчас?

– Сохраняется на уровне 62%.

– Какие компоненты поступают из-за рубежа?

– Это в основном компоненты так называемого горячего тракта: турбинные лопатки, элементы камер сгорания. Где это всё взять? За эту проблему взялись «Силовые машины» с помощью государственного финансирования. Они развивают проект инновационной газовой турбины и строят сейчас литейное производство, где делают отливки турбинных лопаток – ключевого элемента горячего тракта. Если у них всё это получится, то у СТГТ будет кооперация с ними. Если это не получится, то мы будем искать различные варианты параллельного импорта. Задача наша как была, так и остаётся – максимальная локализация производства газовой турбины хотя бы в классе мощности 200 МВт Е-класса. Здесь нет конкуренции с «Силовыми машинами», есть общая задача – добиться технологического суверенитета в этой области, чтобы мы могли в России производить такие турбины.

– Почему с 2018 года уровень локализации турбин у СТГТ не вырос с 62%?

– Мы хотели его повысить за счёт использования российских заготовок для более широкого круга компонентов – производители подтвердили нам, что сделают. Но доказать рост уровня локализации надо было уже только на конкретном заказе на турбину, изготовить, собрать её и уже на этом примере демонстрировать. Однако для получения заказа в рамках начавшейся тогда программы модернизации ТЭС требовался больший уровень локализации, чем наши 62%. Из-за этого заказ мы получить не могли, следовательно, не могли и доказать увеличение процента локализации. Круг замкнулся.

– Сколько турбин максимально может выпускать СТГТ?

– Полностью – четыре турбины в год, это проверено. Если собирать из компонентов разной готовности, например, мы будем получать готовые корпуса, ещё что-то, то можем изготовить до шести турбин.

– Вы рассматриваете для себя создание в дальнейшем полного цикла производства турбин?

– Наше предприятие строилось под работу в кооперации, мы только своими силами не сможем полностью сделать турбину. Для этого надо строить большое литейное производство, значительно расширять существующее предприятие. Так что, скорее всего, продолжим жить в парадигме кооперации.

Но сейчас выпуск новых турбин – не основной вопрос для нас. На первом месте стоит сервис. В России есть парк турбин, их как минимум 100 штук в классе от 60 до 300 МВт. Вот возьмём эти 100 турбин, надо поддерживать их работоспособность. Здесь мы возвращаемся опять к вопросам наличия компонентов горячего тракта для ремонтов, а также более мелких запчастей. Сервис – это тоже контрактные обязательства на ближайшие годы, которые надо соблюдать.

– Вы обсуждали с «Русскими газовыми турбинами», также входящими в контур «Интер РАО», взаимное размещение заказов на площадках друг друга. О чём именно идёт речь?

– Это пока что из области поиска синергии. Решили посмотреть, как два газотурбинных предприятия – СТГТ и РГТ – могут использовать полезным образом мощности по производству и сервису. Мы встречались, ездили и смотрели площадки, составляли перечень операций, которые могли бы делать друг для друга. У РГТ предприятие в большей степени сборочное, нет станочного парка, поэтому скорее нужно говорить, что мы можем сделать для них. Но у них в Калуге есть сервисный центр, который можно использовать для больших элементов наших камер сгорания. Однако всё это можно рассматривать в рамках подготовки к возможному заказу, чтобы потом не терять времени.

– Раньше обучение сотрудников и стажировки организовывал головной офис Siemens. Как будете сейчас решать эти вопросы?

– Действительно, есть специалисты, обученные по программам Siemens. Компания часто использовала формат совмещения работы и стажировки. Наши специалисты проходили такие тренинги в Германии и США. Это очень важно, так как они получили международные сертификаты. Сейчас задача номер один для нас – удерживать своих специалистов, потому что зачастую их пытаются переманить. Думаю, с приходом «Интер РАО» и новыми задачами эта работа окажется успешной.



Задача наша как была, так и остаётся – максимальная локализация производства газовой турбины хотя бы в классе мощности

200

МВт Е-класса

11 185

мм высота корпуса
(с верхним блоком – 19 410 мм)

323

тонны – общая масса



Реактор ВВЭР-1200 для АЭС поколения 3+

Своим флагманским продуктом российская госкорпорация «Росатом» называет водо-водяной реактор ВВЭР-1200, который принадлежит новейшему поколению реакторов 3+. По сравнению со своим предшественником – ВВЭР-1000 – он отличается большей мощностью, в два раза большим сроком службы и повышенной устойчивостью к внешним источникам опасности.

Слово «водо-водяной» в названии реактора означает, что вода в нём выступает как теплоноситель и как замедлитель нейтронов. ВВЭР-1200 был разработан на основе вариантов ВВЭР-1000, которые строились для зарубежных заказчиков в девяностые и нулевые:

АЭС «Бушер» (Иран), АЭС «Кунданкулам» (Индия), АЭС «Тяньвань» (Китай), отмечают в «Росатоме».

Первый энергоблок с реактором ВВЭР-1200 был введён в эксплуатацию в 2016 году – это блок № 6 Нововоронежской АЭС-2. Основными технологическими составляющими АЭС являются

ядерный остров и традиционный остров, пояснили в «Атомэнергопроекте».

Ядерный объединяет основные и вспомогательные технологии преобразования ядерной энергии в тепловую, а также технологии, обеспечивающие ядерную и радиационную безопасность этого преобразования. Традиционный остров



Эрик Романенко / ТАСС



Технические характеристики

28 800
МВт
энергии
вырабатывает
в сутки один
энергоблок при
18-месячном
топливном цикле

1200
МВт
электрическая
мощность

3200
МВт
тепловая
мощность

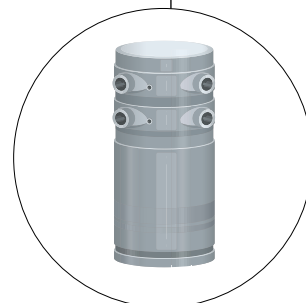
60
ЛЕТ
жизненный
цикл

35,9%
эффективность
(КПД)

1,5 года
длительность
межперегрузочного
периода,
также возможны
четырёх-
и пятигодичный
топливные циклы

254
АТМОСФЕРЫ
давление, при
котором испытывают
реактор на прочность.
Равно высоте
водяного столба
в 2,5 км

840
ДНЕЙ
срок изготовления



^
Наличие
парогенератора
исключает
поступление
радиоактивного
теплоносителя
на турбину



31

315
ТОЧЕК
контроля качества

^
Полукопус реактора ВВЭР-1200
в цехе завода «Атоммаш»

объединяет технологии традиционной тепловой электростанции – преобразование тепловой энергии в электрическую и тепловую.

Основное звено ВВЭР-1200 – это цилиндрический корпус реактора. В нём располагаются топливные кассеты с диоксидом обогащённого урана (это

активная зона реактора). Вода в качестве теплоносителя поступает в корпус реактора и активную зону нагретой почти до 300 °С, а покидает зону и корпус при температуре почти в 330 °С. Такие температуры нужны для получения как можно большего КПД на турбине, а для того чтобы вода оставалась водой, в реакторной установке поддерживается высокое давление, пояснил «Атомэнергомаш» в корпоративном журнале. Подогретая вода, выйдя из корпуса реактора, главными циркуляционными насосами направляется по трубопроводу в парогенераторы. В реакторной установке ВВЭР-1200 их четыре, независимых друг от друга, поэтому весь проект ВВЭР-1200 называют четырёхпетлевым. Вырабаты-

ваемый в парогенераторах пар идёт по так называемому второму контуру на турбину для производства электроэнергии.

ВВЭР-1200 включает в себя несколько активных и пассивных, независимых друг от друга, систем безопасности. Для работы активных систем необходим источник энергии, пассивные основаны на действии законов физики. Например, система пассивного отвода тепла состоит из четырёх независимых контуров естественной циркуляции воздуха, подключённых к четырём парогенераторам. Каждый контур включает в себя среди прочего воздухопроводы, подводящие воздух из окружающей среды и отводящие нагретый воздух от теплообменных модулей.

Водородные города

текст: Ольга Кудряшова

Несмотря на действующие санкции, Россия не отказывается от развития водородных технологий, это направление остаётся одним из приоритетных, рассказывал минувшей осенью вице-премьер Александр Новак. Одной из точек роста потребления (и импорта из РФ) нового энергоносителя и природного газа, необходимого для производства голубого водорода, может стать Южная Корея. Стремясь достичь углеродной нейтральности к 2050 году, республика в течение следующих четырёх лет планирует перевести шесть городов на получение необходимой энергии из водорода. Он должен «войти» в дома и применяться на транспорте, став частью повседневной жизни.

В общей сложности правительство страны планирует инвестировать 240 млрд вон (\$184,3 млн) в создание инфраструктуры по производству, транспортировке и использованию водорода в городах Пхёнхэк, Намъянджу, Данджин, Порён, Кванъян и Пхохан. Об этом, как передала корейская деловая газета Maeil Business Newspaper, в январе сообщило министерство земли, инфраструктуры и транспорта республики. Каждый город получит по 40 млрд вон в течение

следующих четырёх лет, причём половина будет поступать из государственных фондов, а половина – от местных органов власти. Заявление южнокорейского правительства прозвучало на фоне успешной работы в трёх пилотных водородных городах, где были созданы аналогичные запланированным, но менее масштабные проекты.

Корейская национальная нефтяная компания (KNOC, Korea National Oil Corporation) в поддержку плана властей уже заявила, что планирует использовать водород и топливные элементы для

зарядки аккумуляторных электромобилей на своих заправочных станциях.

В рамках заявленных правительством Южной Кореи инвестиций в городе Пхёнхэке на западе страны планируется строительство нового водородного порта, производственного комплекса голубого водорода, а также 15 км новых трубопроводов, в том числе к транспортным базам и топливным элементам, которые будут обеспечивать теплом и энергией районы жилой и коммерческой застройки. В середине прошлого года в городе уже начал работать завод по выработке



водорода, способный обеспечить топливом более 400 тысяч автомобилей в год. Этот завод стал вторым в Южной Корее после площадки, запустившейся в конце 2021 года.

В расположенном недалеко от Сеула городе Намъянджу топливные элементы будут установлены в общественном жилье, государственных офисах, спортивных и культурных центрах, а также на заправочных станциях, автобусах, уборочных машинах. Аналогичные объекты появятся ещё в двух городах, где также будут построены заводы по производству водорода из органических отходов, таких как навоз. В промышленном центре Кванъяне, помимо перечисленного, хотят реализовать проект по демонстрации тракторов и беспилотников на водородном топливе. Прибрежный Порён на западе страны планирует создать крупнейшую в мире водородную производственно-сбытовую цепочку, включив в неё городской терминал по регазификации сжиженного природного газа.

При этом часть заявленных громких проектов в реальности пока остаются под вопросом. Так, Кванъян намерен построить портовый терминал, работающий только на водороде, но для этого ещё надо найти финансирование, а выделение средств госфондов



Keitma / Shutterstock.com

Планы Южной Кореи по декарбонизации за счёт водородной энергетики пока вызывают много споров

не гарантировано. В городе Пхохане на восточном побережье Кореи, где расположена промплощадка компании POSCO, одной из крупнейших сталелитейных в мире, заявили о намерении создать завод по производству зелёного водорода с использованием электролизёров. Однако параметры проекта и сама возможность его реализации пока ещё просчитываются.

Планы Южной Кореи по декарбонизации за счёт водородной энергетики, которая в значительной степени будет зависеть от импорта, вызывают споры. Критики утверждают, что в ближайшие десятилетия стоимость энергии будет настолько высокой, что производимая в стране продукция не будет конкурентоспособной по сравнению с товарами других стран.

Правительство Кореи при этом отмечает, что из-за большой плотности населения и изолированного расположения

страны она, в отличие от многих западных стран, не сможет удовлетворить большую часть своих будущих потребностей в энергии, а также выполнить свои обязательства по достижению углеродной нейтральности к 2050 году, за счёт возобновляемых источников энергии.

Поддержку планам властей оказывает крупный бизнес, отмечает журнал Nikkei Asia. Например, один из ведущих мировых автопроизводителей – Hyundai Motor – выпускает автомобили, грузовики и даже тракторы, работающие на водородном топливе. Благодаря удобству производства, транспортировки, сбыта и хранения Hyundai рассматривает водород для себя и дочерней Kia Corporation как экологически чистое энергетическое решение для коммерческих автомобилей.

Южная Корея также видит экспортные возможности в этом направлении. Hyundai Motor уже экспортировала 46 водородных грузовиков XCIENT в Швейцарию и планирует продать 1600 таких автомобилей к 2025 году. В прошлом году автопроизводитель заложил фундамент для строительства линий по производству водородных топливных элементов в китайском Гуанчжоу.

Город Ульсан, штаб-квартира крупнейшей в мире судостроительной компании Hyundai Heavy Industries и самый большой промышленный центр страны, стал одним из трёх пилотных «водородных городов». Hyundai Motor, Doosan и другие корейские корпорации тестируют свои водородные технологии и продукты в городе, где в изобилии есть дешёвый H_2 , который является побочным продуктом местного нефтехимического производства.



КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

апрель

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30							

1 апреля



Николаев Андрей Александрович
1973 г.
директор
Костромской ГРЭС
и Ивановских ПГУ

2 апреля



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

3 апреля

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

4 апреля



Маслов Алексей Викторович
1981 г.
ПАО «Интер РАО»

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

5 апреля

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

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

6 апреля



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

Видман Андрей Владимирович
1979 г.

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

Кутепов Андрей Викторович
1971 г.
председатель Комитета
Совета Федерации РФ
по экономической политике



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

7 апреля

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



Матвиенко Валентина Ивановна
1949 г.
председатель Совета
Федерации РФ

9 апреля



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



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

Сазонов Сергей Михайлович
1956 г.

генеральный директор
АО «Объединённая энергостроительная корпорация»

10 апреля



Жучков Александр Николаевич
1960 г.
директор
Ириклинской ГРЭС

Китаев Владислав Николаевич
1978 г.
руководитель протокола
Администрации
Президента РФ

11 апреля

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

12 апреля

Дмитриев Кирилл Александрович
1975 г.
генеральный директор
Российского фонда прямых инвестиций



Силуанов Антон Германович
1963 г.
министр финансов РФ

13 апреля



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

14 апреля



Вексельберг Виктор Феликсович
1957 г.
председатель Совета директоров АО «Группа компаний «РЕНОВА», сопредседатель Ассоциации развития возобновляемой энергетики

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

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

15 апреля



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

17 апреля

Дашков Роман Юрьевич
1976 г.
главный исполнительный директор
ООО «Сахалинская Энергия»

19 апреля

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

20 апреля

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

21 апреля

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

22 апреля

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

23 апреля

Селезнёв Кирилл Геннадьевич
1974 г.
генеральный директор
ООО «РусХимАльянс»

24 апреля



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

25 апреля

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

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

май

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28	29	30	31											

26 апреля



Андронов Михаил Сергеевич
1969 г.
президент
ООО «Русэнергосбыт»

27 апреля



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

29 апреля

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

30 апреля

Красных Борис Адольфович
1950 г.
председатель научно-технического совета Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ

3 мая

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

4 мая



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



Соломин Вячеслав Алексеевич
1975 г.
операционный директор Еп+ Group

5 мая



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

6 мая

Пидник Артём Юрьевич
1983 г.
генеральный директор ПАО «Россети Северо-Запад», исполняющий обязанности генерального директора АО «Россети Янтарь»

7 мая



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

8 мая



Мордавченков Евгений Николаевич
1979 г.
директор ООО «Баш-энерготранс»

9 мая

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

Мамаев Геннадий Александрович
1953 г.
генеральный директор АО «Электромашиностроительный завод «Лепсе»

Середа Михаил Леонидович
1970 г.
первый заместитель генерального директора ООО «Газпром экспорт», генеральный директор ООО «Газпром трейдинг»

10 мая

Любимов Юрий Сергеевич
1977 г.
член правления, первый заместитель генерального директора ПАО «РусГидро»

11 мая

Бажаев Муса Юсупович
1966 г.
президент АО «Группа Альянс»

13 мая

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

14 мая



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

18 мая



Шульгинов Николай Григорьевич
1951 г.
министр энергетики РФ

20 мая

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

22 мая

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

24 мая

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

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

25 мая

Мерзлякова Галина Витальевна
1958 г.
ректор Удмуртского государственного университета

Чернигов Леонид Михайлович
1957 г.
генеральный директор Группы компаний «Ракурс»

26 мая

Баранов Юрий Алексеевич
1963 г.
генеральный директор ООО «Омская энерго-сбытовая компания»

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

27 мая



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

28 мая



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



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

29 мая

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

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



35



Рост цен на уголь стал одним из проблемных вопросов для электроэнергетиков в преддверии и во время отопительного сезона 2022–2023 года. Наиболее острой ситуация стала для электростанций Дальнего Востока. Работающая в регионе «РусГидро» сообщила, что преимущественно из-за увеличения топливных расходов её чистая прибыль по МСФО в 2022 году упала в 2,2 раза, до 19,32 млрд рублей. «Коммерсантъ» со ссылкой на источники сообщал, что на покрытие долгов своей дальневосточной «дочки», возникших из-за дорогого угля и низких тарифов, «РусГидро» направит

93 млрд рублей

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

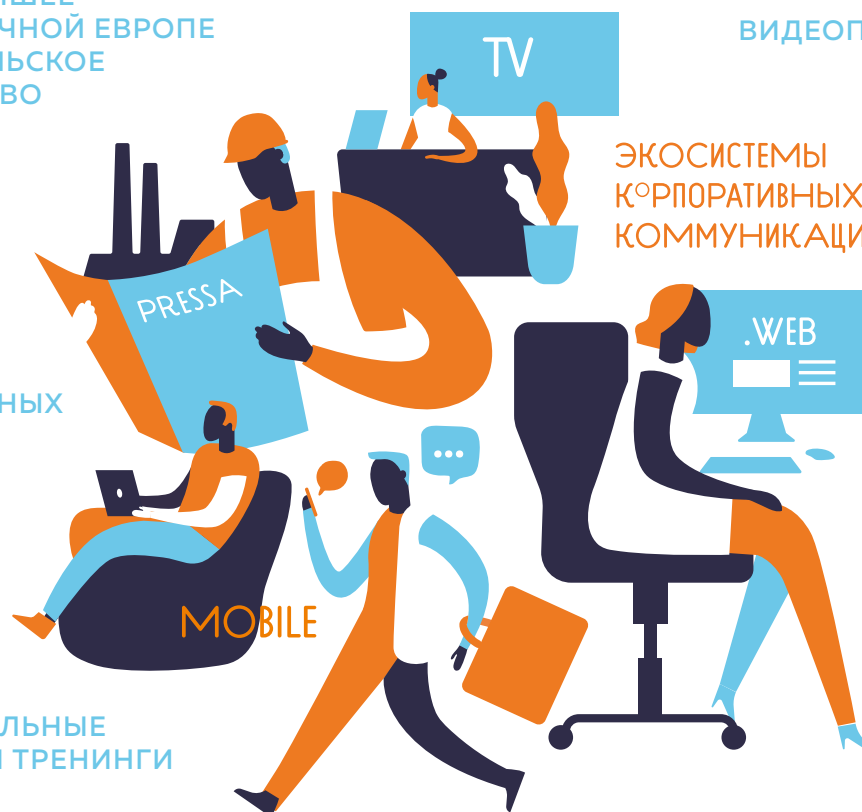
ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

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