

ОЗП 2020–2021:
Упавший спрос
подкосил
аварийность

8

Эксперт-клуб:
Обсуждаем итоги
модернизационных
отборов-2027

17

Светлана ХОРУНЖАЯ: «Если
российский производитель
хочет победить, ему
придётся снижать цены»

22

ЭНЕРГИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

журнал об энергетике России

№ 2 (67) май – июнь 2021

ИНТЕР  РАО ЕЭС

Тотальный либерализм минус резервы

Февральские перебои с энергоснабжением на фоне аномальных морозов в Техасе породили глобальные дискуссии не только в энергетическом секторе, но и среди западных политиков. Ключевой вывод – движение к «озеленению» энергетики продолжится, но тотальный переход на ВЭС и СЭС в текущей реальности невозможен.

Стр. 28



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендирование
страниц

Портрет
компаний
и её
вакансий

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

ПОДРОБНОСТИ:

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

Уважаемые читатели!

В

ы держите в руках второй номер журнала «Энергия без границ» за этот год и седьмой, в котором встречается слово «коронавирус». Глобальная пандемия второй год остаётся главным мировым событием и влияет на все аспекты жизни. Среди неприятных последствий – рост потерь (пусть и минимальный) и аварийности в российских электросетях. Столкнувшись с кратным увеличением общего количества обесточенных потребителей и 20-процентным ростом продолжительности массовых отключений, регуляторы намерены ускорить процесс чистки рядов

ТСО от недобросовестных игроков, экономящих на надёжности ради прибыли. Итоги прошедшего ОЗП – в главном тексте этого номера.

Более года потребовалось властям, чтобы провести отбор проектов модернизации ТЭС с использованием газовых турбин. После длительных дискуссий потолок капзатрат для малых ПГУ на 65–80 МВт был увеличен, а суммарная квота снижена с 2 до 1,6 ГВт. Иностранные компании, планировавшие локализовать производство своих турбин, в отборе участия не принимали, а квоты разделили «Т Плюс», «Газпром энергохолдинг» и «Интер РАО». По имеющейся информации, на своих станциях эти генераторы будут устанавливать ГТД-110М «Ростеха» и турбины на 65 и 170 МВт производства «Силовых машин». Подробный разбор результатов КОММод-ПГУ и КОММод-2027 – в нашем материале, а также в традиционной рубрике «Эксперт-клуб».

Об экономии при закупках в рамках программы модернизации и о качественных проблемах российской продукции при импортозамещении мы поговорили с директором по закупочной деятельности ПАО «Интер РАО» Светланой ХОРУНЖЕЙ. Кроме того, мы подготовили большой обзор, посвящённый, казалось бы, рядовому энергетическому событию – недельному блэкауту в Техасе. Снежный шторм, оставивший без света около 4 млн американцев и 4,7 млн мексиканцев, может оказать влияние на развитие мировой энергетики. И как всегда в каждом номере «Энергии без границ» – самые свежие новости, актуальные комментарии и другая полезная и интересная информация о жизни российской и мировой энергетики.

С уважением,
редакция журнала «Энергия без границ»

4 Новости

6 Энергетика в мире

8 Тема номера

Куратор для ТСО

Впервые за последние годы аварийность в энергетике по итогам отопительного сезона выросла. Основным драйвером стали показатели территориальных сетевых организаций (ТСО). Минэнерго вынуждено усиливать контроль над сегментом, находящимся пока в зоне ответственности региональных властей.



6

8



12 Инфографика

ОЗП 2020–2021: упавший спрос подкосил аварийность

Показатели аварийности по генерирующим и электросетевым компаниям.

Результаты КОММод-ПГУ

И сводные результаты КОММод на 2022–2027 годы (с учётом квоты правительственной комиссии по развитию электроэнергетики).



22

14 Энергосистема

Газовым турбинам нашли место на карте

По результатам отбора проектов модернизации ТЭС обкаткой инновационного оборудования займутся «Т Плюс», ГЭХ и «Интер РАО».

17 Эксперт-клуб

Итоги модернизационных отборов – 2027: взгляд с разных сторон

Насколько результативной будет попытка властей создать собственное производство мощных газовых турбин? И нужна ли корректировка программы модернизации ТЭС? Обсуждаем с экспертами отрасли результаты прошедших отборов.



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
№ 2 (67), май – июнь 2021

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

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

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

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

коммуникационная группа
MEDIALINE

12+

105082, г. Москва, ул. Большая Почтовая,
д. 43–45, стр. 3
Тел.: +7 (495) 640-08-38; 640-08-39
www.mlgr.ru
E-mail: info@mlgr.ru
Генеральный директор: Лариса РУДАКОВА

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

Материалы, набранные курсивом, публикуются
на правах рекламы

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

Типография: ООО «Типографский комплекс
«Девиз». Адрес: 195027, г. Санкт-Петербург,
ул. Якорная, д. 10, корп. 2, лит. А, пом. 44. Заказ № 95

Цена свободная

22 Интервью

Светлана ХОРУНЖАЯ: **«Если российский** **производитель** **хочет победить, ему** **придётся снижать** **цены»**

Об изменениях, произошедших в работе закупщиков в эпоху COVID, снятии избыточных барьеров для малого предпринимательства и трудностях на пути импортозамещения беседуем с директором по закупочной деятельности ПАО «Интер РАО».

26 Технологии

Алексей БОРИСОВ, директор по отраслевым решениям компании «КРОК» в энергетике: «Импортозамещение ПО – возможность модернизировать внутренние IT-системы на энергетических предприятиях».

28 Тенденции

Тотальный **либерализм минус** **резервы**

Масштабный блэкаут в Техасе не остановит развитие ВИЭ, но изменит подходы к сетевой архитектуре и повышает шансы угольной генерации на выживание.

32 NB

Свет из глаз

Знакомимся с электрическими обитателями глубин.

34 Календарь дней рождения

ключевых лиц ТЭК России
в мае – июне.

36 Фото номера **Аварийное** **отключение**

В результате майской аварии на Белхатувской ТЭС – самой крупной угольной ТЭС в Европе – оказалась обесточена пятая часть Польши.



До **73,9** млрд рублей – на 11% – выросла за первый квартал 2021 года, по данным ЦФР, задолженность населения на розничном рынке электроэнергии в России.

241 млрд рублей, по данным ФАС России, достиг объём перекрёстного субсидирования в электросетевом комплексе РФ, с начала 2021 года он вырос на 2 млрд рублей.

Под зелёным прессом

Financial Times назвала российские компании главными пострадавшими от действий властей Европы, готовящихся ввести пограничный углеродный налог.

Издание провело опрос среди экспертов и еврочиновников, по результатам которого сделан вывод, что наибольшие доплаты будут производить российские компании-экспортёры.

Налогом будут облагаться ввозимые на территорию Евросоюза товары, производство которых не отвечает европейским экологическим нормам. Это вынудит внешних поставщиков уделять больше внимания вопросам экологии, а также поможет европейским производителям, которые утрачивают конкурентоспособность из-за высоких расходов на снижение выбросов.

По оценкам Министерства природных ресурсов и экологии России, потенциальный ущерб для российских предприятий может составить около 3 млрд евро в год.



Восточные планы

Правительство РФ рассматривает возможность привлечения средств Фонда национального благосостояния (ФНБ) на модернизацию дальневосточных ТЭС «РусГидро» общей мощностью более 1 ГВт, заявил вице-премьер Александр НОВАК.

Инвестиции планируются в три проекта общей стоимостью 226 млрд рублей (с НДС) – это новые энергоблоки на Нерюнгринской ГРЭС (100,61 млрд рублей), Артёмовской ТЭЦ-2 (72,9 млрд рублей) и Хабаровской ТЭЦ-4 (52,4 млрд рублей).

«РусГидро», по инсайдерской информации газеты «Коммерсантъ», может получить из ФНБ четверть от полной суммы под 4–5% годовых. Такая схема финансирования снизит возникающую из-за проектов дополнительную нагрузку на потребителей на 5 млрд рублей, до 39 млрд

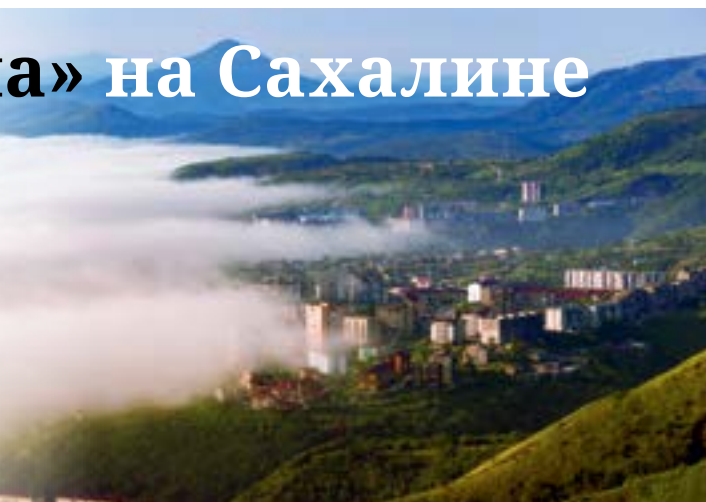
рублей в год. Позднее глава Минэнерго Николай ШУЛЬГИНОВ сообщил, что после уточнения капзатраты по проектам сейчас предварительно оцениваются в 143 млрд рублей, это увеличит тариф для потребителей Дальнего Востока, которые будут наряду с потребителями ценовых зон ОРЭМ софинансировать возврат инвестиций, на 0,75%.

Кроме того, на финансирование из ФНБ претендуют проекты, направленные на развитие сетевого комплекса при электрификации БАМа и Транссиба, сообщил вице-премьер. В «Россетях» сообщили, что, «по предварительной оценке, объём финансирования мероприятий по электрификации БАМ-2 в части «Россетей» составляет 185 млрд рублей». Какой именно объём от этой суммы нужен из средств ФНБ, в компании не сказали, отметив, что «условия пока обсуждаются».

«Водородная долина» на Сахалине

«Русатом Оверсиз» (структура «Росатома», продвигающая российские атомные технологии за рубежом) и французская Air Liquide (производитель промышленных газов) планируют построить на Сахалине комплекс по производству 30–100 тысяч тонн водорода в год. Компании подписали с властями Сахалина соответствующий меморандум о взаимопонимании.

По оценкам аналитиков, для этого потребуется построить 450–550 МВт атомной генерации, что может стоить до 200 млрд рублей без учёта стоимости береговой инфраструктуры. Для стимулирования производства водорода на острове Минэкономики предлагает создать на Сахалине особую экономическую зону «Водородная долина» с предоставлением её участникам особого налогового режима и режима свободной таможенной зоны.



В 13,5

раза – до 413,8 млрд рублей – может вырасти спрос российского ТЭК на цифровые технологии к 2030 году, по оценкам экспертов Высшей школы экономики.

«СО ЕЭС» возглавил Фёдор ОПАДЧИЙ



Совет директоров «Системного оператора ЕЭС» принял решение о назначении председателем правления регулятора Фёдора ОПАДЧЕГО, до настоящего момента занимавшего пост заместителя председателя правления «СО ЕЭС».

Новый руководитель был представлен коллективу «СО ЕЭС» министром энергетики РФ Николаем ШУЛЬГИНЫМ.

«Фёдор Юрьевич (ОПАДЧИЙ. – Прим. ред.) работает в «Системном операторе» долгие годы и является одним из наиболее опытных специалистов в вопросах функционирования рынка электроэнергии и мощности. Его опыт, знания и опора на профессиональную команду помогут вести компанию по пути развития, задавая тон в решении вопросов, поставленных перед отраслью руководством России», – заявил г-н ШУЛЬГИНОВ.

ТЭС для Амурского ГПЗ



«Газпром энергохолдинг» (ГЭХ) завершил строительство и ввёл в эксплуатацию Свободненскую ТЭС, электрическая мощность которой – 160 МВт, а тепловая – 249 Гкал/ч. При строительстве электростан-

ции использовалось российское оборудование, в том числе две турбины по 80 МВт «Силовых машин». Стоимость строительства составила 39 млрд рублей без НДС. Реализация проекта была син-

хронизирована со строительством «Газпромом» Амурского газоперерабатывающего завода (ГПЗ). Основными задачами ТЭС станут обеспечение ГПЗ технологическим паром и выработка электроэнергии.

ДПМ-блок Берёзовской ГРЭС вернулся на рынок



«Системный оператор ЕЭС» с 1 мая начал учитывать 800 МВт мощности энергоблока № 3 Берёзовской ГРЭС, восстановленного «Юнипро» после пожара в начале 2016 года, что возобновит платежи в рамках механизма ДПМ.

Блок запущен на месяц позже последнего планировавшегося срока, что оставляет открытым вопрос о дивидендах «Юнипро» в этом году. По итогам 2020 года генератор выплатит акционерам 8 млрд рублей, решение вынесено на утверждение заочного ГОСА 10 июня. Во втором полугодии

2021 года «Юнипро» планирует направить на дивиденды ещё 10–12 млрд рублей. Обещанный ранее уровень суммарных выплат в 2021 году в объёме 20 млрд рублей будет достигнут «при более эффективной загрузке мощности энергоблока № 3 Берёзовской ГРЭС, чем запланировано», отмечалось в презентации «Юнипро».

Ежемесячный платёж за мощность ДПМ-блока Берёзовской ГРЭС составляет около 1,25 млрд рублей, подсчитал аналитик «ВТБ Капитала» Владимир СКЛЯР. Этот ДПМ действует до 31 октября 2024 года.

ФИНЛЯНДИЯ

1 Стройка откладывается и дорожает

Получение строительной лицензии и дата начала коммерческой эксплуатации АЭС «Ханхикиви-1» сдвигаются ещё на год.

По сообщению финского заказчика строительства АЭС – компании Fennovoima OY, 28 апреля она подала в министерство экономики Финляндии обновлённую заявку для получения строительной лицензии. Изменения касаются проектных решений, цепочки поставок, экологических проблем и мер по обеспечению безопасности и готовности объекта, они не затрагивают основных принципов работы электростанции.

По оценке Fennovoima, она сможет получить лицензию на строительство к лету 2022 года, а само строительство электростанции начнётся летом 2023 года. Таким образом, коммерческая эксплуатация станции начнётся в 2029 году.

Кроме того, Fennovoima увеличила стоимость проекта. Вместо объявленных ранее 6,5–7 млрд евро общая сметная стоимость в настоящее время составляет 7–7,5 млрд евро. Генподрядчиком АЭС «Ханхикиви-1» выступает структура «Росатома» RAOS Project Oy.



США

2 С прицелом на розницу

Британская нефтегазовая корпорация BP подала заявку на получение лицензии для работы на розничном электроэнергетическом рынке в пяти штатах США.

BP хочет поставлять электроэнергию розничным потребителям в Калифорнии, Иллинойсе, Огайо, Пенсильвании и Техасе. Компания пока не занималась розничной торговлей электроэнергией, но является одним из крупнейших в Северной Америке оптовых торговцев электричеством.

Новое дочернее предприятие под названием BP Retail Energy будет поставлять электроэнергию наравне с американскими коммунальными предприятиями (utilities), которые находятся под растущим давлением со стороны инвесторов и местных администраций по поводу сокращения выбросов углерода.



ИНДИЯ

3 Место под солнцем

Индийская государственная компания Coal India Ltd (CIL), крупнейшая угледобывающая компания мира, объявила, что она заключила первый договор на продажу солнечной энергии. Фотоэлектрическая станция мощностью 100 МВт, построенная на средства Coal India, будет продавать электроэнергию госкомпании Gujarat Urja Vikas Nigam Ltd в течение 25 лет.

Объём инвестиций оценивается в 4,42 млрд рупий (\$59 млн). В своём аккаунте в «Твиттере» Coal India сообщила, что новая сделка отражает её философию «мышления за пределами угля».



4 Такси-беспилотники



Власти Дубая намерены приобрести четыре тысячи автономных электрокаров для службы такси эмирата. Они начнут закупать беспилотные шаттлы Origin от компании Cruise, сообщается на официальном сайте наследного принца Хамдана бин Мохаммеда бин Рашида аль-МАКТУМА, который подписал контракт с американской фирмой на поставку четырёх тысяч автономных электрокаров до 2030 года.

Первые перевозчики Origin начнут курсировать по территории эмирата уже в 2023 году, а к 2030 году на службу заступят уже тысячи беспилотников, на которых будет совершаться до четверти всех поездок на такси.



5 Две по девяťсот



Норвежская Equinor и британская энергетическая компания SSE договорились о разработке первой в мире 100%-но водородной электростанции в Англии.

Предполагается, что электростанция Keadby Hydrogen будет вырабатывать порядка 900 МВт электроэнергии и поспособствует снижению выбросов углекислого газа в регионе Йоркшир и Хамбер. Компании подчеркнули, что при соответствующей политике станцию удастся ввести в строй уже в 2027 году.

Кроме того, Equinor и SSE планируют построить электростанцию на природном газе мощностью 900 МВт, оснащённую технологией улавливания углерода.

6 Угольные технологии сохраняются



Власти Страны восходящего солнца опровергли планы по отказу от экспорта оборудования угольных ТЭС. Правительство Японии не намерено отказываться от рассмотрения новых проектов по продаже за рубеж технологий и оборудования для работающих на угле тепловых электростанций (ТЭС), однако будет подходить к ним с более жёсткими экологическими критериями. Об этом 30 марта на пресс-конференции в Токио заявил министр экономики, торговли и промышленности Хироши КАДЗИЯМА.

«Мы стали более жёстко подходить к оказанию содействия поставкам за рубеж таких технологий. Однако мы не принимали решения о полном прекращении рассмотрения таких проектов. В то же время Япония намерена играть лидирующую роль в построении общества, отказавшегося от промышленных выбросов углекислого газа в атмосферу», – сказал министр.

Тем самым он опроверг сообщения СМИ о том, что власти Японии планируют полностью прекратить экспорт оборудования для ТЭС на угле, которые приводят к выбросу в атмосферу CO₂ и других парниковых газов.



7 Поднебесная вышла в лидеры



Китайская Tongwei стала крупнейшим производителем поликристаллического кремния в мире – ключевого сырья для солнечной энергетики.

Немецкая компания Bernreuter Research выпустила новый доклад о расстановке сил на глобальном рынке этого стратегического сырья. В докладе показано, что по итогам 2020 года китайский производитель Tongwei стал крупнейшим производителем поликремния с общей производственной мощностью 96 000 тонн. За ним следуют китайская GCL-Poly с 90 000 тонн, немецкая Wacker Chemie с 84 000 тонн (прежний мировой лидер).

В докладе отмечается, что быстрое наращивание глобальных (в основном китайских) производственных мощностей привело к обвалу цен на поликремний. А с тремя производственными площадками в провинции Сычуань, Внутренней Монголии и провинции Юньнань Tongwei выйдет уже к концу этого года на общую мощность почти 200 000 метрических тонн (МТ), а в 2023 году может достичь объёмов в 300 000 тонн.



8 | Куратор для ТСО

Рост аварийности в распредсетях вынуждает Минэнерго усиливать контроль за сегментом, находящимся пока в зоне ответственности региональных властей.

✎ Александра БЕЛКИНА



2020 год, главным событием которого стала глобальная пандемия COVID-19, переломил многолетнюю тенденцию: аварийность в энергетике по итогам отопительного сезона выросла. Основным драйвером стали показатели территориальных сетевых организаций (ТСО) – количество обесточенных потребителей в результате ЧП на сетях увеличилось по итогам осенне-зимнего периода (ОЗП) 2020–2021 годов в 2,3 раза, а средняя продолжительность отключений – на 19%. Из 1,7 тысяч ТСО, по данным мониторинга Минэнерго, проблемными являются около 600. Сейчас их деятельность контролируют региональные власти, у которых уже есть формальные основания для лишения статуса 252 ТСО. Минэнерго предлагает определить в каждом регионе системообразующую ТСО, которая будет определять и координировать выполнение единых требований, а также заниматься аварийным ремонтом на сетях проблемных организаций. В секторе полагают, что идея не лишена смысла, но указывают на возможные риски (в частности, давление «Россетей» на прочих игроков для консолидации сектора) и предлагают передать контрольные функции независимой от сетевиков структуре.

ОЗП 2020–2021: РОСТ АВАРИЙНОСТИ ПРИ СНИЖЕНИИ СПРОСА

Несмотря на беспрецедентные климатические условия этой зимой, большинство объектов ТЭК отработали в штатном режиме, заявил глава Минэнерго Николай ШУЛЬГИНОВ в конце апреля на всероссийском совещании по итогам ОЗП. Глобальных сбоев и проблем в прошлом году удалось избежать, но пандемия COVID-19

повлияла на привычные алгоритмы работы энергетиков.

Потребление в России снизилось на 2,3%, что оказалось существенно меньше первоначальных прогнозов, и составило по итогам года 1 050 422,4 млн кВт·ч. Спрос со стороны нефтепроводной системы, по данным Минэнерго, снизился на 18%, добывающей промышленности – на 8,1%, РЖД – на 4,7%.

Кроме коронавирусного снижения спроса в прошлом отопительном сезоне участились случаи неблагоприятного влияния на энергосистему экстремальных погодных явлений – резких перепадов температур, ураганных ветров, тайфунов, сильнейших снегопадов. Количество подобных воздействий в 2020 году резко возросло, сообщил на коллегии Минэнерго 12 апреля замминистра энергетики РФ Евгений ГРАБЧАК. Непроектные нагрузки приводили к нарушению работы распределительного комплекса и ограничению поставок энергии, но при этом угрозы для стабильной работы ЕЭС в целом не было, перебои носили локальный и кратковременный характер, отметил он.

Однако природные катаклизмы и коронавирусные ограничения спровоцировали рост аварийности, которая неуклонно снижалась в секторе на протяжении последних лет (см. инфографику на стр. 12). Суммарный прирост составил 2,3%, до 3925 происшествий. Число крупных аварий в энергетике, расследо-

ванием которых занимался Ростехнадзор, в минувшем ОЗП выросло до 13 против пяти ЧП в ходе ОЗП 2019–2020 годов. Этой зимой с одного до шести выросло число происшествий, связанных с нарушением систем связи, следует из данных федеральной службы. Среди новых причин ЧП в этом сезоне – отключение электросетей и геноборудования.

Стоит отметить, что две громкие аварии этого ОЗП случились за день до коллегии Минэнерго и через два дня после неё. В первом случае на Барнаульской ТЭЦ «Сибирской генерирующей компании» (СГК) обрушилась дымовая труба, повредив систему топливоподачи; во втором – на Тамбовской ТЭЦ «Квадры» на главном щите управления обрушилась часть стены. Обошлось без жертв и серьёзных проблем для потребителей, но несколько энергетиков в Тамбове пострадали и были госпитализированы.

Общее число аварий в сфере теплоснабжения в ходе нынешнего ОЗП увеличилось на 35%, до 335 случаев («лидерство» сохранил Северо-Западный регион – более 50 происшествий), количество жителей в зонах аварийного отключения тепла и горячего водоснабжения выросло на 41%, до почти 2,1 млн человек, следует из данных Ростехнадзора. При этом в годовом разрезе аварийность в генерации снизилась на 7%, до 2872 инцидентов, указано в годовом отчёте Минэнерго. Но из-за снижения спроса и изменения загрузки



геноборудования на ТЭС впервые за пять лет выросли топливные расходы: удельный расход условного топлива по итогам 2020 года составил 307,6 г. у. т. на 1 кВт•ч против 306,2 г. у. т. годом ранее.

НЕРАДИВЫЕ ТСО ПОРЯТ КАРТИНУ

Прирост аварийности в электроэнергетике в ходе ОЗП оказался минимальным (0,5%), но на сегмент пришлось основная часть аварий (3,5 тысяч). В абсолютных цифрах основной прирост дали перебои в распределительном комплексе из-за участвовавших погодных аномалий. Плохая организация аварийно-восстановительных работ со стороны ТСО привела к росту отключённой мощности (с 540 МВт до 1,311 ГВт), количества обесточенных в 2,3 раза (до 2,293 млн человек) и длительности перебоев на 19% (1,5 часа), заявил на коллегии г-н ГРАБЧАК. Количество аварий в сетях напряжением 110 кВ и выше в годовом разрезе осталось на прошлогоднем уровне – 13 335 случаев в 2020 году против 13 338 в 2019 году.

Впрочем, у крупнейшего игрока сетевого рынка – госхолдинга «Россети» – показатели аварийности снижались. Длительность перерывов в энергоснабжении потребителей в сетях напряжением 6 кВ и выше сократилась в прошлом году на 7,8%, до 1,53 часа, количество аварий на сетях от 6 кВ – на 4,9%, до 47 576 случаев, в том числе с отключением потребителей – на 6,4%, до 16 347 случаев, следовало из презентации главы сетевого

холдинга Андрея РЮМИНА. Но из-за снижения отпуска крупным потребителям по магистральным сетям в 2020 году номинально (на 0,06 п. п.) вырос показатель потерь в сетях. Г-н РЮМИН на коллегии Минэнерго заверил, что «Россети» переломят ситуацию и по итогам этого года вернутся к положительной динамике.

Причина общего роста аварийности кроется в сетях низкого напряжения: по итогам ОЗП показатель для оборудования высокого напряжения снизился на 5%, сообщил министр энергетики в конце апреля. Уровень физического износа основного оборудования системообразующих объектов снижается, но проблемой остаётся состояние распределителей, где за пределы срока эксплуатации вышло около 60% оборудования напряжением ниже 35 кВ. Этот фактор способствовал росту количества и длительности периодов нарушения энергоснабжения, отметил Евгений ГРАБЧАК. Вторая причина – плохая организация аварийно-восстановительных работ в распределительном комплексе, отмечают в Минэнерго.

Частичному исправлению ситуации должны способствовать программы повышения надёжности энергоснабжения, которые сейчас разработаны в 10 регионах. Модернизации и повышения надёжности электросетей в трёх макрорегионах обойдутся почти в 118 млрд рублей: 80,99 млрд нужны «Россетям Северный Кавказ», ещё 27,04 млрд – «Россетям

Северо-Запад» и 9,76 млрд рублей – «Россетям Сибирь». Этих денег у госхолдинга нет, и компания рассчитывает на помощь Минэнерго в получении бюджетного финансирования, сообщил Андрей РЮМИН.

«Я увидел, на Кавказ 80 миллиардов нужно. Но вспомним, что на Сахалин тоже была программа – 80–85 миллиардов, начали смотреть, обосновывать и прочее – она стала 35», – прокомментировал 29 апреля слова главы «Россетей» Николай ШУЛЬГИНОВ.

Оставляя за скобками очередные финансовые просьбы «Россетей», сейчас Минэнерго намерено уделить основное внимание качеству работы действующих ТСО, контроль за которыми пока возложен на региональные власти.

«Нами проведена оценка деятельности таких ТСО на основании показателей надёжности, результатов инвестиционной деятельности, направленной на поддержание технического состояния, обеспеченности аварийным запасом и организации аварийно-восстановительных работ. В результате порядка 40% региональных сетевых компаний (около 600 ТСО) не обеспечивают поддержание своих объектов в необходимом техническом состоянии», – сообщил 29 апреля Николай ШУЛЬГИНОВ. Уже сейчас 252 из 600 «проблемных» ТСО могут быть лишены статуса по решению региональных властей, добавил Евгений ГРАБЧАК.

СЕТЕВИКАМ ПОИЩУТ «СТАРШЕГО ПО РЕГИОНУ»

На совещании по итогам ОЗП глава Минэнерго обозначил три направления, по которым собирается работать министерство для наведения порядка в сетевом сегменте. Во-первых, регулятор настаивает на усилении роли региональных штабов при оценке готовности ТСО к очередному ОЗП и ликвидации последствий аварий. Во-вторых, текущая методика Минэнерго по мониторингу готовности к ОЗП сейчас дополняется показателями оценки рисков



нарушения работы объектов распределительного комплекса напряжением 35 кВ и ниже. При неоднократной реализации таких рисков ТСО будет лишаться своего статуса, пояснили в Минэнерго.

Третий пункт программы Минэнерго – определение системообразующей ТСО (регионального оператора) в каждом субъекте федерации – выглядит наиболее революционным и уже вызвал дискуссии в секторе. В задачи такой ТСО будет входить «определение и координация выполнения единых требований по оперативно-технологическому управлению объектами распределительного комплекса для обеспечения единого уровня надёжности энергоснабжения потребителей», указали в Минэнерго. При этом региональный оператор «будет осуществлять оперативно-технологическое управление и аварийно-восстановительные работы» на сетях, собственник которых лишился статуса ТСО. Владельцев последних ограничат в возможности получения статуса ТСО для нового юрлица на базе тех же сетевых объектов.

«В отношении электросетевых объектов недобросовестных собственников требуется проработка совместно с региональными властями возможных моделей финансирования поддержания в надлежащем состоянии таких объектов», – заявил г-н ШУЛЬГИНОВ.

Основным бенефициаром введения института «операторов» могут стать «Россети»: именно их структуры будут претендовать на статус системообразующей ТСО в большинстве регионов, уверены отраслевые эксперты. Холдинг уже сейчас решает проблемы иных ТСО, устраняя неисправности на бесхозных и чужих сетях при возникновении ЧП с отключением потребителей; у более мелких ТСО для оперативной работы зачастую не хватает ни персонала, ни техники. В 2020 году и первом квартале текущего года «Россети»

330 раз принимали участие в восстановлении «не своих» объектов: в 256 случаях речь шла о бесхозных сетях, в 74 – об объектах других ТСО, следует из презентации г-на РЮМИНА. Причём лишь четырежды «Россети» привлекались к ситуации по решению региональных штабов, 290 раз обращения поступали от муниципальных властей, Ростехнадзора и собственников сетей.

С одной стороны, предложение Минэнерго может облегчить борьбу с недобросовестными ТСО, аффилированными с региональными чиновниками. Нередко они имеют более высокие тарифы на передачу, заинтересованы лишь в сборе выручки и не утруждают себя вложениями в обновление. Введение единых стандартов, в том числе

на расходы, определяющие тарифы, и контроль за реальными инвестициями вынудит недобросовестных сетевиков уходить с рынка и продавать бизнес более квалифицированным игрокам, в основном «Россетям». Курс на консолидацию сектора, объявленный в середине 2010-х годов, начал буксовать. В 2015–2018 годах число ТСО в России сократилось с 2750 до 1675 и с тех пор колеблется на этом уровне: по данным «Россетей», на 1 апреля в стране статус ТСО имели 1657 компаний, из них 1405 – в регионах присутствия госхолдинга. Необходимо ужесточить критерии отнесения к ТСО, создать «действенный механизм консолидации» и упростить порядок признания права собственности на бесхозные сетевые объекты, считают в «Россетях».

Здесь кроется оборотная сторона предложения Минэнерго, которая беспокоит представителей независимых сетевых компаний. «Россети» представлены не во всех субъектах Федерации, в нескольких регионах присутствия у холдинга есть значимые независимые конкуренты. При этом в регионах встречаются ситуации, когда тарифы ТСО занижаются для сдерживания роста конечной цены, что приводит к недофинансированию ремонтов и росту аварийности. Право определять «правила игры», а также анализировать итоговые результаты гипотетически может быть использовано «Россетями» для давления на конкурентов и их «добровольно-принудительной» консолидации.

«С одной стороны, единые технические требования и нормативы для всех сетевых компаний действительно нужны. Но вряд ли стоит назначать «региональных операторов». Понятно, что на данном этапе это будут в основном филиалы «Россетей», так как именно они зачастую являются системообразующими в текущей конфигурации. Но завтра, и это завтра наступит уже скоро, ситуация будет меняться: энергосистемы будут более горизонтальными, с mesh-структурой (ячеистой топологией сети), с распределёнными источниками, просьюмерами. Кроме того, новые сети могут возникать и у потребителей, самостоятельно решающих свои проблемы энергоснабжения в условиях большей технологической доступности. Поэтому, на мой взгляд, при общей правильности





ВИЭ на Юге уже стали проблемой для диспетчеров

65% новых вводов 2020 года пришлось на возобновляемые источники энергии (ВИЭ): из 1865,2 МВт на солнечные электростанции пришлось 364 МВт, на ветровые – 843,4 МВт. По итогам текущего года доля ВИЭ в новых вводах должна упасть до 40,9% (1,5 ГВт), но, несмотря на незначительные в масштабах ЕЭС объёмы ВИЭ, локализация этих электростанций уже приводит к режимным проблемам в ряде регионов, заявил на совещании по ОЗП глава «Системного оператора ЕЭС» Фёдор ОПАДЧИЙ.

В ОЭС Юга в течение ОЗП диспетчеры вынуждены были 41 раз отдавать команды на ограничение выдачи мощности ВИЭ, поскольку иными способами нельзя было обеспечить нормальные параметры режима, сообщил г-н ОПАДЧИЙ. В аналогичной ситуации в ближайшее время может оказаться Кольская энергосистема, где после ввода крупных ветропарков будет востребован ресурс разгрузки. Ввод значимых объёмов «зелёной» генерации в Калининградской области потребует реализации дополнительных мероприятий, указано в презентации СО ЕЭС.

«Считаем необходимым в правилах рынка отразить порядок учёта мощности ВИЭ в случае возникновения ограничений по режиму. Установить приоритеты, которые учтут разные типы станций, разных собственников и очередность ввода в энергосистеме... Во-вторых, необходимо двигаться в сторону создания стимулов к локализации мест размещения ВИЭ. Полагаем, что надо создать процедуру, которая будет как минимум информировать потенциальных инвесторов в ВИЭ, что на определённых территориях ввод объектов ВИЭ возможен только в случае реализации дополнительных мер по развитию сети. В ряде регионов велика вероятность ввода ограничений на режим их работы», – заявил глава «Системного оператора».

подхода Минэнерго в части формирования единых технических и нормативных требований к ТСО, функции регионального оператора необходимо передавать независимому органу, не вовлечённому в сетевую деятельность. Определять параметры и координировать процесс могли бы, например, региональные энергетические комиссии с расширенными полномочиями», – говорит глава Агентства энергетического анализа Алексей ПРЕСНОВ.

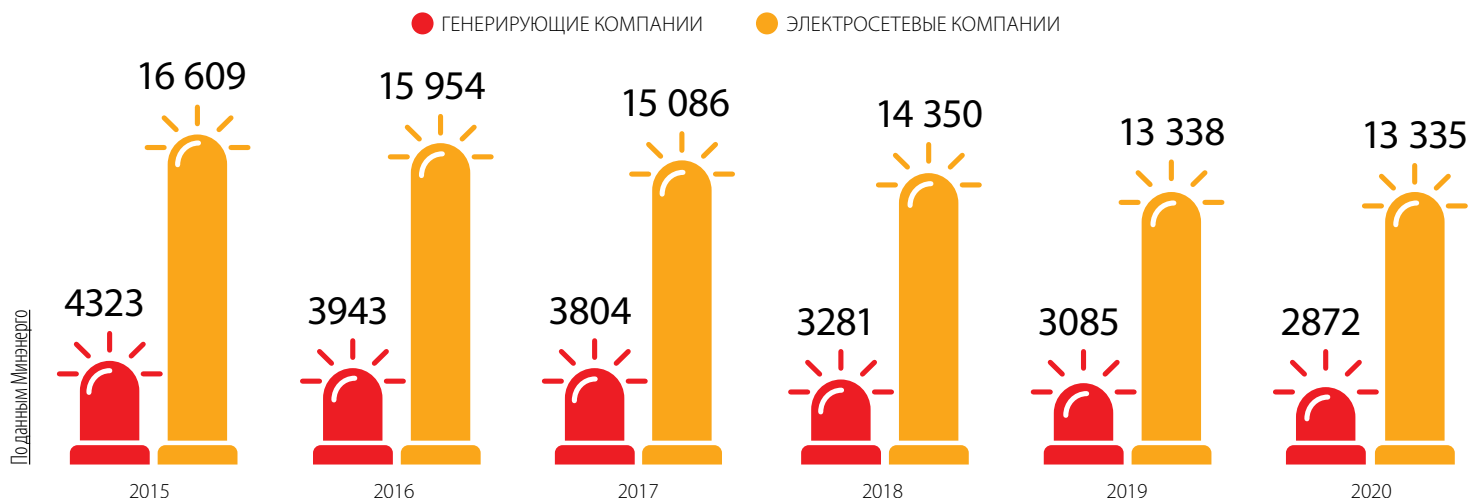
Назначение «регионального оператора» может привести к тому, что «Россети» будут определять критерии

работы и оценивать прямых конкурентов и в теории могут воспользоваться ситуацией, подталкивая оппонентов к лишению статуса и затем консолидируя их активы, разделяют опасения два источника в сетевом секторе. Обновление критериев добросовестности ТСО на фоне очевидного ухудшения ситуации с аварийностью в распределённых сетях выглядит логичным, но право как минимум устанавливать критерии (а лучше и контролировать их выполнение) правильнее передать независимым структурам на уровне региона или федерации, говорит один из них. ■



12 | ОЗП 2020–2021: упавший спрос подкосил аварийность

Аварийность по генерирующим и электросетевым компаниям, ед.



Структура аварийности на объектах ТЭК в ОЗП 2020–2021



Динамика массовых нарушений в ОЗП 2020–2021 (относительно ОЗП 2019–2020)

↑ в 1,6 раза

СРЕДНЕЕ КОЛИЧЕСТВО
ОБЕСТОЧЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

↑ в 1,5 раза

СРЕДНЯЯ МОЩНОСТЬ
ОБЕСТОЧЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

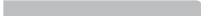
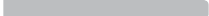
↑ на 13%

ОБЩЕЕ
КОЛИЧЕСТВО

- Среднее количество обесточенных потребителей, тыс. чел.
- Средняя мощность обесточенных потребителей, МВт



Результаты КОММод-ПГУ

КОМПАНИЯ	МОЩНОСТЬ ПГУ	СРОК РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА (ДАТА ВВОДА)	ОБЪЕКТ	МОЩНОСТЬ ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ	КОЭФФИЦИЕНТ ЭФФЕКТИВНОСТИ
«Т Плюс»	65–80 МВт 	6 месяцев (01.04.2028) 	Саратовская ТЭЦ-2	115 МВт 	3798,00 
«Т Плюс»	65–80 МВт 	6 месяцев (01.04.2028) 	Пермская ТЭЦ-14	105 МВт 	3892,00 
ОГК-2	100–130 МВт (2 шт.) 	1 год (01.07.2027) 	Новочеркасская ГРЭС	324 МВт 	3501,00 
ОГК-2	100–130 МВт 	1 год (01.07.2027) 	Новочеркасская ГРЭС	165 МВт 	3500,00 
«Интер РАО»	150–190 МВт (4 шт.) 	6 месяцев (01.01.2027) 	Каширская ГРЭС	896,4 МВт 	3622,77 

Сводные результаты КОММод на 2022–2027 годы (с учётом квоты правительственной комиссии по развитию электроэнергетики)

КОМПАНИЯ	МОЩНОСТЬ ОТОБРАННЫХ ПРОЕКТОВ ПОСЛЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ, МВт	ДОЛЯ ОТ ОБЩЕГО ОБЪЁМА РАСПРЕДЕЛЁННОЙ КВОТЫ НА 2022–2027 ГОДЫ
«Интер РАО»	 9507,9	37,7%
«Юнипро»	 4150,0	16,5%
ГЭХ	 2896,0	11,5%
СГК	 2872,0	11,4%
«Иркутскэнерго» (+ БЭК и Еп+)	 1445,0	5,7%
«Татэнерго»	 915,0	3,6%
«Т Плюс»	 565,0	2,2%
ТГК-16	 517,0	2,0%
«Лукойл-Кубаньэнерго»	 450,0	1,8%
«Квадра»	 416,0	1,6%
«Энел Россия»	 370,0	1,5%
ТГК-2	 324,0	1,3%
Ново-Салаватская ТЭЦ	 290,0	1,1%
ТГК-14	 254,0	1,0%
«Татнефть»	 195,0	0,8%
ОТЭК	 60,0	0,2%
Итого	25 226,9	

14 | Газовым турбинам нашли место на карте

Юрий
ЮДИН

Обкаткой инновационного оборудования займутся «Т Плюс», ГЭХ и «Интер РАО».

Отборы проектов модернизации ТЭС в этом году стали рубежными: программа обновления генерации перевалила экватор, разграно больше половины квоты – 25,2 ГВт из чуть более 40 ГВт, планировавшихся к отбору. Одновременно с КОММод-2027 состо-

ялся многократно переносившийся конкурс проектов с использованием газовых турбин. Иностранные производители с проектами локализации ПГУ до отбора не добрались – 1,6 ГВт спецквоты распределены между «Газпром энергохолдингом», «Т Плюс» и «Интер РАО». В 2027–2028 годах они обновят свои мощности с помощью ГТД-110М «Ростеха» и ещё разрабатываемых турбин «Силовых машин». Но прохождение конкурсного сита ещё не гарантирует отечественным образцам успешной коммерческой судьбы – для выхода на рентабельность разыгранных квот недостаточно, предупреждают эксперты.

ДОЛГИЕ СПОРЫ О ЛОКАЛИЗАЦИИ И ДЕНЬГАХ

30 апреля, одновременно с результатами традиционного отбора проектов модернизации ТЭС (КОММод-2027), «Системный оператор ЕЭС» опубликовал предварительные итоги конкурса проектов обновления генмощностей с использованием отечественных газовых турбин (КОММод-ПГУ). Этот отбор оказался одним из самых дискуссионных этапов федеральной программы: его подготовка заняла более года, только официально отбор переносился четырежды.

Газовые турбины большой мощности до настоящего момента в России не производились. Технология появилась ещё во времена СССР, но советские энергетики успели лишь начать разработки в этом направлении. Надстройка паросиловой установки (ПСУ) газовой турбиной – более эффективная и более рентабельная технология. В ходе программы строительства новых мощностей (ДПМ, в 2010-е годы по ней было построено около 30 ГВт) значительную долю вводов составили новые ПГУ, на объектах использовалось импортное оборудование.

Но к началу программы модернизации, ставшей вторым этапом программы ДПМ, на фоне обострения

международной обстановки власти всё большее внимание стали уделять вопросам безопасности, в том числе энергетической. Комплектование отечественных электростанций высокотехнологичным оборудованием несёт большие риски, посчитали в правительстве. Мнения участников сектора разошлись. Часть экспертов отмечала нелогичность разработки собственных газовых турбин, указывая на стремительное сжатие этого сектора на мировом рынке. Другая часть энергетиков находила зависимость от зарубежных поставщиков критической, отчасти их правоту впоследствии подтвердила ситуация с ремонтами в период пандемии COVID-19,

когда глобальные перебои стали вполне реальными.

Определившись с необходимостью выпуска газовых турбин на территории страны, регуляторы много месяцев обсуждали условия для машиностроителей. Крупнейшие игроки мирового рынка – прежде всего Siemens и GE – заявили о своём интересе к локализации производства. При этом немецкий концерн оказался в особо интересном положении: Siemens имел самый высокий уровень локализации газовых турбин в России, но базовой производственной площадкой было СП с «Силовыми машинами» Алексея МОРДАШОВА.

Каширская ГРЭС, одна из первых станций программы ГОЭЛРО, за счёт реализации проекта КОММод-ПГУ получает новую жизнь



Российский концерн объявил о планах разработать собственные газовые турбины большой мощности (ГТЭ-65 и ГТЭ-170) и, заручившись поддержкой Минпромторга, получил 5 млрд рублей госсубсидии на НИОКР по этим проектам. Посчитав Siemens основным конкурентом, менеджмент «Силмаша» стал открыто и настойчиво призывать власти не признавать локализацию полноценной альтернативой российскому оборудованию и запретить иностранцам участвовать в КОММод-ПГУ. Просьбы компании г-на МОРДАШОВА оказались услышаны: ни немцы, ни другие иностранные производители турбин до сих пор не получили согласия кабмина на подписание обновлённых специнвестконтрактов (СПИК 2.0), в рамках которых могли бы локализовать производство. В итоге зарубежные поставщики участия в конкурсе проектов модернизации с использованием инновационного (для России) энергетического оборудования не принимали и, похоже, потеряли былую привлекательность для российских партнёров.

«Мы понимаем, что конкурсы проведены, проекты отобраны. Поэтому очень сложно сейчас говорить о каких-то больших проектах локализации турбин большой мощности. Хотя, конечно же, мы ведём переговоры и с компанией Ansaldo, и с компанией Siemens по локализации турбин большой мощности. Но это всё пока очень предварительно, поэтому особо комментировать нечего», – заявил глава ГЭХ Денис ФЁДОРОВ в середине мая. При этом обсуждавшийся выкуп «Газпром энергохолдингом» 35-процентной доли «Силмаша» в СТГТ (СП с немецким Siemens) сейчас в компании считают нецелесообразным. В будущем ситуация может измениться: «если будут внесены

Ключевым остаётся вопрос о достаточности выделенных объёмов для загрузки разворачиваемых «Ростехом» и «Силмашем» производств и рентабельности выпуска газовых турбин

определённые корректировки в стратегию развития предприятия», то ГЭХ готов вернуться к обсуждению сделки, сообщил г-н ФЁДОРОВ.

Первоначально предполагалось, что ПГУ-отбор, под который власти выделяли в программе модернизации 2 ГВт, состоится одновременно с КОММод на 2026 год. По правилам ОРЭМ он должен был состояться ещё 1 апреля прошлого года. Однако постановление о проведении отбора появилось лишь в конце июня, конкурс был перенесён на 1 сентября. Но новым препятствием на пути отбора оказался потолок капзатрат на модернизацию, некоторые энергетики и машиностроители посчитали CAPEX в 70 тысяч рублей за 1 кВт недостаточным. Дискуссии затянулись настолько, что власти отменяли турбинный отбор от КОММод-2026, провели последний 1 декабря и перенесли КОММод-ПГУ на 2021 год. При этом были сдвинуты сроки реализации проектов с использованием газовых турбин – с 2026–2028 годов на 2027–2029 годы.

Для урегулирования ценовых разногласий «Совет рынка» повторно нанял консультанта – структуру «Ламайер» в России, которая актуализировала оценку затрат на ПГУ-проекты. В конце декабря регулятор официально принял отчёт оценщика, на основании которого потолок капзатрат по газовым турбинам наименьшего типоразмера – 60–80 МВт – был увеличен до 100 тысяч рублей за 1 кВт. При этом для сохранения общей нагрузки на потребителей ОРЭМ, которые в рассрочку оплачивают возврат инвестиций, Минэнерго предложило снизить общую квоту с 2 до 1,61 ГВт (в том числе в Сибири – не более 322 МВт). Отбор с обновлёнными параметрами по решению кабмина был назначен на 1 мая, но в марте – начале апреля источники в регуляторах и на рынке не исключали, что он будет отложен вновь, на этот раз

до осени, так как власти не успеют своевременно принять нормативную базу. Однако очередного переноса не произошло – «Системный оператор» раскрыл итоги КОММод-ПГУ вечером 30 апреля.

ДЕВЯТЬ ГАЗОВЫХ ТУРБИН РАЗДЕЛИЛИ НА ТРОИХ

Об интересе сектора к газотурбинному отбору наглядно свидетельствовали итоги первого этапа: в ходе приёма технических заявок квота оказалась превышена в 7,5 раза. На конкурс поступило 63 заявки суммарной максимальной мощностью 12 235,7 МВт, в том числе в Сибири – четыре проекта (294 МВт). При этом участники предпочитали провести обновление максимально быстро: на 2027 и 2028 годы было подано 22 и 35 заявок, тогда как на 2029 год – лишь шесть.

До подведения окончательных итогов отбора все его участники предпочитали хранить молчание. Единственным исключением стал «Силмаш», который 28 апреля сообщил, что подписал с «Сибирской генерирующей компанией» (СГК) обязывающее соглашение на поставку комплектов оборудования на основе головных образцов отечественных газовых турбин ГТЭ-65.1. Проект обновления генерации в Новосибирске был выставлен на КОММод-ПГУ. При этом в «НордЭнергоГрупп» (управляет активами Алексея МОРДАШОВА) подчеркнули, что «на сегодня компания определилась с ключевыми партнёрами в предстоящем отборе проектов с применением газовых турбин и обеспечила полную загрузку своих производственных мощностей до конца 2028 года».

Но объявленным планам «Силмаша» и СГК не суждено было сбыться. По итогам подачи ценовых заявок победителями были признаны проекты трёх компаний – ОГК-2 (ГЭХ), «Т Плюс» и «Интер РАО». При этом вся квота оказалась выбрана в первые два года программы, все проекты будут реализованы в первой ценовой



зоне ОРЭМ (Центр и Урал), следовало из материалов «Системного оператора». Однако победители не спешили называть своих поставщиков. Первым молчание официально прервал ГЭХ – компания сообщила, что будет обкатывать три турбины ГТД-110М, разработкой которых занимался консорциум в составе «Ростеха», «Интер РАО» и «Роснано», а производством – «Объединённая двигателестроительная компания» (ОДК). Ранее это оборудование опробовали несколько генкомпаний, в том числе ГЭХ, периодически оно выходило из строя. Но в данном случае тот факт, что турбина развалилась при испытаниях, является скорее плюсом, чем минусом, считают в ГЭХ.

«Будут или не будут работать «стодесятки» (ГТД-110М. – Прим. ред.)? Мы очень долго, подробно анализировали рынок, наши технические специалисты выезжали на предприятия «Ростеха»... Конечно, определённый риск есть. Такие же риски есть у других компаний, которые участвовали в этом конкурсе. Но это уже третья серия модификации «машин 110». В ней учтены все те недостатки, с которыми сталкивались завод-изготовитель и компании, которые эксплуатируют эти турбины. Кроме того, к моменту начала строительства нашей электростанции турбина уже будет установлена на ТЭС «Ударная» («Ростеха». – Прим. ред.). По нашему мнению, этот проект наименее рискованный. Считаем, что электростанция будет работать и нести нагрузку, что наш неудачный опыт на Рязанской ГРЭС забыт. И первый блин комом, а дальше всё будет хорошо», – заявил Денис ФЁДОРОВ.

При этом другой топ-менеджер сектора, председатель Совета директоров АО «РОТЕК» Михаил ЛИФШИЦ, считает, что ГТД-110М – «неоднозначное решение для электростанции». «У этой турбины нет горизонтального разёма, а значит, осуществлять её сервис и ремонт в условиях станции практически невозможно. Как это отразится на цене, сказать сложно», – заявил он в интервью ТАСС в конце апреля.

С мнением г-на ФЁДОРОВА о «меньшей рискованности» ГТД-110М наверняка не согласны в «Силовых машинах», которые, несмотря на промах с СГК в Сибири, вероятно, смогут обкатать на мощностях «Т Плюс» и «Интер РАО» шесть своих турбин. По информации источников в секторе, «Т Плюс» установит на своих ТЭЦ две ГТЭ-65, а «Интер РАО» обновит Каширскую ГРЭС за счёт четырёх ГТЭ-170. Сразу после объявления итогов конкурса «Т Плюс» заявил, что сейчас компания «находится в стадии переговоров с поставщиками российского оборудования, заключённых договоров ни с одним из них нет». Не называют поставщиков и в «Интер РАО». Член правления «Интер РАО» Александра ПАНИНА (оценку результатов отборов от главы Набсовета «Совета производителей энергии» см. в рубрике «Эксперт-клуб» на стр. 18) лишь отмечает, что Каширская ГРЭС, построенная на заре Советского Союза, сейчас фактически выведена из эксплуатации. За счёт реализации проекта КОММод-ПГУ одна из первых станций программы ГОЭЛРО таким образом получает новую жизнь, говорит она.

Эксперты пока не готовы оценивать ценовые итоги КОММод-ПГУ. Итоговые ставки будут зависеть от нескольких



Сборка ротора для газовой турбины ГТЭ-65 («Силовые машины»)

«защитых» в конкурс показателей – коэффициента использования установленной мощности, стоимости топлива и пр., говорит аналитик «ВТБ Капитал» Владимир СКЛЯР. Пока «Системный оператор ЕЭС» раскрыл лишь коэффициент экономической эффективности, судя по которому ПГУ-проекты оказались вдвое дороже ПСУ-модернизации и прошли близко к утверждённым предельным уровням.

При этом ключевым остаётся вопрос о достаточности выделенных объёмов для загрузки разворачиваемых «Ростехом» и «Силмашем» производств и рентабельности выпуска газовых турбин. Несмотря на оптимистические заявления холдинга Алексея МОРДАШОВА, в отрасли сомневаются, что распределённых заказов будет достаточно. Михаил ЛИФШИЦ, компания которого не участвовала в отборе, говорит, что для рентабельности «нужно видеть спрос на турбину в количестве минимум 10 штук в год на 10 лет». Аналитики солидарны – для рентабельности ОДК и «Силмашу» будут необходимы дополнительные заказы. Производители захотят расширить квоты КОММод-ПГУ, но это совсем не устраивает потребителей, оплачивающих программу. В ближайшее время этот вопрос наверняка окажется в центре секторальных дискуссий.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОВОРАЧИВАЕТСЯ ЛИЦОМ К ТЭЦ

На фоне турбинного отбора менее заметными оказались результаты традиционного конкурса проектов модернизации.

В этом году «Системный оператор» выбирал проекты обновления с вводами в 2027 году – на шестой год реализации программы. На предыдущих отборах на 2022–2026 годы были отобраны проекты модернизации суммарной мощностью 21 ГВт, в этом году к ним добавилось ещё 4,2 ГВт. Из 21 победившей заявки 16 (3392,9 МВт) пришлось на первую ценовую зону, пять (807 МВт) – на вторую. В Центральной России и на Урале к 2027 году будет обновлено 15 газовых энергоблоков и один – угольный (Рефтинская ГРЭС СГК), в Сибири все проекты угольные.

Ранее одна из основных претензий к механизму КОММод сводилась к недостаточному количеству проектов обновления ТЭЦ – такие проекты объективно более дорогие и не могут на равных конкурировать с удельной ценой модернизации ГРЭС. На последнем отборе ситуация существенно изменилась – на ТЭЦ пришлось 42% распределённой квоты 2027 года, тогда как на предыдущем конкурсе показатель составлял менее 20%.

Мнения сектора разделились: часть энергетиков ратует за разделение конкурсов на 2028–2031 годы на два отдельных потока – ТЭЦ и ГРЭС, другая не видит в этом смысла, так как считает, что имевший место перекоп уже устранён. Вопрос о корректировке условий ещё будет предметом обсуждений, Минэнерго намерено актуализировать параметры отбора к КОММод-2028. ■

Итоги модернизационных отборов – 2027: взгляд с разных сторон

В отрасли нет сомнений: традиционная генерация, очевидно, ещё много лет будет оставаться базовой для российской энергетики. Тем важнее, насколько результативной будет попытка властей создать собственное производство мощных газовых турбин – наиболее рентабельных и экологичных установок в топливной генерации. Одновременно состоялся отбор на шестой год 10-летней программы модернизации ТЭС, и в отрасли звучат предложения о корректировках условий конкурса на финальном этапе. «Энергия без границ» попросила экспертов сектора оценить результаты прошедших отборов.



АЛЕКСЕЙ ФАДДЕЕВ,
ЗАМЕСТИТЕЛЬ РУКОВОДИТЕЛЯ ОТДЕЛА СПЕЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ
ИНСТИТУТА ПРОБЛЕМ ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЙ (ИПЕМ)

Что касается самого отбора КОММод-ПГУ, квоты распределены, проблем в том, что они выбраны за два, а не за три года, нет. Но и специализация трёх генераторов на трёх типоразмерах также не представляется значимым результатом. Более важными представляются следующие вопросы: смогут ли производители оборудования и генкомпании реализовать проекты в срок? Будут ли газовые турбины соответствовать заявленным показателям по эффективности и надёжности? Опыт реализации проекта ГТД-110/ГТД-110М показывает, что ответ на эти вопросы далеко не очевиден.

Ранее представители сектора говорили о том, что минимальный заказ на 10 лет для рентабельности производства газовых турбин составляет не менее 10 единиц. При таком подходе отобранных объёмов явно недостаточно. Теоретически производители могут осуществлять поставки турбин на другие рынки. Например, рас-

сматривается установка ГТД-110М на ТЭС в Тамани (сейчас «Ростех» переконфигурировал проект). Или можно экспортировать турбины в страны ближнего зарубежья. Но вряд ли эти рынки смогут создать достаточный спрос. Что касается базовых, конкурентных сегментов ОРЭМ (КОМ + РСВ), то там газовые турбины вряд ли найдут свою массовую нишу, учитывая избыток мощности на ОРЭМ.

Что касается общего модернизационного отбора, то стоит отметить, что проекты обновления стали несколько более масштабными ещё в рамках предыдущего конкурса на 2026 год. В рамках КОММод-2026 14 из 15 проектов предполагают полную замену паровых турбин, в этот раз – 19 из 21. Для сравнения, в рамках КОММод-2025 (с учётом квоты правкомиссии) только 11 проектов из 41 предполагали полную замену паровой турбины.

Если и корректировать программу модернизации в пользу ТЭЦ, то нужно не делать новые «костыли», а менять изначальные условия, которые настроены в пользу модернизации ГРЭС. Так, для участия в КОММод по линии модернизации турбинного оборудования действующий объект генерации при давлении острого пара сверх 10 МПа и мощности сверх 350 МВт должен набрать всего 100 тысяч часов наработки. Для объектов генерации с давлением острого пара сверх 10 МПа и мощностью менее 350 МВт требуется уже 220 тысяч часов, а для объектов с давлением острого пара менее 10 МПа – 270 тысяч часов (пункт 268 Правил ОРЭМ). Очевидно, что это условие сдерживает участие ТЭЦ в КОММод.

В идеале нужно менять всю логику КОММод. В текущем виде этот механизм стимулирует выполнение проектов, которые дешёвы, но не обеспечивают значимого повышения эффективности ТЭС. Если стоит цель именно повышения эффективности ТЭС, то нужно включить в критерии отбора проектов снижение удельного расхода условного топлива. Тогда проекты по сооружению ПГУ станут конкурентоспособными в рамках КОММод без каких-либо квот. Немаловажно, что массовый ввод ПГУ приведёт к снижению углеродного следа российской электроэнергетики, что крайне важно в условиях ввода Евросоюзом трансграничного углеродного регулирования.



АЛЕКСАНДРА ПАНИНА,
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ НАБЛЮДАТЕЛЬНОГО СОВЕТА
«СОВЕТА ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ»,
ЧЛЕН ПРАВЛЕНИЯ «ИНТЕР РАО»

Несмотря на то, что КОММод проводился уже на шестой год начала поставки из запланированных 10, на конкурсе продолжает сохраняться высокая конкуренция. На 4 ГВт квоты КОММод-2027 суммарно было подано ценовых заявок более чем на 7 ГВт. Примечательно, что начальная цена отбора (заявка с наименьшей ценой) в этом году составила 1750 рублей за 1 МВтч. А на КОММод-2026 показатель составлял 1796 рублей. То есть стартовая цена на отборе ниже прошлогодней. На мой взгляд, это говорит о высоком уровне конкуренции на рынке: участники снижают свои расценки даже по сравнению с уровнем предыдущего года, чтобы проект прошёл отбор. Это подтверждает важность и целесообразность конкурсного механизма как такового.

При этом следует подчеркнуть, что средневзвешенная одноставочная цена на КОММод-2027 оказалась ниже текущей одноставочной цены ОРЭМ: на прошедшем сейчас отборе она составила 1975,76 рубля за 1 МВтч, тогда как одноставочная цена ОРЭМ в 2020 году составила около 2,4 тысячи рублей за 1 МВтч. В прошлом году средневзвешенная цена отбора была ниже чуть менее чем на 4% – 1968 рублей. То есть если бы генераторы на ОРЭМ (или по свободным договорам) имели возможность продавать модернизированную мощность по одноставочной цене ОРЭМ, то дополнительных механизмов гарантирования инвестиций (ДПМ) для модернизации, вероятно, и не потребовалось бы, так как все расходы укладываются в текущую одноставочную цену рынка.

Ещё отмечу, что на прошедшем конкурсе заметно увеличилась доля теплофикационного оборудования. 14 проектов общей мощностью 1774 МВт, или 42%, – это доля ТЭЦ на КОММод-2027. При отборе на 2026 год доля ТЭЦ составила менее 20%. Это важный

момент, так как ранее уже обращали пристальное внимание на факт небольшой доли теплогенерации в прошедших отборах, и вот сейчас мы увидели изменения – и в количестве проектов, и в объёмах. Ещё один обсуждавшийся экспертами нюанс: ранее на конкурсах побеждали проекты преимущественно больших типоразмеров. Отбор проходили крупные блоки по 800 МВт, сейчас такие проекты тоже есть, но их доля существенно сократилась. Из 21 проекта, отобранного на КОММод-2027, 17 имеют малый типоразмер – менее 300 МВт. В предыдущие годы доля таких проектов была в районе 25–30%, сейчас – больше половины.

Кроме того, на последнем отборе проявилась региональная специфика. Из 13 регионов, в которых пройдёт обновление оборудования, значительные объёмы приходятся на столичные регионы – Москву, Санкт-Петербург и Ленинградскую область. На шесть проектов в этих субъектах пришлось почти четверть квоты – 863 МВт.

При отборе проектов с использованием газовых турбин также был отмечен достаточно высокий уровень конкуренции. В финальном этапе на 1,61 ГВт квоты было подано в два с лишним раза больше ценовых заявок – почти 3,7 ГВт. Квота оказалась выбрана полностью и максимально точно: из 1610 МВт разыграно 1605 МВт. Это говорит о том, что Минэнерго России предельно тщательно изучило потребности машиностроителей и генераторов, так что заявки суммарно очень точно попали в предоставленную квоту. Особо ценно, что оборудование в рамках отобранных проектов будет произведено на российских предприятиях с высокой степенью локализации.

Средневзвешенная цена отбора на КОММод-ПГУ с учётом поданных заявок, по нашим расчётам, составила около 3615 рублей за 1 МВтч. Если сравнивать одноставочную цену по разным типам генерации, то самой дешёвой оказывается «старая» мощность, которая продаётся дешевле 2 тысяч рублей – за 1,6–1,7 тысячи рублей за 1 МВтч. Модернизированная мощность в среднем обходится чуть дороже 2 тысяч рублей, одноставочная цена ОРЭМ, напомним, – 2,4 тысячи за 1 МВтч, тот же показатель для ПГУ-проектов в рамках первой программы ДПМ при старом курсе валют составляет 2,5 рубля. Остальная генерация обходится существенно дороже. На этом фоне цена проектов с отечественными газовыми турбинами, сложившаяся всего на 50% выше текущей одноставочной цены ОРЭМ, по моему мнению, является конкурентной. Строительство любого другого типа генерации, по нашим расчётам, обойдётся дороже. Конкуренция на конкурсе вынуждала участников подавать сдержанные заявки, что и привело к формированию достаточно конкурентных показателей в отрасли.

Цена проектов с отечественными газовыми турбинами, сложившаяся всего на 50% выше текущей одноставочной цены ОРЭМ, является конкурентной. Строительство любого другого типа генерации, по нашим расчётам, обойдётся дороже



НИКОЛАЙ ПОСЫПАНКО,
РУКОВОДИТЕЛЬ НАПРАВЛЕНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ
ЭНЕРГОРЫНКОВ YUGON CONSULTING

Показатели эффективности по итогам конкурса отечественных инновационных ПГУ составили 3,5–3,9 рубля на 1 кВт·ч, почти в два раза превысив уровни общего отбора на 2027 год в первой «газовой» ценовой зоне. Несмотря на то, что мощности в заявках генераторов в семь раз превысили квоту, конкурентного давления на цены оказалось недостаточно.

Вообще, в условиях лимитов для каждого из «авторизованных» типоразмеров отечественных газовых турбин, когда приоритетом выбрано освоение технологий, серьёзная конкуренция в заявках была бы маленьким пасхальным чудом. Более того, исходя из предварительных результатов конкурса (опубликованы только успешно прошедшие отбор заявки), можно предположить, что победители и не соревновались между собой – каждый выбрал свой тип турбин.

По предварительным оценкам, кВт мощности ПГУ будет стоить около 65–70 тысяч рублей в текущих ценах – то есть недалеко от price-sar и на одном уровне для проектов 100 и 900 МВт. Общие капложения по итогам отбора инновационных турбин составят около 105–110 млрд рублей – почти в два раза выше, чем инвестиции в обновление 4,2 ГВт по основной квоте на 2027 год.

Интересно, что правительственная комиссия в 2019 году в достаточно «камерных» условиях смогла законтрактовать 1 ГВт ПГУ по 2,1–2,3 рубля за 1 кВт·ч. По нашим оценкам, именно на таких уровнях лучшие надстройки газовыми турбинами начинают выигрывать у проектов, продлевающих ресурс паросиловых блоков. Но в конкурентном КОММод, где разыграно уже 21 ГВт мощностей на 2022–2027 годы, показатели эффективности газовых ТЭС не превышали 2,1 рубля за 1 кВт·ч, пока ни одной газовой турбины не зафиксировано.

Девяти газовых турбин общей мощностью 1,1 ГВт к 2028 году объективно мало, чтобы говорить о запуске отечественной отрасли как о состоявшемся факте. Но низкие квоты – это современная реальность госпрограмм поддержки инвестиций, вынужденных принимать во внимание стагнирующий спрос и растущую нагрузку на потребителей. Не исключено, что нас ждёт решение о новых объёмах поддержки вводов для ПГУ, но и без него твёрдые контракты на газовые турбины должны стимулировать производителей

оборудования наращивать портфель заказов, в том числе на более гибких условиях.

Надеемся также, что программа КОММод-ПГУ и восстановление компетенций отечественных изготовителей создадут условия для разработки турбин безуглеродной энергетики, работающих как на метано-водородной смеси, так и на чистом водороде. Если внешний спрос в сегменте газовых турбин классов E, F, для которых запущена господдержка, скорее всего, ограничится странами-сателлитами при условии экспортного финансирования, то работающая водородная турбина может составить конкуренцию Siemens, GE, Mitsubishi на растущем глобальном рынке климатически нейтральной энергетики.

Не секрет, что Минэнерго ожидалократно больших вложений в отрасль в результате программы модернизации, и одним из вариантов поднять инвестиции является дополнительное стимулирование проектов ПГУ. Другая по-прежнему нерешённая проблема – низкая доля ТЭЦ в отборах, хотя в конкурсе на 2027 год «Газпром энергохолдинг» и попытался доказать обратное, проведя через отбор, возможно в ущерб доходности, семь проектов ТЭЦ мощностью 1,1 ГВт.

Очевидные механизмы, чтобы это исправить, – отдельные квоты для ТЭЦ и ПГУ: они позволят расширить охват КОММод в секторе когенерации, поднять топливную эффективность электроэнергетики и создать приятный энергомашиностроителям устойчивый внутренний спрос на газовые турбины. Но дробление квоты снизит общий уровень конкуренции в отборах и потенциально поднимет нагрузку для потребителей. Поэтому требуется более сбалансированное и точное решение по стимулированию когенерации и роста топливной эффективности.

Опций тут достаточно много, и не в последнюю очередь можно рассмотреть учёт потенциальной платы за углерод при сравнении проектов. Например, если учитывать плату за выбросы парниковых газов электростанциями по европейским ставкам, это даст проектам перевода на ПГУ при приросте КПД на 12 п. п. преимуществ примерно в 0,5 рубля на 1 кВт·ч.

Девяти газовых турбин общей мощностью 1,1 ГВт к 2028 году объективно мало, чтобы говорить о запуске отечественной отрасли как о состоявшемся факте. Но низкие квоты – это современная реальность госпрограмм поддержки инвестиций, вынужденных принимать во внимание стагнирующий спрос и растущую нагрузку на потребителей



БОРИС ЛИВШИЦ,
НАЧАЛЬНИК УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ КОНКУРЕНТНОГО
ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ АССОЦИАЦИИ «НП СОВЕТ РЫНКА»

Состоялся долгожданный отбор проектов модернизации, предполагающих переход к парогазовому циклу за счёт установки газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования. Хотелось бы немного напомнить историю подготовки к проведению этого отбора и объяснить его «долгожданность».

Решение о необходимости проведения такого отбора было принято Правительством РФ почти год назад (постановление Правительства от 29.06.2020 № 948). Изначально проведение отбора было запланировано на 1 сентября 2020 года. При этом для проектов с инновационными ГТУ было установлено отдельное значение предельных капитальных затрат на весь проект – 70 тысяч рублей за кВт. Однако подобная оценка капитальных затрат критиковалась как потенциальными производителями энергетического оборудования, так и представителями генерирующих компаний как недостаточная для проектов с турбинами малого типоразмера (до 80 МВт) и недостижимая за счёт ограничений на стоимость конкретных мероприятий по модернизации для проектов с турбинами средней и большой мощности.

Результатом дискуссий, проходивших и в «Совете рынка», и на совещаниях в различных министерствах, стало решение привлечь консультанта (ООО «Трактебель инжиниринг», ранее – «Ламайер Интернациональ Рус») для дополнительной оценки стоимости мероприятий по модернизации генерирующего оборудования с переходом на ПГУ, а также четырёхкратный перенос сроков проведения отбора (с сентября на октябрь, затем на декабрь 2020 года, апрель и май 2021 года). Компромиссным решением, позволившим, наконец, провести отбор, стало повышение предельного уровня затрат для проектов с малыми турбинами и увеличение предельных коэффициентов, применяемых к типовым затратам, для некоторых мероприятий по модернизации, связанных с реализацией проектов ПГУ.

Предварительные результаты, опубликованные АО «СО ЕЭС» по итогам проведённого отбора, с одной стороны, не являются сильно неожиданными. Так, например, представители ПАО «Интер РАО» в процессе обсуждений не скрывали свой интерес к турбинам большой мощности. С другой стороны, отбор прошли все типоразмеры газовых турбин, притом что перед проведением отбора в этом были некоторые сомнения.

Положительным моментом также является наличие среди участников и тем более среди победителей отбора разных, не связанных между собой генерирующих компаний. Кроме того, общий объём поданных на отбор заявок составил 3650 МВт, что значительно превышает отбираемый объём и свидетельствует о достаточном уровне конкуренции, по крайней мере среди поставщиков оптового рынка. Однако «Совет рынка» не располагает информацией о технической стороне заявленных проектов, в частности оборудование каких производителей предполагается к использованию. Достаточность конкуренции среди производителей оборудования – возможно, отдельная тема для обсуждения.

Отсутствие отобранных проектов во второй ценовой зоне в целом тоже не представляется удивительным или необъяснимым фактом. Пока в ОЭС Сибири доступность газа для развития технологий ГТУ довольно ограниченная. В этой связи в базовых вариантах расчётов в прогнозах «Совета рынка» предполагалось, что отбор инновационных ГТУ влияет только на первую ценовую зону.

Сейчас мы слышим много различных предложений на тему «А что же делать дальше?». Например, для усовершенствования механизма модернизации предлагается и расширение квоты за счёт «предыдущей экономии» для дополнительного отбора инновационных ГТУ, и выделение отдельной квоты ТЭЦ в рамках «обычных» отборов модернизации, и учёт при проведении отбора «общесистемного эффекта» в виде влияния ПГУ на цены РСВ. Все эти предложения, безусловно, заслуживают детального обсуждения и рассмотрения, но вместе с тем представляются не совсем очевидными.

В частности, необходимость проведения дополнительного отбора инновационных ГТУ объяснялась в первую очередь тем, что для отработки технологий и привлечения заказчиков производителям оборудования необходимо наличие работающего, то есть запущенного в эксплуатацию, образца газовой турбины. Представляется, что отобранные проекты позволят решить указанную задачу и создадут необходимый для производителей референс. Таким образом, не очень понятна цель проведения отдельных дополнительных отборов проектов инновационных ГТУ. Нелишним будет напомнить и о значительном объёме «льгот» в отношении инновационных ГТУ на оптовом рынке: сниженных требованиях по готовности оборудования, возможности изменения даты начала поставки мощности по инициативе поставщика. Наличие такого объёма льгот и особых условий для большого количества генерирующих объектов неизбежно приведёт к снижению надёжности и необходимости дополнительного резервирования в энергосистеме.

В дискуссии о необходимости разделения отбора проектов модернизации между ТЭС и КЭС, например о выделении отдельной квоты в отборе для ТЭС, модернизация которых экономически уступает модернизации КЭС, также нет очевидного ответа. С каждым следующим отбором актуальность такой проблемы снижается, в частности за счёт того, что большая часть КЭС уже так или иначе прошла отбор. Например, на этом отборе на 2027 год две трети отобранных проектов – это ТЭС (42% в объёмных долях).

В целом хочется отметить, что механизм модернизации, безусловно, не является идеальным рыночным механизмом и может быть улучшен. Но вместе с тем это конкурентный механизм, достигающий своей основной цели – формирования у поставщиков долгосрочных обязательств на 16 лет по поставке мощности за минимальный дополнительный платёж. ■

Качественное решение



Проблема повышения надёжности тепловых сетей по-прежнему остаётся для теплоэнергетики одной из наиболее насущных. Об авторской центробежно-капельной деаэрационной технологии, которая способна помочь в решении данной проблемы, мы беседуем с руководителем компании DEAERATOR.SU Виталием СЕРГЕЕВЫМ.

– Что такое деаэрация и для чего она нужна?

– Деаэрация – удаление из воды растворённых агрессивных газов. Это продлевает сроки службы тепловых сетей и энергетического оборудования. Технология применяется в энергетике и промышленности – везде, где требуется водоподготовка. Большая часть деаэраторов установлена на котельных предприятиях, тепловых сетях и электростанциях.

Например, при некачественной деаэрации коррозия ежегодно уменьшает толщину труб теплосетей на 0,5 мм. А возрастающая по этой причине аварийность влечёт за собой увеличение расходов на ремонтные работы и сокращение интервалов между ними. Следовательно, с помощью этой технологии решается одна из главных проблем отрасли – продление срока службы тепловых сетей.

Насколько это важно, судите сами: по опубликованным в 2020 году оценкам экспертов Общероссийского народного фронта (ОНФ), износ тепловых сетей в целом по стране превысил 50%. За последние 10 лет из-за частых аварий потери тепловой энергии в расчёте на одного человека выросли на 44%. В отдельных регионах сложилась критическая ситуация. В Барнауле, Костроме, Томске в замене нуждаются порядка 80% тепловых сетей. В Саратове, Новосибирске, Астрахани, Твери, Ростове-на-Дону, Омске, Калуге, Тюмени картина обветшалости не менее удручающая.

– Расскажите о принципах действия технологии. Она затратна?

– На сегодняшний день самые распространённые способы деаэрации – термический и химический. При их выборе, конечно же, учитывается вопрос экономической эффективности. Термический способ, при котором воду необходимо

довести до кипения, экономически более выгоден, поскольку не требует постоянной закупки реагентов. Но раньше он был эффективным только при нагрузках выше 5 т/ч. Теперь же наша центробежно-капельная деаэрационная технология позволяет производить деаэраторы с номиналом от 1–2 т/ч, и сегодня мы можем закрыть весь диапазон нагрузок.

Разработанная нами технология менее энергозатратна в сравнении с традиционными аналогами и, кроме того, позволяет дополнительно добиться значительного экономического эффекта путём продления срока службы оборудования и сетей за счёт качественной деаэрации носителя в широком диапазоне нагрузок.

К неоспоримым достоинствам нашего центробежно-капельного деаэратора также можно отнести его малые габариты, металлоёмкость и полную автоматизацию процессов работы.

– От чего зависят сроки окупаемости вашего оборудования?

– При переходе на использование вакуумной деаэрации экономия происходит за счёт более низкой температуры кипения воды, от 65 до 80 градусов в зависимости от глубины вакуума, но мало какие производители могут похвастаться хорошими результатами в этой области. Наша же технология позволяет добиться

глубокого вакуума и подавать на деаэратор воду температурой 65 градусов, а это существенная экономия, и в совокупности со стабильной работой центробежно-капельного деаэратора в широком диапазоне нагрузок она даёт действительно ощутимый экономический эффект. К примеру, экономия тепловой энергии при переводе в вакуумный режим деаэратора 50 т/ч составит 5 101 824 рубля в год. Кстати, очень важно, что наш деаэратор не требует ежегодного ремонта, так как не имеет деталей, выходящих из строя.

– А опытом практического применения ваши цифры подтверждаются?

– Наш деаэратор успешно применяется с 1986 года более чем на 140 объектах ЖКХ, малой и большой энергетики и отлично себя зарекомендовал на ТЭЦ комбината «Североникель», Красноярск, Якутск, Саратов, Новосибирск, а также в крупных котельных Волгограда, Таллина, Бийска, Балашихи, Лобни, Железнодорожного, Мытищ, Реутова и многих других городов. Опыт использования нашего оборудования позволяет утверждать, что с его помощью предприятиям удастся добиться сокращения потерь тепла, сроков проведения ремонтных работ, а также расходов на материалы для ремонта трубопроводов. ■

Светлана ХОРУНЖАЯ: «Если российский производитель хочет победить, ему придётся снижать цены»

Закупки любой крупной корпорации всегда находятся под пристальным вниманием: именно эта деятельность показывает, насколько компания прозрачна, конкурентна, и, соответственно, насколько она готова снижать издержки. В холдинге «Интер РАО» проведение закупок выделено в специализированную компанию, которая была неоднократно отмечена различными наградами как за эффективную работу с субъектами малого и среднего предпринимательства, так и за высокий уровень прозрачности закупок. Не так давно компания пошла на, можно сказать, революционный шаг: закупки на сумму до 5 млн рублей теперь проходят в цифровом виде и длятся всего две недели. О новых закупочных сервисах, а также изменениях, произошедших в работе закупщиков в эпоху COVID, трудностях на пути импортозамещения рассказала директор по закупочной деятельности ПАО «Интер РАО» Светлана ХОРУНЖАЯ.

Каковы основные особенности и эффективность текущей модели закупочной деятельности «Интер РАО»?

В Группе функционирует специализированная закупочная организация, уполномоченная на проведение закупок, – ООО «Интер РАО – Центр управления закупками». Она объединяет потребности компаний холдинга в однотипной продукции и формирует единое информационное пространство системы снабжения, осуществляет планирование, учёт, проведение и контроль закупок.

Модель закупочной деятельности Группы «Интер РАО» заключается в централизации и унификации закупочных процедур, повышении оперативности и доступности сервисов, которые в свою очередь обеспечивают необходимую базу для надёжной работы системы поставок.

Для организации закупок применяются современные информационно-телекоммуникационные технологии (единая информационная система закупок), средства электронной коммерции (электронные площадки) и электронного документооборота во взаимосвязи с другими информационными системами.

Эта модель внедрена и развивается более 8 лет и доказала свою однозначную эффективность, это выражается в значительном сокращении затрат на закупаемую продукцию, снижении зависимости от иностранной продукции, своевременном обеспечении компаний Группы «Интер РАО» товарами, работами и услугами, обеспечении равноправных условий участия в закупках компаний Группы, развитии приоритетов в инновационной продукции и технологиях.

Третий год подряд, с 2018 года, высокий уровень прозрачности закупочной деятельности Группы в сегменте «Государственные корпоративные заказчики» подтверждается независимым негосударственным исследовательским аналитическим центром «Национальный рейтинг прозрачности закупок».

На каких площадках вы размещаете заказы и по каким критериям отбираете их?

Группа взаимодействует с электронными торговыми площадками, выбранными правительством и являющимися лидерами в сфере организации и сопровождения электронных закупок в стране. Сегодня мы используем три площадки – это «ТЭК-Торг», «Росэлторг», ЭТП ГПБ.

Они готовы к совместной работе по развитию дополнительных сервисов в области взаимодействия с поставщиками, применению лучших практик в закупочной отрасли, способствующих развитию отечественного производства.

Как сейчас выглядит структура закупок «Интер РАО»? Какова доля российских и иностранных участников, малого и среднего предпринимательства (МСП)?

Основные категории наших закупок – это модернизация основного и вспомогательного оборудования, ремонт и реконструкция зданий и сооружений, железных и автодорог, ремонт энергетического оборудования, ремонт и техническое обслуживание автоматических систем управления технологическими процессами (АСУТП), релейно-защитной автоматики.

Что касается доли российских и иностранных участников, существует постановление правительства № 925, которое установило обязанность предоставления преференций поставщикам российской продукции, а также постановление правительства № 2013, которое по ряду номенклатурных позиций определило необходимый процент импортозамещённого оборудования и материально-технических ресурсов. Однако нет никаких документов относительно реализации постановления № 2013. Поэтому на сегодняшний день мы можем только на основании постановления № 925 в конкурсной документации дать преференции российским производителям по цене –15% по всем номенклатурным позициям и 30% по электронному

оборудованию и средствам связи. Больше ничего мы законодательно делать не можем. То есть фактически постановление № 2013 вышло, но запретить поставку импортной продукции мы не можем, особенно когда российская продукция неконкурентоспособна либо отсутствует в принципе.

Но мы можем твёрдо сказать, что на текущий момент чётко прослеживается однозначная тенденция по снижению зависимости Группы от иностранной продукции.

Что касается закупок у МСП, компании Группы, осуществляющие закупки в соответствии с Федеральным законом № 223-ФЗ, обязаны закупать не менее 20% товаров, работ и услуг у таких субъектов. При этом Группа из года в год выполняет данный показатель. Например, по результатам 2020 года данный показатель составил более 52% от годовой комплексной программы закупок.

Какой эффект для Группы даёт эта норма?

Установленный Правительством РФ объём закупок у МСП направлен в первую очередь на увеличение количества активных, экономически стабильных субъектов предпринимательской деятельности и надёжных поставщиков, предлагающих конкурентоспособную продукцию, пользующуюся спросом у компаний Группы и закрывающую их потребность в товарах, работах и услугах, и тем самым влияющих положительно на экономические показатели Группы, в том числе на экономику страны.

Говоря о таких закупках, можно сказать, что в 2020 году по сравнению с благополучным 2019 годом произошёл даже рост в денежном выражении: в общем стоимостном объёме – более чем на 1,3 млрд рублей, а в стоимостном объёме по прямым закупкам у субъектов МСП – более чем на 2,2 млрд рублей.

Подтверждением эффективности избранной позиции является тот факт, что по результатам 2020 года ПАО «Интер РАО» заслужило наивысшую оценку рейтинга – «Лидер конкурентных закупок» в номинации «Лучшая система работы с поставщиками» и «Гарантированная прозрачность» среди лидеров по поддержке субъектов МСП.

Доступ субъектов МСП к торгам каким-то образом упрощается?

Да. Уже более пяти лет ведётся системная и централизованная работа по упрощению доступа субъектов МСП к закупкам компаний Группы. С 2015 года функционирует Программа партнёрства с субъектами МСП, предусматривающая линейку лояльности к её участникам. Совещательный орган по вопросам обеспечения эффективности закупок, в который входят представители региональных органов власти, общественных организаций и другие участники, вырабатывает предложения, направленные на повышение эффективности закупочной деятельности, в том числе на расширение доступа субъектов МСП к закупкам компаний Группы. Представители «Интер РАО» регулярно принимают участие в семинарах, круглых столах и конференциях совместно с АО «Корпорация МСП» и региональными органами власти.

С 2020 года на единой онлайн-платформе «Экосреда» для поставщиков оборудования, работ, услуг компаний Группы «Интер РАО» запущены новые функциональные сервисы, позволяющие осуществить предварительный поиск закупок, технического задания, поиск партнёров для коллективного участия, пройти предварительную юридическую и финансовую экспертизы.

Новые сервисы «Единое презентационное окно технологий» и «Предоставление ТКП» позволяют без направления официальных обращений презентовать техническим экспертам Группы «Интер РАО»



**ДИВИЗИОН СНАБЖЕНИЯ
ПРОВЁЛ АНАЛИЗ ПЛАНИРУЕМОЙ
К ЗАКУПКАМ НОМЕНКЛАТУРЫ
И ЗАРАНЕЕ ОПРЕДЕЛИЛ
ПРИОРИТЕТЫ В РАБОТЕ
С ОТЕЧЕСТВЕННЫМИ
ПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ
И ПОСТАВЩИКАМИ**

продукцию или техническое решение по разным направлениям деятельности и предоставлять свои технико-коммерческие предложения.

Также в 2021 году упрощена процедура участия в закупках с начальной (максимальной) ценой до 5 млн рублей (включительно). Одним из нововведений стала возможность подачи части заявки в цифровом виде, посредством функционала ЭТП, что, в свою очередь, полностью исключает возможность допуска ошибки в соответствующей форме и последующее отклонение заявки. При проведении закупок до 5 млн рублей снижены отборочные и оценочные требования к участникам процедур. Так, требование относительно финансовой устойчивости заменяется обеспечением исполнения обязательств по договору.

Сейчас «Интер РАО» с «ТЭК-Торг» в рамках «Экосреды» упрощает взаимодействие с МСП, проводит закупки до 5 млн рублей за две недели, но предлагает им брать банковские гарантии. С одной стороны, вы, по сути, так отдаёте на аутсорсинг финансовую проверку, но, с другой стороны, не усложняется ли при этом доступ к торгам для МСП?

Не усложняется, потому что мы, наоборот, с помощью этого сервиса упростили доступ участников закупок к финансовым инструментам. Ранее мы сталкивались с тем, что МСП не могут прийти на закупки из-за того, что некоторые банки просто не давали им гарантию. Сейчас на онлайн-платформе реализован функционал, позволяющий поставщикам воспользоваться комплексом финансовых услуг – факторинга и оформления банковских гарантий, связанных с обеспечением исполнения обязательств по заключённым договорам. У нас открытых электронных закупок более 99%, а с учётом того, что в этом году их будет 100%, то это действительно упрощает работу МСП.

Кроме того, внедрённый подход альтернативы проведения финансовой экспертизы предоставлением банковской гарантии или денежных средств уже принёс свои положительные результаты, когда в отдельных регионах участник не допускался к участию в закупке

Средняя рыночная цена металлопроката по состоянию на 01.09.2020, руб.	Средняя рыночная цена металлопроката по состоянию на 19.01.2021, руб.	Среднее увеличение цен металлопроката в период с 01.09.2020 по 19.01.2021, %
48 143	74 000	53,7

Наименование металлопроката	Средняя рыночная цена металлопроката по состоянию на 01.09.2020, руб.	Средняя рыночная цена металлопроката по состоянию на 19.01.2021, руб.	Среднее увеличение цен металлопроката в период с 01.09.2020 по 19.01.2021, %
Лист стальной 1–25 мм ст3 ГОСТ 19903-74	42 000	66 500	58,3
Полоса стальная 4*40 мм ст3 ГОСТ103-2006	44 500	76 000	70,6
Шестигранник стальной 17–55 мм ГОСТ 1050-88	47 000	76 500	62,7
Арматура 6–24 мм ГОСТ 5781-82	37 000	64 500	74,2
Лист оцинкованный 0,5–0,7 мм ст 08пс ГОСТ19904-90, ГОСТ 14918-90	63 000	120 000	90,4

ввиду неудовлетворительного финансового состояния, однако готов был предоставить в качестве обеспечения исполнения договора денежные средства. В отсутствие каких-либо рисков для заказчика такой подход позволил получить компании Группы необходимую продукцию на максимально выгодных условиях, а участник получил необходимую финансовую поддержку в виде исполненного договора.

Каков целевой результат при проведении этих изменений?
Прежде всего цель – это своевременное проведение процедур и уменьшение сроков. В год мы проводим около 2500 закупок. Нагрузка на каждого эксперта колоссальная. Мы проанализировали всю структуру закупок, разобрали по сложности проведения и по максимальным рискам. Выделили закупки на сумму до 5 млн рублей, так как при их проведении без экспертизы минимальны риски с точки зрения поставок и выполнения работ. Закупки до 5 млн – это 50% от всей суммы закупок.

При этом нам нужно было обеспечение. У МСП, в соответствии с законодательством, гарантия распространяется не на весь объём обязательств по договору. В отсутствие авансирования мы риски фактически не несём. Мы наладили свою систему, доработали регламенты. Процедуры теперь проводятся быстрее, а эксперты тратят своё время преимущественно на ключевые закупки стоимостью более 5 млн рублей.

Как «Интер РАО» внутри компании определяет направления для импортозамещения?
В целях реализации стратегии импортозамещения утверждён Корпоративный план импортозамещения, являющийся составной частью Стратегии Долгосрочной программы развития и устанавливающий мероприятия по управлению процессами импортозамещения. В рамках данных процессов осуществляется ежегодная актуализация перечня иностранной продукции, приоритетной для целей импортозамещения и рекомендуемой к освоению в производстве. Данный перечень публикуется в открытых источниках на сайте компании ПАО «Интер РАО», ЭТП «ТЭК-Торг» и пр.

С начала 2021 года вступило в силу постановление Правительства РФ № 2013, согласно которому ежегодно должна повышаться доля закупок отечественного оборудования в определённых категориях продукции.



СЛЕДУЕТ ОТМЕТИТЬ, ЧТО ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ЗА ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ СУЩЕСТВЕННО УКРЕПИЛИ СВОИ ПОЗИЦИИ НА РЫНКЕ ПРАКТИЧЕСКИ ВО ВСЕХ ОТРАСЛЯХ ПРОИЗВОДСТВА

Дивизион снабжения провёл анализ планируемой к закупкам номенклатуры и заранее определил приоритеты в работе с отечественными производителями и поставщиками. В Положении о закупках в новой редакции предусмотрены возможности осуществления закупок товаров только российского происхождения.

Как вы оцениваете качество российской продукции – уступает оно зарубежному или нет? Как идёт процесс сравнения?

Для сравнения качественных характеристик производители предлагают свои образцы для проведения опытной эксплуатации, по результатам которой заказчиком принимается решение о возможности применения эквивалентной отечественной продукции.

Следует отметить, что отечественные производители за последние годы существенно укрепили свои позиции на рынке практически во всех отраслях производства, а производимая продукция по некоторым направлениям может составить конкуренцию импортным аналогам. Но необходимо учитывать тот факт, что выпускаемая в России продукция с высокими качественными характеристиками, как правило, сопоставима по ценовым критериям с импортными эквивалентами, однако встречаются ситуации, когда такая продукция может быть и дороже импортной.

Что вы делаете в таких ситуациях?

Для таких случаев разработан и применяется метод формирования начальной максимальной цены продукции, позволяющий определить среднюю стоимость, а в отдельных случаях возможно формирование стоимости по минимальному предложению независимо от страны происхождения.

Есть ли какие-то предложения по корректировке законодательства в связи с этим?

Мы свои инициативы, в том числе в части формирования себестоимости российской продукции, отправляем в федеральные органы исполнительной власти. Но здесь дело прежде всего в том, что наши поставщики очень сильно зависят от стоимости металла, в том числе высококачественного, поставляемого преимущественно из-за рубежа. Следовательно, мы понимаем, почему у них растут цены. Мы почувствовали это недавно, когда этой зимой у металлургов, особенно у российских, случился скачкообразный – на десятки

процентов! – рост цен. Мы стали заключать срочные дополнительные соглашения с производителями арматуры и труб, понимая, что они поднимут цены в ближайшее время. Разгар этого процесса пришёлся на апрель, когда все увидели очередной ценовой виток.

Мы полагаем, что необходимо влияние государства на стоимость металлопродукции, чтобы были созданы условия для увеличения объёмов производства в России качественного металла. Кроме того, нужны меры поддержки со стороны государства. Мы уже обратились в Минэнерго и попросили рассмотреть ряд преференций. Ведь при росте цены на металл наши затраты растут пропорционально и, к сожалению, мы не можем выполнять собственные программы по утверждённым критериям.

Насколько много жалоб в ФАС относительно закупок «Интер РАО»?

По сравнению с другими крупными холдингами у нас немного претензий со стороны ФАС. Например, с точки зрения количества жалоб 2020 год был для нас самым неблагоприятным, поступило 123 жалобы. Но это чуть более 4% от количества осуществлённых закупок. При этом более 70% от общего количества жалоб были признаны необоснованными. Считаю, что эта работа у нас в Группе налажена очень хорошо.

Как этого удалось добиться?

У нас достаточно сильная методологическая база в части закупочной деятельности и сбалансированная модель проведения закупок, которая в том числе позволяет положительно решать разногласия с ФАС. Плюс у нас развивается система антимонопольного комплаенса, позволяющая минимизировать антимонопольные риски, основываясь на уже имеющихся прецедентах в Группе.

Какие вы видите точки роста в закупочной деятельности?

Как я уже сказала, мы сейчас выделили процедуры, которые хотим проводить быстро, но при этом без потери качества. Второе – введение в промышленную эксплуатацию второй версии единой информационной системы закупок. Мы разработали её с использованием частей, состоящих из открытого кода, и по первому блоку мы уже подали документы для регистрации патента в Роспатент, что в дальнейшей перспективе позволит нам внести всю систему в реестр отечественного программного обеспечения. Это будет непосредственно наша собственная система, не зависящая от лицензий иностранных разработчиков, не требующая затрат на приобретение соответствующих прав и не зависящая от правил приобретения импортных лицензий, установленных законодательством.

Мы расширяем подходы проведения аккредитации поставщиков. В этом году мы начали проводить аккредитацию на площадке «ТЭК-Торг». Дополнительно в рамках общей системы аккредитации осуществляем аккредитацию поставщиков по категорийным направлениям соответствующей продукции.

То есть главная цель – снижение затрат?

Да, и повышение качества поставляемой продукции, усиление входного контроля. Для этих же целей мы работаем над формированием масштабного отраслевого справочника оборудования, развиваем торговые и коммуникативные площадки для выстраивания более эффективного взаимодействия с поставщиками, предлагаем шаги по оптимизации нормативной базы. ■

Алексей БОРИСОВ, директор по отраслевым решениям компании «КРОК» в энергетике:

«Импортозамещение ПО – возможность модернизировать внутренние IT-системы на энергетических предприятиях»

Энергетические компании проводят постоянную работу по снижению зависимости от импорта иностранного программного обеспечения. В России приняты директивы по импортозамещению ПО для госкомпаний. Однако регуляторы не требуют одномоментно, за короткий период перевести всю архитектуру на отечественные решения. Так, на 2021 год отечественные серверы должны составлять 50% годового IT-бюджета, системы хранения данных и сетевое оборудование – 30 и 44% соответственно.



Энергетики прекрасно понимают, что вести планомерные работы по минимизации зависимости от импортного ПО крайне важно. Энергетическая отрасль – одна из основополагающих нашей экономики, и при грамотной и слаженной работе возможно добиться её существенного укрепления. Так, политико-экономический курс страны на импортозамещение стал важным катализатором цифровой трансформации российской энергетики, которая является одним из стратегических приоритетов.

Мы на стороне тех, кто видит в импортозамещении не проблемы, а возможности. Переход на отечественное ПО неизбежен и отлично совмещается с инновациями. Наш опыт работы с заказчиками из энергетического сектора подтверждает, что любой вызов можно конвертировать в достижение. Например, за 2020 год в связи с пандемией и режимом самоизоляции огромный рывок вперёд с точки зрения цифровизации рабочих процессов совершили сбытовые компании. В практически авральном режиме многие из них формировали для своих клиентов возможности удалённо решить любые вопросы: модернизировали личные кабинеты, выпускали мобильные приложения, развивали контакт-центры до уровня омниканальных, внедряли голосовые чат-боты, роботизировали процессы, расширяли дополнительные сервисы для клиентов и т. п. Но в итоге все эти инновации улучшают клиентский опыт и помогают увеличить лояльность потребителей.



VDI-решения позволяют снизить эксплуатационные расходы на содержание физического оборудования и повысить производительность прикладного ПО

Импортозамещение же можно использовать как драйвер для повышения защищённости и эффективности деятельности. Защита систем и информации с ходом цифровизации вообще приобретает чуть ли не сакральный смысл. По статистике SearchInform, 77% компаний считают внутренние инциденты важнее внешних. Украсть или потерять данные несложно: их можно скопировать на флешку, отправить на почту, распечатать на бумаге или вынести жёсткий диск. Люди забывают ноутбуки в общественных местах, их воруют, на них регулярно проливают жидкости. Для многих компаний это является существенной проблемой. И для энергетиков при импортозамещении крайне важно не забывать про информационную безопасность. Сейчас на рынке есть зрелые отечественные продукты в сфере информационной безопасности не только классических ИТ-систем, но и технологических (АСУ ТП).

Один из способов повысить защищённость – перевести ИТ-базис предприятия на концепцию VDI

(инфраструктуру виртуальных рабочих мест). Для рядового сотрудника VDI ничего кардинально не меняет, однако для администраторов это позволит оптимизировать потребление ресурсов вычисления и хранения, что в конечном итоге поможет сдерживать рост количества серверов, что становится особенно актуально в свете роста курса доллара и евро.

VDI-решения позволяют снизить эксплуатационные расходы на содержание физического оборудования и повысить производительность прикладного ПО. Мы видим живой интерес со стороны заказчиков к таким решениям.

Требованиям импортозамещения позволит соответствовать zVirt. Это отечественная система управления средой виртуализации, которая включена в реестр отечественного ПО.

Импортозамещение можно использовать как драйвер для повышения защищённости и эффективности деятельности. И для этого на рынке есть решения, которые ничем не уступают зарубежным

zVirt имеет более 60 внедрений, в том числе в крупнейших энергетических компаниях нашей страны. zVirt прошла сертификацию ФСТЭК и подходит для проектов по безопасности КИИ, к которым относятся и объекты в энергетической промышленности.

zVirt – альтернатива зарубежным решениям при сопоставимом функционале. Если на предприятии уже используется VDI-решение от зарубежного вендора, то у нас разработан и обкатан методика миграции, что позволяет быстро и без проблем осуществить переход на новую систему. К слову, отечественная система виртуализации zVirt стала лауреатом премии «Цифровые вершины» на Гайдаровском форуме.

Кратко подытоживая, хочу ещё раз отметить, что импортозамещение – не только обязанность заменить импортные аналоги на отечественные, чтобы соответствовать требованиям регуляторов. Это стереотип, с которым к нам приходит довольно много заказчиков из отрасли. И мы переубеждаем их, рассказывая и показывая, что импортозамещение – это отличная возможность повысить зрелость ИТ-систем на энергетических предприятиях. ПО и «железо» можно и нужно использовать для построения устойчивых экосистем. И на рынке есть решения, которые ничем не уступают по цене и качеству зарубежным. ■

28 | Тотальный либерализм минус резервы

✎ Александра БЕЛКИНА

Масштабный блэкаут в Техасе не остановит развитие ВИЭ, но изменит подходы к сетевой архитектуре и повышает шансы угольной генерации на выживание.

Недельные перебои с энерго-снабжением на фоне аномальных морозов, затронувшие на пике в феврале до четверти населения Техаса – одного из самых богатых и жарких регионов США, – породили глобальные дискуссии не только в энергетическом секторе, но и среди западных политиков. Ключевой вывод, который можно сделать спустя три месяца после блэкаута, – движение к «озеленению» энергетики продолжится, но тотальный переход на ВЭС и СЭС в текущей реальности невозможен. Техасский опыт показал, что к происходящим климатическим изменениям не готова не только ВИЭ-энергетика, но и газовая, электросетевая инфраструктуры и даже АЭС. ЧП, очевидно, приведёт к пересмотру норм резервирования в США и даёт, казалось бы, уходящей угольной энергетике шанс на сохранение в качестве

резервной генерации. Одновременно погодный катаклизм запустил чрезвычайно интересный экономический эксперимент, результаты которого станут понятны спустя годы. За 32 часа, когда на предельно либерализованном энергорынке Техаса цены в десятки раз превышали зимние стандарты, «переплата» составила \$16 млрд, но местный регулятор признал, что все правила рынка соблюдены, хотя часть потребителей и окажется разорена выставленными счетами.

МОРОЗЫ ГАСЯТ НЕ ТОЛЬКО СОЛНЦЕ И ВЕТЕР, НО И АТОМ

Перебои в энергетике Техаса, начавшиеся 14 февраля на фоне снежного шторма и продолжавшиеся около недели, оказались одной из главных

мировых тем начала этого года. На пике отключений ночью 16 февраля во втором по богатству и численности населения штате США (29,2 млн человек) без света остались чуть более 4,1 млн потребителей. Спустя два дня обесточенными всё ещё были 2,7 млн домохозяйств. Природный катаклизм оказался беспрецедентным: обильные снегопады сопровождались понижением температуры до –22 градусов при среднем показателе для февраля около +4 градусов, президент США Джо БАЙДЕН ввёл в регионе режим чрезвычайной ситуации, а жертвами морозов стали около 50 человек.

Огромные трудности испытывали все коммунальные службы Техаса: в середине проблемной недели без доступа к водопроводной питьевой

воде из-за перемерзших труб оказались более 12 млн человек. Проблемы энергосистемы при этом нарастали с двух сторон. По мере усиления морозов начался рост потребления – люди включали электрические обогреватели. 14 февраля в энергосистеме штата был обновлён зимний пик потребления (69,15 ГВт, +3,2 ГВт), а в ряде районов был перекрыт и более высокий на юге США летний пик. С другой стороны, энергосистема начала терять генерирующие мощности.

После первых сообщений о блэкауте в США многие российские комментаторы поспешили возложить ответственность за него на ВИЭ, которых в Техасе в последние годы строилось действительно много. Речь шла в первую очередь о ветряках, на которые, по данным Reuters, приходится 23% выработки: уже утром 14 февраля из-за обледенения лопастей энергетика штата потеряла 12 ГВт из чуть более 25 ГВт ВЭС. Солнечные электростанции также отключались: их попросту заваливало снегом и персонал был не готов к такому сценарию.

Однако проблемы возникли не только у ВИЭ. Неготовыми к аномальным холодам оказались и другие типы генерации. Суммарно на возобновляемые источники пришлось 16 ГВт вышедших мощностей, но традиционная генерация потеряла больше. По данным Совета по надёжности электроснабжения Техаса (ERCOT, сетевой оператор – некоммерческий регулятор), на пике было потеряно 52,3 ГВт, из которых 26 ГВт пришлось на газ. Позднее в строю оставались 43 ГВт из плановых 67 ГВт газовой генерации (на неё приходится 53% установленной мощности), чаще всего топливо просто замерзло в трубах. Как и остальная энергетика, газовая инфраструктура Техаса оказалась не готова к почти сибирским морозам, проблемы наблюдались по всей цепочке: от замораживания устьев скважин (остановка

добычи), снижения номинальных характеристик трубопроводов (сокращение объёмов прокачки на ТЭС) до отказов геноборудования (остановка выработки). Холода создали проблемы даже американским атомщикам: на АЭС «Саус Тексас» пришлось отключить энергоблок на 1,35 ГВт. Управляющая компания пояснила, что на фоне мороза вышла из строя система измерения давления воды, подаваемой для охлаждения реактора. В итоге ERCOT вынужден был прибегнуть к веерным отключениям, которые затронули около четверти населения Техаса.

В ходе последовавших разборов ЧП техасские генераторы выразили готовность разделить ответственность с поставщиками газа и заявили, что основным вопросом является координация. По словам представителей сектора, некоторые ТЭС отключились из-за замёрзшего оборудования на самих станциях, но также были и проблемы с поставкой топлива. Газовики в ответ обвинили самих энергетиков: многие газовые компрессоры отключились вместе с энергоснабжением. Проблемы с коммуникацией действительно есть – если бы насосы газовиков были исключены или «повышены» в списках веерных отключений, то масштаб бедствия был бы меньшим, говорят они. При этом газовики дружно выступили против введения каких-либо новых мер

регулирования, хотя суточная добыча газа в Техасе во время снежного шторма из-за технологических проблем рухнула более чем в четыре раза.

Интересно, что февральский коллапс обогатил поставщиков: газонефтепроводный концерн Energy Transfer по итогам первого квартала показал прибыль в \$3,3 млрд против убытка в \$855 млн годом ранее. Выручка компании увеличилась на 46%, до почти \$17 млрд. Главная причина – разовый доход в \$2,4 млрд, обусловленный ростом выручки от оказания услуг газовых хранилищ и продаж в период снежного шторма.

ДЛЯ УГЛЯ ЗАТЕПЛИЛАСЬ НАДЕЖДА

Энергосистема Техаса является самой конкурентной в стране с наиболее либерализованной моделью энергорынка. Отсутствие какого-либо регулирования со стороны федеральных властей позволяет обеспечивать потребителям низкие цены на электроэнергию. Но обратная сторона медали состоит в том, что генераторы в условиях такой почти «дикой» конкуренции для сохранения места на рынке вынуждены минимизировать расходы. Причём речь идёт не только об энергетиках – те же газовики не задумываются о резервных источниках питания для своих компрессоров.

Техас расположен между двумя крупнейшими энергосистемами Западного и Восточного побережий США, но практически полностью изолирован от них. С одной стороны, это позволяет не зависеть от соседей и экономить на сетях, но в случае ЧП помощи ждать неоткуда. Тут показателен пример энергосистемы города Эль-Пасо, единственного в Техасе подключённого не к внутренней системе штата, а к линиям Восточного побережья: в период холодов здесь практически не было отключений, дефицит покрывался за счёт перетоков из других регионов.

С учётом текущей ситуации ERCOT стоит задуматься об открытии доступа к рынкам электроэнергии за пределами Техаса, заявил бывший советник Комиссии по коммунальным предприятиям Техаса (PUCT) и Федеральной комиссии по регулированию энергетики (FERC) Элисон СИЛЬВЕРСТАЙН. Ограничения, накладываемые выходом на внешние рынки, для потребителя всё



равно предпочтительнее, чем отсутствие электричества, отметил эксперт. Руководители Техаса должны оперативно заказать исследование для определения истинных затрат и преимуществ межсетевого взаимодействия, заявил он вместе с экс-главой FERC Джоном ВЕЛЛИНГХОФФОМ. Штат должен немедленно начать переговоры о соединении с остальной частью страны, так как это самый быстрый способ получить доступ к дополнительным мощностям в случае необходимости и возможность заработать, продавая избытки техасской выработки прежде всего ВЭС, полагает г-н ВЕЛЛИНГХОФФ.

«Это не политический вопрос. Нет красных или синих электронов. Речь идёт об экономии денег и обеспечении безопасности потребителей», – заявил он.

Бывший председатель FERC также считает, что Техас должен обеспечить адекватные рыночные правила, механизмы и финансовые структуры, чтобы позволить объектам распределённой энергетики предоставлять системные услуги. Этот рынок на фоне случившего блэкаута готов к стремительному росту, но «барьеры и запреты не позволяют использовать весь спектр ресурсов», говорит он. Интерес к оказанию системных услуг в Техасе действительно есть. После февральского коллапса Tesla Илона МАСКА объявила о планах реализовать в штате проект хранения энергии, установив батарею мощностью более 100 МВт, что позволит резервировать потребление 20 тысяч домовладений в период максимального летнего пика.

Впрочем, блэкаут поставил и вопрос о конфигурации генмощностей. Эксперты солидарны: снежный шторм показал, что резервирование в Техасе, прежде всего в части ВИЭ, оказалось недостаточным. В дальнейшем объёмы выбытия будут ниже: энергетики постараются адаптироваться к возможным морозам, объём «замерзаний» у газовиков также частично может быть снижен за счёт модернизации системы. Вместе с тем инвестфонд миллиардера Уоррена БАФФЕТА Berkshire Hathaway уже предложил построить 10 ГВт новой газовой генерации

для укрепления энергобезопасности Техаса.

Однако строительство газовой генерации не является панацеей, полагает часть аналитиков, указывая на очевидные проблемы газовых ТЭС в феврале. В этих условиях, считают они, новый шанс появляется у угольной генерации, так как её выработка зависит лишь от накопленного на станции топливозапаса. Доля угольной генерации в Техасе за последние 10 лет снизилась более чем вдвое – до 18%. Как написала Wall Street Journal, ситуация с дефицитом электроэнергии в США свидетельствует о том, что отказ от использования природного газа и угля для выработки электроэнергии является безрассудством. Согласно плану г-на БАЙДЕНА, полный переход США на чистые источники электроэнергии должен завершиться к 2035 году. Ряд экспертов полагает, что план администрации президента по отказу от традиционных источников энергии представляет для американцев большую угрозу, чем изменение климата.

В этой связи примечателен более осторожный европейский опыт. Пару лет назад Uniper запустила крупный угольный блок в Германии. 800 МВт призваны резервировать выработку ВИЭ, которая имеет всё большее значение в стране, но в отдельные дни может составлять 0–3% от плана. Несмотря на озабоченность экологическими аспектами, местные власти дали согласие на строительство угольной генерации.

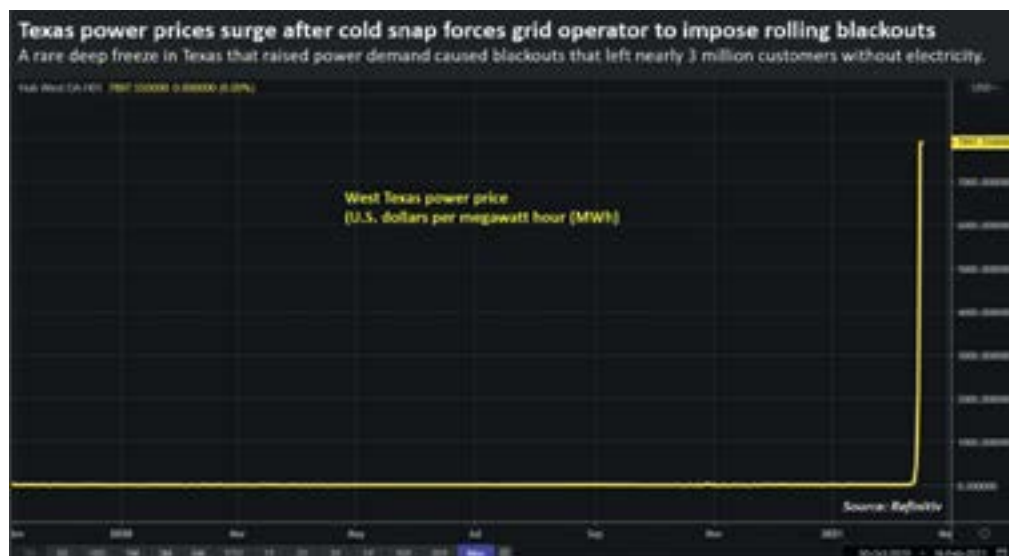
Современные технологии (в частности, электрофильтры) позволяют минимизировать выбросы, станция включается в работу лишь в периоды пикового спроса, но действующая модель рынка позволяет окупать вложения в мощности, резервирующие ВИЭ. В последние годы всё больше стран и производителей отказываются от проектов в сегменте угольной генерации, полагая её неэкологичной. Однако концептуальный подход неизбежно будет корректироваться с учётом реальности, в том числе таких ситуаций, как снежный шторм в Техасе: и здесь генерация на твёрдом топливе при условии максимального внедрения новых экотехнологий может стать нишевым решением для покрытия пиков спроса.

На блэкаут в Техасе обратили внимание и российские власти: это ЧП нужно учитывать при разработке сценариев развития мирового ТЭК, заявил Президент РФ Владимир ПУТИН в ходе совещания по развитию угольной промышленности.

\$16 МЛРД ЗА 32 ЧАСА – НЕПРАВОМЕРНАЯ ПЕРЕПЛАТА ИЛИ ИСТОЧНИК БУДУЩИХ ИНВЕСТИЦИЙ?

Снежный шторм стал испытанием не только для местных жителей и коммунальщиков, но и для предельно либеральной модели местного энергорынка. На фоне дефицита мощностей спотовые цены взлетели в 35 раз и достигли \$9 тысяч за 1 МВт·ч (более 660 рублей за 1 кВт·ч по февральскому курсу). Многолетний график цен на электроэнергию в Техасе оказался впечатляющим: в ряде случаев конечная стоимость электроэнергии оказалась в 75 раз выше привычных зимних ставок. Поставщики переложили расходы на потребителей, и вместо счетов на \$200–300 рядовые жители Техаса по итогам февраля получили платёжки на \$4–7 тысяч. Счёт за электроэнергию за февраль на \$207 млн, полученный муниципальной Denton Municipal Electric, почти соответствует её годовому бюджету в \$231,4 млн.

Обвальное падение цен на энергорынке Техаса произошёл из-за сокращения объёма доступной генерации при росте спроса на фоне аномальных холодов. ERCOT пытался стабилизировать



Как установил независимый монитор рынка (IMM), в результате 18–19 февраля потребители в течение 32 часов переплатили поставщикам \$16 млрд



обстановку и попросил клиентов ограничить потребление 14 февраля, а на следующий день перешёл к веерным отключениям из-за потери генерации. В этот момент частота в системе упала до 59,3 Гц, сеть была на пороге каскадного обрушения, пояснял позднее действия регулятора его гендиректор Билл МЭГНЕСС. ERCOT инициировал сброс нагрузки, который длился 70,5 часа.

В середине марта крупная газовая и электрическая компания CPS Energy, обслуживающая дома 2 млн жителей, подала в суд на ERCOT, утверждая, что оператор сети участвует в «одном из крупнейших незаконных обогащений в истории Техаса». В частности, компания обвинила регулятора в том, что он сохранял ценовой потолок в \$9 тысяч за 1 МВт·ч уже после того, как необходимость в этом отпала. Как установил независимый монитор рынка (IMM), в результате 18–19 февраля потребители в течение 32 часов переплатили поставщикам \$16 млрд. После этого эксперты рынка и представители региональных и муниципальных властей призывали другого регулятора (Комиссию по коммунальным предприятиям, PUC) снизить ставки задним числом и пересчитать суммы в платёжках.

В иске CPS Energy утверждается, что рыночные издержки в \$16 млрд были результатом «массовых ошибок... которые привели к скачку цен и явно незаконному результату», CPS Energy и другие поставщики «никогда не смогут вернуть» деньги, потерянные в течение этого периода. «ERCOT игнорировала последствия своих решений для конечных потребителей», конструктивно не реагировала на высказываемые сектором опасения, поэтому истец потребовал не только аннулировать счета, но и взыскать с регулятора в свою пользу \$18 млн.

«Мы полностью поддерживаем иск. Неправедливость возложения ошибочных, чрезмерных и незаконных затрат на жителей Сан-Антонио, пострадавших во время шторма, недопустима», – поддержал иск мэр Сан-Антонио Рон НИРЕНБУРГ.

Однако регуляторы отвергают претензии потребителей. Как заявил председатель PUC Артур Д'АНДРЕА, может показаться, что уменьшение сборов задним числом будет полезно для потребителей, но «это отражает упрощённое представление о том, как работают энергетические рынки Техаса».

«Решения о повышении потолка цен принимались в режиме реального времени на основе информации, которая была доступна всем участникам рынка. Если бы ситуация была другой, принимались бы другие решения. Мы видим только верхушку айсберга. Вы думаете, что защищаете потребителя, и оказывается, что вы разоряете кооператив или город. Поэтому опасно после того, как что-то запущено, приходить и переделывать это. На первый взгляд, генераторы просто получили деньги и, если всё переиграть, средства вернутся потребителям. Но это очень упрощённое представление о сложной системе, и это так не работает», – заявил г-н Д'АНДРЕА.

Ряд чиновников согласны с таким мнением и отмечают, что PUC «столкнулась с трудным решением с потенциально непредвиденными последствиями». При этом энергетические компании не готовы добровольно осуществлять перерасчёт и брать сверхрасходы на себя, но обещают индивидуальный подход к клиентам при согласовании графика платежей.

«ERCOT казалось, что он годами экономит деньги потребителей (обеспечивая поставки на высококонкурентном рынке по минимальным ценам. – Прим.

ред.), но так продолжалось до середины февраля, когда потери составили стоимость цены энергии за три года. Идеология свободного рынка игнорирует риски. Большинство людей больше хотят оставить свет включённым, чем заставить рыночную теорию работать», – оппонирует доцент Университета Райса Дэниел КОЭН.

Пока эксперты спорят, вернётся ли февральская сверхприбыль генераторов в энергетический сектор Техаса в виде инвестиций, часть потребителей уже объявляют о своём банкротстве. В начале марта заявление о несостоятельности подал крупнейший и старейший энергокооператив Техаса Brazos Electric Power Cooperative Inc, поставлявший энергию более 1,5 млн жителям штата. Компания была «финансово устойчивой и стабильной» до 13–19 февраля, когда кооператив получил счета на общую сумму \$2,1 млрд (за весь 2020 год члены кооператива заплатили \$774 млн) и вынужден был обратиться за защитой от кредиторов.

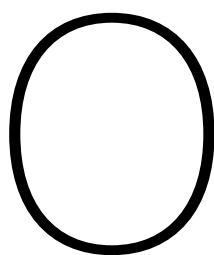
Между тем перебои с энергоснабжением в Техасе продолжают. 13 апреля отключения возобновились: на сей раз причиной проблем стали работы по техобслуживанию генерации, что привело к скачкам цен (в моменте – до \$2 тысяч за 1 МВт·ч). Несмотря на то, что в течение дня энергоснабжение было нормализовано, ERCOT призвал граждан к экономии энергии. Вице-президент регулятора Вуди РИКЕРСОН констатировал, что существует вероятность повторения подобной ситуации в ближайшее время. ■

32 | Свет из глаз



Станислав
ПАХОТИН

Ещё в античные времена наблюдение за животными, в особенности за электрическими обитателями глубин, приблизило древних учёных к разгадке происхождения и свойств электричества. Позже, в конце XVIII века, итальянец Луиджи Гальвани, проводивший опыты на лягушках, положил начало новому направлению в физиологии – учению об электрических процессах в организме. С развитием науки учёные обнаружили десятки видов представителей водной фауны, способных вырабатывать электроэнергию, а их изучение подарило миру множество новых знаний и полезных открытий.



Одним из первых вопросов, которым задавались научные умы, изучавшие электрических рыб, стал вопрос: зачем рыбам электричество? Ведь, по их

исследованиям, эти способности свойственны почти всем представителям этого вида фауны. Не ощущаем, не замечаем их из-за того, что у большинства видов разряды небольшие, улавливаемые только мощными, чувствительными приборами. Используют они их для передачи сигналов друг другу – как средство общения. Сила излучаемых сигналов позволяет определить в рыбьей среде, кто есть кто, или, иными словами, выснить силу своего противника.

Если с вопросом «Для чего рыбам электричество?» учёные разобрались быстро, то вот над поиском «места» его происхождения в лабораториях трудились долго. На данный момент есть непротиворечивое представление о том, что основная роль в электрогенезе принадлежит клеточным мембранам, которые способны раскладывать положительные и отрицательные ионы в клетках в зависимости от возбуждения.

Всего у электрических рыб есть три типа электрических органов: Хантера, Мена и Сакса. Первые два генерируют токи высокого напряжения, а последний – слабые токи для навигации. Все эти органы состоят из специальных клеток – электроцитов. В этих клетках содержится фермент – Na/K-АТФаза, который заставляет ионы натрия скапливаться на внешней стороне мембраны клетки, а ионы калия – на внутренней. В результате внутри клетки становится больше положительных ионов, а снаружи – отрицательных. Возникает электрический градиент, который существует до тех пор, пока ионный канал не откроется. Как только канал открывается, электрический градиент стремится выровняться и возникает электрический ток.



Всего на данный момент человечеству известно более

300 видов
электрических рыб

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СКАТЫ

Первыми рыбами, на примере которых был изучен феномен природного электричества и его возможности при лечении заболеваний людей, стали электрические скаты. Всего на данный момент учёными выявлено 69 видов скатов – обитателей тропических и субтропических океанов. Они способны вырабатывать электричество до 220 В. Делают они это с одной целью – оглушить врага или добычу.

Не в качестве оружия, но как лекарство использовать скатов стали в Древнем Риме. Однажды в одной из маленьких деревушек известный врач Клавдий Гален увидел странное зрелище: двое местных жителей шли ему навстречу с привязанными к голове скатами. Это «обезболивающее средство» нашло применение при лечении ран гладиаторов в Риме, куда Гален вернулся после завершения путешествия. Своеобразные физиопроцедуры оказались настолько действенными, что даже император Марк Антоний, страдавший болями в спине, рискнул воспользоваться непривычным способом лечения. Избавившись от изнурительного недуга, император назначил Галена личным врачом.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УГРИ

Многие электрические рыбы, как и скаты, используют электричество, прежде всего, чтобы убивать свою добычу или защищаться от потенциальной угрозы.



Одни из самых опасных, в том числе и для человека, – электрические угри. Названы так они были лишь за внешнее сходство со своими не использующими электрические разряды сородичами. Впервые европейцы столкнулись с этими чудовищными живыми электростанциями в джунглях Южной Америки. Отряд искателей приключений, проникших в верховья Амазонки, наткнулся на множество мелких ручейков. Но как только один из участников экспедиции ступил ногой в тёплую воду ручейка, он упал без сознания и пробыл в таком состоянии два дня.

Всё дело было как раз в электрических угрях, обитающих в этих широтах. Амазонские рыбы-змеи, достигающие 3 м в длину, способны генерировать электричество напряжением до 600 В. Электрический удар в пресной воде оглушает добычу, которая обычно состоит из рыб и лягушек, но способен также убить человека или лошадь (как известно, лошади очень чувствительны к электрическим разрядам и крайне плохо их переносят). Из-за этого местное население боится заходить в воду. Ведь угорь проявляет агрессию и может напасть без особой на то надобности.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СОМЫ

Если угорь живёт в южноамериканской Амазонке, то в водоёмах субтропической Африки обитают электрические сомы. Это довольно крупные особи, от 1 до 3 м в длину. Сомы не любят быстрых течений, живут в уютных гнёздах на дне водоёмов. Электрические органы, которые расположены по бокам рыбы, способны производить напряжение до 450 В.

Эти разряды им необходимы для определения местоположения и удачной охоты. Человеку данный вид рыбы известен издавна, в Древнем Египте находили изображения, которые появились более 4000 лет до нашей эры. Некоторые народы используют электрического сома в качестве пищи или физиотерапии с целью укрепления организма и лечения ревматизма. Мясо электрического сома считается деликатесом у местного африканского населения.

АБА-АБА

Не только «электрическим» характером, но и красотой отличается так называемый нильский гимнарх, или аба-аба. Его изображали на своих фресках фараоны. Встретить его можно не только в Ниле, но и в водах Конго, Нигера и некоторых озёр. Это красивая, «стильная» рыбка с изящным вытянутым телом, длиной от 40 см до 1,5 м. Нижние плавники отсутствуют, зато один верхний тянется вдоль всего тела. Под ним и находится «батарея», которая производит электромагнитные волны силой 25 В практически постоянно.

При этом голова гимнарха несёт положительный заряд, а хвост – отрицательный. Свои электрические способности гимнархи используют не только для поиска пищи и локации, но и в брачных играх. Кстати, самцы гимнархов – просто потрясающе фанатичные отцы. Они не отходят от кладки икринок. И стоит



Рыбы не хуже, а порой и лучше самых чувствительных в мире приборов регистрируют электрическое поле и замечают малейшее изменение его напряжённости. Как оказалось, они не только плавающие «гальванометры», но и плавающие «электрогенераторы» – создают вокруг себя электрическое поле, значительно большее по силе, чем возникающее вокруг обычных живых клеток.

Электрические волны, созданные в воде электрическими рыбами, могут распространяться, не затухая, на тысячи километров.

кому-то только приблизиться к детям, «папа» начинает использовать свой электрошокер для защиты от нарушителя. Гимнархи очень симпатичны – их вытянутая, похожая на дракончика, мордочка и хитрые глазки снискали любовь среди аквариумистов. Правда, симпатяга довольно агрессивен. Из нескольких мальков, поселённых в аквариум, в живых останется только один.

ЗВЕЗДОЧЁТ (МОРСКАЯ КОРОВА)

Больше всего загадок для учёных среди рыб-электростанций вызывает морская корова семейства звездочётов. Сравнение с коровой навевают два рожка на голове. Эта рыба большую часть времени проводит, зарывшись в песок и подстерегая проплывающую мимо добычу. Первая линия нападения – длинный красный язык, которым звездочёт заманивает небольших рыб и ловит их, даже не вылезая из укрытия. Но если надо, то он взметнётся мгновенно и оглушит жертву. Второе оружие для собственной защиты – позади глаз и над плавниками расположены ядовитые шипы. Третье мощное орудие находится сзади головы – это и есть электрические органы, которые генерируют разряды напряжением в 50 В. ■



Календарь дней рождения ключевых персон

1 МАЯ

БЕЗДУДНЫЙ Юрий Васильевич (1969 г.), губернатор Ненецкого автономного округа

СИБАГАТУЛЛИН Фатих Саубанович (1950 г.), член Комитета ГД РФ по экологии и охране окружающей среды

3 МАЯ



БРИХО Самир (1958 г.), председатель Совета директоров АО «СУЭК»

МИШАНИН Сергей Николаевич (1973 г.), главный инженер мордовского филиала ПАО «Т Плюс»

4 МАЯ

ЛИФИЦИ Михаил Валерьевич (1963 г.), председатель Совета директоров АО «РОТЕК»



СОЛОМИН Вячеслав Алексеевич (1975 г.), главный операционный директор En+

5 МАЯ

РУБЦОВ Антон Сергеевич (1985 г.), директор департамента нефтегазового комплекса Министерства энергетики РФ

6 МАЯ

ПИДНИК Артём Юрьевич (1983 г.), генеральный директор ПАО «МРСК Северо-Запада»

7 МАЯ



КУЛАПИН Алексей Иванович (1970 г.), генеральный директор ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго РФ

8 МАЯ

АНИКЕЕВ Станислав Владимирович (1962 г.), генеральный директор ООО «Стройгазконсалтинг» и ООО «Управляющая компания — Газстройпром»



МОРДАВЧЕНКОВ Евгений Николаевич (1979 г.), директор ООО «Башэнерготранс»

9 МАЯ

ДАНИЛОВ-ДАНИЛЬЯН Виктор Иванович (1938 г.), научный руководитель Института водных проблем РАН, член-корреспондент РАН

МАМАЕВ Геннадий Александрович (1953 г.), генеральный директор АО «Электро-машиностроительный завод «Лепсе»

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

11 МАЯ



БАЖАЕВ Муса Юсупович (1966 г.), президент АО «Группа Альянс» — президент ООО «Управляющая компания» НК «Альянс»

12 МАЯ

ТОМЕНКО Виктор Петрович (1971 г.), губернатор Алтайского края

13 МАЯ

МУЛЛАГАЛИЕВ Илдус Рафисович (1973 г.), директор Нижнекамской ГЭС, филиала АО «Татэнерго»

СЛОИК Александр Степанович (1964 г.), заместитель генерального директора по стратегии и инвестициям, член правления ПАО «Якутскэнерго»

14 МАЯ

ЕВСТИФЕЕВ Александр Александрович (1958 г.), глава Республики Марий Эл



ШАБАРИН Денис Евгеньевич (1972 г.), генеральный директор АО «Единый информационно-расчётный центр Петроэлектросбыт»

15 МАЯ

ДРАЧУК Андрей Александрович (1971 г.), директор по корпоративному управлению АО «СО ЕЭС»

17 МАЯ

СКЛЯР Геннадий Иванович (1952 г.), член Комитета ГД РФ по энергетике

18 МАЯ

ЗДУНОВ Артём Алексеевич (1978 г.), врио главы Республики Мордовия



ШУЛЬГИНОВ Николай Григорьевич (1951 г.), министр энергетики Российской Федерации

19 МАЯ



БЕГЛОВ Александр Дмитриевич (1956 г.), губернатор Санкт-Петербурга

20 МАЯ

КУЛАЕВ Андрей Викторович (1971 г.), управляющий директор филиала ПАО «Квадра» — «Смоленская генерация»

21 МАЯ

МЕЛЬНИЧЕНКО Олег Владимирович (1973 г.), врио губернатора Пензенской области

22 МАЯ



ХАЗИЕВ Раузил Магсуманович (1959 г.), генеральный директор АО «Татэнерго»

Май

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						

23 МАЯ

ШЕРЕМЕТ Михаил Сергеевич (1971 г.), член Комитета ГД РФ по энергетике

24 МАЯ

КУЗНЕЦОВ Сергей Владимирович (1969 г.), директор ООО «ЕвроСибЭнерго — Гидрогенерация», генеральный директор АО «Красноярская ГЭС», директор Усть-Илимской ГЭС, филиала ПАО «Иркутскэнерго»



МАКОВСКИЙ Игорь Владимирович (1972 г.), генеральный директор ПАО «МРСК Центра»

ШЕПЕЛЕВ Вячеслав Владимирович (1976 г.), директор Зейской ГЭС, филиала ПАО «РусГидро»

25 МАЯ

МЕРЗЛЯКОВА Галина Витальевна (1958 г.), ректор Удмуртского государственного университета

ЧЕРНИГОВ Леонид Михайлович (1957 г.), генеральный директор группы компаний «Ракурс»

26 МАЯ

ПЕШКОВ Изяслав Борисович (1936 г.), председатель Совета директоров ОАО «Всероссийский научно-исследовательский проектно-конструкторский и технологический институт кабельной промышленности»

28 МАЯ



БОГДАНОВ Владимир Леонидович (1951 г.), генеральный директор ПАО «Сургутнефтегаз»



ВОЛОЖАНИН Дмитрий Евгеньевич (1975 г.), директор ассоциации «Совет производителей энергии»

КУЗНЕЦОВ Алексей Владимирович (1977 г.), министр природных ресурсов и экологии Свердловской области

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

ИЮНЬ

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				

29 МАЯ

БУСОРГИН Владимир Алексеевич (1955 г.), директор свердловского филиала ПАО «Т Плюс»

31 МАЯ

ФИЛАТОВ Сергей Николаевич (1960 г.), управляющий директор «Орловской генерации», филиала ПАО «Квадра»

ФРОЛОВ Андрей Евгеньевич (1974 г.), генеральный директор ООО «РусГазАльянс»



ВАСИЛЬЕВ Игорь Владимирович (1961 г.), губернатор Кировской области

1 ИЮНЯ

ГРИШАНОВ Владимир Владимирович (1973 г.), председатель РЭК Свердловской области

МАГОМЕДОВ Магомедсалам Магомедалиевич (1964 г.), заместитель руководителя Администрации Президента РФ

2 ИЮНЯ

КОРЧАГИН Александр Викторович (1970 г.), председатель Профсоюза работников нефтяной, газовой промышленности и строительства

3 ИЮНЯ



ШИРОКОВ Максим Геннадьевич (1966 г.), председатель правления — генеральный директор ПАО «Юнипро»

7 ИЮНЯ

КОВАЛЕНКО Андрей Николаевич (1970 г.), член Комитета ГД РФ по экологии и охране окружающей среды

10 ИЮНЯ



МЕРЕБАШВИЛИ Тамара Александровна (1977 г.), заместитель генерального директора, руководитель блока корпоративных и имущественных отношений, корпоративный секретарь ПАО «Интер РАО»

11 ИЮНЯ

ПИКУНОВ Сергей Владимирович (1961 г.), руководитель Службы по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского АО — Югры

12 ИЮНЯ

КОТОВ Юрий Иванович (1961 г.), директор предприятия «СГК» — Томь-Усинской ГРЭС



РЮМИН Андрей Валерьевич (1980 г.), генеральный директор, председатель правления ПАО «Россети»

ХИТРОВ Андрей Юрьевич

(1968 г.), генеральный директор Общероссийского отраслевого объединения работодателей «Союз работодателей атомной промышленности, энергетики и науки России»

13 ИЮНЯ



ОЗЕРОВ Андрей Валерьевич (1976 г.), директор Затонской ТЭЦ, филиала ООО «Башкирская генерирующая компания»

14 ИЮНЯ

ДОРОХИН Владимир Васильевич (1965 г.), генеральный директор ООО «Российский электротехнический концерн РУСЭЛПРОМ»

ЯКУШЕВ Владимир Владимирович (1968 г.), полномочный представитель Президента РФ в Уральском федеральном округе

16 ИЮНЯ



КРОПАЧЕВ Сергей Николаевич (1988 г.), генеральный директор АО «Петербургская сбытовая компания»

17 ИЮНЯ

ЖУКОВ Алексей Геннадьевич (1963 г.), первый заместитель генерального директора — директор филиала АО «Концерн Росэнергоатом» по реализации капитальных проектов

20 ИЮНЯ

БАРСУКОВ Олег Александрович (1981 г.), коммерческий директор ОАО «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт» (ВТИ)

ТАРАРЫКИН Сергей Вячеславович (1956 г.), ректор Ивановского государственного энергетического университета им. В. И. Ленина

КАЗАРИН Дмитрий Иванович (1973 г.), директор филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро»

21 ИЮНЯ



СОБЯНИН Сергей Семёнович (1958 г.), мэр Москвы

22 ИЮНЯ



ГУМЕНЮК Пётр Петрович (1963 г.), директор Северо-Западной ТЭЦ, филиала АО «Интер РАО — Электрогенерация»

КАРПУХИН Николай Игоревич (1984 г.), генеральный директор АО «УК «ГидроОГК», заместитель генерального директора по капитальному строительству ПАО «РусГидро»

ШЕСТАКОВ Александр Леонидович (1952 г.), ректор Южно-Уральского государственного университета (Национального исследовательского университета)

23 ИЮНЯ

КОРОЛЁВ Виталий Геннадьевич (1980 г.), заместитель руководителя Федеральной антимонопольной службы (ФАС) России

26 ИЮНЯ

СЕМЁНОВ Виктор Германович (1956 г.), президент НП «Российское теплоснабжение»

27 ИЮНЯ



БУГРОВ Андрей Евгеньевич (1952 г.), старший вице-президент по устойчивому развитию ПАО «ГМК «Норильский никель» — член Совета директоров ПАО «Интер РАО»

КРАВЧЕНКО Пётр Васильевич (1951 г.), директор филиала ПАО «РусГидро» — «Карачаево-Черкесский филиал»

НЕЧАЕВ Олег Владимирович (1965 г.), директор саранского филиала АО «Научно-исследовательский институт технической физики и автоматизации»

28 ИЮНЯ

ХАСИКОВ Бату Сергеевич (1980 г.), глава Республики Калмыкия

29 ИЮНЯ

ТУХВЕТОВ Фарит Тимурович (1954 г.), генеральный директор АО «Всероссийский научно-исследовательский институт по эксплуатации атомных электростанций» (ВНИИАЭС)

30 ИЮНЯ



ЛАРИОШКИН Виктор Анатольевич (1971 г.), генеральный директор ООО «БГК»

ПЕТРОВ Олег

Валентинович (1972 г.), заместитель генерального директора — технический директор ООО «Сибирская генерирующая компания»

САБИРЗАНОВ Айрат Яруллович

(1973 г.), первый заместитель генерального директора — директор по экономике и финансам АО «Татэнерго»

ФОТО НОМЕРА

Аварийное отключение



В результате майской аварии на Белхатовской ТЭС – самой крупной угольной ТЭС в Европе – оказалась обесточена пятая часть Польши.
Мощность станции – 5,4 ГВт. Из строя вышли 10 из 11 энергоблоков. Около 11 млн домохозяйств временно остались без электроэнергии. ■

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

DIGITAL-АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

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

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

Видео

РУСГИДРО
СУЭК
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

Веб-издания

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
АТОМЭНЕРГОМАШ
ПЕРЕТОК.РУ

Мобильные приложения

ИНТЕР РАО

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

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

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

ИНТЕР  РАОЕЭС

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